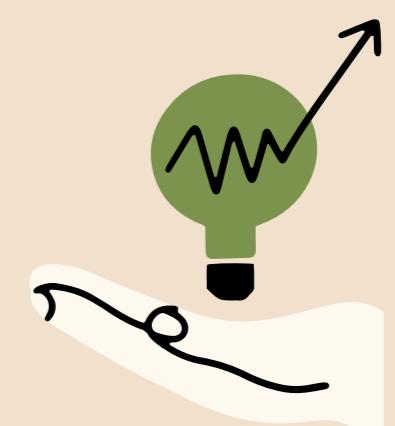
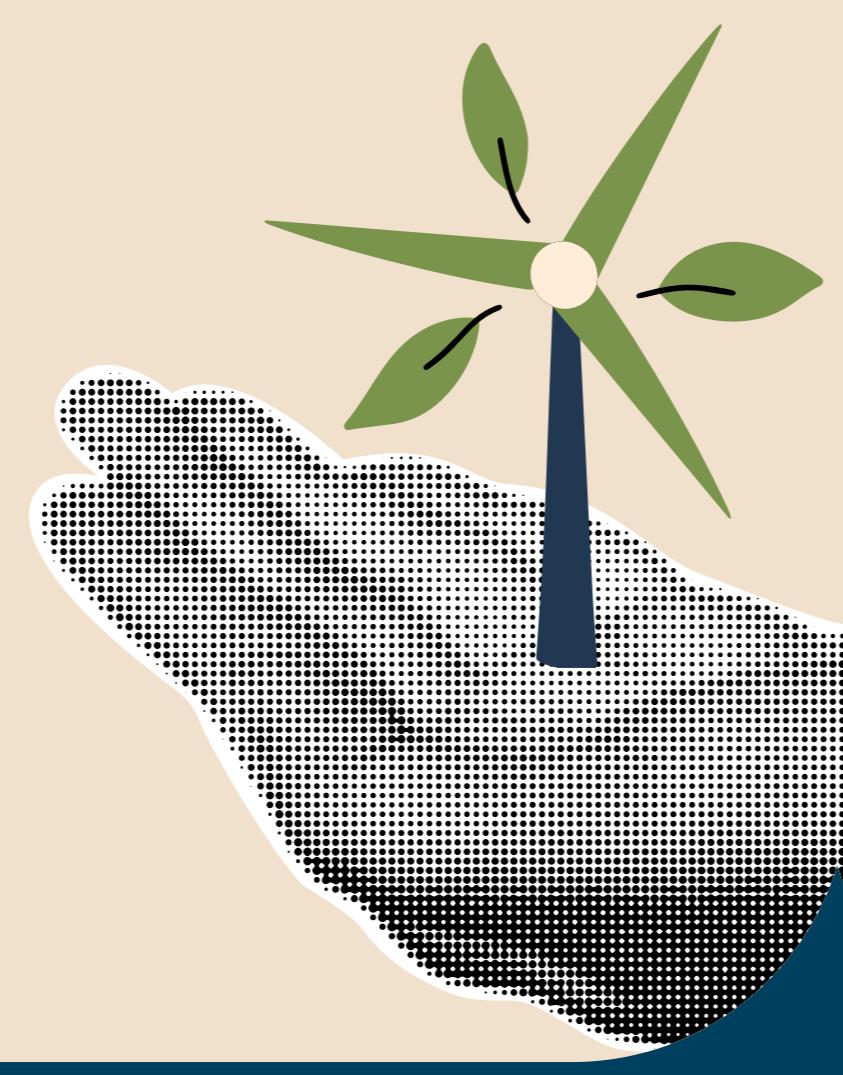


**ESPECIAL**

**CanalEnergia | 25 ANOS**

## O SETOR ELÉTRICO RUMO A 2050



**ESPECIAL**

**CanalEnergia | 25 ANOS**

**O SETOR ELÉTRICO  
RUMO A 2050**

Patrocinadores:



**N5X**



**Abragel**

Voz que soma  
forças no Brasil.



# Transformando energia em soluções para um **futuro sustentável**

Oferecemos soluções completas para geração, gestão e consumo eficiente de energia, ajudando empresas a reduzir custos e emissões.



Plataforma de gestão de  
energia e utilidades



Subestações



HVAC e District Cooling



Consultoria de  
portfólio energético



Migração e gestão no  
Mercado Livre de Energia



Migração e gestão  
no Mercado Livre  
de Gás Natural



Energia renovável  
para aeronaves



Shore Power



Ar comprimido

Soluções integradas que  
tornam sua **energia  
mais limpa, inteligente  
e competitiva.**





# Inovação que transforma o presente e prepara o futuro da energia

O mercado energético evolui com velocidade e exige inteligência tecnológica para acompanhar essa transformação. A Minsait apoia empresas na adoção de soluções que tornam as operações mais eficientes e resilientes, fortalecendo a competitividade em um setor cada vez mais digital.

 **MINSAIT**



Durante os últimos 25 anos, o CanalEnergia acompanhou o desenvolvimento de nosso mercado e contou tudo em primeira mão.

**PARA OS PRÓXIMOS 25,  
SEREMOS OS IMPULSIONADORES  
DE GRANDES NOTÍCIAS DOS  
AVANÇOS DE LIQUIDEZ E  
SEGURANÇA.**

**CONHEÇA A N5X**



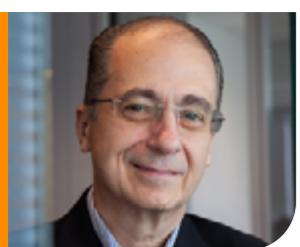
# ÍNDICE



## INTRODUÇÃO



- 1.** MODERNIZAÇÃO, AINDA QUE TARDIA  
**PSR**, Vários Autores



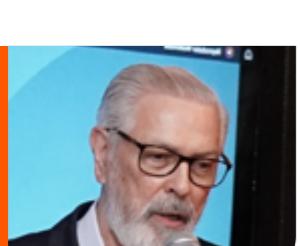
- 2.** O BRASIL NA ENCRUZILHADA ENERGÉTICA: O FUTURO COMEÇOU AGORA  
**JOÃO CARLOS MELLO**, CEO da Thymos Energia



- 3.** TRÊS HISTÓRIAS DE BASTIDORES DO SETOR ELÉTRICO  
**EDVALDO SANTANA**, CEO da NEAL Energia



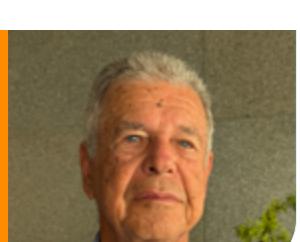
- 4.** CANALENERGIA: 25 ANOS DE SETOR ELÉTRICO  
**RODRIGO FERREIRA**, Presidente-executivo da Abraceel e vice-presidente do FASE



- 5.** CANALENERGIA: UM LEGADO QUE SE CONFUNDE COM A HISTÓRIA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO  
**MÁRIO MENEL**, Presidente da ABIAPE e do FASE



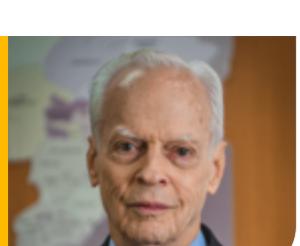
- 6.** O PRÊMIO E O PREÇO DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA BRASILEIRA  
**JOISA DUTRA**, Diretora do CERI/FGV



- 7.** ITAIPU – O BEM-FEITO E O MALFEITO  
**JERSON KELMAN**, Consultor



- 8.** ELÉTRONS VERDES, CHAVES DE DESENVOLVIMENTO E PROSPERIDADE  
**ROSANA SANTOS**, Diretora-executiva do Instituto E+ Transição Energética



- 9.** AS DURAS E AS BOAS LIÇÕES EM 25 ANOS DO SETOR ELÉTRICO  
**CLAUDIO SALES**, Presidente do Instituto Acende Brasil



- 10.** O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO FRENTE AOS DESAFIOS E OPORTUNIDADES IMPOSTOS PELA DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA  
**NIVALDE DE CASTRO**, Coordenador Gesel/UFRJ



## INTRODUÇÃO: 25 ANOS ACOMPANHANDO O DESENVOLVIMENTO DO SETOR ELÉTRICO

O CanalEnergia está completando 25 anos de cobertura especializada do setor elétrico. Isso nos deu o privilégio de acompanhar da primeira fila o desenvolvimento desse setor base da economia brasileira. Estivemos perto dos principais fatos, conversando com as principais fontes do setor, sejam autoridades, parlamentares, executivos ou consultores. Viramos o palco dos principais debates do setor nesse quarto de século. O CanalEnergia evoluiu de uma ideia de um jovem jornalista para se transformar em um veículo setorizado, de relevância para o mercado de forma neutra e isenta, o que é difícil manter na realidade atual, porque acreditamos que este é o caminho para o melhor desenvolvimento do setor elétrico.

E para comemorar esse marco, criamos o Especial 25 anos, apoiado em reportagens especiais, entrevistas com autoridades e um inédito e-book. Esse primeiro e-book do CanalEnergia traz 10 articulistas, que estiveram ao longo dos anos no noticiário do Portal e nos nossos eventos – Agenda Setorial, Workshop PSR/CanalEnergia, Enase, Brazil Windpower e Encontro Anual do Mercado Livre – contribuindo com sua experiência. Agora, eles trazem em artigos exclusivos suas visões sobre o passado, o presente e o futuro do setor elétrico.

Os artigos mostram também como o CanalEnergia esteve presente nos principais acontecimentos do setor. Dá para recordar ao ler os artigos aqueles momentos que marcaram a história recente do setor elétrico brasileiro ao ler cada texto cuidadosamente escrito. O setor que se diversificou, se liberalizou e virou exemplo de adesão às fontes renováveis. Também mostram os desafios enfrentados e os a enfrentar. Ou seja, evoluímos muito, mas temos um caminho grande a percorrer, que se mostra promissor, se as escolhas feitas forem as certas.

Queríamos dedicar um especial agradecimento aos articulistas que aceitaram de forma tão rápida participar desse projeto e contribuir com suas valorosas opiniões. Joísa Dutra, Edvaldo Santana e Jerson Kelman, ex-diretores da Aneel. Equipe da PSR, liderada por Ângela Gomes. João Mello, da Thymos Energia, Nivalde de Castro, do Gesel-UFRJ, Claudio Sales, do Instituto Acende Brasil, e Rosana Santos, do Instituto E+. Além de Mario Menel, presidente do FASE e da Abiape, e Rodrigo Ferreira, presidente da Abraceel e vice-presidente do Fase. Rodrigo e seu irmão Ricardo Ferreira fundaram o CanalEnergia naquele – agora – longínquo ano 2000.

O agradecimento também vai aos nossos leitores e assinantes, que confiaram no CanalEnergia para informá-los sobre os acontecimentos do setor elétrico brasileiro. E a todas as fontes que participaram de nossas matérias, enriquecendo nosso conteúdo com suas análises e comentários. Nos ajudaram a destrinchar e desvendar as regras desse setor, que é difícil para quem vive nele, imagine para quem vem de fora.

Elógico não podemos esquecer todos que fizeram e fazem o CanalEnergia, os repórteres espalhados por São Paulo, Rio de Janeiro e Brasília, que se esforçam para trazer a informação mais qualificada para nossos assinantes. A toda equipe que nos ajuda e apoia o trabalho da Redação. Sem esse trabalho não teríamos o CanalEnergia e que venham outros 25 anos.

**BOA LEITURA!**

**ALEXANDRE CANAZIO**  
Editor-Chefe do CanalEnergia





**ANGELA GOMES**, Diretora técnica da PSR  
**PAULA VALENZUELA**, Diretora técnica da PSR  
**GISELLA SICILIANO**, Team leader em Regulação e Litígio na PSR  
**RODRIGO POLITTO**, Lead specialist em Comunicação na PSR

## MODERNIZAÇÃO, AINDA QUE TARDIA

No ano em que celebramos 25 primaveras do Canal Energia, referência na cobertura dos principais fatos e análises do setor elétrico brasileiro, o setor elétrico recebe duas importantes leis que afetam a sua estrutura. Em um intervalo de 43 dias, entre 17 de setembro e 30 de outubro de 2025, foram convertidas em lei duas medidas provisórias relevantes – as MPs 1.300 e 1.304, que se tornaram, respectivamente, as leis 15.235 e 15.269. Algumas mudanças há muito tempo aguardadas foram agregadas. Outros aperfeiçoamentos necessários foram deixados para um momento seguinte (porém, quando?). E, também houve alguns ajustes incluídos de última hora, resultantes do processo legislativo específico que rege esse tipo de ato legal.

Possivelmente, esta é a mudança mais significativa desde a instituição do Novo Modelo do Setor Elétrico, há 22 anos, coincidentemente um período próximo ao nascimento do Canal Energia. Naquela ocasião as mudanças também foram originadas de duas medidas provisórias, que culminaram na sanção das Leis 10.847 e 10.848 (a mais relevante delas). Respectivamente tais leis criaram e definiram: (i) a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), figura fundamental para a retomada do planejamento energético do Brasil; e, (ii) novas regras para a comercialização de energia elétrica no país, que ainda ditam o cerne da regulação do mercado brasileiro, além de instituir a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), no lugar do Mercado Atacadista de Energia.

Assim há mais de duas décadas, a despeito de ter havido profundos avanços tecnológicos, que mudaram a forma de gerar e consumir energia elétrica, o marco regulatório do setor elétrico brasileiro não vivenciou mudanças estruturais, o que corrobora a enorme defasagem de seu estado atual.

A matriz, que era fortemente concentrada em hidrelétricas de grande porte e complementada por térmicas, abriu espaço para uma expansão acelerada de fontes renováveis não hidráulicas – eólica, solar e biomassa – impulsionadas por leilões específicos, reduções de custos tecnológicos e políticas de fomento, principalmente com subsídios custeados pelas tarifas de energia elétrica. Paralelamente, ganhou escala a micro e a minigeração distribuída (MMGD), amparada por fortes incentivos tarifários, o que alterou o papel dos consumidores e introduziu novos padrões de fluxo de energia no sistema. Com isso, hoje a matriz é mais diversificada e descentralizada, mas também mais complexa de operar, dada a difícil gestão da variabilidade renovável.

No arcabouço comercial, a ampliação progressiva do mercado livre – antes restrito a grandes consumidores – impulsionou novos modelos de negócios e formas de contratação de energia que vão além dos tradicionais leilões. Esse movimento ocorreu em paralelo a um crescimento substancial dos subsídios e descontos, associados tanto à expansão das renováveis incentivadas quanto aos benefícios da MMGD, que geraram distorções relevantes nos encargos e nas tarifas.

Analizando especificamente as tarifas homologadas pela ANEEL desde 2010, o componente encargos foi o que mais cresceu, a um ritmo duas vezes superior à inflação (IPCA). Em 2024, encargos e subsídios repassados às tarifas somaram cerca de R\$ 60 bilhões<sup>1</sup>, devendo superar de R\$ 65 bilhões neste ano. Assim, as tarifas finais apresentam crescente desalinhamento com relação aos sinais econômicos desejados para investimentos eficientes. Essa combinação – diversificação tecnológica acelerada, abertura comercial e acúmulo de subsídios – resultou em um setor mais dinâmico e inovador, porém com desafios crescentes de sustentabilidade tarifária e de coerência entre o sinal econômico e o real custo do sistema.

Nesse contexto, as alterações trazidas pelas recém sancionadas Leis, principalmente a 15.269, representam avanços na direção da modernização do setor elétrico brasileiro, embora seja consenso de que estejam longe de representar a almejada e ampla reforma setorial. Ainda, tais alterações têm particular relevância neste momento, considerando que 2026 será um ano eleitoral e que, historicamente, as chances de discussões e aprovações de temas de impacto no Congresso são menores, dado o maior foco às agendas eleitorais.

### Um novo mercado se configura?

Desde a publicação da MP 1.300, o Ministério de Minas e Energia (MME) indicou que as alterações propostas se consolidariam por meio de um tripé, que conjuga “justiça tarifária”, “equilíbrio do setor” e “liberdade para o consumidor”.

A “justiça tarifária”, na visão do ministério, foi contemplada na Lei 15.235, através da reforma da Tarifa Social de Energia Elétrica, um relevante mecanismo de combate à pobreza energética no Brasil, ampliando e oferecendo descontos escalonados na conta de luz para famílias de baixa renda.

<sup>1</sup>Somando aqueles acompanhados pela ANEEL em ‘subsidiômetro’, que totalizaram em 2024 R\$ 50 bilhões, e os associados ao PROINFA e Energia de Reserva.

Para contemplar essa ampliação no benefício, porém, seria importante que os custos associados fossem compensados pela redução de outras rubricas que compõem os subsídios carregados pelas tarifas dos demais consumidores, principalmente aqueles de menor porte. Ouseja, reequilibrar os custos de encargos e subsídios do setor entre seus diferentes usuários e, de fato, alcançar o desejado fim da escalada de subsídios.

Este processo, na visão do MME, estaria no pilar que ele chamou de “equilíbrio do setor”. Nesse sentido, a Lei 15.269 trouxe avanços, pois estabeleceu um teto para a Conta de Desenvolvimento Energético, além de definir limites para subsídios a fontes incentivadas e aos consumidores enquadrados como autoprodutores. Por outro lado, equivocadamente, ao nosso ver, foi estendido subsídio para geração termelétrica a carvão até 2040.

Por fim, no terceiro elo do tripé, “liberdade para o consumidor”, veio um cronograma para a liberalização completa do mercado de energia elétrica, prevendo a abertura para todos os consumidores, incluindo residenciais e comerciais de pequeno porte, até o fim de 2028. O mercado está preparado para isso? Muitos vão dizer que não. Mas, o cronograma sugerido pela Lei e alguns dos dispositivos que ela contempla são, em nossa avaliação, suficientes para que seja feito o dever de casa necessário para que esta abertura ocorra de uma forma sustentável, ainda que os desafios sejam muito relevantes.

Nessa lista de dispositivos está, principalmente: (i) o custeio dos contratos legados das distribuidoras no caso de uma migração para o mercado livre, que passa a ser feito por todos os consumidores livres e cativos; (ii), a instituição da figura de Supridor de Última Instância, que será um agente previamente definido para garantir o atendimento temporário a consumidores livres cujo fornecedor tenha ido à falência ou quebrado o contrato; e (iii) a separação entre as atividades de distribuição e comercialização, hoje executadas concomitantemente pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica. Um ponto também relevante, que vem sendo discutido com ANEEL e CCEE, diz respeito a regras e operacionalização da segurança de mercado, de modo a garantir credibilidade e solidez ao processo de abertura.

### A importância do sinal de preço

Jogando luz à modernização do setor elétrico, quanto mais nos aproximamos de um sinal de preço adequado, mais próximas a expansão e a operação do setor elétrico estarão da racionalidade econômica, com impactos positivos para todos: governo, investidores, indústrias, empresas e, claro, o consumidor de energia elétrica. Ainda, o sinal de preço deve contemplar toda a cadeia setorial, principalmente a geração de energia elétrica e os custos das redes de transmissão e distribuição.

Com relação aos custos de geração, refletidos no preço spot, ou PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), conforme nomenclatura do mercado brasileiro, algumas mudanças infralegalas ocorridas nas últimas décadas foram feitas com ampla visibilidade e diálogo. Entre elas, cabe destacar a adoção do PLD Horário, mecanismo que entrou em vigor em 2021. Na época, havia uma preocupação grande em como seria esta implementação, mas, para a satisfação do setor, o processo ocorreu sem solavancos.

Por sua vez, ainda há importantes avanços a serem implementados na formação do PLD. O projeto Meta II – Formação de Preços, executado pela PSR em parceria com a CCEE, por exemplo, teve o objetivo de estudar aprimoramentos, buscando maior eficiência no uso dos recursos e na sinalização econômica para os agentes. A exemplo da implementação do PLD horário, novos e necessários aprimoramentos no PLD podem ser implementados de forma gradual, para que todo o mercado tenha condições de se adequar ao novo mecanismo.

Numa visão mais ampliada, considerando a cadeia setorial como um todo, há relevantes aprimoramentos no sinal de preço aos consumidores de baixa tensão, principalmente consumidores e beneficiados pela MMGD. Hoje, o mercado de baixa tensão representa mais de 40% da energia consumida no país e a MMGD responde por mais de 17% da capacidade instalada de geração.

As tarifas finais dos usuários de baixa tensão não incluem qualquer cobrança fixa pelo uso da infraestrutura de redes, sinal temporal ou locacional, a despeito do custo do serviço prestado variar sensivelmente, dependendo da hora do dia, ou da região de conexão às redes elétricas. O aperfeiçoamento tarifário a estes usuários já ocorreu em todos os países que avançaram em sua regulação há mais de uma década, logo estamos bem atrasados por aqui.

Não há modernização do setor elétrico sem aprimoramentos no sinal de preço. Além dos exemplos acima, há inúmeros outros que precisam ser implementados. A boa notícia é que tais aprimoramentos podem, na maioria dos casos, ocorrer sem alterações nas leis. Por sua vez, há enorme trabalho infralegal e regulatório a ser feito, o que requer uma Agência Reguladora estruturada e respeito à governança setorial.

### O que esperar para o futuro?

Agora que o setor se encaminha para um novo momento, o recado é: não precisamos ter medo de implementar mudanças e fazer aperfeiçoamentos, mas devemos estar atentos e coesos na busca por uma modernização sustentável.

E, certamente, o Canal Energia que, nesses últimos 25 anos, exerceu um papel fundamental no setor elétrico brasileiro, pode continuar nessa trajetória, apoiando sua modernização sustentável, com muita escuta e informação de qualidade.



Voltar ao Índice



**JOÃO CARLOS MELLO**  
CEO da Thymos Energia

## O BRASIL NA ENCRUZILHADA ENERGÉTICA: O FUTURO COMEÇOU AGORA

O Brasil vive um momento decisivo no setor de energia. Com quase 90% da nossa matriz elétrica composta por fontes limpas — hidrelétricas, eólicas, solares, biomassa, biogás e biometano —, somos uma potência renovável admirada pelo mundo. Mas liderança natural não basta. O desafio agora é transformar esse potencial em vantagem competitiva, ampliando, modernizando e integrando o sistema para garantir crescimento sustentável e segurança elétrica.

As recentes diretrizes regulatórias aprovadas inauguram uma nova era para o setor elétrico ao estabelecer a abertura total do mercado livre de energia até 2028. Pela primeira vez, todos os consumidores, inclusive os residenciais, poderão escolher de quem comprar sua eletricidade. É um divisor de águas. A Thymos Energia estimou que esse movimento poderá atrair mais de R\$ 2 bilhões em investimentos privados por ano ao longo da próxima década. Mais do que cifras, trata-se da construção de uma nova infraestrutura energética: digital, conectada e centrada no consumidor.

Medidores inteligentes, automação das redes e plataformas digitais de gestão deixarão de ser coadjuvantes para se tornarem o coração de um novo modelo de relacionamento entre empresas e usuários. Experiências internacionais, como Austrália, Itália e Reino Unido, mostram que a abertura total do mercado

não apenas aumenta a eficiência e reduz perdas, mas também estimula inovação e empodera o consumidor.

O mercado livre de gás natural segue trajetória semelhante. Desde 2020, a liberdade de escolha de fornecedores e a negociação direta de preços vêm impulsionando ganhos de eficiência e redução de custos. Em 2024, o número de empresas que migrou para esse ambiente triplicou, sobretudo nos setores cerâmico, químico, petroquímico e de mineração. A perspectiva é que esse mercado siga em franca expansão: indústrias de aço e alumínio devem aderir à migração, motivadas pela busca de contratos mais flexíveis e competitivos. A abertura do mercado de gás não é mais que uma agenda liberal; representa uma estratégia industrial que fortalece a competitividade brasileira e contribui para uma transição energética mais equilibrada.

E falando em crescimento da matriz renovável, o desempenho das fontes limpas é motivo de orgulho, mas traz consigo novos desafios. A crescente participação de fontes intermitentes exige a presença de usinas despacháveis capazes de garantir estabilidade e potência firme.

Nesse sentido, o Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) é um instrumento essencial para assegurar o equilíbrio do sistema.

Estudo da Thymos indica que o país precisará contratar até 25 GW de potência firme entre 2026 e 2030 para manter a confiabilidade da matriz. É fundamental que o próximo certame ocorra com regras claras e visão de longo prazo, contemplando térmicas flexíveis e hidrelétricas com reservatórios. Garantir potência hoje é assegurar que o Brasil siga em evoluindo amanhã.

A transição energética com segurança é fundamental para suportar também outra tendência sustentável. A eletrificação vem se consolidando como um dos principais caminhos para a descarbonização global. Setores produtivos que historicamente dependiam de combustíveis fósseis, como transporte, siderurgia e química, estão migrando para soluções elétricas mais eficientes e sustentáveis. Esse movimento só é possível graças à expansão das fontes renováveis e ao avanço tecnológico que aproxima a geração do consumo, com recursos energéticos distribuídos e microrredes inteligentes.

O desafio, porém, é de infraestrutura. A eletrificação exigirá redes robustas, estáveis e interconectadas, além de políticas públicas que incentivem armazenamento, flexibilidade e geração despachável. Se quisermos eletrificar a economia sem comprometer a confiabilidade, precisaremos de regulação moderna, planejamento integrado e investimentos consistentes.

Essa é a hora de agir com visão de futuro e coordenação entre governo, empresas e sociedade. A transição energética precisa ser vista para além de um desafio ambiental. Temos a oportunidade de desenvolvimento econômico, inovação e inclusão. O Brasil já provou que é uma potência renovável. Agora, precisa mostrar que pode ser uma referência planejada, segura e moderna.





## EDVALDO SANTANA

CEO da NEAL Energia

# TRÊS HISTÓRIAS DE BASTIDORES DO SETOR ELÉTRICO

Meu pai foi pedreiro durante toda vida. Trabalhei com ele desde muito cedo, primeiro como ajudante e depois como pedreiro. Ele tinha um grupo de parceiros, que eram chamados para diferentes tipos de obra. Certa vez, antes de completar 14 anos, perguntei-lhe por que convidava A, B e C quando o serviço era apenas derrubar uma casa, mas chamava D, E e F quando o trabalho envolvia a construção ou a reforma da casa. Ele desconversou e nunca me respondeu. Apenas disse: “a resposta à sua pergunta é importante para o que você pretende ser. Descubra.”

É natural que algumas pessoas que não conhecem a “cozinha” do setor elétrico brasileiro (SEB) se surpreendam com a boa performance de um segmento tão importante para a economia e o bem-estar. A sensação, para quem olha de fora, é de desorganização. Como uma coisa tão complexa, vulnerável a tantas interferências políticas, tem um desempenho acima da média?

Vou contar algumas histórias dessa “desorganização”. E são episódios que, de uma forma ou de outra, fizeram parte das notícias, artigos ou das várias edições do ENASE ao longo dos 25 anos do Canal Energia.

Cheguei à Aneel em junho de 2000, cedido pela Universidade Federal de Santa Catarina, de onde já era Professor Titular, último posto da carreira. A Agência tinha três anos e, na época, só se falava em racionamento. O desafio consistia em assumir a Superintendência de Estudos Econômicos e do Mercado, a antiga SEM. Era uma área crítica. O mercado, então denominado de Mercado Atacadista de Energia (MAE), não funcionava.

A primeira reunião importante que participei, em agosto de 2000, ajudou-me a entender por que o MAE não funcionava, e talvez até tenha sido estruturado para não funcionar. Furnas, uma empresa de geração e transmissão, subsidiária da Eletrobras, hoje Axia, era a repassadora da energia do parque nuclear, semelhante ao papel que executava para Itaipu. O problema é que Angra 2 já deveria ter entrado em operação, mas tinha um atraso de 12 meses.

Sem Angra 2, Furnas teria que usar a energia de suas hidrelétricas (UHEs), só que os reservatórios estavam com menos de 30%. O PMAE, hoje PLD, estava acima de R\$ 400/MWh, enquanto o mix de energia da empresa era vendido por menos de R\$ 85/MWh. Um detalhe: o MAE iria fazer a primeira contabilização em novembro de 2000. A

reunião foi pedida por Furnas simplesmente para dizer à Aneel que não iria pagar a conta, já por volta de R\$ 300 milhões. Na sala lotada também estavam dois dos cinco diretores do ONS.

Foi uma frustração. Se Furnas, empresa do governo, não iria cumprir as regras do mercado, quem cumpriria? Dos cinco diretores da Aneel, três ainda eram empregados de empresas do grupo Eletrobras. Que força teria a SEM para fazer as regras do MAE serem cumpridas?

O certo é que a contabilização não foi publicada e nem a liquidação realizada. Mas, apesar desse resultado, a Aneel não cedeu. Não era tão óbvio a obrigação de Furnas. O contrato, feito entre “irmãos”, não era objetivo quanto às responsabilidades das partes, embora minha interpretação atribuisse a Furnas o dever de honrá-lo. Dali em diante, quando o racionamento já batia às portas, reuniões e mais reuniões foram realizadas, mas o impasse persistiu.

As redes sociais, lá em 2002, ainda eram pouco ativas. Mesmo assim, os sindicatos, aliados aos partidos de esquerda, divulgaram a informação de que tudo era erro da Aneel e do governo FHC, que “teriam permitido a venda da energia nuclear no mercado livre, o que a Constituição proibia”. Até o TCU embarcou nessa onda, com auditorias e mais auditorias, até na contabilização do MAE, uma entidade privada. Foi uma das mais eficientes Fake News do SEB – perdendo para a “herança maldita” e para a “taxação do sol”.

Mas veja que desfecho interessante. Para equacionar as disputas financeiras do racionamento, foi consolidado um Acordo Geral. Uma das variáveis de decisão desse acordo era a energia livre, ou os kWh que durante os meses de racionamento não faziam parte de qualquer contrato. Angra 2 entrou em operação no meio do racionamento. Como a energia correspondente, nos termos dos argumentos de Furnas, não estava contratada, toda ela foi contabilizada como livre e liquida ao preço máximo do MAE. Foi um verdadeiro golpe de mestre. Advinha quem mais ganhou dinheiro com o racionamento? E, se era para ganhar, o TCU e os sindicatos nem ligaram se a energia era de origem nuclear, nem se foi uma transação no mercado livre.

Por volta do fim de 2002, alguns grandes consumidores começaram a migrar para o mercado livre que, em virtude do racionamento, tinha baixa reputação. E ainda existia um impasse: a SEM, formada por

ótimos técnicos, analisava os possíveis impactos daquela migração, mesmo que ninguém acreditasse que o mercado cresceria. O rito era muito simples: a superintendência não aprovava a migração ou o contrato, mas informava às partes qual era o custo (“pedágio”) da saída daquele consumidor, e que o valor calculado deveria ser resarcido aos que ficavam na condição de cativos.

Por incrível que pareça, os grandes consumidores não reclamavam, pois a vantagem era muito grande, mas as comercializadoras, que não passavam de 20, questionavam uma barbaridade. A SEM resistia. Se o mercado livre crescesse, a conta ficaria impagável para o restante dos consumidores.

E quem exigia o fim do pedágio? Eram exatamente as comercializadoras ou geradoras que pertenciam ao mesmo grupo das distribuidoras, que, supostamente, seriam prejudicadas com a migração. Dirigentes importantes do lobby das distribuidoras eram também executivos de grandes empresas verticalizadas, com geração, distribuição e comercialização, num real conflito de interesses. E mais de uma dessas pessoas pertenciam simultaneamente a vários lobbies.

A SEM, ainda assim, resistiu até 2004, quando a Lei 10.848, regulamentada pelo Decreto 5.163, não impôs quaisquer restrições para a migração ao mercado livre. Foi a opção do governo, depois de um combinado com os lobbies. A prioridade era aprovar o novo modelo, que tentaria conter a expansão do mercado. Conclusão: o que hoje se chama de “custos dos contratos legados” foi uma criação das distribuidoras, que hoje exigem compensação. Sabia disso? Acho que não.

Um problema até hoje com sérias divergências de entendimento é o valor ou o arranjo de revisão das garantias físicas (GFs) das UHEs. Aliás, o próprio cálculo das GFs é um evento que vem se ajustando ao longo do tempo, como se fosse uma conta de chegar.

Como resultado do racionamento, uma das recomendações, das mais veementes, era de que fosse verificada a relação entre os montantes vinculados aos contratos de venda de energia das UHEs e suas respectivas “energias asseguradas”, denominação da época para as GFs. Ninguém tinha dúvida de que as UHEs tinham vendido mais energia do que tinham para entregar.

Entre 2006 e 2007, a Aneel constatou que as termelétricas a gás natural também não conseguiriam gerar a energia que venderam. Havia, então, um déficit de GF. A decisão, em 2008, com o Decreto 6.353, foi regulamentar a energia de reserva (ER), da seguinte forma: a recomposição da GF reduzida de usinas existentes não seria considerada como acréscimo e a ER não poderia constituir lastro para revenda.

A ideia era boa, mas a ER é, até hoje, um dos maiores erros técnicos já cometidos no SEB. Observe que a ER, pelo Decreto, não implica acréscimo de GF, tampouco pode ser utilizada como lastro de contratos. A ER seria, assim, um “quase nada” comercial, por isso virou um espaço de manobra para generosidades lobistas. Nos dias atuais, o governo pode determinar a aquisição de ER, isto é, do quase nada, mesmo que não seja necessário. Você entendeu? Foi o que aconteceu, por exemplo, com a MP 1304, que define a contratação de

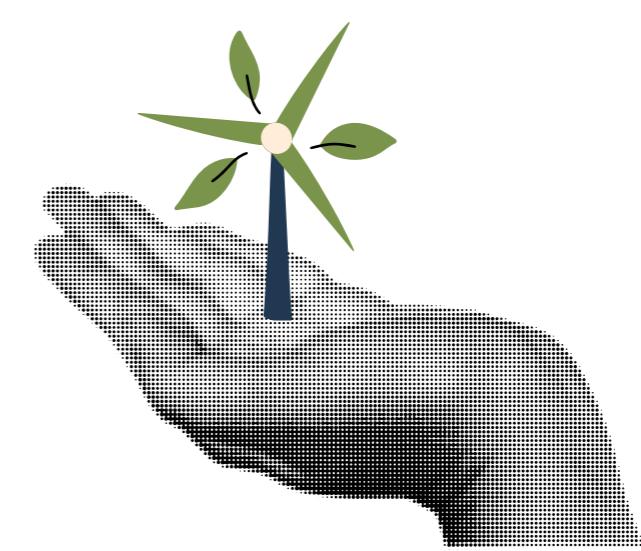
ER que apenas aumentará a sobra, tendo em vista que para respaldar contratos será necessário comprar energia novamente. É um quase nada muito problemático, e caro.

Pouca gente lembra, mas a GD, regulamentada pela REN 482, de 2012, é contemporânea da MP 579. Porém, ao contrário da MP, que subordinou absurdamente o regulador, a 482 foi um exemplo de independência. Entre 2007 e 2012, a REN foi a única norma da Aneel que surgiu por vontade própria, ou seja, sem depender de uma lei ou um decreto. O regulador tinha pressa em encontrar um caminho para reduzir a tarifa, que já era uma das mais elevadas do mundo. Por isso, a GD, que tem transformado o SEB, é uma criação da Aneel, e o foco era aliviar a conta de luz.

E era uma norma bem-feita. Definia revisões futuras. Como o usuário da GD seria subsidiado pelos demais, era prudente acompanhar a evolução desses subsídios. O problema é que em 2019, quando a Aneel percebeu a tendência e tentou controlar, surgiu a “taxação do sol”, que deixou tudo incontrolável. A consequência foi a explosão do montante das subvenções, num enredo que todos conhecemos. E o que era para ser uma redução tornou-se um aumento da conta de luz.

Foi o período da mais avassaladora atuação do lobby, que desarranjou o SEB. A Aneel perdeu o controle da sua criatura, que agora pertence ao Congresso, onde a técnica é desprezada. Com a proliferação GD, já irreversível, e repito, uma transformação na forma de fazer, há o sério risco de longa convivência com um quadro de degradação da segurança e confiabilidade, como se a descentralização do uso da eletricidade desconstruísse o SEB. Mas ainda há tempo para consertar, antes que vire ruínas.

Uma das características das histórias que contei é a construção e a destruição, voluntária ou involuntária. Eram alguns a tentar construir e outros a destruir. Por sorte, tem prevalecido a turma que constrói, e não a que destrói. É isso que determina o crescimento e o desempenho acima da média. E era essa a lição do velho pedreiro. “Para destruir basta ter força física. Para construir é essencial raciocinar, para que surjam as boas e coerentes ideias. Fique sempre do lado dos que constroem.”



Voltar ao Índice



## RODRIGO FERREIRA

Presidente-executivo da Abraceel e vice-presidente do FASE

# CANALENERGIA: 25 ANOS DE SETOR ELÉTRICO

A história do CanalEnergia se mistura com a própria história do setor elétrico nos últimos 25 anos já que não houve um leilão de geração ou transmissão, um tema relevante que não tenha sido contado pelo time de jornalismo especializado que tive o orgulho de liderar por 20 anos.

No ano 2000, quando foi fundado o CanalEnergia, o setor elétrico estava se transformando. Vivíamos ali a euforia de um novo mercado com um horizonte de liberdade para o consumidor residencial já em 2006. Tínhamos uma nova governança com a Aneel, o ONS e na ocasião o Mercado Atacadista de Energia (MAE). Também haviam sido criadas recentemente as figuras do Produtor Independente de Energia e do Agente Comercializador, além das privatizações das distribuidoras.

Nesse período, vimos o SIN crescer absurdamente de tamanho, saltando de aproximadamente 66 GW instalados e 62,6 mil km de linhas de transmissão em 2000 para 248 GW e 176 mil km de linhas de transmissão em 2025.

Vimos as transformações no mercado, o Proinfa, o boom das PCH atraiendo empreendedores novos para o setor, depois veio a biomassa com força total, seguida pela eólica e, mais recentemente, a solar fotovoltaica. Isso mudou muita coisa, agregou novas energias importantes, mas trouxe também novos desafios. É evidente que não estamos sabendo lidar com isso e não foi por falta de avisos. Quantos Enase e outros eventos ouvimos que a matriz está mudando, que é preciso lidar com as fontes intermitentes, com a falta de flexibilidade na ponta, com os recursos energéticos distribuídos. Agora, estamos aí, discutindo no Congresso Nacional o preço a ser pago pelas políticas não desenvolvidas. O preço da omissão.

Recentemente, vasculhando os relatórios anuais da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel) para a preparação de videocasts comemorativos dos 25 anos da Associação, ficou evidente que temas como resposta da demanda, agregador de carga e outros estão na pauta setorial há mais de 20 anos.

Nesses 25 anos o setor saltou de 10 associações para mais de 20, o que demonstra claramente a alta segmentação especialmente do segmento de geração e os múltiplos interesses por vezes conflitantes e por vezes coincidentes e materializados na importante figura do Fórum das Associações do Setor Elétrico (FASE).

Me preocupa muito, dentro deste importante debate, a confusão criada por discursos que não contribuem com a discussão no setor simplesmente porque são discursos vazios de verdade. Acho que o setor deveria lutar junto contra isso todos os dias. A guerra de narrativas precisa ter limites.

### Abertura de mercado

Uma das discussões intermináveis no setor é a abertura de mercado para todos os consumidores. O mercado livre de energia foi criado em 1995 pela lei 9.074 relatada pelo Deputado José Carlos Aleluia. Estábamos na vanguarda. Em 2006 o mercado livre deveria atingir todos os consumidores do Brasil mas, em 2001, tivemos o rationamento e no ano seguinte um novo modelo setorial, ancorado em compras centralizadas feitas pelas distribuidoras para consumidores cativos em leilões promovidos pelo Ministério de Minas e Energia e realizados pela Aneel, com contratos de longo prazo financiados majoritariamente pelo banco estatal, o BNDES. Tudo isso para garantir a expansão da geração.

Finalmente, em novembro deste ano, o Congresso Nacional aprovou um cronograma que permitirá, em até 36 meses, todos os consumidores terem acesso ao mercado livre de eletricidade no Brasil. O tema fez parte da MP 1.304 proposta pelo Ministério de Minas e Energia, pela primeira vez, não encontrou resistência dentre as demais associações, na imprensa nacional e no Parlamento. Muito diferente das discussões que permearam o PL 414 no início de 2022, quando o mercado livre “apanhava” todos os dias, dentro e fora do setor elétrico.

Fundamental para a construção desse novo momento foi o reconhecimento de que já existe um mercado do qual o consumidor faz parte, e no qual alguém por ele assumiu responsabilidades e custos setoriais. A beleza do mercado livre não pode ser deixar custos para trás para consumidores cativos pagarem. Não pode ser a máxima “o último que sair apague a luz”, mesmo porque a luz vai permanecer acesa até que os contratos terminem.

Segurança energética é um desses custos. Já foi a época em que o mercado de eletricidade no Brasil vendia em um único produto energia e potência. Ao contratar energia hidrelétrica ou térmica, que era o que formava nossa matriz, levava-se tudo o que precisávamos. Mas os tempos mudaram enquanto o consumidor livre continua buscando a energia mais barata ou a energia renovável. E como operamos ainda um mercado energy only, no Brasil, a energia mais barata é a energia renovável, ainda que, muitas vezes, não em todas, lhes falte atributos importantes para a operação do SIN. Portanto, é necessário a participação de todos os consumidores no rateio de custos que fornecem ao sistema outros atributos imprescindíveis para a segurança energética.

Fez parte dessa construção o reconhecimento de que o setor já não suporta mais subsídios desnecessários. Não é razoável dar um incentivo econômico para alguém comprar um produto que já é competitivo e objeto de desejo, que é a energia renovável. Não por menos, a totalidade da energia consumida no mercado livre é renovável, desde hidrelétrica de grande porte, com “tudo em cima”, a energias novas, como eólica, biomassa e solar fotovoltaica.

O mercado livre é o melhor modelo comercial para o consumidor porque oferece a ele concorrência, tecnologia, previsibilidade e emponderamento. Isso basta. E vamos encontrar caminhos para que tais atributos compensem a migração. Não somos nada habituados à dinâmica do varejo, à criatividade de produtos diferenciados, mas vamos precisar mudar a nossa forma de pensar e agir. E isso ocorrerá. É questão de tempo. Num primeiro momento as migrações ocorrerão por redução de preço. E num segundo momento?

Aqui no Brasil seremos impactados por uma migração da baixa tensão com muita tecnologia, que permitirá desde a comparação de produtos à migração com um clique. Coisas que outros mercados, que abriam há mais de 20 anos, não vivenciaram. Consumidores na Europa se habituaram a não mudar, ou mudar pouco. A inércia lá é enorme. Mas como será por aqui, com consumidores mais sensíveis a pequenas economias e mais próximos da tecnologia?

A Dona Maria e o Seu Zé, personagens criados no setor para descrever o consumidor comum e de menor poder aquisitivo, estarão dentre os primeiros a migrar ainda que

isso não vá ocorrer, em sua totalidade, da noite para o dia. Serão muitos verões até um mercado livre chegar a 70% do mercado, por exemplo, lembrando que, no mercado cativo, provavelmente estarão os consumidores muito vulneráveis e atendidos pela Tarifa Social de Energia Elétrica, os que investiram em MMGD, ou fingiram que investiram, e aqueles que se abastecem do furto da energia.

Mais importante do que tratar do passado, que está colocado, com custos postos, é tratar do futuro.

O fato é que o papel do comercializador varejista é muito maior do que representar consumidores na CCEE: é gerenciar riscos, criar produtos, realizar ações de comunicação e viabilizar uma boa jornada do consumidor pelo mercado livre. Com contratos adequados, claros e com direitos e deveres bem colocados e à luz do código de defesa do consumidor. Com boa informação de preço, prazo, reajustes, por exemplo. Sem dúvidas ou espaços vagos.

E o consumidor deveria ser no futuro o beneficiário de um setor estável, dinâmico e com rationalidade. Que entregue à Dona Maria e ao Seu Zé uma energia renovável e com segurança energética, que permita a eles usar toda a tecnologia disponível, para gerar, armazenar ou apenas consumir. Sem custos cruzados, sem um bancando a conta do outro. É para isso que o setor deveria trabalhar, todos os dias.





**MÁRIO MENEL**  
Presidente da ABIAPE e do FASE

## CANALENERGIA: UM LEGADO QUE SE CONFUNDE COM A HISTÓRIA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Há 25 anos, o setor elétrico brasileiro (SEB) iniciava uma fase decisiva de consolidação institucional, amadurecimento regulatório e abertura à modernização. Nesse mesmo momento surgiu o CanalEnergia, que rapidamente ultrapassou o papel de um simples veículo de comunicação para se transformar em referência diária para todos que acompanham de perto as transformações do SEB.

Ao longo dessas duas décadas e meia, o CanalEnergia não apenas registrou o desenvolvimento do setor — ele fez parte dele. Poucos veículos se fizeram tão presentes em debates, reformas, crises e avanços. Entre aqueles que atuam na interlocução institucional, tornou-se leitura indispensável, fonte confiável de informação e elemento central na formação da visão crítica de executivos, analistas, formuladores de políticas públicas e lideranças empresariais.

É comum ouvir que o setor elétrico começa o dia cedo, e há um hábito praticamente unânime: a leitura matinal do CanalEnergia. Ele conquistou um espaço raro entre os veículos especializados — uma ferramenta de trabalho. A credibilidade construída com rigor editorial, consistência técnica e cobertura qualificada converteu-o em bússola nas decisões estratégicas e em termômetro das discussões decisivas para o futuro do setor.

Minha relação com o CanalEnergia se entrelaça com a história do Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico (ENASE). O veículo não só acompanhou, mas deu profundidade aos debates que moldaram o modelo setorial, ajudando a consolidar o ENASE como o mais importante fórum institucional do setor elétrico. Também estive lá — como participante, articulador e debatedor — em cada etapa desse processo. E em todas essas ocasiões, o CanalEnergia esteve presente, traduzindo discussões complexas para toda a comunidade setorial.

Recordo com clareza episódios emblemáticos. Um deles ocorreu na primeira semana de gestão do então Ministro Fernando Coelho Filho. Mesmo antes de nomear seu secretário executivo, fez questão de participar do ENASE, reconhecendo o papel estratégico do encontro para o diálogo institucional. O CanalEnergia registrou aquele movimento como poucos fariam — com notável precisão e sensibilidade, transmitiu o impacto que aquela presença teria para o setor.

O setor elétrico é dinâmico por natureza. Nos últimos 25 anos, atravessamos desde rationamento, profundas mudanças regulatórias, expansão da autoprodução, modernização do ambiente de contratação, crescimento das fontes renováveis, digitalização até a transformação do consumidor. Em todas essas

etapas, o CanalEnergia desempenhou papel crucial: não apenas informou, mas ajudou a interpretar e contextualizar cada movimento.

Esse compromisso ficou ainda mais evidente com a expansão de seus produtos e formatos. Vieram análises, boletins especializados, eventos, entrevistas, ferramentas de inteligência e, mais recentemente, uma presença multimídia robusta. Trata-se de uma adaptação que demonstra sensibilidade ao ambiente setorial e uma vocação clara: transmitir informação com profundidade e clareza, sem perder a agilidade exigida pelo setor.

Costumo dizer que o SEB é complexo, sofisticado e, muitas vezes, pouco compreendido fora de sua comunidade técnica. Por isso, o papel jornalístico do CanalEnergia ultrapassa a simples divulgação de fatos. Contribui para democratizar o entendimento sobre temas essenciais quando o foco é a segurança energética, a competitividade e o desenvolvimento econômico do país. Desempenha, assim, uma função que combina jornalismo e ensino.

Ao visualizarmos as próximas décadas, é evidente que novos desafios já se impõem como estruturantes. A consolidação do mercado livre para todos os consumidores, a integração energética envolvendo eletricidade, gás natural, biocombustíveis e hidrogênio, a modernização regulatória diante das tecnologias digitais, a necessidade de previsibilidade e estabilidade nos investimentos, a evolução do papel do consumidor — cada vez mais protagonista — e a urgência de modelos tarifários que preservem eficiência e modicidade são temas que demandarão ainda mais clareza, informação qualificada e diálogo responsável.

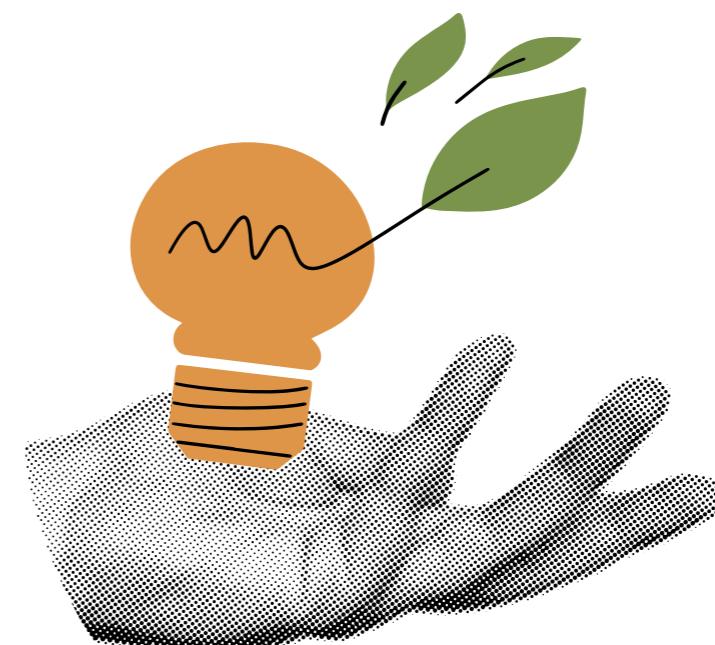
O futuro do setor elétrico exigirá veículos capazes de acompanhar o ritmo acelerado dessas transformações. E tenho plena convicção de que o CanalEnergia continuará

exercendo esse papel com a mesma relevância demonstrada ao longo de seus 25 anos.

Celebrar o CanalEnergia é enaltecer a própria história recente do setor elétrico brasileiro. É reconhecer um veículo sempre presente nos debates mais relevantes, acompanhou mudanças profundas, registrou decisões históricas e se mostrou um diferencial na formação de uma geração inteira de profissionais que moldam o setor hoje. É, sobretudo, reafirmar que informação responsável e qualificada é verdadeiro pilar na definição de políticas públicas sólidas, mercados eficientes e em um setor elétrico preparado para o futuro.

Parabéns, CanalEnergia, pelos seus 25 anos.

É uma honra fazer parte dessa história.





**JOISA DUTRA**  
Diretora do CERI/FGV

## O PRÊMIO E O PREÇO DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA BRASILEIRA

Fico muito honrada com o convite para contribuir para a coletânea que celebra os 25 anos do Canal Energia. Esse período coincide com a minha trajetória profissional cada vez mais próxima do setor elétrico — um setor que evoluiu profundamente, mas que hoje enfrenta dilemas novos e cada vez mais complexos. Nessas duas décadas e meia, o Brasil migrou de um modelo predominantemente centralizado rumo a uma arquitetura mais distribuída, em linha com as tendências globais da transição energética. A digitalização, a eletrificação de novos usos — como o transporte — e a expansão acelerada das fontes renováveis variáveis, especialmente eólicas e solares, transformaram a paisagem do setor. Essa evolução foi bem-sucedida: realizamos uma expansão robusta, rápida e majoritariamente limpa, na liderança dentre as economias do G20. Mas esse avanço trouxe também novos desafios técnicos, econômicos e regulatórios.

A vulnerabilidade física do setor aumentou. Como o próprio governo federal reconhece nas discussões do Plano Clima, as mudanças climáticas alteram o regime de afluências e ampliam a incerteza operacional das hidrelétricas, historicamente nosso principal instrumento de flexibilidade e segurança. O risco físico do suprimento cresce, e projetar o futuro passa a exigir a incorporação sistemática e melhoria de modelagem climática, avaliações de risco e investimentos orientados à resiliência. A volatilidade climática deixou de ser um fator periférico: tornou-se determinante para decisões estratégicas, para o custo do sistema e para a robustez do suprimento.

Ao mesmo tempo, a transição para um sistema mais descentralizado e intensivo em renováveis variáveis não foi acompanhada de uma atualização do modelo setorial. O modelo institucional de 2003–2004 foi decisivo para permitir a expansão por meio de contratos de longo prazo que viabilizaram o financiamento da infraestrutura. Contudo, não avançamos

na construção de mercados organizados com liquidez e sinais de preço capazes de orientar decisões eficientes de consumo, operação e investimento. O resultado é um setor que combina expansão acelerada, maior incerteza física e escassez de mecanismos modernos de formação de preços — ampliando o risco financeiro dos agentes, que operam com sinais fracos e instrumentos limitados de gestão de volatilidade.

No plano comercial, a força do mercado livre tornou-se uma marca do período recente. Investimentos em solar e eólica, com mais rápida maturação, mudanças na política operacional do BNDES que facilitam acesso a crédito, maior acesso ao mercado de capitais e a busca por contratos mais flexíveis impulsionaram sua expansão. A popularização de PPAs corporativos e modelos de autoprodução reforçaram esse movimento.

Mas a descentralização sem coordenação gera tensões. Não basta instalar fontes renováveis: é preciso integrá-las. E a boa integração depende de redes, dados, flexibilidade e armazenamento — elementos que avançaram de forma desigual. Enquanto as redes se expandem, ainda que com alguns descompassos, o armazenamento permaneceu em defasagem. A maturidade tecnológica das baterias, a ausência de uma remuneração clara para serviços de flexibilidade das usinas hidrelétricas e a falta de um processo funcional de formação de preços limitaram sua expansão. Usinas reversíveis, fundamentais em outros países, ainda não encontraram condições para prosperar aqui — em parte por problemas na formação de preços.

O curtailment, corte forçado de geração, tornou-se o sintoma visível desses desequilíbrios. A expansão acelerada das renováveis intensificou esses cortes, afetando eólicas, solares e até hidrelétricas. Após o episódio de agosto de 2023, no dia dos Pais, o ONS identificou falhas de modelagem agravadas

por problemas nos dados reportados pelos agentes. As perdas de geração aumentadas desde então têm afetado receitas, contratos e a estabilidade financeira de diversos projetos. Em mercados mais maduros, preços de escassez ou lances alternativos permitiriam respostas mais eficientes. No Brasil, a ausência de sinais de preço adequados reduz a capacidade de reação e amplifica ineficiências. Relatório recente da Agência Internacional de Energia (IEA) projeta que o Brasil pode adicionar cerca de 70 GW em VREs até 2030 — mas parte dessa expansão decorre de distorções regulatórias, como incentivos excessivamente generosos ao net metering e arbitragens entre a contratação nos ambientes regulado (ACR) e livre (ACL), e não necessariamente de ganhos reais de eficiência.

Quando a regulação não acompanha a transformação estrutural, a contacheaga. A expansão descentralizada aumenta a probabilidade de sobrecontratação, desalinhamentos operacionais e pressões para que soluções emergenciais sejam buscadas no campo regulatório — frequentemente com transferência de custos entre usuários. A emenda à MP 1304, que propõe resarcimento por curtailment, reflete esse movimento. Ainda que discussões sobre compensação façam sentido, tratá-las isoladamente, sem modernizar os mecanismos de preços, transforma sintomas em encargos e aprofunda ineficiências. Os custos envolvidos podem ser elevados, sem melhorar o funcionamento do sistema.

Os mercados elétricos podem operar com base em custos auditados ou por meio de lances enviados pelos geradores. O Brasil adotou o modelo de despacho pelo custo para reduzir riscos de exercício de poder de mercado e lidar com a complexidade das hidrelétricas em cascata com diferentes titularidades — uma escolha comum em diversos sistemas. Com o tempo, porém, muitos países migraram para modelos baseados em lances, que têm gerado ganhos de eficiência comprovados na literatura, como mostra Cicala ao analisar a experiência de dezenas de Power Control Areas nos Estados Unidos. A principal razão é que, em mercados bid-based, os geradores revelam seus custos de oportunidade, permitindo ao operador decisões mais eficientes e reduzindo distorções intertemporais.

Já nos modelos baseados em custos, cresce a evidência das ineficiências: os custos auditados utilizados pelo operador frequentemente divergem dos custos reais enfrentados pelos geradores, que dependem de restrições técnicas e condições hidrológicas mal valoradas, contratos de gás com cláusulas rígidas e

fricções e incentivos a renováveis que criam custos de oportunidade não capturados contabilmente. Isso pode gerar resultados perversos tanto na operação quanto nos investimentos, como a expansão excessiva de tecnologias de pico e o aumento de curtailment. Neste caso, desenhos de mercado baseados em lance mitigam essas falhas ao permitir mecanismos como preços negativos que podem sinalizar melhor consumo. Além disso, ao mesmo tempo as preocupações poder de mercado podem ser controlados por unidades modernas de monitoramento.

Diante da mudança estrutural do sistema elétrico brasileiro, migrar para um desenho baseado em lances tornou-se um passo natural — que promete ganhos relevantes de eficiência. Mercados bem desenhados não substituem planejamento, mas o complementam ao revelar escassez, orientar investimentos e promover melhor coordenação entre agentes.

Os próximos 25 anos do setor elétrico brasileiro dependerão de três pilares: eficiência, resiliência e transparência. A transição energética é uma oportunidade rara. Aproveitá-la exigirá coragem para atualizar o que ficou para trás e compromisso com um futuro em que o sistema elétrico continue sendo uma das maiores vantagens comparativas do Brasil.





**JERSON KELMAN**  
Consultor

## ITAIPU – O BEM-FEITO E O MALFEITO

Em homenagem aos 25 anos de Canal Energia, decidi escrever sobre Itaipu, a portentosa obra que orgulha brasileiros e paraguaios. É a maior usina do planeta na produção cumulativa de energia elétrica, integralmente de fonte renovável (mais de 3 bilhões de MWh).

O Tratado de Itaipu de 1973 é considerado um triunfo de notáveis “engenheiros diplomatas” e de negociações políticas complexas, fundadas no respeito mútuo entre os dois países. Embora seja um documento legal e político, a base técnica e as premissas de engenharia foram cruciais para as negociações. A elite da engenharia brasileira atuou ao longo de décadas de forma profícua no empreendimento, passando pela concepção, construção e operação.

Apesar do contínuo empenho e esmero de sucessivas gerações de profissionais, que mantiveram Itaipu no mais elevado padrão de funcionamento, é preciso criticar algumas decisões feitas nos últimos 20 anos pelo governo brasileiro e pela administração da empresa binacional.

Em 31/03/2005, o embaixador do Brasil no Paraguai encaminhou correspondência (nota reversal) à Ministra de Relações Exteriores do Paraguai informando “o entendimento do Governo brasileiro no sentido de que as iniciativas de Itaipu Binacional no campo da responsabilidade social e ambiental devem inserir-se como componente permanente na atividade de geração de energia, de acordo com a missão, políticas e diretrizes fixadas, ou que vierem a ser fixadas, pelo Conselho de Administração da entidade binacional”.

Há pelo menos duas maneiras de interpretar essa iniciativa do governo Lula 1. A primeira, a meu ver razoável, é que Itaipu, apesar de binacional, deveria seguir o exemplo de outras usinas hidroelétricas - UHEs no Brasil e em diversos outros países, no sentido de incluir o custo de compensação por eventuais impactos causados pela atividade de geração em benefício da comunidade e o meio ambiente estritamente local entre as “despesas de exploração” da usina.

A rigor não seria necessário nenhum acréscimo de tarifa para cumprir com essa obrigação porque Itaipu já paga anualmente royalties para os 16 municípios lindeiros. Em valores históricos acumulados, foram mais de R\$2,6 bilhões, dos quais cerca de R\$ 1,0 bilhão - ou R\$ 3,8 bilhões em reais com poder de compra de 2025 - para Foz do Iguaçu. Não é pouco!

A segunda interpretação, a meu ver sem qualquer razoabilidade, é que os governos do Brasil e do Paraguai tenham sido pioneiros no comportamento ESG expandido<sup>1</sup>, que é um comportamento que só veio ser adotado muitos anos depois da assinatura da nota reversal

de 2005. E ainda assim apenas por algumas poucas e grandes corporações mundiais que atuam na mitigação das dores ambientais e sociais do planeta para além dos impactos diretos de suas atividades.

O problema dessa segunda interpretação é que ela, para se tornar válida, teria que ser aprovada pelos congressos de ambos os países porque uma nota reversal não se sobrepõe ao disposto num tratado entre dois países, aprovado pelos respectivos congressos. É o caso: o anexo C do Tratado de Itaipu estabelece que a tarifa seja calculada para cobrir o custo da usina e define explicitamente que “despesas de exploração” são “todos os gastos imputáveis à prestação dos serviços de eletricidade, incluídos os gastos de operação e de manutenção, inclusive as reposições causadas pelo desgaste normal, gastos de administração e gerais, além dos seguros contra os riscos dos bens e instalações da ITAIPU”.

Como se vê, despesas de exploração não incluem gastos socioambientais. Até porque esses gastos (mais de R\$ 6 bilhões pagos pelos consumidores brasileiros de eletricidade em 2025) têm sido destinados quase integralmente a áreas distantes daquelas afetadas pela usina.

Há uma segunda razão para submissão da nota reversal à aprovação pelo Congresso Nacional: o artigo 49 da Constituição estabelece que...

... é da competência exclusiva do Congresso Nacional resolver definitivamente sobre tratados, acordos ou atos internacionais que acarretem encargos ou compromissos gravosos ao patrimônio nacional.

Deixar de diminuir – o que equivale a aumentar – a conta da luz demilhões de brasileiros para amealhar mais de R\$6 bilhões em 2024 para uso discricionário do Conselho de Administração de Itaipu – CAI é ou não “compromisso gravoso ao patrimônio nacional”? Eu penso que sim. Mas há advogados que argumentam, a meu ver inconsistentemente, que a nota reversal só teria que passar pelo Congresso Nacional se impactasse o Orçamento da União. Como se o “patrimônio nacional” mencionado no texto constitucional se equiparasse ao “patrimônio da União”. O que obviamente não é o caso.

A partir de 2022, durante o governo Bolsonaro, quando o custo de amortização da dívida contraída para a construção de Itaipu começou a cair, o CAI deveria ter diminuído a tarifa, beneficiando milhões de habitantes das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste que pagam o custo da usina embutido em suas respectivas contas de luz.

<sup>1</sup>ESG - ‘Environment, Social, Governance’

Haveria benefício também para as atividades econômicas e para a criação de empregos, que dependem do custo da eletricidade. Mas, em vez disso, o CAI decidiu criar despesas “socioambientais”, com o duvidoso amparo da nota reversal<sup>2</sup>, sem relação com a atividade de geração de energia.

Apartir de 2023, com a assunção do governo Lula<sup>3</sup> e coincidentemente com o final do pagamento da dívida, a prática se acentuou. A quantia que tradicionalmente se destinava ao serviço da dívida (pouco mais de 2 bilhões de dólares por ano) foi dividida em duas parcelas. A parte do leão (cerca de 3/4) foi para as tais atividades socioambientais<sup>3</sup>. A outra parcela (1/4) foi utilizada para diminuir o custo de Itaipu e, consequentemente, a tarifa.

Os defensores da atual situação apregoam que a tarifa de Itaipu diminuiu depois do pagamento da dívida. É verdade: hoje o consumidor brasileiro paga cerca de R\$220/MWh, que é um preço comparável ao da energia gerada por UHEs brasileiras, também já amortizadas. Porém, não é essa a questão. O que se discute é que o preço da energia de Itaipu poderia ser cerca da metade do que é hoje se o Tratado, que estipula tarifa pelo custo fosse estritamente cumprido.

Suponhamos por absurdo que a segunda interpretação da nota reversal - a de que o governo Lula 1 foi um pioneiro na proposta ESG - esteja correta. Nessa hipótese, como Itaipu se compararia com empresas globais que praticam o “ESG expandido”?

Tomemos por exemplo a Microsoft, que é possivelmente a adepta mais entusiasta dessa prática corporativa. A empresa destinou cerca 250 milhões de dólares por ano, ao longo de 4 anos, ao Fundo de Inovação Climática. Corresponde a 0,1% do faturamento bruto da Microsoft em 2024. Já Itaipu destinou cerca de 900 milhões de dólares em 2024 para despesas socioambientais, o que corresponde a quase 30% do faturamento bruto.

Tamanho absurdo foi percebido pela deputada Adriana Ventura e pelo senador Espírito Santo Amin, que convocaram audiências públicas para discussão sobre as despesas socioambientais de Itaipu, respectivamente na Câmara dos Deputados<sup>4</sup> em 28/10/2025 e no Senado Federal em 04/11/2025<sup>5</sup>. Participei de ambas as sessões e tive a oportunidade de muito aprender com os demais depoentes.

Destaco uma informação dada por Claudio Sales, presidente do Instituto Acende Brasil, que me pareceu particularmente relevante: desde o início de Itaipu, o Paraguai recebeu toda a energia que conseguiu consumir, que ficou abaixo dos 50% a que teria direito, e obteve um resultado positivo (receitas – despesas) de cerca de US\$ 6 bilhões. O Brasil recebeu toda a energia a que teria direito e mais a que o Paraguai não utilizou e, na direção contrária ao fluxo financeiro do Paraguai, teve um resultado negativo (despesas – receitas) de cerca de US\$ 90 bilhões.

Na audiência da Câmara, alguns deputados do Paraná elogiaram as benfeitorias que Itaipu vem realizando em todos os municípios paranaenses, inclusive os não afetados pelas atividades da usina. Não houve contestação, até porque ninguém disputa o valor dessas “bondades” de Itaipu para quem as recebe. O que se discute é quem paga a conta. Se fosse o contribuinte, isto é, se a destinação de recursos públicos para o Paraná constasse do Orçamento da União, estaria tudo certo. O que não está certo é o CAI decidir sobre um tema que deveria ser da alçada do Congresso Nacional.

A audiência no Senado foi realizada para discutir o PL 1830/2025, de autoria do próprio senador Espírito Santo Amin, que impõe o limite de US\$12/kW.mês para o repasse da energia de Itaipu, feito pela ENBPar para os consumidores brasileiros. Na exposição de motivos é dito que “o Projeto de Lei não altera os termos do Tratado de Itaipu, que atribui à gestão de Itaipu Binacional a definição do preço da energia elétrica adquirida pela ENBPar e pela Ande (empresa paraguaia)”.

A ENBPar quebraria se fosse forçada a comprar energia de Itaipu a preço alto e revendê-la para as distribuidoras a preço baixo. Ou demandaria aporte insustentável de recursos fiscais. Portanto, o PL, se aprovado, faria alguma reação do poder Executivo.

Em princípio, o problema teria simples solução se fosse possível confiar sem pestanejar no “Entendimento”<sup>6</sup> firmado em 16/04/2024, entre os ministros brasileiros de Relações Exteriores e de Minas e Energia, e os ministros paraguaios de Relações Exteriores e de Indústria e Comércio:

Después del ejercicio 2026, las Altas Partes se comprometen a aplicar una tarifa que refleje únicamente el costo estricto de operación de la entidad binacional, previsto en el Anexo C del Tratado de ITAIPU, sin incluir costos discrecionales.

É no mínimo curioso que os ministros dos dois países reconheçam explicitamente que a tarifa de Itaipu vem sendo calculada em desacordo com o Anexo C do Tratado, mas que a partir de 2027 tudo voltará aos trilhos. Caberia perguntar: quem deu permissão para esse descumprimento?

Nota técnica da Academia Nacional de Engenharia – ANE<sup>7</sup> comenta que “esse item do Entendimento é positivo porque reflete rigorosamente a regra do Tratado e do Anexo C. Já deveria estar sendo aplicado desde 2022 e especialmente a partir de 2024 quando se anulou a parcela da dívida de construção. No entanto, além da tolerância de esperar até 2027 e pagar US\$ 4,4 bilhões adicionais ao valor preconizado no Tratado, o fato é que o compromisso escrito no Entendimento é muito frágil”.

O ceticismo da ANE tem sólida motivação porque também consta do Entendimento que...

Las Altas Partes se comprometen a concluir la revisión del Anexo C del Tratado de ITAIPU antes del 31 de diciembre de 2024. El texto final del Anexo C revisado deberá contener los términos de este entendimiento.

Como esse item fundamental do Entendimento já foi descumprido, cabe ao Congresso Nacional chamar para si o exame da nota reversal de 2005. Se decidir desaprovarla, como certamente o fará, o cálculo da tarifa de Itaipu voltará a ser feito, chova ou faça sol, nos estritos termos do Tratado, como sempre deveria ter sido. E a tarifa de Itaipu será reduzida para menos de US\$10/kW.mês, invés dos atuais US\$19.28/kW.mês.



<sup>2</sup> Um bem fundamentado estudo foi preparado pelos consultores legislativos da Câmara dos Deputados, Henrique Augusto Silva Vasconcellos e João Victor Scherer Bumbieris, em 03/07/2025.

<sup>3</sup> Em apenas 2 anos (2021-2023), as despesas socioambientais mais que triplicaram, de 302 para 922 milhões de dólares!

<sup>4</sup> <https://www.camara.leg.br/evento-legislativo/74871>

<sup>5</sup> <https://legis.senado.leg.br/atividade/comissoes/comissao/59/reuniao/14162>

<sup>6</sup> <https://aplicacao.itamaraty.gov.br/ApiConcordia/Documento/download/32457>

<sup>7</sup> [https://anebrasil.org.br/posicionamento\\_pdf/GT-Tarifa-Itaipu](https://anebrasil.org.br/posicionamento_pdf/GT-Tarifa-Itaipu)



## ROSANA SANTOS

Diretora-executiva do Instituto E+ Transição Energética

# ELÉTRONS VERDES, CHAVES DE DESENVOLVIMENTO E PROSPERIDADE

**Nos últimos 25 anos, Brasil aprofundou diversificação da matriz elétrica iniciada nos anos 1970 e hoje é um dos países com melhores condições para contribuir no combate à crise climática.**

O setor elétrico é estratégico para o Brasil assumir o protagonismo que lhe cabe na crise climática. Num cenário em que a maioria dos países precisa fazer investimentos gigantescos para descarbonizar suas economias por meio da transformação de suas matrizes a renovabilidade da matriz brasileira nos coloca entre os potenciais credores dessa descarbonização. Afinal, as metas de redução de emissões podem ser obtidas seja pela redução da participação de combustíveis fósseis em suas matrizes energéticas e elétricas, seja pela compra de produtos fabricados em outros países com taxas de emissões mais baixas. Os desafios tornam-se ainda mais relevantes diante do contexto global de guerra comercial e das deficiências econômicas e fiscais dos países.

O Brasil é uma das poucas nações que pode se dar ao luxo de se beneficiar desse cenário. É que, embora ainda precise promover investimentos significativos para ter matrizes totalmente limpas, na prática já superou a transição energética que a maioria dos outros países ainda está apenas começando a enfrentar. Pode, portanto, aproveitar seu potencial inexplorado de energia renovável para expandir a produção de bens descarbonizados de que a maioria dos países precisa, em condições competitivas e acessíveis.

A transição energética brasileira começou há cerca de 50 anos, impulsionada pela escassez de combustíveis fósseis. Na década de 1970, em meio às crises do petróleo, a maioria dos países buscou novas reservas do recurso. Os resultados pouco promissores obtidos nessa frente na época levaram o Brasil, em termos de matriz elétrica, a intensificar o aproveitamento do seu potencial hidrelétrico. Na prática, portanto, o país pôde transformar a crise em benefícios estruturais de longo prazo – a custa, importante lembrar, de endividamento que afetou profundamente a economia nacional nas décadas seguintes.

Desde os anos 2000, essa transformação energética se acentuou, com a diversificação da matriz favorecida pela introdução das novas fontes renováveis. Um dos marcos iniciais desse impulso foi o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), que fomentou o desenvolvimento da energia eólica, da biomassa e das pequenas centrais hidroelétricas. Os incentivos à energia solar, por sua vez, começaram na década de 2010, por meio de subsídios para a instalação de sistemas de geração distribuída e usinas solares de grande porte. Esses movimentos resultaram numa profunda diversificação da matriz elétrica brasileira e reforçaram seu status como um das mais renováveis do mundo, com uma participação de 55,3% de energia hidráulica, 14,1% de eólica e 9,3% de solar, conforme dados do Balanço Energético Nacional de 2025.

Essa matriz amplamente renovável nos garante uma pegada de carbono inferior à média dos países. Isso vale inclusive para os produtos fabricados por aqui. Tal vantagem competitiva é acentuada pelo potencial ainda inexplorado das fontes renováveis do país. Isso significa que, na prática, além de importar produtos brasileiros feitos com baixas emissões, outras geografias podem alocar investimentos produtivos por aqui, conectando-os à expansão do parque gerador brasileiro.

A nova fronteira de investimentos está resumida no conceito de powershoring, que se refere à alocação da produção industrial em países que oferecem energia limpa, segura e acessível, além de outros recursos naturais e condições favoráveis em termos de infraestrutura. O Brasil se destaca em todos esses requisitos, com uma infraestrutura robusta de portos e rodovias e uma grande disponibilidade de recursos naturais e minerais.

A combinação desses diferenciais pode, por exemplo, ser aplicada à produção de silício metálico. Hoje o Brasil exporta a maior parte da produção desse minério estratégico para a transição energética em condições brutas, para posteriormente importar os módulos fotovoltaicos com silício extremamente refinado praticamente prontos para instalação. Com o deslocamento do refino de polissilício da China

para o Brasil, cada quilo produzido do material deixaria de emitir cerca de 75 kg de CO<sub>2</sub>, uma redução superior a 90%. Em uma planta típica de 50 mil toneladas por ano, isso representa 3,7 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> evitadas, equivalente às emissões anuais de 1,5 milhão de carros.

E as vantagens não param por aí: a viabilidade econômica dessa transferência pode ser garantida pelo Mecanismo de Ajuste de Carbono nas Fronteiras (CBAM) da Europa, que pode praticamente eliminar a diferença de custo entre o polissilício chinês e o brasileiro. Em outras palavras, o Brasil oferece à China uma forma de preservar competitividade global com menor pegada de carbono.

O país também se destaca em relação aos demais conceitos por trás da transformação industrial impulsionada pela transição energética. Com condições estáveis em termos políticos e econômicos, e posição pacífica no cenário internacional, tem riscos relativamente baixos para novos investimentos, caracterizando-se como friendshoring. Destaca-se ainda pela proximidade geográfica dos principais mercados consumidores da Europa e Estados Unidos (nearshoring), garantindo custos inferiores de logística e as emissões de gases poluentes relacionados ao transporte vis-à-vis produtores asiáticos, por exemplo. Além disso, dispõe de uma oferta abundante de mão de obra e bons centros de treinamento para prepará-la para novos empregos em praticamente qualquer setor, em linha com o conceito de jobsharing.

Oportunidades como essas têm o poder de levar o Brasil a um novo período áureo de desenvolvimento econômico, como observado entre as décadas de 1950 e 1970. Na época, o país aproveitou o otimismo global pós-guerra em torno da industrialização, atraindo investimentos produtivos e expandindo consideravelmente sua infraestrutura. Agora, mais uma vez as transformações globais em curso colocam o país diante de uma janela de oportunidade para se destacar, desta vez com base principalmente em seus atributos verdes. Do outro lado da mesa, há vários empreendedores em busca de novas e seguras frentes de investimento, com boas taxas de retorno e alinhadas com as necessidades da transição energética. Estas são condições que podem não só proporcionar ganhos significativos para ambas as partes, mas também contribuir de forma importante para combater a crise climática.

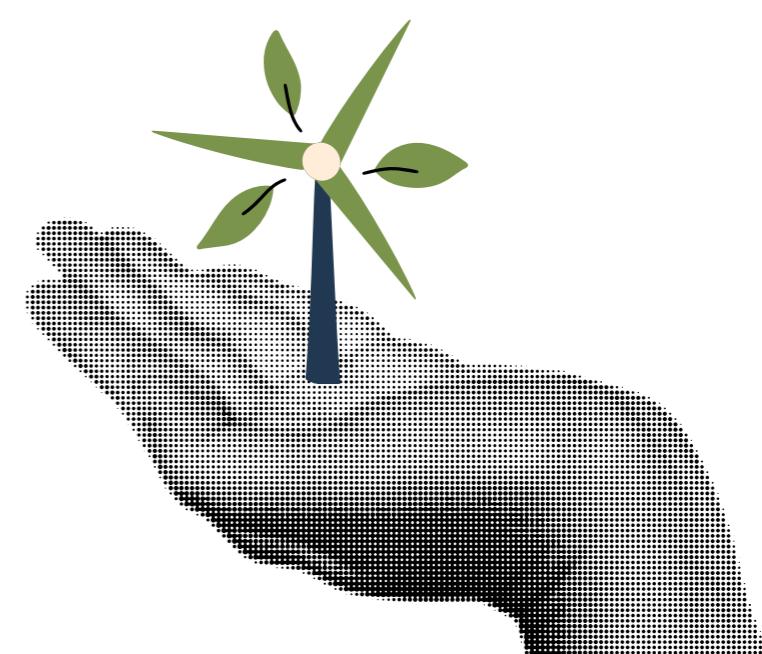
Mas o futuro do setor elétrico brasileiro é chave para o país efetivamente viabilizar esse potencial. Em meio a desafios estruturais relativos inclusive à expansão desequilibrada das fontes renováveis na matriz – particularmente na forma de geração distribuída – e a pressões de segmentos fósseis – alheios à problemática das emissões de carbono –, o país corre o risco de comprometer a renovabilidade da matriz elétrica na qual a sociedade brasileira tem investido significativamente nas últimas décadas.

As ameaças para tanto incluem a insistência de se manter a geração a carvão mineral na matriz e as tentativas constantes de se expandir a geração a gás natural com alta inflexibilidade. A falta de políticas realmente estruturantes para expandir a oferta de potência flexível no sistema com baixas emissões de carbono também prejudica, com estímulos pouco expressivos para as hidrelétricas com reservatórios proverem tais requisitos ao sistema. A expansão tímida da resposta da demanda, eficiência energética e de sistemas de armazenamento com baterias completam esse cenário.

O resultado é que usinas a gás natural, diesel ou óleo combustível seguem como alternativas relevantes para o atendimento das demandas de potência flexível em meio às variações abruptas da carga líquida no final do dia devido à saída simultânea de operação das usinas solares.

Pior ainda, em anos de crise hídrica, o sistema segue lançando mão dessas fontes térmicas para garantir o atendimento do mercado. Essa estratégia não só pressiona enormemente os custos pagos pelos consumidores, como compromete a qualidade ambiental da matriz.

Como ficou claro nos debates na COP30, não podemos nos esquecer: a renovabilidade da matriz elétrica é estratégica para o país assumir o protagonismo que lhe cabe na transição da economia global para baixas emissões de carbono. Ouso dizer que é a nossa única chance de colocar em prática o conceito de powershoring e atrair investimentos produtivos e fomentar o tão necessário desenvolvimento socioeconômico do país, compensando os sacrifícios fiscais feitos nos últimos 50 anos e garantindo a prosperidade tão desejada por nosso país.





**CLAUDIO SALES**  
Presidente do Instituto Acende Brasil

## AS DURAS E AS BOAS LIÇÕES EM 25 ANOS DO SETOR ELÉTRICO

Em 2000, quando o Canal Energia foi criado, o Brasil tinha 170 milhões de habitantes. Hoje somos 213 milhões e, com um PIB de cerca de US\$ 2,2 trilhões, figuramos como a 8ª economia do mundo. Nesse período, o Setor Elétrico Brasileiro passou por transformações profundas para sustentar esse crescimento, mas não sem grandes emoções.

As mudanças estruturais começaram em meados dos anos 1990. Até 1993, tarifas eram definidas pelo custo e as empresas tinham garantia de remuneração de 10% a 12% ao ano sobre os investimentos, em um regime conhecido como Cost Plus. A quase totalidade da geração, transmissão e distribuição estava nas mãos do Estado, e o governo frequentemente usava o setor para conter a inflação, represando reajustes. O resultado foi um sistema à beira do colapso: sem tarifas adequadas, faltavam recursos para expansão, operação e manutenção. A qualidade dos serviços era crítica e instalou-se um calote generalizado, pois distribuidoras não conseguiam pagar impostos nem suas dívidas, especialmente com as geradoras.

A “Lei Eliseu Resende”, de 1993, equacionou o calote com um encontro de contas que transferiu ao Tesouro perdas de US\$ 23 bilhões. Introduziu também dois pilares fundamentais da regulação atual: 1) um novo critério tarifário baseado no regime Price Cap, com incentivos mais adequados para a busca de ganhos de produtividade compartilhados com o consumidor e com custo de oportunidade de capital compatível com a necessidade de atração de investimentos privados; 2) a comercialização de energia por contratos de médio e longo prazos, dando origem ao mercado como conhecemos hoje.

A dura lição do colapso iminente foi aprendida. A reorientação iniciada em 1993 se consolidou com três leis inovadoras no primeiro governo FHC:

- a Lei das Concessões (Lei 8.987);
- a Lei do Consumidor Livre e do Produtor Independente (Lei 9.074), ambas de 1995; e
- a lei que criou a Aneel, em 1996.

Além disso, em 1998 foram criados por lei o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) e o MAE (Mercado Atacadista de Energia), precursor da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica).

Era um período de entusiasmo, com um “norte” claro dado pelo Projeto ReSEB, estudo extenso que propôs a desverticalização,

competição na geração e comercialização, forte regulação para monopólios naturais (transmissão e distribuição), fortalecimento das instituições setoriais e a concepção dos ambientes ACR (Ambiente de Contratação Regulada) e ACL (Ambiente de Contratação Livre).

O modelo deu certo. As privatizações começaram pelos leilões de distribuidoras estaduais realizados pelo BNDES. A Escelsa, em 1995, foi a primeira empresa a ser privatizada, seguida por Light e várias outras. Mais de US\$ 30 bilhões foram investidos por empresas brasileiras e estrangeiras (americanas, francesas, espanholas, belgas e portuguesas). Em 2000, a atmosfera no setor era de otimismo, cenário que deu origem ao Canal Energia.

As manchetes eram promissoras, até que, ao final de 2000, surgiram os primeiros alertas de racionamento, uma lição dura para todos. Duas causas combinadas levaram ao problema: o represamento dos investimentos em geração e transmissão e uma hidrologia extremamente desfavorável. As transformações do setor eram recentes e ainda não haviam produzido a maturidade necessária dos empreendimentos para garantir maior robustez ao sistema. A dependência quase total de hidrelétricas fez com que os reservatórios chegassem a 30% da capacidade, nível insuficiente para assegurar o abastecimento.

Com o objetivo de enfrentar esse desafio, o governo criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) e implementou um racionamento com metas de redução de 20% a 25% para residências, comércio e indústria, com multas e bônus. Houve transparência e adesão total da sociedade. O racionamento foi bem-sucedido e suspenso nove meses depois. Tornou-se um “case study” internacional, com artigos acadêmicos em diversos países. Não houve apagões relevantes, exceto o de janeiro de 2002, causado por falha em transmissão da Eletrobras, e não pelo racionamento.

Mas outra lição, que talvez não tenha sido aprendida, emergiu dali: o uso político do setor elétrico. Analistas políticos daquela época eram unânimes em reconhecer que o tema do racionamento foi um dos fatores determinantes para o resultado da eleição presidencial de 2002. A desinformação da sociedade começou por rotular o racionamento de “apagão” para turbinar a exploração político-eleitoral do assunto, quando na verdade o racionamento foi bem-sucedido para evitar a ocorrência do apagão.

O período pós-2003 foi de apreensão. O governo que assumiu o país naquele ano criticava ideologicamente as privatizações e interrompeu a venda das geradoras federais (apenas a Gerasul havia sido privatizada). O temor de retrocesso era justificado. A calma só voltou com a Lei 10.848, de 2004, que criou os leilões de energia para distribuidoras e consolidou o Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde grandes consumidores poderiam negociar contratos com geradoras e comercializadoras.

O grande mérito dos leilões foi o de oferecer contratos de longo prazo (20 ou 30 anos) que resultavam em dois efeitos benéficos: o baixo impacto tarifário, dado o longo período de amortização dos investimentos, e a financiabilidade dos projetos, dado o baixo risco de inadimplência das distribuidoras. Com efeito, houve uma forte retomada dos investimentos.

O setor seguiu evoluindo, embora com momentos críticos, como o risco de racionamento percebido em 2007. Isso motivou o lançamento do Programa Energia Transparente, do Instituto Acende Brasil, que passou a monitorar o risco de racionamento em horizonte de cinco anos. O primeiro relatório mostrou segurança até 2009, mas apontou para risco elevado a partir de 2010. A simples existência de risco não alarmava, pois conhecê-lo nos permitia agir com a antecedência necessária para evitá-lo.

Mas em 2012 uma tragédia abateu-se sobre o setor elétrico: a MP 579, editada em 11 de setembro pela presidente Dilma Rousseff. Seu objetivo declarado era reduzir a tarifa em 20% imediatamente e com uma canetada, varrendo para baixo do tapete os custos reais. Ignoraram-se as lições do passado e, para a maioria dos observadores, o caráter político-eleitoral ficou evidente diante das iminentes eleições de 2014.

A MP 579/2012 operou por dois mecanismos principais:

- o Regime de Cotas, que remunerava geradoras apenas por operação e manutenção, repassando o risco hidrológico integralmente ao consumidor;
- a transferência ao Tesouro da responsabilidade pelo pagamento dos encargos retirados das tarifas.

Após as eleições, o Tesouro deixou de cobrir integralmente os encargos. No início de 2015, os custos da geração térmica de 2014, financiados por empréstimos setoriais, foram repassados às tarifas. A CDE tornou-se um “super-encargo”, inflado por subsídios crescentes, até atingir mais de R\$ 49 bilhões em 2025. Mais uma lição que se imaginava já aprendida.

Os últimos dez anos não foram mais tranquilos. Fatores externos como a pandemia de 2020 e 2021 e eventos climáticos extremos nos últimos anos deixaram suas marcas. Porém, foram fatores internos os principais indutores dos problemas estruturais atuais: o afastamento da modicidade tarifária, a crescente disfuncionalidade da matriz elétrica e a desgovernança institucional.

Segundo a Aneel, entre 2010 e 2024, a variação dos componentes da tarifa residencial foi: geração, 3% acima do IPCA; transmissão, 37% acima (devido ao grande volume de investimentos); distribuição, 5% abaixo (mérito da regulação); e encargos, inacreditáveis 257% acima da inflação.

Quanto à matriz elétrica, a maneira como se expandiu nesse período não foi balizada por racionalidade energética nem econômica, derivada

de uma competição em que todas as fontes participassem com base nos seus atributos operacionais e econômicos. Ao contrário, a “competição” se deu com base em subsídios e/ou reservas de mercado que “premiaram” fontes específicas ao longo das últimas décadas.

Tanto o comprometimento da modicidade tarifária quanto a expansão disfuncional da matriz elétrica foram reforçados pela deterioração da governança institucional. Como apontamos na edição de 2025 de nosso evento bienal Brazil Energy Frontiers, falta divisão clara de papéis entre Executivo, Legislativo e Judiciário. O setor caiu em um ciclo vicioso, agravado nos últimos anos.

O Congresso passou a intervir demais na regulação setorial, sem análise técnica e sem considerar efeitos sistêmicos. Falta um “norte” emanado do MME (Ministério de Minas e Energia) que seja inspirador para o Congresso estabelecer os limites e as atribuições de cada uma das instituições setoriais (Aneel, EPE, ONS e CCEE), e não pretender atuar como se fosse uma delas.

Afinal, não cabe ao Congresso decidir tamanho, localização, faixa de preço ou despacho mínimo de usinas, mas isso tem ocorrido. Assusta ver como o próprio rito legislativo é vilipendiado com manobras regimentais que levam temas complexos e de elevado impacto para a sociedade a serem propostos e votados sem qualquer discussão abalizada.

Um exemplo é o subsídio desmedido à Geração Distribuída, que transfere bilhões por ano de quem não tem (os consumidores de energias sem recursos para investirem placas fotovoltaicas) para quem não precisa (grandes investidores, ao contrário das mensagens dos lobistas de Geração Distribuída que dizem “defender os pequenos geradores contra as grandes distribuidoras”). Hoje há mais de 40 GW de capacidade instalada desse tipo de geração, que cresce sem nenhuma coordenação e já ameaça a própria estabilidade do sistema. Em 2021 publicamos o artigo “Geração Distribuída Sim, Descontrolada Não”. O descontrole infelizmente não apenas se manteve, mas cresceu exponencialmente.

Há muitos outros episódios relevantes, mas o espaço não me permite tratá-los aqui.

Neste balanço das lições e desafios do setor elétrico, deixei por último o tema da governança institucional para destacar a importância de uma imprensa qualificada. O Canal Energia nasceu com esse propósito e tem muito a celebrar ao completar 25 anos. Olhando adiante, se queremos restabelecer uma boa governança institucional, será essencial ampliar a cobertura e o escrutínio sobre a atuação de governos, Congresso, agências e agentes, e precisamos contar com o entusiasmo do Canal Energia para muitos mais anos de bom jornalismo a serviço do país e em prol da transparência das informações.



Voltar ao Índice



**NIVALDE DE CASTRO**  
Coordenador Gesel/UFRJ

## O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO FRENTE AOS DESAFIOS E OPORTUNIDADES IMPOSTOS PELA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) consolidou-se como uma das infraestruturas centrais que suportam o desenvolvimento econômico nacional. Em termos físicos, o Sistema Interligado Nacional (SIN) agrega atualmente mais de 170 mil quilômetros de linhas de transmissão em alta tensão e um parque gerador de energia elétrica com grau de renovabilidade superior a 90%, conferindo condições de robustez, confiabilidade e sustentabilidade singulares em relação a outros países, dada a dimensão continental e demográfica do Brasil.

No que diz respeito ao plano institucional (CNPE, MME, EPE, ANEEL, ONS, CCEE e BNDES), a atuação com elevada capacidade técnica criou e mantém um marco regulatório com alto grau de estabilidade, apoiado por contratos de longo prazo que asseguram a remuneração dos investimentos e sustentam um ambiente econômico atrativo para agentes de diferentes origens, o que favorece a contínua expansão nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização que formam o SEB.

No entanto, por conta direta do processo de transição energética, o mundo vive um momento disruptivo e irreversível, com efeitos e impactos sobre o setor de energia. A transição energética, pautada pelo objetivo central da descarbonização das atividades produtivas, está determinando uma transformação estrutural nas cadeias de bens e serviços e nos padrões de consumo, com o objetivo de limitar o aquecimento global. Nesse contexto, a substituição acelerada de combustíveis fósseis por fontes renováveis e a eletrificação dos setores da economia colocam o SEB em uma posição de destaque no novo paradigma energético.

O Acordo de Paris, firmado no âmbito da Conferência das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas de 2015 (COP 21), foi o primeiro tratado a nível internacional a sistematizar as propostas de adaptação, mitigação e financiamento do combate ao aquecimento global. Ratificado por mais de 190 países, o Acordo estabeleceu como objetivo reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) para limitar o aumento da temperatura média global a 2°C em relação aos níveis pré-industriais. O tratado também determinou que cada país

definisse metas nacionais de redução de emissões e elaborasse planos institucionais para viabilizá-las.

Nos anos seguintes à assinatura do Acordo de Paris, as cúpulas climáticas da ONU reforçaram os compromissos de enfrentamento às mudanças climáticas, além de qualificar e impulsionar os objetivos da transição energética. Na COP 28, realizada em 2023, foi aprovada a meta de triplicar a capacidade global de geração renovável e de duplicar, até 2030, a taxa média global de eficiência energética, sinalizando um apoio consistente a investimentos em fontes limpas. Em 2025, o Brasil foi escolhido para sediar a COP 30, em Belém, uma oportunidade ainda maior para evidenciar a liderança brasileira em sustentabilidade no setor energético e intensificar a agenda de descarbonização das economias globais.

A capacidade efetiva da liderança brasileira na transição energética se apoia em vantagens comparativas e em um amplo conjunto de oportunidades para ampliar indústrias existentes e desenvolver novas cadeias baseadas na eletrificação. O país apresenta uma clara vocação para a geração de energia renovável, com condições geográficas favoráveis e abundância de recursos naturais (água, sol e vento) que permitiram a formação de uma matriz elétrica de baixo carbono singular em escala global.

O potencial renovável do país, porém, está longe de ser esgotado, sendo estimado em mais de 1.300.000 MW. Apenas o Estado do Ceará tem o potencial de produzir 1.363 TWh/ano por meio da geração de energia solar, o que corresponde a quase o dobro da oferta interna de eletricidade do Brasil em 2024. No âmbito da geração eólica offshore, o país dispõe de um potencial estimado de mais de 1.200 MW, o que garante a ampliação da capacidade instalada de base renovável do SEB, reforçando uma cadeia produtiva de capital intensivo e com elevada demanda por serviços.

Destaca-se que, além de integrar as dez maiores economias do mundo, com um mercado consumidor expressivo e ser o principal polo industrial da América do Sul, o Brasil reúne condições para

desenvolver indústrias de fronteira tecnológica no contexto da transição energética. A produção de hidrogênio de baixo carbono desponta como uma das oportunidades mais promissoras, uma vez que a energia pode representar cerca de 70% do seu custo total. Assim, com base no amplo potencial renovável, estudos indicam que o Brasil tende a figurar entre os mercados mais competitivos para a produção de hidrogênio, ao lado de outras potências energéticas.

Outro vetor promissor para o SEB é a nova configuração da indústria de data centers. A rápida expansão das aplicações de inteligência artificial exige grandes estruturas de processamento de dados, que são intensivas em consumo de eletricidade. Nesse contexto, o fornecimento contínuo, com segurança, sustentabilidade e custos competitivos de energia configura um diferencial do SEB e fortalece o apelo do país para parcerias globais.

A mobilidade elétrica é outro pilar relevante e estratégico da transição energética no SEB. O setor de transporte é um dos maiores emissores do país e a eletrificação das frotas de veículos leves e pesados irá promover uma redução substancial das emissões de GEE. Como efeito direto, a expansão da frota de veículos elétricos (VEs) eleva a demanda por eletricidade, de modo que estimativas do MME indicam um consumo anual de até 4,4 TWh em 2030. Diante disso, é essencial que o abastecimento desses veículos se apoie no potencial de geração renovável, mitigando emissões ao longo de todo o ciclo de uso dos VEs.

Entretanto, a penetração massiva de fontes renováveis e de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) na rede elétrica eleva o nível de complexidade da operação do sistema, tanto no SIN quanto nas redes de distribuição. Atualmente, as fontes eólica e solar (incluída a geração distribuída) respondem por quase 30% da energia produzida no país e, em determinados momentos do dia, atendem a carga de forma tão intensa que se torna necessário reduzir a geração renovável para evitar excesso de oferta e preservar a confiabilidade da rede (curtailment).

Nesse contexto, os sistemas de armazenamento de energia (SAE) são uma solução natural e eficiente, por possibilitarem o acúmulo de energia nos períodos de sobra de oferta, para despacho quando a geração renovável diminui expressivamente ao anoitecer, contribuindo para o equilíbrio do sistema.

As Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs), que configuram um sistema de armazenamento de energia hidráulico, permitem acumular água em reservatórios nos momentos em que a oferta de energia supera a demanda. Com isso, é possível utilizar o potencial hídrico armazenado para gerar energia quando a demanda sobe, conferindo flexibilidade operativa ao sistema.

Já os sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS, na sigla em inglês) se baseiam em conjuntos de baterias eletroquímicas. A grande vantagem dessa modalidade de SAE é o tempo de resposta, praticamente instantâneo, se comparada às UHRs, que varia de minutos até horas para o início da geração. Trata-se de uma solução ideal para estabilização da rede, controle de frequência e picos de demanda.

Por outro lado, com a expansão da micro e mini geração distribuída solar fotovoltaica, e uso de baterias e a presença de VEs conectadas à rede de distribuição, esta passa a ter características técnicas, guardadas as devidas proporções, similares aos sistemas de transmissão, uma vez que seus fluxos de energia elétrica são, agora, bidirecionais. Dessa forma, os estudos de cenários da EPE, do ONS e do GESEL-UFRJ, entre outros agentes, apontam para a transformação das distribuidoras de energia elétrica em Operadores do Sistema de Distribuição (DSOs, na sigla em inglês). A evolução das distribuidoras tradicionais para DSOs busca ampliar a controlabilidade e o gerenciamento dos REDs, permitindo que a interação entre comercializadoras, agregadores e consumidores resulte na oferta de serviços auxiliares à rede e no aumento da flexibilidade do sistema.

Por fim, e a título de conclusão, se observa que a transição energética está provocando, nos termos do economista Joseph Schumpeter, uma verdadeira “destruição criadora”, que está transformando, de forma transversal, a indústria do setor elétrico, ao passo em que impulsiona novos produtos, serviços e modelos de negócio. No segmento de geração, as fontes renováveis promovem a descarbonização da economia e são vetores para o crescimento de novas cadeias produtivas, como hidrogênio verde e data centers.

Já no segmento de transmissão, serão necessários novos projetos para possibilitar a conexão de grandes volumes de energia renovável aos centros de consumo, o que demandará leilões adicionais e a mobilização de investimentos crescentes. O segmento de distribuição, por sua vez, tende a ser o núcleo da transição, onde os efeitos das mudanças estruturais serão mais intensos. A difusão em larga escala dos REDs transformará o consumidor em um agente ativo do sistema, com impactos em toda a cadeia produtiva do setor.

Portanto, são muitos os desafios que se apresentam ao SEB. Há uma necessidade imperiosa e estratégica de definir políticas públicas baseadas em evidências e com o estabelecimento de metas aliada à preservação de um marco regulatório consistente e à articulação com os agentes do setor privado. Assim, o Brasil tende a se consolidar como um dos principais players da transição energética, de modo a possibilitar o desenvolvimento econômico e social do país.



Fique por dentro das notícias  
do setor elétrico nacional no

CanalEnergia | 25 ANOS

Patrocinadores:

---



N5X