

Edição de Seminário

SETOR ELÉTRICO

*Uma proposta de
modelo eficiente,
flexível e sustentável*

EDVALDO SANTANA

JERSON KELMAN

LUIZ MAURER

MARCELO GUARANY

 Instituto
Pensar Energia

Índice

Apresentação	3
Introdução	5
Sumário Executivo	7
1. ESTRUTURA DE GOVERNANÇA	16
2. ENCARGOS E SUBSÍDIOS DO SISTEMA	19
3. FUNCIONAMENTO E EFICIÊNCIA DOS MERCADOS	26
4. EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA E ADAPTABILIDADE	34
5. TRANSIÇÃO SUSTENTÁVEL	39
6. ENERGIA: VETOR DE DESENVOLVIMENTO	46
7. REFORMA	52
Considerações Finais	55
Glossário	59
Ficha Técnica	76

O momento de transformar diagnóstico em reforma

O setor elétrico brasileiro atravessa uma transformação que vai muito além da incorporação de novas tecnologias. A expansão das fontes renováveis, a descentralização da geração, as novas exigências de potência e flexibilidade, a crescente complexidade da operação e o peso dos custos setoriais colocam diante do país uma questão maior: como organizar o sistema elétrico das próximas décadas para que a extraordinária riqueza energética brasileira se transforme em segurança, competitividade e desenvolvimento?

O Brasil acumulou conhecimento suficiente para reconhecer boa parte dos problemas. Há diagnósticos, estudos, experiências regulatórias e propostas construídos ao longo de muitos anos. O que frequentemente falta é uma visão capaz de reunir essas diferentes peças, compreender suas interdependências e transformá-las em uma agenda coerente de mudança.

Foi com esse propósito que o Instituto Pensar Energia promoveu a elaboração deste estudo, reunindo profissionais de reconhecida experiência e assegurando-lhes plena independência intelectual. O resultado é uma contribuição que procura olhar o setor em sua integralidade, organizando diagnósticos e propostas em torno de seis pilares estruturantes e, sobretudo, mostrando que problemas interdependentes não podem ser enfrentados por soluções fragmentadas.

Essa talvez seja a contribuição mais importante do trabalho: transformar fragmentos de diagnóstico em uma arquitetura de reforma.

O momento torna essa reflexão especialmente relevante. O Brasil se aproxima de um novo ciclo político, e reformas estruturais exigem preparação. Elas não começam no dia em que uma lei é aprovada ou uma medida é anunciada. Começam antes, quando problemas

são corretamente identificados, prioridades são estabelecidas, escolhas são explicitadas e se constroem as condições técnicas, institucionais e políticas para transformar conhecimento em decisão.

Nesse sentido, preparar o “primeiro dia de governo” significa algo maior do que antecipar medidas. Significa permitir que uma nova administração possa iniciar seu trabalho sem precisar recomeçar o diagnóstico, dispondo desde o princípio de uma visão organizada dos problemas, das alternativas e das decisões que precisarão ser tomadas.

O Instituto Pensar Energia acredita que este estudo oferece uma contribuição relevante para essa construção. Não como resposta definitiva, nem como encerramento do debate, mas como uma base qualificada para que o debate possa avançar. Suas conclusões pertencem aos autores; ao Instituto cabe promover o encontro entre conhecimento, diferentes perspectivas e interesse público, criando espaços para que ideias possam amadurecer e contribuir para melhores decisões.

Este trabalho também revela o quanto ainda há por fazer. Algumas questões aqui identificadas exigirão estudos próprios, aprofundamentos técnicos e novas reflexões. O Instituto seguirá trabalhando nessa direção, de maneira aberta e cooperativa, reunindo especialistas, instituições, empresas, formuladores de políticas públicas, academia e sociedade.

Reformas duradouras dificilmente nascem de respostas isoladas. Nascem da capacidade de construir uma compreensão comum sobre os problemas e, a partir dela, encontrar caminhos possíveis para enfrentá-los.

É com esse espírito que o Instituto Pensar Energia convida à leitura deste trabalho: não como ponto de chegada, mas como ponto de partida para transformar diagnóstico em decisão e a extraordinária vocação energética brasileira em prosperidade para o país.

Instituto Pensar Energia



Uma agenda estruturante para o setor elétrico brasileiro

O presente trabalho reúne propostas de medidas para devolver ao setor elétrico, de forma sustentável, seu papel transformador tecnológico, emancipador social, promotor da produtividade e reduto da soberania. Tais externalidades são inerentes ao bom funcionamento do setor de energia nas sociedades e economias modernas e bem-sucedidas, e podem ser ainda mais exponenciais no Brasil.

O fato de nossa matriz elétrica ser bem diversificada e limpa nos oferece potencial competitivo frente a outros países dependentes de fontes específicas e não renováveis. A integração do sistema nacional também permite desenvolver mercados organizados, com liquidez, flexibilidade e confiabilidade elétrica.

Contudo, esses elementos não têm se materializado na melhora do bem-estar do consumidor de energia, apesar de estarem presentes na realidade diária do país. Em sua grande maioria, esse consumidor está frustrado com uma conta de luz cara, recheada de tributos e encargos com as mais diferentes consoantes e vogais, como abreviação.

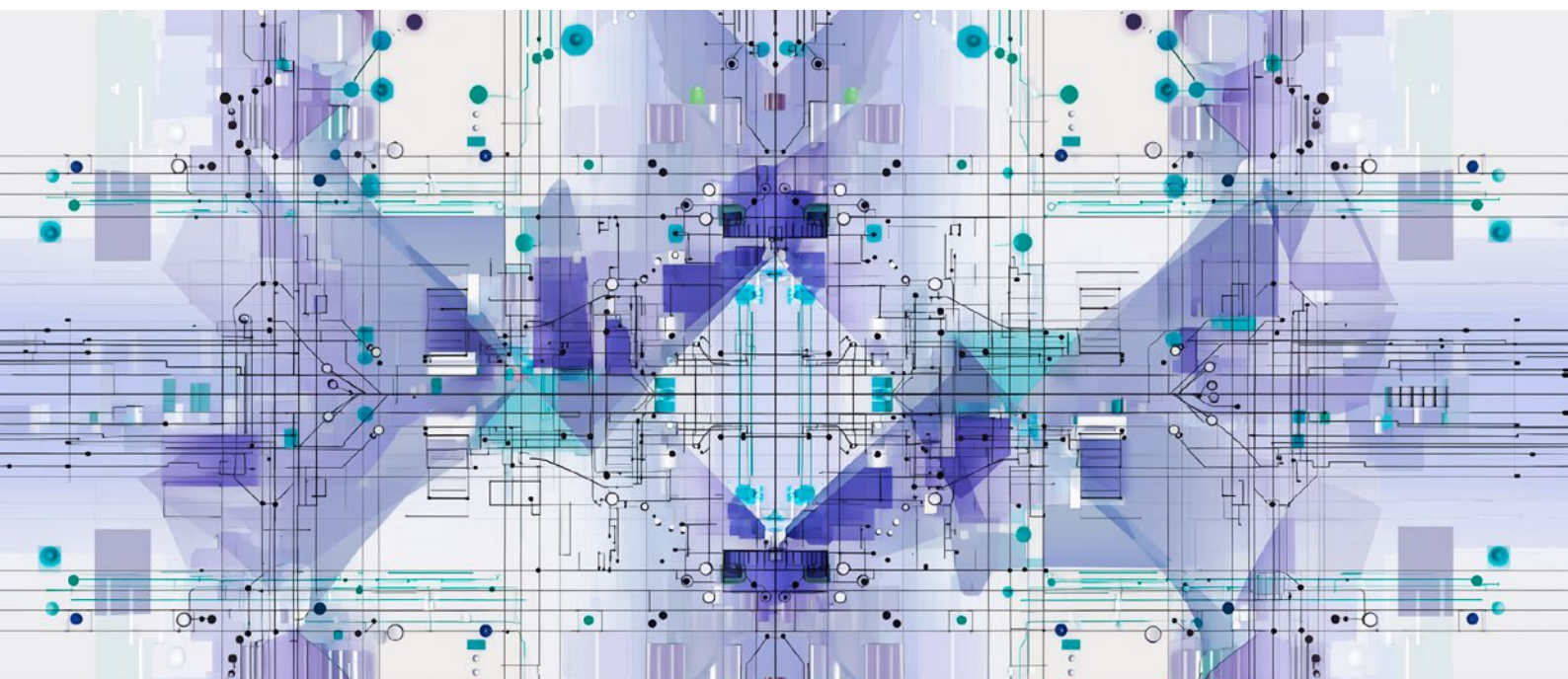
Nos últimos tempos, influenciada pelas mudanças climáticas, a oferta de eletricidade ganhou dinâmica própria, com a participação relevante de fontes renováveis intermitentes, mas a estrutura contratual, de preços e de tarifas não acompanhou essa dinâmica, o que deixou o setor ainda mais anacrônico.

Com o objetivo de apresentar diagnósticos e soluções para que o setor elétrico volte a ter seu potencial destravado e assegure o caminho de crescimento da economia, este trabalho tem como premissa básica a identificação das fontes de ineficiência, condição fundamental para a solução dos problemas mais urgentes, bem como o desenho de um modelo que tenha na flexibilidade e adaptabilidade suas linhas básicas.

O documento foi estruturado em sete partes: **Estrutura de Governança; Encargos e Subsídios; Funcionamento e Eficiência dos Mercados; Evolução Tecnológica e Adaptabilidade; Transição Sustentável; Energia: Vetor de Desenvolvimento;** e **Reforma.**

De forma a facilitar a leitura e o acesso às informações principais, apresentamos também um sumário executivo e um glossário, com os principais conceitos e siglas. Ao final, apresentamos nossas considerações sobre os preceitos de uma reforma abrangente e os fatores críticos para sua implementação.





A crise estrutural e o imperativo de reforma do setor elétrico brasileiro

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) operou por décadas com base em um modelo hidrotérmico robusto, no qual usinas hidrelétricas (UHE) despacháveis garantiam estabilidade, ao mesmo tempo em que as usinas termelétricas (UTE) atuavam como complemento para mitigação do risco hidrológico. Esse modelo era operado com eficiência (baixo OPEX), primeiro pelo Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI), e, nos últimos 25 anos, pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Em 1998, o setor passou por uma ampla reforma estrutural, estabelecendo um mercado atacadista e as novas instituições existentes, o que abriu espaço para a participação do capital privado na expansão. Manteve, no entanto, o mix hidrotérmico.

A entrada maciça de fontes eólicas e solares, embora positiva para a diversificação da matriz elétrica, ocorreu de forma descoordenada. A natureza intermitente e “não despachável” dessas fontes introduziu o risco de “desbalanço instantâneo”, tornando a “flexibilidade”

um recurso escasso. O ONS, que antes coordenava o despacho de cerca de 80% da geração, hoje controla aproximadamente 25% da demanda líquida. O fenômeno da “curva do pato” — a necessidade de substituir dezenas de GW (gigawatts) de geração solar no fim da tarde, justamente quando a demanda aumenta — é a face mais visível desse novo desafio, impondo custos para atendimento da “rampa” que não são repassados aos agentes causadores. Ou seja, além da dificuldade de prover “flexibilidade”, os custos correspondentes são indevidamente alocados.

O excesso de produção solar e eólica em momentos de abundância desses recursos resulta em outra fonte de ineficiência, que é a necessidade de o ONS cortar a geração que não é necessária para atender à demanda, ou aquela que não consegue ser escoada pela rede de transmissão com confiabilidade. Esse fenômeno é conhecido como *curtailment*, amplamente noticiado pela imprensa. O *curtailment* é a ponta do iceberg de um modelo que “inchou”, tomando decisões de expansão por conta e risco, em vez de crescer organicamente. Isto é, crescer levando em conta a dinâmica da matriz elétrica e o perfil da demanda. A palavra para isso é “adaptabilidade”.

Rotineiramente, os governantes, junto com o Congresso, apresentam propostas que supostamente objetivam a modicidade das tarifas e a redução da conta de luz. A criação de novos subsídios e a ampliação dos antigos fazem parte dessa rotina. Os efeitos, porém, têm sido contrários. Incentivos e subsídios cruzados, inicialmente criados para fomentar políticas públicas, tornaram-se uma fonte primária de ineficiência e injustiça. A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e encargos correlatos atingem patamares da ordem de R\$ 50 bilhões/ano, onerando diretamente a conta de luz. Os consumidores do ACR (Ambiente de Contratação Regulada), também chamados de cativos (especialmente residenciais e pequenos comércios sem geração distribuída — GD), são os principais pagadores.

Os principais beneficiários dos subsídios são: (a) os grandes consumidores que migraram para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e deixaram de pagar alguns encargos, cujo custo é rateado em uma base cativa menor; (b) os “prosumidores” (produtores e consumidores de energia) de GD que, pelo sistema atual de compensação de energia (*net metering*), utilizam a rede como “bateria virtual”, sem pagar adequadamente por sua manutenção e pelos [encargos](#)¹; (c) os autoprodutores por equivalência que, na prática,

1 Em julho de 2025 o subsídio médio dado a cada um dos 6,5 milhões de prosumidores (R\$ 210/mês) foi 7 vezes maior do que o subsídio médio dado a cada um dos 17,5 milhões de consumidores de baixa renda (R\$ 31/mês). Fonte: “Proposta de aprimoramento do marco legal e regulatório da micro e minigeração distribuída, Abeeólica, Abiape Abrace, Abradee, Abrage, Anace, Apine, Frente Nacional de Consumidores de Energia, setembro de 2025”.

obtiveram o direito a uma energia parcialmente livre de encargos, como se fossem autoprodutores tradicionais, porém sem precisar aportar significativo capital na unidade geradora; e (d) os consumidores de sistemas isolados e de Manaus, beneficiados com aportes de recursos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), também sustentada por cobranças embutidas nas contas de luz, o que corresponde a cerca de 30% da CDE.

A atual estrutura de subsídios é regressiva, no sentido de que são os mais pobres que, em média, subsidiam os mais ricos, com aumentos sucessivos na conta de luz. Gera também uma “espiral da morte”: quanto mais consumidores migram para o ACL ou instalam GD, maior o custo para os que ficam, acelerando ainda mais o processo e tornando o mercado cativo economicamente insustentável.

O foco, assim, está equivocado. A modicidade tarifária não se obtém com mais e mais subsídios, e sim com mais coerência na relação entre preço (tarifa) e demanda. Se a eletricidade custa zero entre 10h e 14h, é para esse horário que a demanda precisa ser deslocada. Dessa forma, a estratégia correta é atrair usuários que consigam adaptar seus consumos para esses intervalos com mais sol, e não subsidiá-los em detrimento do aumento da tarifa para os demais usuários.

Há outras iniciativas que poderão ensejar novos (e vultosos) subsídios, tais como a introdução de eólicas *offshore*, a produção de hidrogênio verde e a atração de *data centers*. Os custos e a capacidade real do setor em absorver essas mega cargas não têm sido suficientemente discutidos como parte de uma política pública, que inclua o setor de energia.

Há consenso de que o setor elétrico se desatualizou e sua infraestrutura de governança não tem se mostrado competente para enfrentar os novos desafios tecnológicos. O setor elétrico é ineficiente, tanto em termos de custo de operação quanto em termos de uso racional do capital. Têm ocorrido, nos últimos anos, várias tentativas de reforma, mas nenhuma delas teve uma visão holística, tampouco um engajamento coordenado dos Poderes Legislativo e Executivo para endereçar os problemas de fundo.

Intervenções políticas cada vez mais frequentes criaram um “vale-tudo regulatório” com as seguintes características:

- O Congresso Nacional passou a invadir a alçada da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), do Operador Nacional do Sistema (ONS) e do Ministério de Minas e Energia (MME), decidindo sobre temas técnico-regulatórios e até operacionais, além de criar subsídios em associação com [lobbies](#)²;
- O Congresso Nacional, em vez de buscar uma solução sistêmica, toma decisões de maneira “fatiada” sobre assuntos que têm profundo impacto nos custos, sem uma preocupação real com as consequências financeiras dos agentes ou com a modicidade tarifária;
- Há indefinição na fronteira que separa a função do regulador técnico e do legislador, o qual deveria se limitar a formular políticas públicas e não se envolver no varejo regulatório, como tem ocorrido em [anos recentes](#)³;
- A ANEEL viu sua independência e autoridade técnica erodidas, com suas decisões frequentemente revisadas pelo Legislativo.
- O planejamento da EPE tornou-se refém da contratação compulsória de fontes energéticas para atender às demandas políticas (não às demandas sistêmicas), perdendo sua capacidade de guiar a expansão do sistema de forma racional.

Essa ingerência elevou o risco regulatório a níveis intoleráveis, com possibilidades concretas de desincentivar investimentos de longo prazo e quebrar o vínculo entre o sinal econômico e a decisão de expansão.

2 Convém dar um exemplo de o quanto o excesso de intervenção afeta a performance do SEB. Em 2023 a ANEEL tentou intensificar o sinal locacional de transmissão com o propósito de baratear energia onde há excesso para atrair novas cargas, por exemplo, para o Nordeste. O Congresso, infelizmente, não deixou que a ANEEL fosse adiante com esse incentivo tão evidente e oportuno. Resultado: os empreendimentos de geração seguem a ser implantados no NE, o que aumenta o excedente, o *curtailment* e a conta de luz para os nordestinos.

3 A PEC 42/2024 propõe subordinar as agências reguladoras à fiscalização da Câmara dos Deputados. Além de sobrepor competências já exercidas por órgãos de controle, a proposta cria um cenário de insegurança jurídica ao escancarar a possibilidade de interferências políticas neutralizarem decisões técnicas. Se aprovada, será a pá de cal na governança do SEB e de outros setores de infraestrutura.

O modelo atual gera distorções tanto na expansão quanto na operação. Os leilões de energia priorizam o menor preço de geração (R\$/MWh), ignorando a importância de cada atributo e a necessidade de complementaridade das fontes, bem como os custos de transmissão associados à localização da usina. Isso leva à má localização de geradores (por exemplo, concentração de eólicas no Nordeste sem capacidade de escoamento), resultando em *curtailment* e custos de transmissão socializados e potencialmente superdimensionados.

Além disso, a busca pelo menor preço de geração falha ao não valorizar devidamente os atributos sistemicamente necessários para garantir a confiabilidade, como potência, despachabilidade, flexibilidade e inércia. A separação dos leilões por fonte (eólica, solar, térmica etc.) impede a concorrência direta entre tecnologias, levando a escolhas subótimas.

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) encontra-se, portanto, em uma encruzilhada. O caminho atual é insustentável e, mais cedo ou mais tarde, levará a um colapso tarifário ou a apagões recorrentes. Embora algumas soluções técnicas sejam conhecidas e debatidas há anos, o senso de urgência não é compartilhado da mesma forma pela liderança do SEB e pela liderança do Congresso.

Atualmente, o setor passa por mais uma tentativa de reforma por meio da Lei 15.269/2025, aprovada recentemente em um único dia de discussões pela Comissão Especial e pelos plenários da Câmara e do Senado. Os objetivos são nobres, mas observa-se uma repetição de fórmulas do passado, em que se atacam os sintomas sem uma visão completa dos problemas de fundo. Um caso emblemático é o eventual ressarcimento de agentes geradores submetidos a *curtailment*. O Congresso não foi capaz de propor uma solução estruturante para a matéria, preparando duas modificações mutuamente excludentes da Lei 10.848/2004, remetendo o tema à decisão da Presidência da República, que então optou pelo veto à hipótese de conceder o direito amplo e irrestrito de reparação aos geradores pelos cortes de sua geração de energia.

Desse modo, permanece vigente a modificação (art. 1º, § 11), aprovada na Comissão Especial, que reconhece o direito ao ressarcimento de cortes de geração centralizada causados por indisponibilidade de rede e por confiabilidade elétrica para os empreendimentos declarados sem restrições de acesso à rede elétrica. Porém, não admite ressarcimento para cortes resultantes de falta de demanda. Essencialmente, porque não faria sentido cobrar dos consumidores o “não consumo”.

A opção vetada (art. 1º-A), aprovada de última hora no plenário da Câmara, admitia o ressarcimento de todos os cortes, com exceção dos “associados exclusivamente à

sobreoferta de energia elétrica renovável...”. Trata-se de um texto, tecnicamente, injustificável que poderia ser usado para socializar custos que deveriam ser arcados pelos agentes de geração.

No mesmo diapasão, observa-se a dinâmica no tratamento da geração distribuída (GD). Na versão inicialmente aprovada pela Comissão Especial do PLV da MP 1.304/2025, freava-se a expansão descontrolada da GD, cobrando para novas instalações R\$ 20 por cada 100 kWh de energia utilizada no sistema de compensação vigente. O propósito era estimular a instalação de baterias, de forma a armazenar o excesso de energia produzida nas horas ensolaradas para consumo no período em que o sol se põe. Todavia, na última hora o plenário da Câmara eliminou essa medida profilática.

Sem o “freio de arrumação”, o desequilíbrio do setor elétrico deve se acentuar, com episódios de *curtailment* cada vez mais frequentes, envolvendo quantidades de energia cada vez maiores.

Também foram eliminados alguns elementos essenciais de modernidade originalmente propostos, tais como tarifas horárias que transmitiriam um sinal de preço para o uso racional da eletricidade. Felizmente, a ANEEL se posicionou sobre o tema logo na sequência da aprovação do PLV da MP 1.304/2025, antes mesmo de sua conversão na Lei 15.269/2025, colocando em consulta pública uma competente [Nota Técnica⁴](#), que está na essência do modelo aqui proposto.

Tal Nota Técnica procura “discutir com a sociedade o atual panorama do sinal de preços para consumidores atendidos em baixa tensão, avaliar os desafios da baixa adesão à tarifa horária e propor encaminhamentos regulatórios que promovam maior eficiência no uso da rede, especialmente diante do crescimento de novas tecnologias e da maior inserção de renováveis. É a isso que chamamos de incentivos para adaptação da demanda à natureza da oferta, que será cada vez mais dinâmica.

Nas discussões sobre a MP 1.304/2025, o que se viu foi uma competição entre *lobbies* para incluir na legislação decisões que protegem interesses paroquiais em detrimento do interesse coletivo. Os agentes não competem na arena econômica, onde ganham os mais eficientes, e sim na arena política, onde ganham os mais relacionados. É o que explica a inserção de artigos na nova lei que determinam a contratação

de unidades geradoras das fontes A ou B, por longos períodos, independentemente da demanda.

Não espanta que cada vez mais exista sobreoferta em algumas horas do dia e falte em outras. E que o custo da energia não pare de subir. No entanto, podia ser pior: a Comissão Especial não aprovou a proposta de instalação de termelétricas a gás onde não há gás nem demanda por eletricidade para viabilizar a construção de redes de gás à custa dos consumidores de energia elétrica “sem-lobby”.

No passado, amplas revisões foram facilitadas por crises de suprimento, algo que hoje ainda não existe. A crise atual é de sustentabilidade. Por isso os esforços do Congresso não se direcionam para resolver as causas-raiz das disfuncionalidades, e sim para endereçar problemas pontuais, em geral de interesse imediato de grupos de pressão.

Com o intuito de se reverter esse quadro e ajustar o SEB, algumas medidas necessárias podem ser definidas, as quais estão detalhadas no corpo do relatório:

1. Estimular o total alinhamento entre preço, oferta e demanda, para estimular o deslocamento do consumo para os horários de menor custo;
2. Adotar como premissa básica para a modicidade tarifária o comportamento do consumidor em relação à estrutura tarifária;
3. Criar mecanismos para que os custos sejam definidos na maior discretização possível, em termos de espaço e de tempo, com um prazo de transição não muito longo do sistema “zonal” para o “nodal”;
4. Retomar o desenho institucional, em que a ANEEL decida livre e independentemente sobre temas técnicos, sem a “pressão” que o Congresso tem feito em anos recentes. A nomeação dos indicados à diretoria colegiada da ANEEL deve exigir uma avaliação criteriosa de uma comissão de seleção constituída por profissionais de notório conhecimento, como auxílio ao processo de escolha do Presidente da República para ser submetido ao Senado;
5. Transformar encargos de “custos de energia” para “custos de conexão à rede”, cobrados de todos os consumidores conectados (livres, cativos, com GD), de forma justa e transparente;

6. Ajustar as regras para a GD: (i) antecipar os prazos para redução dos benefícios para os prosumidores estabelecidos na Lei 14.300/2022; (ii) assegurar que os prosumidores paguem pela utilização da rede (TUSD fio B); (iii) exclusivamente para novas instalações de GD, adotar preços horários e estabelecer tarifas diferenciadas para injeção e consumo de energia da rede;
7. Bloquear subsídios que já cumpriram seu papel, principalmente os que foram concedidos após decisão de investimento (por exemplo: extensão de prazo do Proinfa);
8. Substituir os leilões fragmentados por leilões simultâneos e tecnologia-agnósticos, onde as fontes competem para fornecer “produtos” como energia firme, energia sazonal e flexibilidade. Isso incentivaria soluções híbridas (por exemplo: solar + baterias ou solar + hidro) e revelaria o mix de menor custo para o sistema;
9. Implementar um mercado que pague pela disponibilidade de potência (MW), em que múltiplas tecnologias possam competir entre si, garantindo investimentos em confiabilidade e flexibilidade, essenciais para complementar a intermitência das renováveis;
10. Aprimorar o mercado de energia para incorporar melhor os sinais locacionais (precificação nodal ou zonal mais granular) e desenvolver mercados de serviços ancilares para a flexibilidade;
11. Reduzir (idealmente eliminar) as restrições no PLDmin e no PLDmax e a operação chamada “fora da ordem de mérito”, com redução dos custos dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS);
12. Massificar a resposta da demanda, principalmente por meio de tarifas horárias no mercado regulado, de preços que reflitam a escassez no mercado de atacado, e de protocolos de atuação de ofertantes de redução de carga nos mercados de energia e capacidade;
13. Entender e avaliar o custo incremental que mega cargas (hidrogênio verde e *data centers*, por exemplo) imporão ao sistema, especialmente em termos de necessidade de capacidade firme 24/7, e, tanto quanto possível, alocar esse custo às mega cargas que lhe deram origem.

O processo de executar a reforma é tão importante quanto a definição de seu conteúdo. Por isso, as duas tarefas devem andar de mãos dadas. Da análise de reformas bem-sucedidas no Brasil e no exterior, é possível identificar alguns fatores de sucesso:

1. Uma percepção realista de crise e que, por conseguinte, algo necessita ser modificado. A crise atual não se manifesta ainda como uma crise de suprimento, mas sim como uma séria crise de sustentabilidade e de tarifas crescentes;
2. Uma visão do todo, com base em um diagnóstico técnico, que reconheça os vasos comunicantes entre as partes. A reforma deve ser abrangente, atacando as causas-raiz do problema. Além disso, é preciso “parar de piorar”;
3. Forte liderança pelo Poder Executivo. A reforma exige um pacto político que resgate a governança técnica, esvaziando o poder de *lobbies* atuantes no Congresso;
4. Tempo suficiente para desenho e implementação. Um governo em sua fase inicial terá melhores condições de mudar a situação, se dispuser desde o primeiro momento de um diagnóstico e de um *roadmap* para implementação;
5. Governança adequada. Uma equipe dedicada e multidisciplinar capaz de gerenciar o processo e organizar os esforços com os diversos níveis dos Poderes Executivo e Legislativo. Isso requer uma liderança forte, apoiada por uma equipe competente de comunicação, capaz de demonstrar à sociedade os custos da inação.



1 ESTRUTURA DE GOVERNANÇA

A inadequação da estrutura de governança é a principal fonte de ineficiência do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). Há óbvia tensão entre a governança técnica (exercida pelas instituições reguladoras e operacionais) e a influência política (notadamente do Congresso Nacional e de grupos de interesse). Embora as instituições do setor elétrico possuam responsabilidades legais bem definidas, o cenário prático é marcado por áreas de atuação cinzentas e conflitos de competência, exacerbados pela forte influência política.

O Congresso Nacional, ao debater e aprovar leis que tratam do setor elétrico (como a abertura do mercado livre - PL 414, e as MPs 1.300, 1.304 e 1.318, por exemplo), atua sob a forte influência de *lobbies* que defendem interesses específicos. Isso tem resultado em leis que trazem soluções locais, populistas ou que favorecem determinados segmentos (consumidores ou agentes), em detrimento da estabilidade, previsibilidade e eficiência técnica do sistema como um todo.

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e o Ministério de Minas e Energia (MME), embora de natureza técnica, estão sob a jurisdição do Poder Executivo, e suas decisões estratégicas (como acionamento de termelétricas) podem ser influenciadas por fatores políticos ou pela pressão da opinião pública.

Embora a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) seja uma autarquia especial com autonomia formal (órgão de Estado, não de Governo), há uma permanente tentativa de captura política que pode ser observada em três dimensões:

1. Indicação de Diretores - As nomeações dos diretores (feitas pelo Presidente e aprovadas pelo Senado) são frequentemente alvo de disputa entre o Executivo e o Legislativo, com o risco de prevalecer critérios políticos, e não a competência técnica.
2. Questionamento de Atos - O Congresso Nacional, por vezes sob influência de *lobbies* (de consumidores, distribuidoras, geradores etc.), propõe Projetos de Decreto Legislativo (PDLs) para sustar resoluções da ANEEL, como aquelas que aprovam reajustes tarifários ou de sinal locacional.
3. Uso da Tarifa para Políticas Públicas - Há uma tendência de se usar a tarifa de energia elétrica (via encargos setoriais) para financiar políticas públicas ou medidas de alívio a grupos específicos (por exemplo, prosumidores ou alguns agentes do setor). Isso, muitas vezes imposto por leis ou MPs com forte influência congressual, sobrecarrega a tarifa e desvirtua o papel regulatório da ANEEL, que deveria focar no equilíbrio econômico-financeiro dos contratos e na modicidade tarifária dentro das regras do mercado.

Embora esse quadro seja bem conhecido, não é tarefa simples modificá-lo, o que implicaria esvaziar o poder de decisão do Congresso, que não mostra qualquer abertura para isso, muito pelo contrário. Mas está no Congresso uma das principais fontes de ineficiência do SEB.

É importante traçar de forma adequada a delimitação do papel de cada instituição. Ao Congresso Nacional deve caber a aprovação de leis que definam os grandes marcos regulatórios, definindo os princípios de atuação. Ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e ao MME deve caber a elaboração de políticas públicas, detalhando as diretrizes para o trabalho dos órgãos reguladores e de governança, dentro dos parâmetros definidos pelas leis.

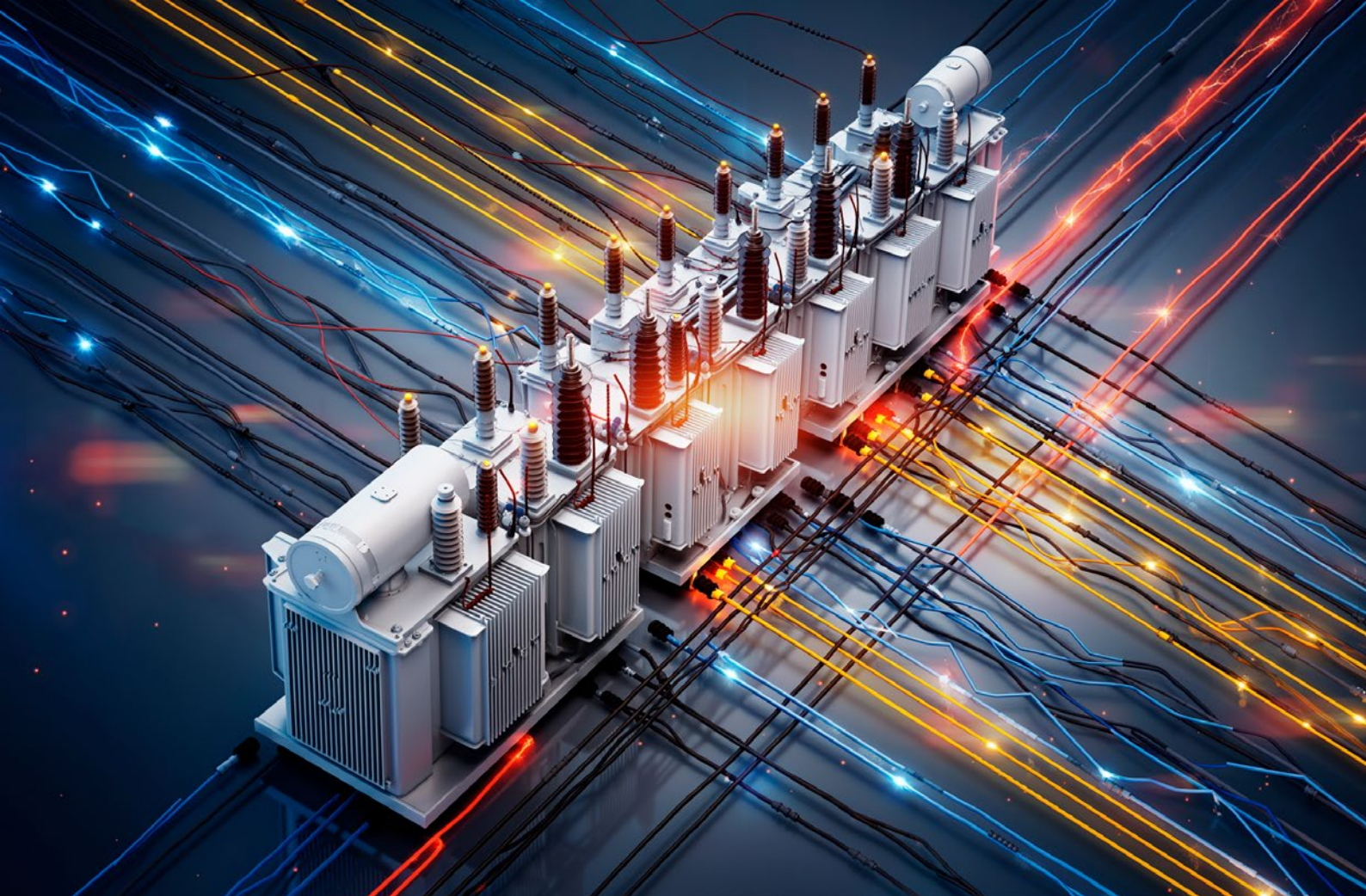
É à ANEEL que deve caber a elaboração da regulação, com seus detalhes técnicos, sempre antecedida de análise de impacto regulatório e consulta pública. É o órgão regulador que possui os recursos humanos especializados e autonomia de atuação com responsabilidade técnica.

A Lei 13.848/2019 (Lei das Agências Reguladoras) apresentou avanços na autonomia administrativa das agências, nas exigências e vedações para a escolha de dirigentes e na melhoria do processo decisório, aumentando os níveis de transparência e controle social. No entanto, há importantes aprimoramentos a serem conduzidos, como mais autonomia orçamentária e financeira e um melhor processo de seleção dos dirigentes que assegure escolhas eminentemente técnicas.

RECOMENDAÇÕES:

Reforçar o papel da ANEEL como regulador independente:

1. Aprimorar a escolha de diretores, de modo que a seleção seja feita por uma comissão formada por especialistas técnicos responsável por definir uma lista tríplice a ser encaminhada para o Presidente da República para escolha de um nome a ser enviado ao Senado. Além disso, definir o prazo máximo para que nome encaminhado seja analisado e deliberado na Comissão de Infraestrutura e no Plenário, sob pena de ser aprovado tacitamente;
2. Consolidar a autonomia orçamentário-financeira da ANEEL: orçamento deve ser uma parcela das taxas cobradas e não pode ser contingenciado por decisão política;
3. Redefinir as atribuições da ANEEL, de modo a reforçar a vinculação, e não subordinação ao MME, por meio da eliminação dos dispositivos de leis, decretos e portarias que deem essa interpretação de vinculação;
4. Redefinir as atribuições do Poder Concedente (MME), de forma que não envolvam custos, tarifas e aspectos técnicos, ou seja, voltar ao que era a lei que originou a ANEEL, antes das alterações realizadas em 2004 e 2012;
5. Definir que o Congresso não deve revisar atos da ANEEL, isto é, decisões da agência são finais, salvo em caso de ilegalidade;
6. Criar um Conselho Consultivo junto à ANEEL.



2 | ENCARGOS E SUBSÍDIOS

O sistema de encargos e subsídios diretos e cruzados do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é um caso clássico de políticas bem-intencionadas que, sem revisão periódica, tornam-se fontes de ineficiência e regressividade. A transição para um modelo mais eficiente, que busque a modicidade tarifária, é tecnicamente clara: deslocar a cobrança de encargos de “custos de energia” para “custos de conexão à rede”, fazendo com que todos os consumidores, independentemente de sua modalidade (livre ou cativo), com ou sem geração distribuída (GD), paguem pelos custos que impõem ao sistema. No entanto, a implementação depende da superação de enormes barreiras políticas e da construção de um consenso em torno da sustentabilidade de longo prazo do setor.

Os encargos setoriais são valores cobrados nas tarifas de energia para custear políticas públicas. Os principais são:

- A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é o principal mecanismo tarifário para repasse de encargos no SEB, com o objetivo de socializar custos entre todos os consumidores cativos. Ela subsidia o acesso à rede para geração renovável (eólica, solar), incentiva a migração para o mercado livre, cobre o custo da contratação compulsória de diversas fontes de energia (Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs e usinas de carvão, por exemplo), oferece descontos e subsídios para grupos específicos (como consumidores de baixa renda e produtores rurais), subsidia o fornecimento de energia para sistemas isolados e mesmo os já interligados, como Manaus e Boa Vista;
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa): subsidia usinas eólicas, de biomassa e PCHs contratadas no início dos anos 2000;
- Encargos do Serviço do Sistema (ESS): cobrem o custo da geração fora da ordem de mérito e do custo de congestão ocasionado pela operação de plantas *constrained on/off*.

Os principais pagadores de subsídios são os consumidores cativos, especialmente aqueles sem GD. Eles pagam os encargos embutidos na conta de luz.

Os principais beneficiários desses subsídios são:

- Consumidores de Baixa Renda, que se beneficiam da Tarifa Social;
- Geradores Renováveis Antigos (usinas do Proinfa e de leilões antigos que recebem tarifas acima do mercado);
- Autoprodutores e Geradores Distribuídos, que conseguem esquivar-se de parte significativa dos encargos;
- Consumidores do mercado livre (ACL), quando adquirem energia de renováveis.

Além desses, outros agentes do setor, como empresas de transmissão e comercializadores, também se beneficiam da expansão ineficiente promovida pelos subsídios, sem falar de todo um ecossistema que se beneficia das distorções, dentre os quais se incluem o setor financeiro, empresas de advocacia e consultorias.

Em suma, apesar de uma consciência conceitual de que muitos subsídios não são mais necessários e criam desafios de sustentabilidade, o número de beneficiários é grande e poderoso o suficiente para manter o *status quo*.

O mercado livre (ACL) foi criado para consumidores que, por terem flexibilidade, apenas pagariam pelos custos de energia e transmissão, arcando com os encargos de forma proporcional. Na prática, muitos encargos (especialmente os “encargos de energia” como a CDE) são cobrados majoritariamente das distribuidoras, que os repassam apenas aos consumidores cativos. Quando um grande consumidor migra para o mercado livre, ele deixa de pagar sua parcela desses encargos, mas o custo total (que financia contratos de longo prazo e os atributos de confiabilidade) não diminui.

A “conta” dos encargos é, assim, rateada entre um conjunto bem menor de consumidores cativos (ACR). Isso aumenta o valor unitário dos encargos, criando um subsídio cruzado, onde os pequenos consumidores subsidiam a migração dos grandes consumidores para o mercado livre.

No sistema de compensação (*net metering*) da GD, o prosumidor injeta seu excedente na rede e recebe um crédito em kWh para abater do seu consumo total no mês. Esse crédito abate não apenas o custo da energia em si, mas também os encargos e a parcela de uso da rede de distribuição proporcionais à energia injetada.

Ou seja, o prosumidor utiliza a rede da distribuidora como uma “bateria virtual” (para injetar e consumir), mas sem pagar por ela. Porém, como os custos fixos de manutenção da rede não desaparecem, são os demais consumidores cativos, que não têm GD, que pagam a conta.

Adicionalmente, o prosumidor se beneficia cedendo energia barata à rede, quando o sol brilha, e retirando energia cara da rede, quando o sol se põe. Portanto, os consumidores cativos sem GD (geralmente de menor renda) estão subsidiando os que podem investir em painéis solares (geralmente de maior renda).

Depois da Lei 14.300/2022, quando os subsídios à GD passaram a fazer parte da CDE, a lógica de rateio ficou ainda mais perversa, gerando subsídios cruzados entre regiões.

Os consumidores das regiões com menores IDH (o Norte e o Nordeste), com menos condições para instalar painéis solares em suas residências, pagam boa parte da conta dos usuários da GD das regiões com maiores IDH (o Sul e o Sudeste).

Também errada, no sentido da injusta alocação dos custos sistêmicos, mas não ilegal, é a energia solar por assinatura que beneficia consumidores que nem sequer sabem o que é uma placa fotovoltaica. A Lei 14.300/2022 estabeleceu uma transição para a GD onde novos consumidores, a partir de 2023, passaram gradualmente a pagar pelo uso da rede de distribuição (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD fio B).

Foi um passo importante para reduzir o subsídio cruzado entre consumidores com e sem GD, mas prevê uma transição excessivamente longa.

Há muitos anos, as indústrias que produzem sua própria energia, chamadas de auto-produtoras, não pagam todos os encargos. Errado, mas também não ilegal, é o recente e “astuto” e criativo arranjo societário que garante a mesma isenção a empresas que não geram um único kWh. Empresas migram para o mercado livre ou investem em **autoprodução** não necessariamente para serem mais eficientes, mas principalmente para fugir da pesada carga de encargos. É uma decisão tributária, não operacional

Nesse ambiente de “puxar a brasa para a sua sardinha”, o SEB vem se desestruturando num movimento suicida chamado de “espiral da morte”. Essencialmente, o custo sistêmico vai se concentrando nas contas de luz da parcela dos consumidores comuns, sem real representação no Congresso.

Para eles, a conta sobe mais rapidamente do que a inflação. Alguns não conseguem pagar e aderem ao furto ou fraude, o que causa repasse de custos para a conta dos consumidores adimplentes. Parte desses consumidores são também empurrados para a ilegalidade e a espiral inicia uma nova rodada.

O capital é direcionado para onde os subsídios estão (como a GD residencial de alta renda) ou para onde se pode evitar custos (autoprodução), e não necessariamente para onde traria o maior benefício para o sistema como um todo (ex.: modernização das redes, investimentos em flexibilidade do sistema, eficiência energética em baixa renda).

A CDE é o epicentro do problema. Seu valor vem crescendo exponencialmente. Em 2025 atingiu cerca de R\$ 50 bilhões, quantia da mesma ordem de grandeza das emendas parlamentares. Para tentar frear o crescimento, que se continuasse resultaria no colapso, a Lei

15.269/2025 estabelece que gastos com alguns subsídios embutidos na CDE, que ultrapassem os gastos de 2025, serão custeados pelos próprios beneficiados pelo subsídio específico.

A expansão de subsídios para além desse teto será custeada pelos subsidiados da categoria que tenham rompido o teto, sem contaminar os não subsidiados. Todavia, o teto não se aplica ao programa Luz para Todos, para o custeio da energia para a baixa renda e a CCC. Ou seja, a CDE continuará a crescer em termos reais e a espiral da morte continuará a girar, porém provavelmente com menor velocidade.

A nova lei (15.269/2025) também estabelece que todos os consumidores, inclusive os de baixa tensão, poderão contratar energia diretamente de fornecedores no mercado livre. Atualmente, consumidores de baixa tensão são obrigados a comprar energia das distribuidoras locais. Com a nova regra, essa obrigatoriedade será eliminada, promovendo concorrência e liberdade contratual. Embora os detalhes exatos do cronograma da abertura ainda dependam de regulamentação, a proposta é que ocorra de forma escalonada e segura.

Há expectativa de que a concorrência entre fornecedores leve à redução de custos e maior previsibilidade nas tarifas, especialmente para quem consome acima da média residencial. A abertura libera os consumidores cativos sem GD que, como dito, são os principais pagadores de subsídios.

Porém, a experiência internacional demonstra que a maior parte dos consumidores prefere permanecer com seu fornecedor atual, para evitar o custo de transação derivado da relação comercial com um agente que lhe é estranho. Outra parcela, a que tiver um histórico de inadimplência, embora queira se “libertar”, não encontra comercializador varejista que aceite lhe vender energia. Ou seja, uma parte considerável de consumidores de baixa tensão permanecerá cativa.

Os consumidores cativos que migrarem para o ambiente livre estarão sujeitos a eventuais descumprimentos contratuais por parte dos comercializadores varejistas. Para evitar que fiquem sem acesso à energia, a Lei 15.269/2025 previu a criação do Supridor de Última Instância (SUI), responsável por garantir temporariamente o fornecimento aos consumidores do mercado livre em situações emergenciais, como o encerramento da representação por agente varejista.

O decreto que regulamentou a abertura do mercado de baixa tensão definiu parte importante desse desenho. Até 31 de dezembro de 2030, a atividade de SUI será exercida exclusivamente pela distribuidora de energia elétrica local que presta o serviço de rede

ao consumidor ou por sua respectiva comercializadora regulada. A partir de 1º de janeiro de 2031, a atividade poderá ser exercida por outras pessoas jurídicas autorizadas pela ANEEL, conforme regulamentação.

O decreto também deixou claro, entretanto, que o SUI permanece sendo um mecanismo emergencial e temporário destinado aos consumidores que já migraram para o mercado livre e ficaram sem representação comercial. Não se trata, portanto, de uma solução para o atendimento dos consumidores que decidirem permanecer no ambiente regulado.

Essa distinção é fundamental. À medida que os consumidores de melhor perfil econômico e de crédito migrarem para o mercado livre, existe o risco de permanecer no mercado regulado uma parcela proporcionalmente maior de consumidores menos atrativos comercialmente. Ao mesmo tempo, durante o período de transição, as distribuidoras continuarão responsáveis pelo atendimento do mercado regulado e, até o final de 2030, acumularão também a função de Supridor de Última Instância dos consumidores livres.

O decreto resolve, portanto, quem exercerá transitoriamente a função de SUI, mas não elimina a questão estrutural colocada pela abertura integral do mercado: qual deve ser, no longo prazo, o papel da distribuidora na comercialização de energia e quem assumirá o atendimento dos consumidores que permanecerem no mercado regulado?

Manter indefinidamente a distribuidora responsável pela compra de energia no atacado e por seu repasse no varejo, para uma base progressivamente menor e potencialmente de pior perfil de crédito, pode produzir incentivos econômicos inadequados e aumentar riscos para as próprias distribuidoras e para os consumidores remanescentes. A atribuição temporária do SUI às distribuidoras até 2030 torna ainda mais importante que essa transição seja acompanhada de regras claras para a alocação de custos, riscos e responsabilidades.

Por isso, a abertura integral do mercado reforça a necessidade de avançar na separação entre as atividades de “fio” e “energia”, preservando a distribuidora como responsável pela infraestrutura, qualidade e continuidade do serviço de rede, ao mesmo tempo em que se estabelece uma arquitetura sustentável para a comercialização de energia.

Há ainda uma segunda questão relevante. A separação entre fio e energia pode alterar os incentivos das distribuidoras para determinadas atividades que hoje integram sua relação econômica com o consumidor, particularmente o combate às perdas não técnicas e ao furto de energia. A abertura do mercado deve, portanto, ser acompanhada de mecanismos regulatórios que preservem — e, se possível, fortaleçam — esses incentivos.

RECOMENDAÇÕES:

1. Extinguir ou vetar subsídios que não foram determinantes para a decisão de investir (a extensão de prazo do Proinfa é um exemplo de subsídio desnecessário e ineficiente);
2. Transformar encargos de “custos de energia” em “custos de conexão à rede”, cobrados de forma justa e transparente de todos os consumidores, livres ou cativos, com ou sem Geração Distribuída (GD);
3. Encurtar os prazos para redução dos benefícios da GD, estabelecidos na Lei 14.300/2022;
4. Ajustar tratamento da autoprodução para qualquer porte, eliminando artifícios societários que estendem isenções indevidas, exigindo a participação societária mínima dos grandes consumidores em empreendimentos de autoprodução;
5. Incentivar a utilização de GD com baterias em sistemas isolados para reduzir custo de CCC, como proposto em recente publicação do [Banco Interamericano de Desenvolvimento](#); ⁵
6. Aperfeiçoar a regulamentação da abertura total do mercado de baixa tensão, estabelecendo uma arquitetura sustentável para a separação entre fio e energia e compras competitivas de energia para o atendimento dos consumidores que permanecerem no mercado regulado e para o exercício do Suprimento de Última Instância, preservando os incentivos das distribuidoras à redução das perdas e ao combate ao furto de energia.

5 Supporting the structure of the IDB Group's Amazon Clean Energy Access Accelerator Initiative, 2025.



3 | FUNCIONAMENTO E EFICIÊNCIA DOS MERCADOS

Um mercado eficiente requer que o produto eletricidade seja precificado de tal forma que reflita o custo marginal com a granularidade suficiente no tempo e no espaço, permitindo aos agentes tomarem decisões racionais de geração, consumo e contratação.

O mercado de eletricidade no Brasil deixa a desejar em todos esses quesitos. O mercado atual, principalmente o de curto prazo, é basicamente o mesmo que foi desenhado há 25 anos e não acompanhou as evoluções tecnológicas nem as novas exigências do sistema de potência.

1. A FORMAÇÃO DO PREÇO NO MERCADO DE CURTO PRAZO

A decisão de utilizar os custos para a formação dos preços do mercado de curto prazo é do final dos anos 1990 (Lei 9.648/1998). A justificativa principal era preservar os ganhos de eficiência da operação coordenada de um sistema hidrotérmico com plantas em cascata, algumas das quais com grandes reservatórios e com diferentes proprietários.

Essa coordenação é atualmente feita pelo ONS por meio de modelos de otimização que determinam, em cada intervalo de tempo, o despacho ótimo (quanto cada usina deve gerar para minimizar o custo total de operação do sistema) e calculam o chamado “valor da água” e o Custo Marginal de Operação (CMO), definido como o custo incremental associado ao acréscimo de 1 MWh na demanda, medido em R\$/MWh.

As UHEs — que ainda respondem por grande parte da produção de energia — não têm autonomia para gerenciar o uso dos seus recursos. A capacidade de produção das UHEs é “ofertada” e precificada pelo ONS.

Nesse arranjo com decisões centralizadas, foi necessário criar um Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), por meio do qual o risco da variação de produção de cada UHE frente à flutuação hidrológica é mitigado por meio de um arranjo cooperativo, que tem sido um pilar para estabilidade financeira das hidrelétricas. Caso contrário, as usinas teriam grande dificuldade para honrar seus compromissos contratuais.

É senso comum que o atual mecanismo de formação de preço tem sérias limitações para representar adequadamente todas as variáveis do complexo problema de operação de sistemas hidrotérmicos, cujos resultados são repetidamente questionados, em especial no que se refere à alocação do “risco hidrológico”. Além disso, por imposição legal, existem UHEs que possuem autonomia para mitigar o risco hidrológico, enquanto outras, alcançadas pela MP 579/2012 (posteriormente convertida na Lei 12.783/2013), têm o risco hidrológico integralmente repassado para o consumidor cativo, que não tem a menor condição de gerenciar esse risco.

Aparentemente, devido às mudanças climáticas e ao deslocamento pelas renováveis intermitentes, o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), desde 2014, tem sido sistematicamente deficitário. O total da geração do sistema é sempre menor que o total da garantia física das UHEs participantes, da ordem de 90% ou menos, com perspectivas de não retornar à situação anterior ao horizonte entre 2000 a 2014.

Apesar de seu benefício esperado, o MRE reduz incentivos à eficiência dos atores, haja vista que qualquer ganho individual de uma planta é compartilhado no condomínio. Há consciência de que o mecanismo não é o mais adequado, mas dúvidas persistem quanto aos caminhos alternativos e mecanismos de transição.

1.1 A FORMAÇÃO DE PREÇOS POR OFERTA

Mercados em que os agentes fazem suas ofertas de preços transmitem um sinal de escassez para que geradores e carga tenham incentivos para ajustar sua produção e consumo, respectivamente. Entretanto, no caso brasileiro, alguns cuidados são necessários ao migrar do sistema atual para um de formação de preços por oferta.

A presença ainda dominante da fonte hídrica, com múltiplos proprietários na mesma bacia, torna complexo o problema de como definir o valor do armazenamento, como o risco hidrológico é alocado e como preservar a segurança de abastecimento.

Uma forma de melhorar o processo de formação de preços seria permitir que os agentes (geração e carga) participassem de leilões diários, nos quais oferecessem ao operador o par de preço e quantidades, discretizados em períodos horários ou mais frequentes.

Entende-se que, por meio desse mecanismo, é possível alavancar a “inteligência coletiva” dos agentes, que seria superior ao resultado de um modelo matemático. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o [MME](#)⁶ vêm desenvolvendo estudos detalhados neste sentido, os quais deverão estar finalizados ainda em 2025. Os resultados iniciais têm sido promissores e vêm sendo discutidos com a academia e [agentes](#)⁷.

Esse trabalho corrobora a implementação do procedimento de dupla contabilização, bem como detalha o conceito de reservatório virtual, o qual tem como objetivo preservar a otimização do sistema, utilizando o critério de energia afluyente em vez de energia assegurada como critério de participação no mecanismo do MRE. Salvaguardas estão sendo introduzidas para evitar poder de mercado. A consolidação de tal esforço depende ainda de uma consulta pública e, mais importante, da vontade política de aprimorar uma dimensão essencial (embora não a única) do processo de formação de preços de curto prazo no mercado de energia no Brasil.

6 Com o suporte técnico da PSR e financiamento do Banco Mundial.

7 <https://www.youtube.com/watch?v=laP-UIBOMsc>

1.2 A (FALTA DE) GRANULARIDADE NA FORMAÇÃO DE PREÇOS

Nos últimos anos, a cadeia de modelos de formação de preços tem buscado mais granularidade temporal, refletindo o fato de que o custo marginal varia bastante ao longo do dia. Entretanto, a discretização dos custos em termos do espaço em nada evoluiu nos últimos 25 anos. O Brasil continua com preços definidos por “zonas” elétricas (quatro submercados), o que limita muito em termos de precisão. Um exemplo é a Subestação Gilbués, no Piauí, que fica no Nordeste. O custo da energia que passa por lá tem o mesmo valor daquele calculado para Mossoró (RN), mesmo que o fluxo de potência seja muito diferente.

A tendência internacional é que os preços sejam calculados de forma espacialmente mais definida, seja aumentando o número de zonas elétricas (por exemplo, no mercado europeu), ou até em uma situação em que cada nó elétrico tem seu próprio preço, como nos *power pools* mais desenvolvidos do mundo⁸. Com maior definição, todas as restrições de transmissão são precificadas, dando um sinal adequado para a localização eficiente da geração e da carga. Esse segundo caso é a opção escolhida no desenho do modelo aqui proposto.

1.3. AS DISTORÇÕES NA FORMAÇÃO DE PREÇOS

Um mercado deveria ser desenhado para refletir a volatilidade dos custos marginais de curto prazo (CMO), que deveriam ser gerenciados pelos agentes por meio de contratos e *hedges*. Esse deveria ser um papel fundamental dos comercializadores. Entretanto, a filosofia vigente no modelo brasileiro é evitar que o PLD reproduza a grande variabilidade do CMO, por efeito da flutuação hidrológica e, mais recentemente, da variabilidade de produção de renováveis e da carga líquida do mercado.

O setor optou por criar limites inferior e superior ao PLD: PLDmin e PLDmax, respectivamente. O outro lado da moeda é que os sinais de preço ficaram muito atenuados, o que limita a eficácia da formação de preços por oferta, como descrito anteriormente.

Limitar as variações dos preços do mercado de curto prazo tem apelo político e é confortável para alguns vendedores, que não querem gerenciar riscos, mas gera múltiplas ineficiências. Por exemplo, os consumidores deveriam ter incentivo para consumir mais

⁸ O chamado *Locational Marginal Pricing*, utilizado na maioria dos *power pools* nos EUA, na Austrália, Nova Zelândia e outros mercados.

em horas com excesso de produção solar (o que hoje implica em *curtailment*) e consumir menos nos horários de preços mais altos (resposta da demanda). A maior volatilidade de preços seria um facilitador para que agentes instalassem baterias para capturar ganhos de arbitragem, ou mesmo disponibilizassem veículos elétricos para operar na modalidade V2G (*vehicle to grid*).

1.4. O DESPACHO FORA DA ORDEM DE MÉRITO

O ONS opera o sistema elétrico com base no princípio de minimização de custos totais, para um nível desejado de [confiabilidade](#)⁹. A aplicação dessa metodologia gera a chamada “ordem de mérito”, por meio da qual as usinas são despachadas.

O CMO serve de base para a definição da ordem de mérito de despacho das usinas térmicas: as que tiverem custo variável (R\$/MWh) inferior ao CMO devem produzir. As demais não. Todavia, a ordem de mérito é frequentemente violada por decisões do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) que, preocupado com o risco de racionamento, decide, às vezes, pela ativação de térmicas “fora da ordem de mérito” para economizar a água em estoque nos reservatórios das UHEs.

Mesmo quando essas usinas são despachadas, as posições contratuais são liquidadas utilizando o PLD que, como visto, pode ser inferior ao CMO. Consequentemente, também pode ser inferior ao custo dos incentivos que os agentes poderiam ter para produzir nos momentos mais críticos do sistema. Arranjos de mercado paralelos são [necessários](#)¹⁰ para compensar a situação, conhecida como *missing money*.

1.5. O DESCASAMENTO ENTRE OPERAÇÃO FÍSICA E A LIQUIDAÇÃO DOS CONTRATOS

Essa é uma situação que ocorre quando o operador utiliza critérios de otimização que não estão refletidos nos preços. Por exemplo, o ONS leva em conta todas as restrições de transmissão para otimizar o despacho, enquanto a CCEE, por determinação legal, retira as restrições internas de cada submercado para o cálculo dos quatro preços zonais. Com isso, o ONS despacha as plantas que forem necessárias para atender à demanda, mas

9 O assim chamado *least cost-securety constrained dispatch* que é um padrão utilizado pelos *power pools* mais eficientes.

10 Dentre estes mecanismos podem ser citados a conta ESS (Energy Storage Systems), os leilões de resposta da demanda e os leilões de baterias (BESS)

os preços *spot* para liquidação de contratos não refletem o custo real. Mesmo quando os protocolos de resposta da demanda são ativados, não há efeitos nos preços, o que é um equívoco.

Desnecessário dizer que, quando os preços deixam de refletir a realidade física que representa a escassez de recursos, as ineficiências se materializam. O “mercado” deixa de cumprir seu papel. E há rebatimentos também na operação física do sistema. Por exemplo, as UHEs têm sido chamadas para complementar as lacunas de geração das fontes intermitentes, o que causa significativos transientes hidráulicos, principalmente na rampa de subida da “curva do pato”.

Além das UHEs não serem devidamente compensadas por esse serviço, há limitações de vazão para preservar interesses de outros setores usuários de recursos hídricos da mesma bacia hidrográfica, o que limita a flexibilidade das hidrelétricas e exige o despacho de usinas térmicas nestes momentos de rampa.

Essa prática, que leva a custos irreais e repartidos de forma inadequada, deixará de existir no modelo aqui proposto. Os preços, além de serem formados de acordo com as ofertas de cada vendedor, serão definidos de forma nodal, como todos os efeitos do sinal locacional. E essa lógica se refletirá ao longo da rede — até a baixa tensão.

2. A FORMAÇÃO DO PREÇO NO MERCADO DE LONGO PRAZO

Os leilões e a competição introduzidos na reforma do SEB de 2004 atraíram investimentos privados, reduziram custos de contratação para o mercado cativo (ACR) ao longo de muitos anos e deram previsibilidade para os empreendedores. Os leilões introduzidos no Brasil se tornaram referência de melhor prática internacional. O governo definia as quantidades a serem licitadas e o mercado definia os preços. Os leilões não consideravam explicitamente os custos de transmissão, mas havia um planejamento pela EPE que, de certa maneira, procurava minimizar os custos de operação e investimento do binômio Geração + Transmissão.

Com o protagonismo do mercado livre (ACL) como fator de expansão, produtores independentes (e autoprodutores), respaldados por contratos com clientes livres, têm plena liberdade de investir quanto querem, onde querem e vender energia nas condições que melhor lhes aprouver. Os leilões tradicionais centralizados foram dando lugar à comercialização no mercado livre. Esse é o lado virtuoso da abertura de mercado.



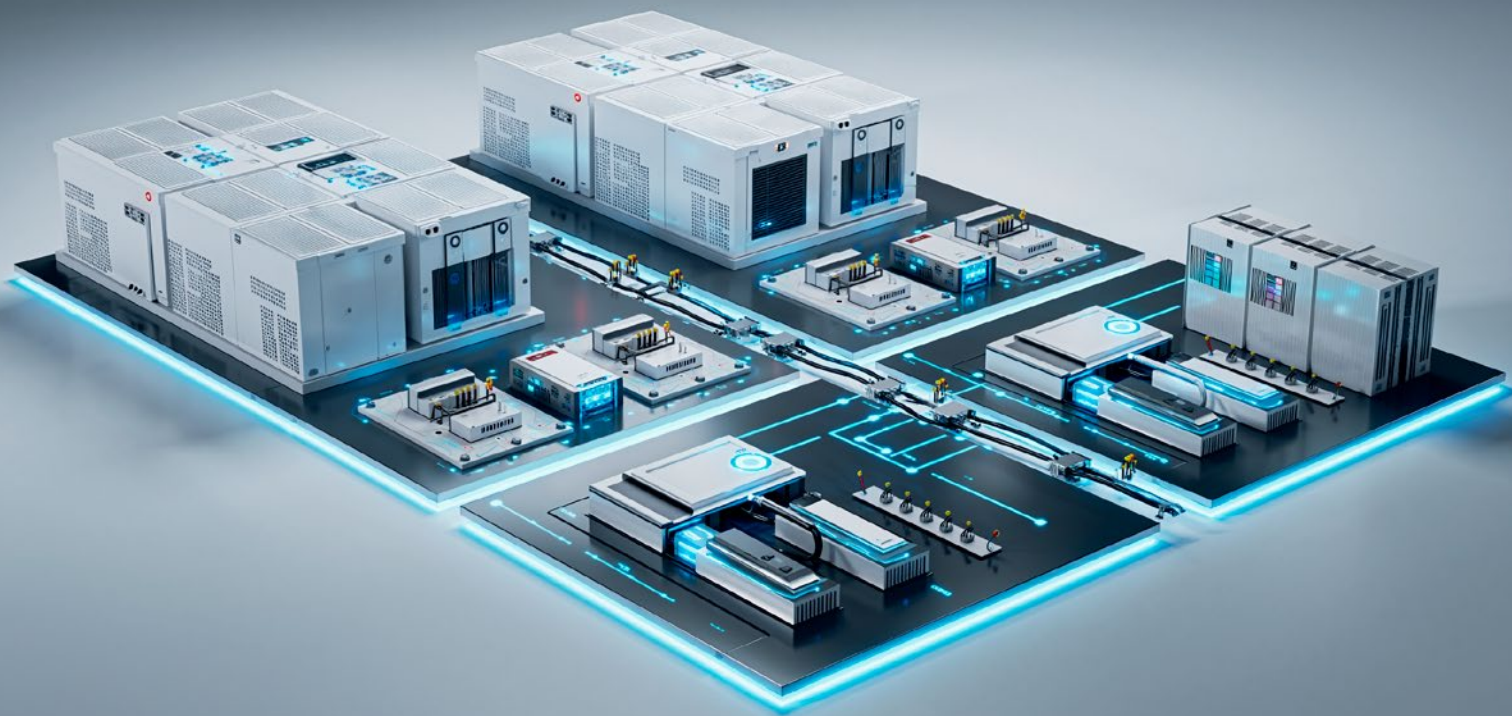
Entretanto, o vínculo entre a expansão de geração (G) e transmissão (T) tem se enfraquecido porque as fontes de geração predominantes são construídas em 24 meses (eólicas) e 12 a 18 meses (solar), enquanto as linhas de transmissão demoram em média 4 anos para serem construídas. Isso quando o leilão é bem-sucedido. Na prática, o desenho atual de mercado separa as decisões de geração das decisões de transmissão. Como consequência, o sistema não minimiza uma função objetivo conjunta $G + T$.

Há sinais de ineficiência locacional. A recente prática de *curtailment* é em parte causada pelo desalinhamento entre incentivos à geração renovável e capacidade de transmissão. De outra parte, o *curtailment* é causado pelo excesso de geração contratada em relação às necessidades líquidas do mercado (descontada a GD). Some-se a isso o descompasso associado ao prazo de construção de cada tecnologia.

A fragmentação em leilões por fonte (Leilão de Energia Nova A-3/A-5, Leilão de Fontes Alternativas, Leilão de Reserva, Leilão de Resposta da Demanda e talvez brevemente o Leilão de Baterias) é um processo ineficiente e artificial. Impede que fontes diferentes compitam diretamente para entregar atributos que a rede realmente necessita. O sistema não “descobre” qual é o *mix* de geração verdadeiramente mais eficiente, o que seria possível se todas as fontes competissem em igualdade de condições. É uma evidência de que o desenho do mercado não está funcionando a contento.

RECOMENDAÇÕES:

1. Realizar um detalhado desenho do mercado de eletricidade, considerando todos os aspectos que interagem entre si para a formação de preços — em vez de analisar cada elemento de forma isolada;
2. Nesse desenho de mercado, assegurar que os preços reflitam os custos marginais de operação (CMO), com a granularidade temporal e espacial necessárias;
3. Criar as condições para adoção do sistema de despacho descentralizado de oferta de quantidade e preço, com formação de preço pelos agentes geradores, se necessário atuando em consórcios (hibridização);
4. Reduzir (idealmente eliminar) as restrições no PLDmin e no PLDmax, a operação chamada fora da “ordem de mérito”, com redução dos custos de ESS;
5. Permitir, inclusive, que os preços se tornem negativos para estimular o consumo, atraindo novas cargas e fazendo, assim, melhor uso da energia que hoje está sendo desperdiçada;
6. Idealizar mecanismos de mercado para alocação da capacidade de geração ociosa, permitindo seu melhor aproveitamento;
7. Reforçar os mecanismos/protocolos de resposta da demanda, tanto no mercado de energia quanto de capacidade;
8. Reforçar e dar mais granularidade aos sinais locacionais para atrair consumo onde sobra energia e atrair geração onde falta;
9. Adotar leilões tecnologicamente agnósticos e expandir o número de ofertantes para a aquisição de um ou mais atributos (energia, potência, flexibilidade e serviços ancilares em geral);
10. Redesenhar leilões para produtos multiatributo (energia + potência + flexibilidade + serviços de rede), começando por pilotos regionais.



4 | EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA E ADAPTABILIDADE

Até o fim do século XX, o SEB era quase que totalmente dependente de uma única fonte, as usinas hidrelétricas (UHEs), mas eram raríssimos os problemas de confiabilidade. Havia riscos decorrentes da vinculação da produção das UHEs com a variabilidade hidrológica. Por isso mesmo, as UHEs eram construídas, sempre que possível, com reservatórios de regularização para armazenar água dos “anos bons” para uso nos “anos ruins”.

Entretanto, a segurança energética tem sido posta em xeque. De um lado, o acelerado crescimento da participação das fontes renováveis intermitentes deixou o sistema de potência excessivamente inflexível e, o que é pior, sem capacidade para reagir adequadamente. O déficit de potência, alertado pelo ONS desde 2022, é um dos quadros mais preocupantes desse novo cenário.

De outro lado, possivelmente em função de mudanças climáticas, o setor vem observando, com frequência, recordes de baixas vazões históricas. Os anos ruins têm se tornando mais frequentes e o déficit hídrico cada vez mais acentuado. Por exemplo, em 2021, o Brasil experimentou a pior série histórica ao longo dos últimos 91 anos.

Como agravante, a capacidade relativa de armazenamento vem caindo sucessivamente, pelo fato de que não se constrói mais no Brasil usinas hidrelétricas com grandes reservatórios.

Crises hídricas têm se tornado mais frequentes e intensas, com rebatimentos na produção de energia e em outros usos da água. Usinas térmicas têm sido usadas com frequência por questões energéticas, ou seja, para manter os reservatórios em níveis seguros. Hoje, o Brasil dispõe de um significativo parque termelétrico. Entretanto, é um recurso caro. Em 2021, por exemplo, o Brasil despachou usinas térmicas com um custo de até R\$ 2.500,00 por MWh.

As últimas três crises enfrentadas pelo Brasil foram em 2001-2002, 2013-2015 e 2021. Todas tiveram um elemento comum: choque de oferta causado por baixa disponibilidade hídrica. A crise de 2021 teve uma natureza híbrida, pois o Brasil enfrentou pela primeira vez uma crise simultânea de falta de energia e de potência. Daqui para a frente, esse deve ser o padrão.

Cada crise foi gerenciada de uma forma distinta. A crise de 2001 foi uma das mais sérias, pois o nível dos reservatórios era crítico e o país não contava com uma capacidade térmica expressiva. Por isso, foi necessário implementar um drástico programa de racionalização do consumo, o qual trouxe lições importantes quanto ao bom gerenciamento de crises. O programa foi fortemente respaldado na participação do consumidor.

Já a crise de 2013 a 2015 adotou uma postura oposta, despachando a totalidade do parque térmico, sem ter sequer considerado a participação do consumidor. A crise de 2021 também contou com forte despacho de térmicas, mas trouxe alguns elementos do gerenciamento da crise de 2021 e introduziu de forma pioneira no Brasil um programa de Resposta Voluntária da Demanda (RVD) para lidar com a crise de potência.

Dispor de capacidade térmica é uma necessidade. Trata-se de um seguro para minimizar os riscos de uma crise de suprimento. Entretanto, gerenciar a crise contando apenas com o uso das térmicas é uma proposição de elevado custo. Se os consumidores tivessem sido estimulados a economizar 5,3% da energia na crise de 2013-2015, teriam

reduzido os gastos variáveis em US\$ 17,2 bilhões (ou 56% do total). Analogamente, se essa economia fosse de 3,9% da energia, na crise de 2021, a redução dos gastos variáveis seria de **US\$ 4,9 bilhões (ou 67% do total)**¹¹.

São números extremamente expressivos, que evidenciam que o gerenciamento de uma crise deve olhar necessariamente para o uso racional da eletricidade e não apenas a intensificação do uso de termelétricas. Em outras palavras, o preço é um importante estímulo à redução dos custos, em especial para os consumidores.

A maneira mais eficiente para estimular o uso racional da eletricidade, que foi uma lição de 2001, é dar fortes sinais econômicos ao consumidor, de tal sorte que reflitam os custos marginais, essenciais para decisões racionais de uso ou de efficientização.

Uma proposta alternativa de sinais econômicos está descrita em detalhe em recente publicação de E+ Transição Energética (2024), que consiste no desenho de um modelo tarifário (em complemento ao sistema de bandeiras) que dê ao consumidor uma meta-alvo de consumo e um forte sinal de preços no entorno dessa meta.

É uma tarifação inteligente, que transmite um sinal de preço correto ao consumidor. Devem existir gatilhos a partir dos quais esse sistema tarifário é implementado automaticamente (da mesma forma como existem critérios para a aplicação das bandeiras).

Como descrito no eixo Funcionamento e Eficiência dos Mercados, até o fim dos anos 90 o SEB era dependente quase que de uma única fonte: as UHEs com grandes reservatórios. A oferta era muito flexível e eram raríssimos os problemas de confiabilidade devido à falta de potência, mesmo nos períodos de crise mais severa, como a observada em 2001.

Atualmente, com uma matriz elétrica bem diversificada e fortemente influenciada por subsídios, é elevado o risco de apagões. Há energia em excesso, só que num período fixo (entre 10h e 15h), com predominância da fonte solar e de forma pulverizada — em milhões de telhados espalhados por todo o Brasil — sem qualquer controle central. Assim, grande parte da oferta durante algumas horas não segue qualquer diretriz do operador do sistema. É uma evidente consequência da ineficácia do planejamento do setor como um todo, hoje, repita-se, subordinado a intervenções do Congresso na política de subsídios.

¹¹ Instituto E+ Transição Energética (2024). As crises de energia no Brasil: reflexões para um gerenciamento efetivo. Relatório Resumo. Rio de Janeiro/RJ. Brasil

Contudo, o crescimento da participação da fotovoltaica e a descentralização da oferta por meio da geração distribuída já não é apenas uma tendência, e sim um quadro irreversível. Assim, a partir do fim da tarde, já sem sol, o sistema precisa substituir os 40 GW de energia solar (número que deverá crescer para 50 GW em 2026) ao que se soma o adicional de potência necessário para atender ao rápido crescimento da demanda na hora da ponta, numa rampa que é também conhecida como “curva do pato”.

Na lógica atual, os agentes que impõem a rampa do fim da tarde não pagam por ela. Esses custos são socializados para os demais usuários da rede. É um evidente sinal de inadequada alocação de riscos e custos.

Além disso, há ainda outras (e maiores) inflexibilidades estruturais, como restrições de defluência, limites de contratos de usinas termelétricas (UTES), operação das nucleares, intermitência da solar e da eólica e outras. Nessas condições, o Operador Nacional do Sistema (ONS) só “despacha”, em 2025, cerca de 25%, que é a demanda líquida do sistema. Isso é incompatível com o atual desenho do mercado, onde jamais se imaginou uma demanda líquida menor que 80%.

O sistema é operado e as tarifas são calculadas com base em um modelo que previa o despacho centralizado, com custos que seguiam essa lógica, mas as decisões de investimento e operação das usinas inflexíveis ficaram descentralizadas e boa parte dos custos foi determinada por subsídios que fogem à lógica dos modelos de otimização. Em resumo, a formação de custos e preços ficou longe da realidade física.

Como fator agravante, o SEB já sofre os efeitos das mudanças climáticas, na forma de aumento da demanda por aparelhos de ar-condicionado e refrigeração (ondas de calor). Isso sem falar na ocorrência de ventos, cada vez mais intensos e frequentes, afetando a integridade das redes de distribuição e de transmissão.

Há um descompasso estrutural entre o modelo de otimização centralizada (desenho de mercado e tarifário) e a realidade operacional descentralizada e inflexível, exacerbado pela intervenção política via subsídios e a crescente imprevisibilidade das mudanças climáticas. Essa combinação resulta em perda de controle central sobre uma parcela crescente da geração (solar distribuída), inflexibilidade para substituir rapidamente grandes volumes de energia no fim da tarde (curva do pato) e redução do percentual de geração despachável, comprometendo a confiabilidade e a capacidade de resposta do sistema.

O sistema hoje é vulnerável, tanto a crises de energia quanto a crises de potência, com efeitos perversos sobre a conta de luz. A tecnologia, que apressou a evolução da fotovoltaica, tornou anacrônica a forma de operar o sistema elétrico de potência bem como as maneiras de estruturar preços e tarifas. E o caminho mais eficiente de solução consiste em aproximar a realidade física da realidade dos custos, o que requer mudanças relevantes na formação de preços e tarifas.

RECOMENDAÇÕES:

1. Fortalecimento e digitalização da rede (*Smart Grids*) - Implementar sistemas de medição e controle avançados para, se necessário, ter visibilidade e capacidade de controle/desligamento remoto (em casos críticos) da geração distribuída, que hoje é um “corpo estranho” no controle central;
2. Tornar compulsória a tarifa binômia para todos os consumidores, independentemente do nível de tensão.
3. Programas de Resposta da Demanda (*Demand Response*) - Incentivar grandes consumidores a reduzir ou deslocar seu consumo mediante remuneração durante o pico da demanda no fim da tarde, aliviando a rampa;
4. Tarifas inteligentes/horárias - Acelerar a adoção de tarifas horárias dinâmicas que penalizem o consumo na ponta (Curva do Pato) e incentivem o consumo no meio do dia (aproveitando o excesso solar), modulando o uso de aparelhos de ar-condicionado;
5. Tarifas Inteligentes em Períodos de Crise Hídrica – Possibilitar que, em complemento do sistema atual de bandeiras, mecanismos tarifários especiais possam ser acionados quando da iminência de uma crise hídrica, consistindo na definição de metas de consumo por elevados incentivos econômicos sob a forma de bônus e sobretaxas que reflitam o custo marginal da energia, permitindo assim aos consumidores tomarem decisões racionais sobre o uso da energia, o que geraria uma significativa economia de combustíveis fósseis.



5 | TRANSIÇÃO SUSTENTÁVEL

O aumento da participação de novas energias renováveis (eólica, solar e biomassa) na matriz elétrica ao longo dos últimos 20 anos trouxe três benefícios notáveis. Em primeiro lugar, permitiu a diversificação da oferta, que, até 2001, era excessivamente dependente da hidreletricidade.

Em segundo lugar, ajudou a manter o *status* do Brasil como um dos países com maior produção de energia limpa. Não fossem as renováveis, e na ausência de novos projetos hidrelétricos com reservatório, o setor teria perdido cerca de vinte pontos percentuais no grau de “renovabilidade” de sua matriz.

Em terceiro lugar, a introdução de renováveis deu significativa contribuição energética, ajudando a conservar água nos reservatórios das UHEs quando o sol brilha e/ou o vento sopra.

Essas novas energias foram absorvidas pelo sistema a preços competitivos na ótica do puro custo de geração, o assim chamado *Levelized Cost of Energy* (LCOE). Houve uma redução de custos das instalações solar e eólica devido ao modelo de negócios adotado no Brasil (leilões), em combinação com fortes incentivos para essas fontes.

Porém, quando internalizados os subsídios, bem como os custos necessários para balancear o sistema, essas fontes se tornam menos competitivas do que possa parecer à primeira vista. Isso leva a uma percepção distorcida do baixo custo de uma fonte, e não do custo de atender o mercado.

Além disso, como essas fontes não são despacháveis, há dificuldade de integração. O sistema vai se tornando mais rígido (inflexível) à medida que aumenta a participação das renováveis intermitentes na matriz elétrica. Esse é um fenômeno global.

O Brasil contava com uma elevada capacidade de armazenamento em reservatórios, flexibilidade do parque hidrelétrico e elevado grau de integração da rede. Essa capacidade de armazenamento facilitava a integração de renováveis variáveis, tanto em uma escala intradiária (eólica, solar) quanto sazonal, o que servia para mitigar a sazonalidade das usinas eólicas.

Todavia, a geração eólica e solar (local ou remota) cresceu muito com base em incentivos que não mais fazem sentido, ocasionando grandes distorções. As negociações no mercado livre, baseadas apenas na produção média de energia, sem considerar outros atributos (por exemplo, a potência) e as isenções de autoprodução, turbinaram o crescimento.

Como citado anteriormente, cada agente instalou ou facilitou a instalação da fonte desejada, no volume que lhe parecia mais adequado, no local desejado, sem se preocupar com os custos de transmissão e os riscos de *curtailment*. O modelo de integração de renováveis há muito deveria ter sido revisto.

Foram necessários significativos investimentos no sistema de transmissão para escoar o excesso de geração das renováveis intermitentes para os centros de consumo — Sudeste, Centro-Oeste e Sul. É normal que em muitos países a integração de renováveis exija grandes troncos de transmissão, principalmente em nações de dimensão continental. Assim tem sido na China (com excesso de produção solar no oeste do país) e nos Estados Unidos (com excesso de produção eólica no meio-oeste). Em ambos os casos, a produção está longe dos centros de consumo.

Entretanto, no Brasil, subsídios no uso da rede e o fato de os custos de transmissão serem rateados entre todos os consumidores levaram a uma excessiva concentração nos locais com maior produtividade do recurso endógeno (solar, eólica), mas não, necessariamente, nos locais com menores custos para o país, levando em conta os investimentos em transmissão.

Além da concentração geográfica, a capacidade instalada total, no nível nacional, vem superando as necessidades do mercado. Não se trata mais de uma questão de falta de transmissão, mas falta de mercado para aqueles blocos de energia produzidos durante o dia.

Para alcançar a flexibilidade necessária, o operador tem sido obrigado a cortar a produção das novas renováveis, o chamado *curtailment*. Alegam os agentes afetados que não têm controle sobre os cortes e que, na ausência de uma compensação pecuniária pela energia cortada, o setor encontrará dificuldades financeiras e não poderá continuar investindo.

A ANEEL estabeleceu critérios corretos que limitam a compensação das usinas cortadas (*constrained-off*), não contemplando as razões de confiabilidade ou falta de mercado. A despeito de o corte em si não ser uma prerrogativa dos agentes, as decisões de quanto e onde investir, bem como com quem comercializar, foram feitas pelos agentes em um passado recente e, portanto, fazem parte do risco do negócio. No trâmite da MP 1.304/2025, foram discutidas formas possíveis de ressarcimento pelos cortes efetuados, retroativos a 2023.

Na realidade, houve duas determinações que indicam caminhos opostos sobre ressarcimento a ser pago pelos consumidores aos geradores eólicos e solares devido aos cortes. A primeira não admitia ressarcimento de *curtailments* resultantes de falta de demanda energética. O que está correto porque não faria sentido cobrar o “não consumo” dos consumidores.

A segunda, aprovada de última hora no plenário da Câmara, admite ressarcimento de todos os cortes, passados e futuros, com exceção dos “associados exclusivamente à sobreoferta de energia elétrica renovável...”.

Enquanto esse texto estava sendo escrito, foi sancionada a Lei 15.269/2025, sendo vetada essa segunda possibilidade de ressarcimento, veto este que ainda será apreciado pelo Congresso Nacional.

O consumidor já assume uma boa parte dos custos resultantes do descasamento temporal entre oferta e demanda. Por exemplo, cada vez que uma planta é cortada (*constrained off*) e continue existindo demanda, haverá outra planta (mais cara) no sistema que é ligada (*constrained on*) para suprir a energia faltante.

Essa geração provém, na maioria das vezes, de usinas termelétricas mais caras, que são ativadas para prover potência ao sistema. Em determinadas situações, quando o sol se põe, a necessidade de potência do sistema cresce repentinamente (a chamada rampa).

Para melhor equilibrar a oferta e a demanda de energia elétrica, o papel do gás natural continuará importante, tanto para mitigar as variações intradiárias quanto as sazonais. No mercado intradiário, é esperado que a ampliação da capacidade de usinas hidrelétricas existentes, do armazenamento (BESS ou usinas reversíveis) e a resposta da demanda mitiguem a variabilidade das energias renováveis.

Entretanto, na ausência de um programa ambicioso de ampliação de usinas hidrelétricas com reservatórios, o gás natural será peça-chave para cobrir as variações sazonais das usinas eólicas, bem como prover energia durante crises hídricas, que estão se tornando cada vez mais intensas e frequentes por efeito das mudanças climáticas.

Os leilões de capacidade são necessários para trazer flexibilidade a um sistema que foi construído com base em fontes não controláveis, utilizando uma métrica que considerava apenas a contribuição energética, sem consideração pela necessidade de potência e de outros atributos necessários para manter o sistema equilibrado. Os leilões de capacidade se tornaram necessários para compensar a falta de potência firme no sistema como um todo.

Porém, é necessário realizar leilões de capacidade que sejam agnósticos à tecnologia, permitindo a participação de qualquer uma, desde que sejam realmente capazes de entregar a potência, ou outros atributos que se façam necessários. Leilões tecnologicamente agnósticos propiciam concorrência e resultam em menor custo ao consumidor final.

Embora seja pouco discutido, os contratos, tanto no mercado livre (ACL) quanto no regulado (ACR), já previam uma entrega, pelos geradores, do binômio energia-potência, mesmo para as fontes não despacháveis. É preciso retomar esse conceito e permitir que fontes não despacháveis adotem soluções híbridas para entregar a potência contratada. Além disso, novas cargas que contratem energia e potência não devem participar do rateio dos custos dos leilões de reserva de capacidade (LRCAP) ou de outros desenhos para prover flexibilidade/potência.

Os sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS) são uma fonte importante de flexibilidade, mas ainda apresentam custos elevados. No caso da bateria *behind the meter* (instalados no lado do consumidor, antes do medidor da concessionária de energia), cabe ao cliente-consumidor analisar os custos e benefícios de sua decisão.

Entretanto, no caso da bateria (BESS) ser instalada *in front of the meter* (que é conectado diretamente à rede elétrica principal), é necessário assegurar que os custos e benefícios sejam alocados de forma adequada, sem agravar os subsídios cruzados. Por exemplo, do ponto de vista técnico, o BESS é, sim, capaz de reduzir o *curtailment*. Entretanto, a decisão de investimento deve ser cuidadosamente analisada. O custo de oportunidade do *curtailment* é de, por exemplo, US\$ 30/MWh, enquanto o custo do BESS é pelo menos cinco vezes maior.

O agente que está sendo cortado deveria ter plena liberdade de instalar baterias, caso seja vantajoso, pois os benefícios e os custos estarão internalizados. Contudo, instalar BESS a ser pago pelo sistema é uma forma indireta de compensação pelo *curtailment*, o que pode ferir o espírito da regulamentação atual.

Assim, a justificativa para contratação do BESS deve ter como premissa o atendimento das necessidades da carga (potência, rampa, reserva, controle de tensão) e não dos geradores em si. É necessário dizer que o BESS — projetado para prover energia de potência, reduzir o impacto da rampa e racionalizar investimentos em transmissão — irá carregar as baterias quando a energia for abundante, tendo, portanto, um impacto indireto na redução do *curtailment*.

Os níveis atuais de *curtailment* não podem ser resolvidos a curto prazo, haja vista o alto volume de geração inflexível incorporado e que ainda entrará no sistema. Investidores devem reavaliar seus planos de negócio, incluindo diversificação geográfica e hibridização, com base em análises de riscos realistas.

O consumidor não tem condições de absorver a energia excedente, mas, a permanecer o estado das coisas, a expansão das energias renováveis poderá ficar comprometida. O setor de renováveis deve repensar seu modelo de negócios.

Aproveitar a energia excedente para o atendimento de novas cargas como eletrolisadores e *data centers* tampouco é a solução para o problema, uma vez que essas cargas necessitam ser providas quase em uma base 24x7.

Mitigar o impacto do *curtailment* (sem a pretensão de eliminá-lo) passa por um mecanismo de rateio dos prejuízos (seguindo a lógica do MRE) e que a geração distribuída esteja também sujeita a *curtailment*, uma vez que tanto essa quanto a geração centralizada contribuem para o excesso de energia e sua variabilidade.

A Resposta da Demanda (RD) é outro mecanismo útil para prover flexibilidade ao sistema. O Brasil introduziu tal mecanismo em 2021, através do programa de Redução Voluntária de Demanda (RVD). A esse se seguiram aperfeiçoamentos, como a RD estrutural em 2022, sendo que agora o ONS introduziu leilões de RD “por disponibilidade”, produto este que oferece mais flexibilidade quando houver necessidade de “despachá-los”. A RD deveria concorrer de forma isonômica com as soluções do lado da oferta. No mínimo, a RD deveria participar do mercado de energia e “formar preços”. A RD deveria também participar nos leilões de capacidade.

Ainda no campo de Resposta da Demanda, há um grande espaço a percorrer com a expansão das tarifas horárias, que deveriam ser compulsórias para prosumidores e residências com carregadores elétricos. Além disso, há um caminho não explorado para a introdução de tarifas dinâmicas, tais como *Critical Peak Pricing* (CPP). Essas modalidades são tarifas diferenciadas no tempo (tais como tarifas horárias), mas o preço e o intervalo de aplicação variam de acordo com a criticidade do sistema.

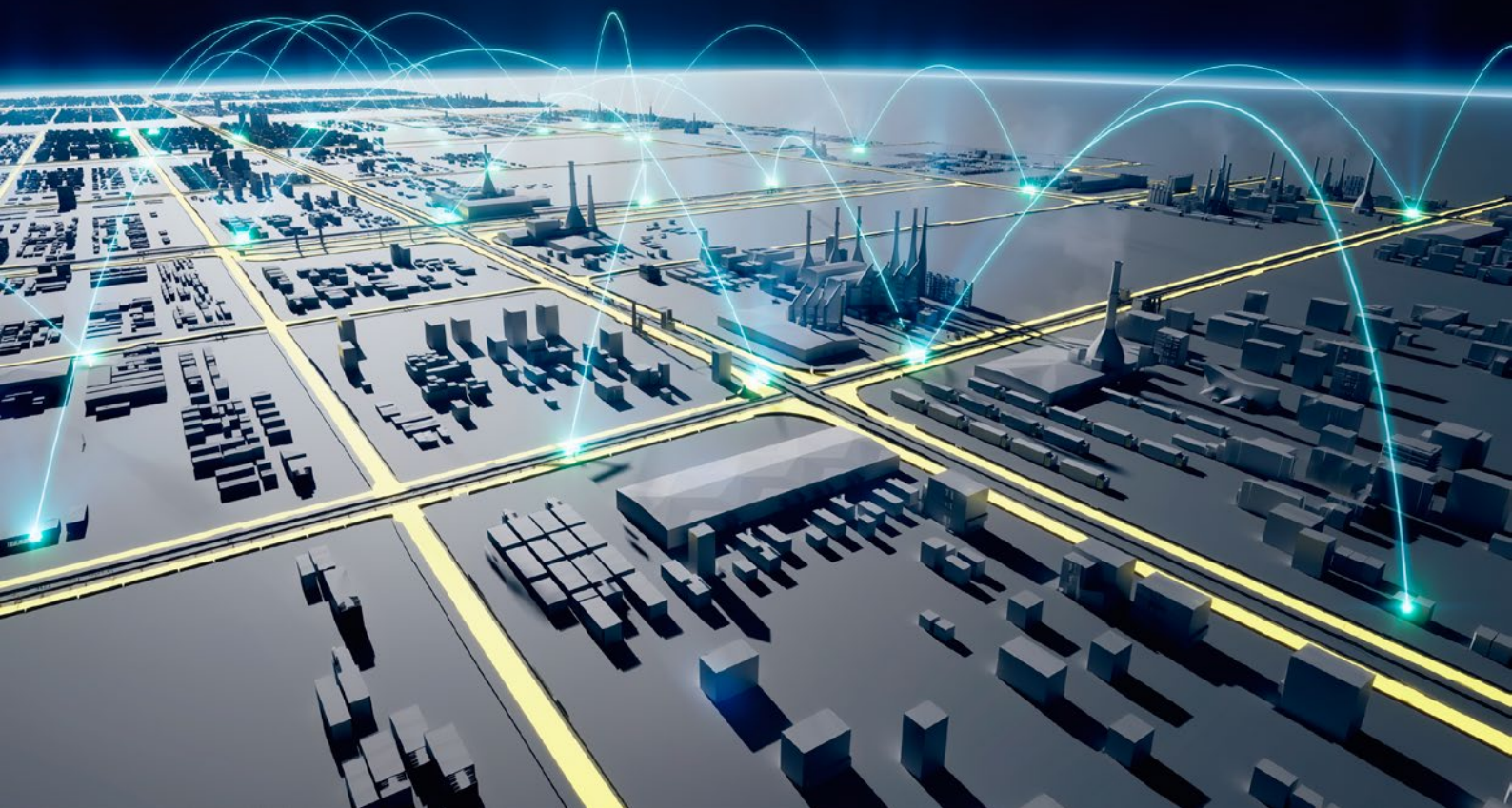
Tarifas em tempo real (RTP) são também úteis como instrumento de resposta do consumidor e, de certa forma, a abertura do mercado expõe os clientes (ou seus comercializadores) às variações do preço *spot*, fazendo com que estes naturalmente reduzam o consumo nos horários de preços elevados. Para maior efetividade, as atuais distorções no preço *spot*, tais como PLDmin e PLDmax deveriam ser corrigidas, para que a RD ocorra de forma natural.

Também devem ser analisadas, com muito realismo, as ambições de plena descarbonização da matriz elétrica. Ainda que ambientalmente desejável, pode não ser técnica e economicamente factível. O gás natural não pode ser descartado como parte integrante deste processo de transição energética, principalmente se a decisão for de incentivar novas grandes cargas com alto fator de capacidade, tais como eletrolisadores e *data centers*. A integração “gás natural-energia elétrica” deve ser aprofundada, sem que a contínua penetração de fontes renováveis e a disponibilidade de energia confiável estejam comprometidas.

RECOMENDAÇÕES:

1. Buscar um caminho de expansão de renováveis e de descarbonização que seja sustentável não apenas na ótica ambiental, mas também sob a ótica operacional do funcionamento do Sistema Interligado Nacional (SIN);
2. Basear a competição entre diferentes fontes energéticas no custo para atender um perfil de carga, em vez de simplesmente no custo da fonte em si (LCOE);
3. Reformular o setor de renováveis intermitentes para que seja entregue um produto de maior valor agregado, que disponha de energia e potência associada, buscando um *mix* de tecnologias para firmar a energia (a hibridização);
4. Ampliar a resposta da demanda para prover flexibilidade ao sistema, tanto no mercado de energia quanto no de capacidade;
5. Explorar modelos de negócio para BESS que permitam a captura do maior número de benefícios que estes possam oferecer ao sistema, de modo a viabilizar uma classe de ativos que ainda é [cara](#)¹²;
6. Prover uma maior integração entre o gás natural e a eletricidade, tendo em vista que, mesmo com os objetivos de descarbonização, o Brasil, pelo menos no médio prazo, continuará necessitando do gás para prover flexibilidade e para mitigar as variações hidrológicas sazonais. Entretanto, é preciso não confundir usinas flexíveis, que são desejáveis, com usinas inflexíveis. Nos últimos anos, têm ocorrido sucessivas iniciativas legislativas para contratar energia produzida por usinas a gás inflexíveis com o objetivo de “jogar nas costas” do consumidor de eletricidade o custo de construção e operação de gasodutos que servirão a outros setores, além do SEB. Essas iniciativas têm sido rejeitadas e é importante que continuem sendo.

12 Permitir que BESS participe dos leilões de capacidade, por exemplo, é um passo importante para viabilizar a tecnologia e reduzir os custos de agregar potência e serviços ancilares ao sistema. Entretanto, no caso de um BESS ser instalada *in front of the meter*, é necessário assegurar que os custos e benefícios sejam alocados de forma adequada, sem agravar os subsídios cruzados.



6 | ENERGIA: VETOR DE DESENVOLVIMENTO

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), que já é exemplar ao contribuir com menos de 2% das emissões nacionais de gases de efeito estufa (contra 30% da média mundial), tem o potencial de ser o motor da transformação, por meio do aumento da produtividade ocasionado pela eletrificação e pela exportação de produtos com baixo conteúdo de carbono.

No cenário de eletrificação para 2050 de um recente [estudo¹³](#), o setor elétrico emitirá anualmente 96 MtCO₂eq (milhões de toneladas de CO₂ equivalente), por efeito da parcela de 10% não renovável. Por outro lado, a eletrificação resultará na diminuição da emissão de 145 MtCO₂eq no setor de transportes e de 45 MtCO₂eq no setor industrial.

13

https://psr-energy.com/docs/sumario_executivo_coalizacao.pdf

Apesar do cenário promissor, o mesmo estudo alerta para os obstáculos que podem comprometer essa virtuosa trajetória. Principalmente, as intervenções na governança do setor para a promoção de subsídios desnecessários, hoje superiores a R\$ 50 bilhões anuais, pagos pelos consumidores.

A preocupação é plenamente justificada tendo em vista a intenção do Governo em incentivar a vinda de grandes cargas energo-intensivas, tais como *data centers* e atividades industriais (*power shoring*). É necessário, porém, debater preliminarmente se essas virtudes podem ser entregues pelo sistema elétrico brasileiro.

Nota-se que têm sido estabelecidas políticas macroeconômicas para atrair essas indústrias. Por exemplo: a) a produção de hidrogênio de baixo carbono¹⁴ tem à sua disposição R\$ 18,3 bilhões em subsídios e renúncias fiscais; b) o Poder Executivo submeteu recentemente ao Congresso uma Medida Provisória propondo um plano de renúncia fiscal de R\$ 7,5 bilhões para atrair *data centers* para o Brasil. Tais oportunidades, se concretizadas, resultariam em um significativo crescimento do mercado de energia elétrica no Brasil.

Cada uma dessas indústrias tem características, desafios e riscos próprios. Este estudo não tem o objetivo de realizar uma análise econômica quanto à viabilidade desses programas e do custo-benefício das renúncias fiscais, embora haja evidências quanto à real factibilidade deles, seus riscos e o exagerado otimismo quanto aos números apresentados.

Os pedidos de conexão para entrada em operação de eletrolisadores e *data centers* até 2030 totalizam cerca de 50 GW. A esses se agregaram recentemente 6 GW de solicitações de carga após a publicação da MP do Regime Especial de Tributação para Serviços de Data-center (REDATA) em 17 de setembro (MP 1318/2025). É bem verdade que há muita especulação, além do tradicional efeito “corrida do ouro”, mas são volumes de energia disruptivos, que exigem muita reflexão sobre como tais cargas podem ser atendidas. Assumindo que metade dessas cargas solicitadas venha a se materializar, os projetos representariam cerca de 30% de todo o consumo atual de energia elétrica no Brasil, que é de 85 GW_{méd}.

Trata-se de um choque de demanda sem precedentes em todo o mundo, com um incremento de consumo (e subsídios, se aplicadas as regras atuais) que terá efeitos disruptivos no setor elétrico.

¹⁴ Definido como aquele cujo fator de emissões é inferior a 7 kgCO₂eq/kgH₂ (sete quilogramas de dióxido de carbono equivalente por quilograma de hidrogênio).



Energia “verde” faz parte do diferencial buscado por essas indústrias. O Brasil dispõe hoje de uma vantagem comparativa em termos internacionais, haja vista que já é uma das matrizes elétricas mais renováveis do mundo. A expectativa governamental é que será possível continuar nessa trajetória, aproveitando, inclusive, o excesso de energia perdida devido ao *curtailment* de fontes renováveis.

Os empreendedores esperam contar com energia abundante a custos extremamente baixos. Por exemplo, a indústria de hidrogênio verde (H2V) espera pagar US\$ 20-25/MWh e chegar a um custo de produção da ordem de US\$ 1,67/kg em 2030. A indústria de *data centers* não é tão sensível a preço, mas tem sido atraída por alegados custos de energia dessa mesma ordem de grandeza e pelo benefício extra de ser servida por uma matriz com alto grau de [renovabilidade](#)¹⁵.

¹⁵ Eletrolisadores assumem que pagarão US\$ 20–25 MWh pela energia (na porta da fábrica). Desta forma, chegariam ao almejado custo de produção de US\$ 1.67/kg de H2V. (2/3 energia, 1/3 CAPEX, 55kWh/kg). Assumem também que estes custos serão decrescentes haja vista a esperada trajetória de curvas descendentes (embora improvável) nos custos de energia solar e eólica.

É certo que há muito otimismo por parte do Governo e dos empreendedores para viabilizar os novos projetos à luz de uma energia abundante, barata e verde. As políticas públicas atuais não estão em sintonia com a realidade física do que o setor elétrico pode (e não pode) de fato oferecer, a que custo e com qual grau de renovabilidade.

Os empreendedores creem que vão conseguir um preço de energia similar ao LCOE (*Levelized Cost of Energy*) da fonte. Entretanto, não estão levando em conta que há um custo adicional para prover energia quando o sol não brilha ou quando o vento não sopra. Os agentes assumem que “a energia virá do sistema”. E quanto custará? Certamente não será o LCOE das fontes renováveis.

As grandes cargas assumem que vão celebrar contratos com fontes renováveis que tenham uma “equivalência energética” suficiente para cobrir suas necessidades. Assume-se que, quando sobra energia, o sistema a absorve e, quando falta, o sistema a entrega, sempre a um custo próximo a U\$ 20-25/MWh. Sob essas premissas, o LCOE das fontes renováveis seria equivalente ao custo de servir a carga 24x7.

Para que isso fosse verdade, o sistema deveria ter capacidade de transmissão e flexibilidade de seu parque gerador quase infinitas. É um cenário hipotético, quando se observa a realidade física do sistema elétrico.

Além dos custos de geração, empreendedores devem também levar em conta os custos de transmissão, o pagamento pela capacidade contratada nos leilões de reserva de capacidade (LRCAP), os [encargos setoriais](#)¹⁶ e os custos de geração termelétrica nos períodos secos, hoje pagos pelo mercado regulado via sistema de bandeiras. Esses custos serão pagos pelo empreendedor ou serão parcialmente subsidiados, o que não é sustentável no longo prazo. A Lei 15.269/2025 já deu sinais claros a esse respeito, fixando um teto para os valores da CDE.

Essas grandes cargas também não estão pagando pelo custo de acesso à transmissão que lhes será posto à disposição. Em caso de frustração da demanda, esses custos serão pagos pela base restante dos consumidores.

O risco de custos *stranded* e seu impacto nos consumidores cativos têm sido parte do intenso debate sobre atendimento a grandes *data centers* em outras partes do mundo,

¹⁶ U\$ 11,5/MWh (2023) e U\$ 18/MWh (2021), quando ocorre uma restrição hídrica.

como no estado de Virginia (EUA). A discussão é muito ilustrativa para o caso brasileiro, haja vista o fato de essa região concentrar o maior número de *data centers* dos Estados Unidos. Os problemas que estão lá sendo enfrentados são um bom indicador dos [problemas que o Brasil poderá enfrentar](#)¹⁷.

O impacto da introdução de data centers já está se materializando. No último leilão de capacidade no Power Pool PJM (um dos mercados de energia elétrica operados nos Estados Unidos), foram contratados volumes sem precedentes de nova capacidade, em resposta ao crescimento dessa indústria.

RECOMENDAÇÕES:

1. Estabelecer tratamento diferenciado para as megacargas, uma vez que são disruptivas e seus custos terão rebatimentos no preço de energia para os demais consumidores. O custo marginal de longo prazo do sistema elétrico brasileiro é crescente e essas cargas vão empurrar o custo médio para patamares mais elevados. O princípio de isonomia não se aplica a tais cargas, requerendo, portanto, um tratamento diferenciado. A existência de privilégios e descontos tarifários hoje existentes para as grandes cargas e autoprodutores terá um efeito multiplicador nos subsídios cruzados hoje existentes;
2. Estudar medidas que evitem que essas grandes cargas transfiram os custos incrementais por elas gerados. A iniciativa do ONS, de requerer garantias junto aos pedidos de acesso, é um passo na direção correta, mas ainda insuficiente. Outras medidas devem ser adotadas para evitar que investimentos em transmissão se tornem *stranded*, caso os projetos não se materializem. Por exemplo, o conceito de conexão *shallow* versus *deep* deve ser revisitado. Medida crucial é que os contratos bilaterais de energia (PPA) ou de autoprodução contenham, necessariamente, um lastro de potência firme para essas grandes cargas. São elas que deverão providenciar seu próprio lastro;
3. Preservar e aprimorar leilões para alocação da escassa capacidade de acesso à rede para a geração e para a carga. O critério de concessão de acesso com base ao

¹⁷ O Market Monitor do power pool PJM do primeiro semestre de 2025 conclui que a inclusão de Data Centers de grande porte (tanto histórica quanto futura) é a principal razão para a escassez de capacidade na região, e por conseguinte dos volumes e custos sem precedentes de capacidade contratada nos leilões, com impacto direto no preço da energia para todos os consumidores.

princípio *first come first served basis* não garante uma alocação eficiente do recurso escasso (acesso à rede) e gera o fenômeno de “corrida ao ouro”, onde agentes disputam o acesso, ainda que com projetos em estágio embrionário;

4. Intensificar os programas de resposta da demanda (RD), dando maior possibilidade da carga modular de consumo para não comprometer o provimento confiável de energia;
5. Estudar mecanismos e programas de uso racional que favoreçam o aproveitamento da energia que hoje está sendo desperdiçada (*curtailment*), aproveitando o fato de que existem cargas com algum grau de flexibilidade. Por exemplo, no espectro de usos finais dos *data centers*, há certas aplicações (por exemplo, mineração de criptomoedas) que não necessitam operar necessariamente em uma base 24x7. Da mesma forma, cargas flexíveis como carregamentos de veículos elétricos (EVs) poderiam se ajustar à disponibilidade de recursos energéticos em certos momentos do dia. Os EVs, inclusive, já estão na iminência de se tornarem “baterias sobre rodas”¹⁸, vendendo capacidade e outros serviços ao sistema sob forma de *Vehicle-to-Grid* (V2G);
6. Buscar novas formas de aproveitar a energia cortada, já que o setor ainda não conhece a disposição dos consumidores, principalmente as novas grandes cargas energo-intensivas, para pagar menos por energia não totalmente firme. Um leilão de duas pontas pode revelar o interesse de mercado e os valores dispostos a pagar e a receber entre consumidores e produtores.

18

Cerca de 50 kWh por veículo





7 | A REFORMA

Existe, há um bom tempo, o consenso quanto à urgência de uma ampla reforma. Menciona-se com frequência que é necessário um “Novo RE-SEB”, alusão feita à última grande reforma do setor, realizada em 1997, a qual colocou os alicerces dos modelos regulatório, institucional e comercial hoje existentes.

O modelo desenhado em 1997 e aperfeiçoado em 2003 já ficou obsoleto. Houve grandes evoluções no setor elétrico brasileiro e internacional. Nesse período de 20-25 anos, foram introduzidas novas tecnologias no mundo e no Brasil, tais como energia eólica e solar, trazendo seus próprios desafios operacionais.

A flexibilidade passou a ser um recurso escasso e a descentralização da oferta, por meio da geração distribuída, mostra-se um quadro irreversível. Ao contrário do que era

a tradição até os primeiros 15 anos desse século, os modelos já não são permanentes. O desenho prudente é aquele que garante capacidade de adaptação à rápida evolução tecnológica, do lado da oferta e do lado da demanda.

No quadro atual, sem ações do lado da demanda, a participação do gás natural tem sido necessária para suprir as necessidades de flexibilidade e prover energia durante períodos de hidrologia crítica. Existem novas tecnologias, de importante potencial, que somente agora começaram a ser exploradas no Brasil, como o sistema de armazenamento em baterias (BESS). Apesar dessas mudanças, o desenho de mercado não se atualizou e os preços não estão dando sinais adequados para localização eficiente de unidades geradoras e carga.

As novas tentativas de reforma têm enfrentado grandes dificuldades. As recentes MPs 1300 e 1304 ilustram a falta de objetivos comuns e sintonia entre Poder Executivo e Congresso. Para enfrentar essas dificuldades, o Executivo tem trabalhado no sentido de fragmentar a reforma, priorizando as mais urgentes. Em consequência, as propostas levadas ao Congresso perdem a visão do todo.

Existe uma clara crise de sustentabilidade, mas essa não tem sido suficiente para alinhar esforços em prol de um bem comum. A alternativa de uma reforma “*big bang*”, ao estilo da reforma de 1997, tem sido considerada inviável politicamente. Por outro lado, a estratégia atual de “*fatiamiento*” tem levado a um setor disfuncional, que perdeu sua coerência. Qual o caminho a percorrer?

É muito importante também examinar quais os fatores críticos que determinaram o sucesso (ou a falta dele) nas reformas (ou tentativas de reforma) dos últimos 25 anos, para que um governo comprometido em implementar uma reforma abrangente possa se estruturar de maneira adequada. A seguir, apresentamos uma lista desses fatores:

- 1. PERCEPÇÃO DE CRISE** – Talvez o mais importante seja uma real percepção de crise pelos agentes, pela sociedade e pela classe política. Em 1997, houve uma crise financeira, e a reforma de 2004 ocorreu na esteira de um programa de racionamento como o enfrentado em 2001. Nos dois casos, o Congresso atuou de forma sinérgica com o Executivo, dando suporte às mudanças. A crise atual já se configura como uma séria crise de sustentabilidade e de tarifas crescentes, mas ainda não é percebida como tal.

2. **VISÃO DO TODO** – Uma reforma da magnitude esperada deve ser desenhada levando em conta um diagnóstico detalhado e independente. Esse diagnóstico deve levar em conta os múltiplos aspectos (comerciais, técnicos, institucionais e legais), identificando como as diversas peças se comunicam. Também devem ser elencadas as opções e questões críticas envolvidas em cada escolha.
3. **LIDERANÇA** – O Poder Executivo deve ter um papel importante no desenho de um programa, na negociação dele com o Congresso e na consolidação de um plano de implementação. Liderança significa, dentre outras coisas, uma mensagem clara de que a reforma é prioridade e de que a administração está comprometida em executá-la.
4. **TEMPO** – Uma reforma ampla como a que está sendo vislumbrada pode requerer um prazo de 2 a 4 anos, desde o desenho conceitual até os primeiros passos da implementação, chegando a um ponto que se torne irreversível.
5. **SUPORTE TÉCNICO** – Uma ampla reforma requer que muitas frentes sejam examinadas de forma simultânea e coordenada. Trata-se de um esforço significativo, sendo necessário um apoio técnico independente e com conhecimento da situação local e de melhores práticas internacionais.
6. **GOVERNANÇA** – Um projeto de reforma dessa envergadura requer o estabelecimento de uma equipe multidisciplinar no âmbito do MME, a qual deverá coordenar os esforços envolvendo diferentes atores, para aproveitar o grande conhecimento e experiência. Uma equipe de alto nível deve dispor de dedicação integral, com acesso direto ao Ministro, o que facilitará um diálogo eficiente com o Congresso na medida em que a proposta se desenvolve. Além disso, é importante o alinhamento com os ministérios da área econômica e com a Casa Civil, que deve atuar como patrocinadora da reforma em nome do Presidente da República.
7. **COMUNICAÇÃO** – Um processo de comunicação se faz necessário, não somente junto aos agentes e associações, mas, principalmente, com o Congresso e suas lideranças.

Os seis pilares e o caminho para a reforma do setor elétrico brasileiro

Buscamos, com esta proposta de novo modelo, agregar em seis pilares os principais diagnósticos e recomendações para uma reforma necessária do setor elétrico brasileiro. Algumas recomendações aparecem em mais de um pilar, o que não constitui redundância, mas evidencia a interdependência entre os problemas e reforça a necessidade de uma abordagem integrada.

Há um conjunto de preceitos comuns que orienta as recomendações apresentadas ao longo deste estudo:

1. Organizar o setor para que os preços reflitam adequadamente a disponibilidade da oferta e a disposição da demanda, permitindo que os sinais econômicos orientem de maneira mais eficiente as decisões de consumo, operação e investimento.
2. Definir finalidades claras para os subsídios, identificando seus beneficiários, suas fontes de financiamento, seus objetivos e os prazos para seu início, avaliação e término.
3. Ampliar a liberdade competitiva e a neutralidade tecnológica, tornando os mecanismos de contratação mais agnósticos e capazes de comparar tecnologias a partir do custo efetivo de entrega da energia e dos atributos de que o sistema necessita.
4. Alocar custos de forma eficiente e transparente, evitando socializações indevidas e garantindo que eventuais subsídios não agravem a regressividade da estrutura tarifária.

5. Integrar o planejamento do setor elétrico ao planejamento energético, especialmente em sua relação com recursos como água e gás natural, reduzindo problemas de coordenação e os custos decorrentes da integração entre diferentes fontes e infraestruturas.
6. Rever a governança do Setor Elétrico Brasileiro, estabelecendo uma separação adequada entre as funções de formulação das leis, definição das políticas públicas, regulação, operação e fiscalização.

A adoção desses princípios permitiria avançar para um sistema em que os preços expressem melhor as condições de oferta e demanda, os contratos possam se adaptar ao perfil dos diferentes consumidores e energia, potência, flexibilidade e demais atributos necessários à confiabilidade sejam contratados de forma mais eficiente. Leilões e outros mecanismos de mercado poderiam comparar diferentes soluções a partir das necessidades efetivas do sistema, em vez de privilegiar previamente determinadas tecnologias.

O resultado esperado é a redução de ineficiências, subsídios e custos que hoje acabam incorporados à tarifa e comprometem a competitividade da economia e o orçamento dos consumidores.

Mas conhecer o diagnóstico e identificar as soluções não é suficiente. Reformas dessa dimensão não acontecem espontaneamente. Dependem de liderança política, coordenação institucional, capacidade técnica e continuidade de execução.

Por isso, a reforma precisa ser compreendida não como um conjunto de medidas isoladas, mas como um programa de governo, com objetivos definidos, prioridades, sequência de implementação e responsabilidades institucionais claramente estabelecidas.

Uma reforma dessa magnitude deve partir de uma visão do todo. As dimensões comerciais, técnicas, econômicas, institucionais e legais estão interligadas, e alterações realizadas de maneira fragmentada podem resolver um problema e criar outros. O primeiro passo deve ser, portanto, consolidar o diagnóstico, identificar as relações entre as diferentes peças do setor e explicitar as escolhas e consequências envolvidas em cada alternativa.

Também é indispensável a liderança do Poder Executivo. Cabe ao governo organizar o programa de reforma, estabelecer prioridades, coordenar sua formulação e construir as condições políticas para sua discussão com o Congresso Nacional. Essa liderança deve

transmitir uma mensagem inequívoca de que a modernização do setor elétrico constitui uma prioridade de governo e será conduzida com continuidade.

A implementação exigirá ainda uma estrutura de governança compatível com a complexidade da tarefa. Uma equipe multidisciplinar de alto nível, com dedicação ao programa e coordenação no âmbito do Ministério de Minas e Energia, deve articular os diferentes órgãos envolvidos. O trabalho precisa estar alinhado com ministérios da área econômica e com a Casa Civil, de maneira a conferir à reforma capacidade de coordenação transversal e apoio político no centro do governo.

Será igualmente necessário reconhecer que uma transformação estrutural dessa natureza exige tempo e sequência. Algumas providências poderão ser adotadas imediatamente; outras dependerão de estudos, consultas, alterações regulatórias ou mudanças legislativas.

Uma reforma ampla pode atravessar vários anos entre sua formulação e sua consolidação. Por isso, mais importante do que tentar realizar tudo simultaneamente é estabelecer desde o início uma direção clara, uma ordem de prioridades e um processo capaz de sobreviver às dificuldades naturais de implementação.

É justamente nesse sentido que ganha importância a preparação para o primeiro dia de governo. O primeiro dia não deve ser entendido literalmente como a data em que todas as reformas serão realizadas, mas como o momento em que precisam estar definidas a direção, a governança e a sequência do processo.

Isso significa chegar ao início de uma nova administração com o diagnóstico consolidado, as prioridades identificadas, a estrutura de governança concebida e uma agenda organizada para os primeiros dias, os primeiros meses e os anos seguintes. Algumas medidas poderão estar maduras para decisão imediata; outras deverão ser encaminhadas a estudos, grupos de trabalho, processos regulatórios ou ao Congresso Nacional. O essencial é reduzir o intervalo entre reconhecer os problemas e começar efetivamente a enfrentá-los.

A experiência mostra que reformas estruturais perdem força quando começam novamente pela elaboração do diagnóstico. No caso do setor elétrico brasileiro, uma parte significativa desse diagnóstico já existe. O desafio é transformar conhecimento acumulado em capacidade de decisão e implementação.

Essa preparação deve envolver também um suporte técnico qualificado e uma estratégia permanente de comunicação. Uma reforma que altera preços, subsídios, contratos,

direitos e responsabilidades inevitavelmente produzirá ganhadores e perdedores e enfrentará resistências.

Sua sustentabilidade dependerá não apenas da qualidade técnica das propostas, mas da capacidade de explicar seus objetivos, seus custos de transição e seus benefícios para os consumidores, os investidores e para o país. O diálogo com o Congresso e suas lideranças será, nesse sentido, parte integrante — e não acessória — da própria reforma.

Fazer uma reforma abrangente do setor elétrico brasileiro é possível. Os principais problemas são conhecidos e muitas das soluções vêm sendo discutidas há anos. O que falta é reuni-las em uma visão coerente, estabelecer prioridades e construir capacidade política, técnica e institucional para implementá-las.

O Brasil dispõe de uma combinação excepcional de recursos energéticos. Essa abundância, entretanto, somente se converterá plenamente em vantagem econômica se o setor for capaz de transformar recursos naturais, infraestrutura e tecnologia em energia segura, competitiva e acessível.

Este estudo procurou contribuir para essa construção. Não pretende encerrar o debate, mas oferecer uma arquitetura para organizá-lo e uma direção para transformá-lo em ação.

A reforma começa quando o diagnóstico deixa de ser apenas diagnóstico e passa a orientar decisões. Por isso, o trabalho precisa começar antes da posse, para que o primeiro dia de governo não seja o início da discussão, mas o início da implementação.

A

ACL (AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE)

É o segmento do setor elétrico em que grandes consumidores podem escolher de quem comprar energia. Diferente do “mercado cativo” no qual a tarifa é definida pela distribuidora e aprovada pelo governo, no ACL os preços, prazos e volumes são negociados livremente entre cliente e gerador ou comercializadora. Isso permite buscar energia mais barata, renovável ou com condições personalizadas. O modelo estimula competição e eficiência, mas exige gestão ativa de contratos e riscos.

ACR (AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA)

É o espaço do setor elétrico em que consumidores compram energia por meio das distribuidoras, a preços definidos pela ANEEL, e diferenciados por grupo consumidor, garantindo previsibilidade e segurança para residências e pequenos negócios. É também chamado mercado cativo. A energia (e capacidade) compradas pelas distribuidoras resulta de leilões centralizados.

AUTOPRODUÇÃO

É o modelo em que empresas geram sua própria energia para consumir em suas operações, reduzindo custos e exposição às tarifas tradicionais. Indústrias, shoppings, mineradoras e grandes consumidores constroem ou contratam parte de usinas solares, eólicas, térmicas ou de biomassa. Em troca do investimento, têm benefícios regulatórios importantes, como redução de encargos. A energia produzida é usada diretamente ou compensada por meio de contratos específicos. A lógica é quem ajuda a ampliar a oferta, paga menos pela estrutura do sistema.

B

BESS (BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM)

É um sistema de armazenamento de energia em baterias, usado para dar mais agilidade e segurança ao setor elétrico. Ele funciona como um “pulmão” do sistema: guarda eletricidade quando sobra e devolve quando falta. O sistema BESS pode responder às necessidades do sistema de forma muito rápida ajudando a estabilizar a rede, corrigir quedas de frequência e acompanhar variações de produção de energias solar e eólica. Esses sistemas podem ficar ao lado de usinas (co-located), em subestações ou até perto dos centros de consumo.

C

CAPEX (CAPITAL EXPENDITURE)

É o conjunto de gastos de capital necessários para construir, ampliar ou modernizar uma usina, linha de transmissão ou subestação. Inclui compra de equipamentos, obras civis, engenharia e instalação — tudo o que é investimento de longo prazo. É diferente do custo operacional do dia a dia (OPEX). Em resumo, o CAPEX determina quanto custa colocar um projeto de energia de pé. Tem impacto nas tarifas e no retorno do capital dos investidores.

CCC (CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS)

É um fundo do setor elétrico brasileiro usado para pagar parte dos custos de geração de energia em sistemas isolados, principalmente na região Norte. Nessas áreas, onde ainda não há conexão plena ou capacidade de transporte suficiente com Sistema Interligado Nacional, a eletricidade costuma ser produzida por usinas a óleo diesel, mais caras e poluentes. A CCC serve para evitar que esses consumidores arquem sozinhos com tarifas muito altas. O valor da conta é bancado por todos os brasileiros por meio de encargos na conta de luz.

CCEE (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA)

É a instituição que organiza e registra todas as transações de compra e venda de energia no Brasil. É nela que geradores, distribuidoras, comercializadoras e grandes consumidores liquidam contratos, contabilizam energia e verificam se cada agente cumpriu o que prometeu entregar ou consumir. A CCEE também calcula preços, faz leilões e garante transparência nas operações do mercado. Funciona como uma grande “bolsa de energia” nacional, com regras rígidas e supervisão da ANEEL. Seu trabalho é essencial para manter o mercado equilibrado, confiável e competitivo.

CDE (CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO)

É um fundo que reúne recursos pagos por todos os consumidores de energia no Brasil, por meio de encargos embutidos na conta de luz. Ele funciona como um “caixa comum” usado pelo governo para apoiar políticas públicas do setor elétrico — como subsidiar tarifas de baixa renda, bancar descontos para irrigação, custear a energia em áreas isoladas e compensar distribuidoras por decisões regulatórias. A CDE ajuda a manter o sistema mais equilibrado e socialmente acessível, mas por outro lado influencia diretamente o valor final da fatura de energia dos consumidores que dela não se beneficiam diretamente.

CMO (CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO)

É o preço da próxima unidade de energia necessária para atender a demanda do país em cada hora ou semana. Em outras palavras, é quanto custa ao sistema ligar a próxima usina para garantir que não falte luz. O Operador Nacional do Sistema calcula esse valor considerando chuvas, reservatórios, vento, gás, térmicas e outras variáveis. Quando há muita água nos rios, o CMO cai; quando falta, sobe porque térmicas mais caras entram em operação. Ele é a “bússola” econômica da operação elétrica. E serve, dentro de certos intervalos, como referência para decisões de despacho e para a formação de preços no mercado de energia.

CMSE (COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO)

É o grupo que monitora a segurança do fornecimento de energia no Brasil. Todos os meses, reúne governo, ONS, EPE, ANEEL e outras instituições para checar chuvas, aflúências,

reservatórios, entrada de usinas, linhas de transmissão e possíveis riscos. Ele funciona como uma “sala de situação” permanente do setor elétrico. Quando percebe sinais de alerta — como seca prolongada ou atraso em obras — o CMSE recomenda medidas para evitar apagões. Suas análises orientam decisões estratégicas e emergenciais para garantir que o país tenha energia suficiente nos próximos meses.

CNPE (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA)

É o órgão que define as diretrizes estratégicas para o setor de energia no Brasil. Ele não opera usinas nem fixa tarifas: sua função é dizer para onde o país deve caminhar em petróleo, gás, eletricidade, biocombustíveis e novas tecnologias. O conselho é formado por ministros e especialistas, e suas decisões orientam agências como a ANEEL, a ANP e a EPE. É o CNPE que aprova leilões, metas, regras de exploração e políticas de longo prazo.

CONEXÃO SHALLOW VERSUS DEEP

É um conceito que define quem paga e o que precisa ser construído quando uma nova usina ou carga quer se conectar ao sistema elétrico. No modelo *shallow*, o acessante paga apenas pela “porta de entrada”, ou seja, pelas obras diretamente ligadas ao seu ponto de conexão. As ampliações maiores da rede — linhas, subestações e reforços — ficam a cargo do sistema, socializadas entre todos os usuários. Já no modelo *deep*, o acessante arca não só pelo ponto de conexão, mas também por todos os reforços necessários na rede para comportar sua entrada. A escolha entre um e outro define a velocidade de expansão, o custo para novos investidores e o nível de compartilhamento dos investimentos no sistema elétrico.

CPP (CRITICAL PEAK PRICING)

É um modelo de tarifação dinâmica que estabelece um valor superior para energia consumida em alguns momentos críticos do dia, quando o sistema elétrico está sob maior estresse. A lógica é sinalizar para o consumidor que, em dias críticos — geralmente anunciados com antecedência — a eletricidade fica mais cara, incentivando a redução do consumo naquele período. Funciona como um “alerta vermelho” tarifário, usado para evitar apagões e diminuir a necessidade de acionar usinas caras. Fora desses picos, a energia costuma ser mais barata, o que estimula um consumo mais inteligente ao longo do dia.

CURTAILMENTS

São cortes programados ou emergenciais na geração de energia, principalmente de fontes renováveis como a eólica, solar e hidreletridade. Eles acontecem quando há excesso de oferta, limitações na rede de transmissão ou riscos à estabilidade do sistema. Na prática, o Operador Nacional do Sistema (ONS) pede que as usinas reduzam sua produção, mesmo estando aptas a gerar. Isso evita sobrecarga na rede e mantém o equilíbrio entre oferta e demanda. Para os geradores, porém, significa perda de receita e menor aproveitamento do potencial renovável disponível.

CURVA DE PATO

É um gráfico que mostra, de forma clara, como a demanda líquida de energia varia ao longo do dia quando há muita geração solar no sistema. No início da tarde, a produção solar sobe e reduz a necessidade de energia das hidrelétricas e térmicas, criando um “vale” acentuado no consumo — a barriga do pato. Quando o sol se põe, essa geração cai rapidamente, enquanto a demanda aumenta, exigindo uma resposta súbita das usinas tradicionais, formando o “pescoço” do pato. No Brasil, o fenômeno já começa a aparecer, pressionando o operador do sistema a ajustar oferta, armazenamento e flexibilidade para evitar riscos de estabilidade.

CUSTOS STRANDED

São despesas que ficam “presas” no sistema quando as regras do mercado mudam, como contratos ou investimentos feitos pelas distribuidoras e geradores sob um modelo antigo, mas que deixam de fazer sentido econômico quando o mercado se abre, a demanda migra ou novas tecnologias reduzem custos. Esses valores não somem: alguém precisa pagar a conta. No Brasil, o debate gira em torno de como alocar esses custos de maneira justa, evitando repassar tudo ao consumidor. Em transições de modelo — como a abertura do mercado livre — o desafio é calcular, reconhecer e compensar esses ativos e contratos que se tornam economicamente inviáveis. O objetivo final é não travar a modernização do setor nem penalizar quem não teve culpa pelas mudanças de rumo.

D

DESPACHABILIDADE

É a capacidade de uma usina aumentar ou reduzir sua geração conforme a necessidade do operador do sistema. Em outras palavras, é o quanto aquela fonte pode ser “ligada ou desligada” sob demanda. Usinas hidrelétricas e termelétricas são altamente despacháveis: conseguem responder rápido aos picos de consumo. Já fontes como solar e eólica dependem do sol e do vento e, por isso, têm baixa despachabilidade. Esse conceito é vital para manter o equilíbrio entre oferta e demanda ao longo do dia. Em resumo, a despachabilidade é o que garante segurança e flexibilidade para o sistema elétrico brasileiro.

E

EÓLICA OFFSHORE

É a geração de energia a partir de turbinas eólicas instaladas no mar, longe da costa. Em alto-mar, os ventos são mais fortes e constantes, o que garante produção maior e mais estável do que em terra. As gigantescas hélices são fixadas em bases marítimas, podendo estar conectadas ao continente por cabos submarinos ou serem flutuantes em áreas de grande profundidade. Esse modelo, já comum na Europa, está sendo considerado para o Brasil, haja vista que o Brasil dispõe de um dos maiores potenciais do mundo. A tecnologia exige altos investimentos, mas entrega energia limpa em grande escala.

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA)

É o órgão do governo federal responsável por produzir estudos e projeções que orientam o planejamento do setor energético brasileiro. Funciona como um “centro de inteligência” do sistema, analisando demanda futura, expansão de geração e transmissão, custos e impacto das fontes de energia e novas tecnologias. Seus relatórios subsidiam decisões estratégicas do Ministério de Minas e Energia, da ANEEL e do ONS. A EPE também apoia leilões de energia, indicando onde e quando o país precisa ampliar a oferta. É ela quem desenha, com base em dados e cenários, o caminho energético do Brasil para as próximas décadas.

ESS (ENCARGO DE SERVIÇO DO SISTEMA)

É um encargo tarifário devido ao fato do Operador Nacional do Sistema (ONS) precisar despachar usinas fora da ordem de mérito para garantir segurança elétrica. Isso ocorre, por exemplo, quando existem restrições de transmissão e é necessário controlar a tensão em uma região para manter a estabilidade do grid e evitar blackouts. Quando isso acontece, existe um custo adicional devido à operação de plantas fora da ordem de mérito (*constrained on ou off*), o qual é rateado entre todos os consumidores do mercado regulado e livre.

F

FIRST COME, FIRST SERVED BASIS

É uma espécie de “fila de atendimento” para novos projetos que querem se conectar à rede. Na prática, quem protocola primeiro o pedido de acesso — seja uma usina, seja uma unidade de consumo — tem prioridade para usar a infraestrutura disponível. Esse mecanismo traz previsibilidade, porque cada empreendimento sabe sua posição na fila. Mas também gera distorções: projetos imaturos podem “travar” a capacidade de rede, atrasando iniciativas maduras. Por outro lado, com a adoção de critérios de mérito técnico ou sinalização econômica, evita filas infladas e acelera a expansão eficiente do sistema. Uma alternativa ao conceito de fila é realizar um “open season”, no qual, por exemplo, se abrem janelas temporais nas quais a capacidade de transmissão é leiloada, dando oportunidades a todos interessados de ter acesso de forma isonômica.

FLEXIBILIDADE

É a capacidade do sistema de se ajustar rapidamente às variações de geração e consumo. Com a entrada massiva de fontes como solar e eólica — que variam conforme o clima — cresce a necessidade de usinas que possam compensar essas oscilações. Hidrelétricas com reservatório, baterias e algumas termelétricas oferecem essa resposta rápida. A flexibilidade garante que, mesmo quando o sol desaparece ou o vento diminui, a energia continue fluindo sem interrupções. É uma espécie de “elasticidade” operacional do sistema. É uma peça-chave para integrar mais renováveis ao sistema com segurança e estabilidade.

FUNÇÃO OBJETIVO CONJUNTA G+T

É uma função matemática que orienta o planejamento do setor elétrico brasileiro, integrando geração (G) e transmissão (T) em uma única análise com o objetivo de minimizar custos operacionais e de capital. Em vez de estudar usinas e linhas isoladamente, o modelo avalia o sistema como um todo. Ele calcula, por exemplo, se é mais eficiente construir uma usina perto do consumo ou investir em uma linha mais longa para trazer energia de onde ela é mais barata. Essa abordagem evita obras redundantes, reduz tarifas e melhora a confiabilidade do sistema. Na prática, é como montar um quebra-cabeça em que cada peça — hidrelétricas, eólicas, solares e térmicas — precisam se encaixar de forma ótima.

G

GD (GERAÇÃO DISTRIBUÍDA)

É o modelo em que a energia elétrica é produzida perto de onde é consumida — como painéis solares instalados em casas, comércios ou pequenas usinas locais. Em vez de depender apenas das grandes usinas e longas linhas de transmissão, o consumidor passa a gerar parte da própria eletricidade e pode até injetar o excedente na rede. Esse sistema reduz perdas, desafoga o grid e estimula fontes limpas. No Brasil, a GD ganhou força com a popularização da energia solar fotovoltaica e regras que permitem compensar créditos na conta de luz.

I

INÉRCIA

É um recurso de segurança que mantém o sistema elétrico estável quando algo muda de repente — como a queda de uma usina ou uma oscilação brusca na demanda. Ela decorre principalmente do movimento físico dos geradores das hidrelétricas e termelétricas, que giram toneladas de metal em alta velocidade. Quando há um distúrbio na rede, essa massa girante libera ou absorve energia por alguns segundos, evitando quedas de frequência. É como o impulso de uma bicicleta que continua andando mesmo quando você para de pedalar. Com o avanço das renováveis sem partes móveis, a inércia natural diminui.

L

LCOE (LEVELIZED COST OF ENERGY)

É um indicador que mostra quanto custa, em média, produzir cada megawatt-hora de uma usina ao longo de toda a sua vida útil. Ele soma todos os gastos — construção, operação, manutenção e combustível — e divide pela energia total que a planta deverá gerar. É como calcular o “preço real” da energia, diluído no tempo. O LCOE permite comparar tecnologias diferentes, como solar, eólica, hidrelétrica e térmica, em pé de igualdade. No setor elétrico brasileiro, esse número tem ajudado a orientar decisões de investimento e políticas públicas. Embora útil, ele não captura tudo — como custos de transmissão ou impactos na operação do sistema — mas é referência global na análise econômica da energia.

M

MISSING MONEY

É o nome dado ao “dinheiro que falta” para remunerar adequadamente as usinas, especialmente as que garantem segurança ao sistema, como térmicas e hidrelétricas com reservatório. Em mercados onde o preço da energia cai muito em períodos de abundância — por exemplo, com forte presença de solar e eólica — o valor recebido pela geração pode não ser suficiente para cobrir todos os custos fixos dessas usinas, mesmo que elas sejam essenciais em momentos críticos. Esse buraco financeiro ameaça investimentos e a confiabilidade do sistema. O missing money é, portanto, o sinal de que só o mercado de energia não paga pelos atributos necessários. Por isso, surgem mecanismos como leilões de capacidade, potência ou flexibilidade para fechar essa conta.

MRE (MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA)

É uma espécie de “condomínio” das hidrelétricas brasileiras. Em vez de cada usina arcar sozinha com a variação de produção individual, todas colocam sua energia num mesmo “cesto” e depois recebem uma parcela proporcional à sua garantia física. Assim, se uma hidrelétrica gera menos por falta de água ou por instrução do ONS, ela é compensada por outra no sistema que acaba gerando mais energia. O objetivo é reduzir o risco hidrológico

individual e dar estabilidade ao sistema. O MRE garante previsibilidade para os agentes do setor, mesmo em períodos de seca. Entretanto, o MRE, pelo fato de operar como um “condomínio”, enfraquece os incentivos que as plantas teriam para melhorar a eficiência, caso recebessem pela energia por eles gerada.

N

NET METERING

É o sistema que permite que consumidores com geração própria — como painéis solares — troquem energia com a rede elétrica. Quando produzem mais do que consomem, injetam o excedente na rede e acumulam créditos. Esses créditos podem ser usados depois, abatendo o consumo em momentos sem geração. A contabilidade se faz em termos de kWh gerado ou consumido. Na prática, ao gerar energia, o relógio “gira ao contrário”, equilibrando o que entra e o que sai. O modelo incentiva a geração distribuída ao reduzir a conta de luz. É uma ferramenta-chave para ampliar fontes limpas no país. E funciona como um acordo simples: quem ajuda o sistema, paga menos por ele.

NET BILLING

É um modelo que permite que o consumidor com geração própria — como painéis solares — venda o excedente de energia para a distribuidora, mas não pelo mesmo valor que paga ao consumir. Diferente do *net metering*, aqui não há troca direta de kWh por kWh: a energia injetada vira crédito em dinheiro, calculado por uma tarifa específica. Depois, esse crédito é descontado da conta, mas geralmente não cobre todos os componentes tarifários. O sistema deixa a conta mais transparente, separando claramente o valor da energia e dos serviços da rede, embora reduza um pouco os incentivos à geração distribuída.

O

OPEX (OPERATIONAL EXPENDITURE)

São os gastos operacionais, incluindo despesas do dia a dia — manutenção de usinas e linhas, equipes, serviços, materiais e contratos — necessárias para manter o sistema funcionando. Diferente do Capex, que representa investimentos de longo prazo, o Opex sinaliza cursos para operar a infraestrutura já existente. Ele influencia tarifas, eficiência das concessionárias e decisões de expansão do setor.

ONS (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO)

É a instituição responsável por coordenar a geração e a transmissão de eletricidade em quase todo o território nacional, garantindo que a energia chegue aos consumidores com segurança e sem interrupções. O órgão decide quais usinas devem gerar mais ou menos, conforme a demanda e as condições climáticas, além de monitorar linhas de transmissão e antecipar riscos de apagões. Na prática, o ONS mantém o sistema funcionando 24 horas por dia, equilibrando oferta e consumo em tempo real.

P

PLANTAS CONSTRAINED ON/OFF

São usinas que precisam gerar ou deixar de gerar energia por determinação do operador, mesmo quando isso não seria sua operação econômica ideal. Ou seja, elas são “ligadas à força” (constrained on) ou “desligadas à força” (constrained off) para garantir a segurança e o equilíbrio da rede, principalmente se houver restrições de transmissão não esperadas que exijam a necessidade de um “redespacho”. Isso acontece, por exemplo, para manter tensão e frequência estáveis. Quando são acionadas dessa forma, essas usinas normalmente recebem uma compensação por operar fora da lógica de mercado, e são contabilizadas através de um encargo específico do sistema. O mecanismo evita apagões e corrige limitações da rede.

PLD (PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS)

É o preço de referência do mercado de curto prazo de energia no Brasil. Ele indica quanto vale, em cada hora, a energia que faltou ou sobrou nos contratos celebrados entre compradores e vendedores. Se uma usina gerou menos do que vendeu, ela precisa recomprar essa diferença ao PLD; se gerou mais, recebe pelo mesmo valor. O preço é calculado pela CCEE com base no CMO, diferenciado para cada um dos quatro submercados no Brasil, e dentro de limites máximos e mínimos definidos pela ANEEL. O PLD varia conforme chuvas, vento, carga e disponibilidade das usinas. Em momentos de abundância, fica baixo; em períodos secos ou em períodos de ponta de carga, o PLD sobe. Em resumo, é o termômetro do custo da energia no curto prazo.

POTÊNCIA

É a capacidade que uma usina, equipamento ou sistema tem de gerar, transmitir ou entregar energia em um determinado instante. É como a “força” disponível para atender a demanda naquele exato momento. Ela é medida em watts (W) ou, no caso das grandes usinas, em megawatts (MW) ou gigawatts (GW). Diferente do conceito de energia, que representa o quanto foi produzido ao longo do tempo (MWh), a potência mostra o quanto pode ser produzido agora. No Brasil, esse conceito é crucial para garantir que o sistema suporte os picos de consumo. A potência é o que assegura que, quando todos ligam seus aparelhos ao mesmo tempo, a luz continue acesa.

POWER POOLS

São mercados organizados de energia nos quais geradores, consumidores e comercializadoras comprem e vendem eletricidade de forma centralizada. Em vez de negociações individuais, todas as ofertas entram em uma “mesa” comum, que casa preços e quantidades de acordo com regras pré-definidas. Esses mercados funcionam como uma bolsa: quem oferece energia mais barata entra primeiro, garantindo eficiência e transparência. *Power pools* permitem operação integrada entre diferentes regiões ou países, aumentando segurança e competição. Embora o Brasil tenha um modelo próprio, o conceito ajuda a entender como funcionam mercados maduros.

POWER SHORING

É uma estratégia de um país de atrair empresas consumidoras de energia localizadas no exterior, valendo-se das vantagens competitivas de uma energia limpa e abundante, e com benefícios macroeconômicos pela geração de emprego e renda.

PROINFA (PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA)

Incentivo criado para aumentar a participação de renováveis no Brasil. O programa contratou, com preços garantidos, usinas de eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, dando segurança para que esses projetos saíssem do papel. Ele funcionou como um “empurrão inicial” para diversificar a matriz elétrica brasileira. Os contratos eram de longo prazo, pagos por meio de um encargo embutido na conta de luz.

R

RAMPA

É o nome dado à velocidade com que a geração de energia precisa subir ou descer para acompanhar a demanda ao longo do dia. Quando o consumo líquido cresce rapidamente — por exemplo, no fim da tarde, quando as pessoas chegam em casa e a geração solar cai, o operador precisa acionar usinas capazes de aumentar sua produção muito rápido. Essa “subida íngreme” é denominada de rampa. Quanto mais acentuada ela for, maior o desafio para manter o equilíbrio da rede, especialmente com a expansão das fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica.

RE-SEB (REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO)

Foi a reforma lançada em 1996 para modernizar o sistema elétrico no Brasil. Propôs a desverticalização das empresas, separando as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia. Também introduziu concorrência nos segmentos de geração e comercialização, ao mesmo tempo em que deixou transmissão e distribuição sob regulação — pois são “monopólios naturais”. Para garantir transparência, eficiência e investimentos,

o RE-SEB criou entidades como ANEEL (regulação), ONS (operador do sistema) e o MAE (mercado atacadista de energia).

RD (RESPOSTA DA DEMANDA)

É um mecanismo em que consumidores reduzem ou deslocam seu consumo de energia quando o sistema está muito caro ou estressado. Em vez de ligar usinas caras, o operador “compra” uma redução temporária de carga de indústrias, comércios ou até grandes condomínios. Essa redução é programada, remunerada e controlada, garantindo segurança para todos. A RD funciona como uma espécie de “energia negativa”, liberando espaço na rede sem precisar gerar mais. O modelo aumenta a eficiência, evitando o acionamento excessivo de fontes não renováveis e transformando o consumidor em protagonista da operação elétrica.

S

SERVIÇOS ANCILARES

É um grupo de serviços que garantem que a energia chegue estável e confiável aos pontos de consumo. Eles não são a energia em si, mas tudo aquilo que mantém o sistema funcionando com segurança, tais como controle de frequência, a reserva de potência para emergências e o suporte de tensão nas redes. Sem eles, o sistema poderia sofrer oscilações, quedas e até apagões. Com a expansão das renováveis variáveis, como eólicas e solares, que não produzem serviços ancilares, esses produtos se tornam mais escassos e por isto importantes. Os serviços ancilares são mecanismos invisíveis que equilibram o sistema elétrico 24 horas por dia.

SINAL LOCACIONAL DE TRANSMISSÃO

É um indicador usado no setor elétrico para mostrar onde, no país, é mais eficiente ou mais custoso localizar geração ou cargas, com base nos custos de expansão e operação do sistema de transmissão. O sinal deve apontar onde há falta ou sobra de infraestrutura. Esse sinal orienta investimentos, reduz gargalos e melhora a alocação dos recursos. Também ajuda a evitar que novas usinas ou grandes consumidores sejam localizados em pontos da rede que já estão sobrecarregados.

SIN (SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL)

É a rede elétrica que conecta quase todo o Brasil em um único sistema, permitindo que energia gerada em um ponto do país seja usada em outro, a milhares de quilômetros. O SIN conecta eletricamente usinas hidrelétricas, solares, eólicas, térmicas e linhas de transmissão em uma operação coordenada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Essa interligação aumenta a segurança energética, porque regiões com sobra de energia conseguem ajudar áreas com déficit. Também reduz custos, já que o país aproveita melhor a diversidade climática e de fontes.

SUI (SUPRIDOR DE ÚLTIMA INSTÂNCIA)

É o mecanismo destinado a garantir, de forma emergencial e temporária, a continuidade do fornecimento aos consumidores que já migraram para o mercado livre e ficam sem representação comercial, por exemplo, em razão do encerramento da atuação de seu comercializador varejista. Até 31 de dezembro de 2030, essa função será exercida exclusivamente pela distribuidora local que presta o serviço de rede ao consumidor ou por sua respectiva comercializadora regulada. A partir de 1º de janeiro de 2031, poderá ser exercida por outras pessoas jurídicas autorizadas pela ANEEL, conforme regulamentação. O SUI não se confunde com o atendimento permanente dos consumidores que optarem por permanecer no mercado regulado.

T

TARIFA *FEED-IN* (OU *FEED-IN-TARIFFS*)

É um mecanismo que garante um preço fixo para o gerador que entrega energia (tipicamente renovável) na rede elétrica. Funciona como um “contrato de compra garantida”, a um preço pré definido. Esse modelo deu previsibilidade e incentivou investimentos em renováveis e foi usado inicialmente no Brasil. Posteriormente o sistema de *feed-in* foi substituído pelo sistema de leilões centralizados, os quais estimularam a concorrência e reduziram o preço das energias renováveis. O Brasil foi um dos pioneiros na introdução de leilões em substituição às tarifas *feed-in*, modelo este que serviu de benchmark internacional.

TARIFA SOCIAL

É um benefício que reduz a conta de luz para famílias de baixa renda inscritas no CadÚnico ou que atendem critérios específicos. Até recentemente, o desconto variava conforme o consumo: quanto menor o gasto mensal, maior a redução, podendo chegar a 65%. A ideia é garantir acesso à energia — um serviço essencial — sem comprometer o orçamento das famílias mais vulneráveis. Atualmente a energia é entregue gratuitamente aos consumidores que utilizem menos que 80 kWh por mês e façam parte do CadÚnico, sendo que os subsídios após esta faixa de consumo estão muito limitados.

TUSD (TARIFA DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO)

É a parte da conta de luz que paga pelo serviço de levar a energia até um consumidor. Ela cobre os custos da rede de postes, fios, transformadores e todo o aparato que garante que a eletricidade chegue com segurança e qualidade. Diferente do valor da energia em si, a TUSD remunera apenas o “caminho”, não o “produto” energia. É como pagar o pedágio para que a entrega seja feita. Esse componente existe para manter e modernizar a infraestrutura das distribuidoras. O produto energia é comprado das empresas distribuidoras (no caso de clientes cativos) ou de outros fornecedores (no caso de clientes livres)

U

USINAS REVERSÍVEIS

Conhecidas também como hidrelétricas reversíveis ou sistemas de bombeamento, possuem dois reservatórios: um superior e um inferior. Quando há sobra de energia — normalmente em horários de baixo consumo ou alta geração renovável — a usina usa essa energia barata para bombear água do reservatório inferior para o superior. Nos momentos de maior demanda ou preços mais altos, a água é liberada de volta, girando turbinas e produzindo eletricidade. Esse ciclo ajuda a equilibrar o sistema, armazenar energia e dar mais flexibilidade à operação. É uma solução para o provimento de ponta ao sistema, assim como os são as baterias elétricas. É uma classe de ativos interessante para trazer flexibilidade, mas que não tem sido utilizada no Brasil.

V

V2G (VEHICLE TO GRID)

É uma tecnologia que permite que carros elétricos devolvam energia para a rede, funcionando como pequenas usinas móveis. Quando o veículo está parado conectado à rede — em casa, no trabalho ou em um posto — ele pode liberar parte da bateria para ajudar o sistema em momentos de maior demanda. Depois, recarrega quando a energia está mais barata ou abundante. Esse fluxo bidirecional transforma a frota elétrica em um grande “estoque coletivo” de energia. O V2G ajuda a estabilizar a rede, integrar mais renováveis e pode gerar receitas ou descontos para o proprietário do veículo. É uma tecnologia e modelo de negócio que tem grande perspectiva de sucesso, à medida que a frota veicular se eletrifica.

Este documento foi produzido entre os meses de setembro de 2025 e agosto de 2026 pelo Instituto Pensar Energia, um think tank criado para promover o diálogo entre os diversos segmentos do setor energético brasileiro, com foco na segurança energética, na integração energética e na transição energética justa. Contou com a colaboração de consultores especializados em energia, com a equipe própria do Instituto e com a revisão gramatical por inteligência artificial. O estudo foi financiado com recursos próprios do Instituto Pensar Energia, que foram acumulados ao longo dos últimos anos a partir das taxas de administração recebidas pelo Instituto na execução de projetos relacionados a temas como a reforma tributária e o mercado de carbono.

EQUIPE DE CONSULTORES

EDVALDO SANTANA

Graduado em Engenharia Elétrica (PUC-Rio), Mestre e Doutor em Engenharia de Produção (UFSC) e Professor titular do Departamento de Economia (UFSC). Com cerca de 50 anos de experiência no setor de energia, foi Diretor da ANEEL e CEO da Associação Brasileira dos Grandes Consumidores de Energia e de Consumidores Livres (Abrace). Atualmente é consultor e colunista do Valor Econômico.

JERSON KELMAN

Graduado em Engenharia Civil (UFRJ), Mestre em hidráulica (UFRJ), Doutor em Hidrologia e Recursos Hídricos (Colorado State University) e Professor da COPPE-UFRJ. Com cerca de 50 anos de experiência no setor de energia, foi o principal dirigente da ABRH, ANA, ANEEL, LIGHT, ENERSUL e SABESP. Atualmente é membro dos conselhos de administração da EVOLTZ, IGUÁ, ORIZON, colunista da Folha de São Paulo e da Revista Brasil Energia.

LUIZ MAURER

Graduado em Engenharia Elétrica (UFRGS) e Master in Business Administration (UCLA). Com cerca de 45 anos de experiência no setor de energia, foi Principal Energy Specialist no Banco Mundial/IFC, tendo sido um dos fundadores da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL) e previamente gerenciado o projeto RE-SEB. Atualmente, é consultor internacional em estratégia energética.

MARCELO GUARANY

Graduado em Economia (UnB), Direito (UniCEUB) e Mestre em Direito Público (UnB). Com cerca de 23 anos de experiência no Governo Federal, foi secretário executivo do Ministério da Economia e diretor-presidente da Agência Nacional de Aviação Civil (ANAC). Atualmente, é sócio de Direito Público e Regulatório do Demarest Advogados.

EQUIPE PENSAR ENERGIA

www.pensarenergia.org.br

MARCOS CINTRA

Presidente

EVALDO VASCONCELOS

Tesoureiro

BRUNO QUEIROZ FERREIRA

Vice-presidente

JOSÉ AUGUSTO VASQUEZ NETO

Membro efetivo

FELIPE REIS

Secretário-geral

EQUIPE DE PRODUÇÃO

BRUNO QUEIROZ FERREIRA

Secretário executivo

MARIOLA COMUNICAÇÃO

Projeto gráfico e diagramação

RAMIRO ESTEVES

Assessoria