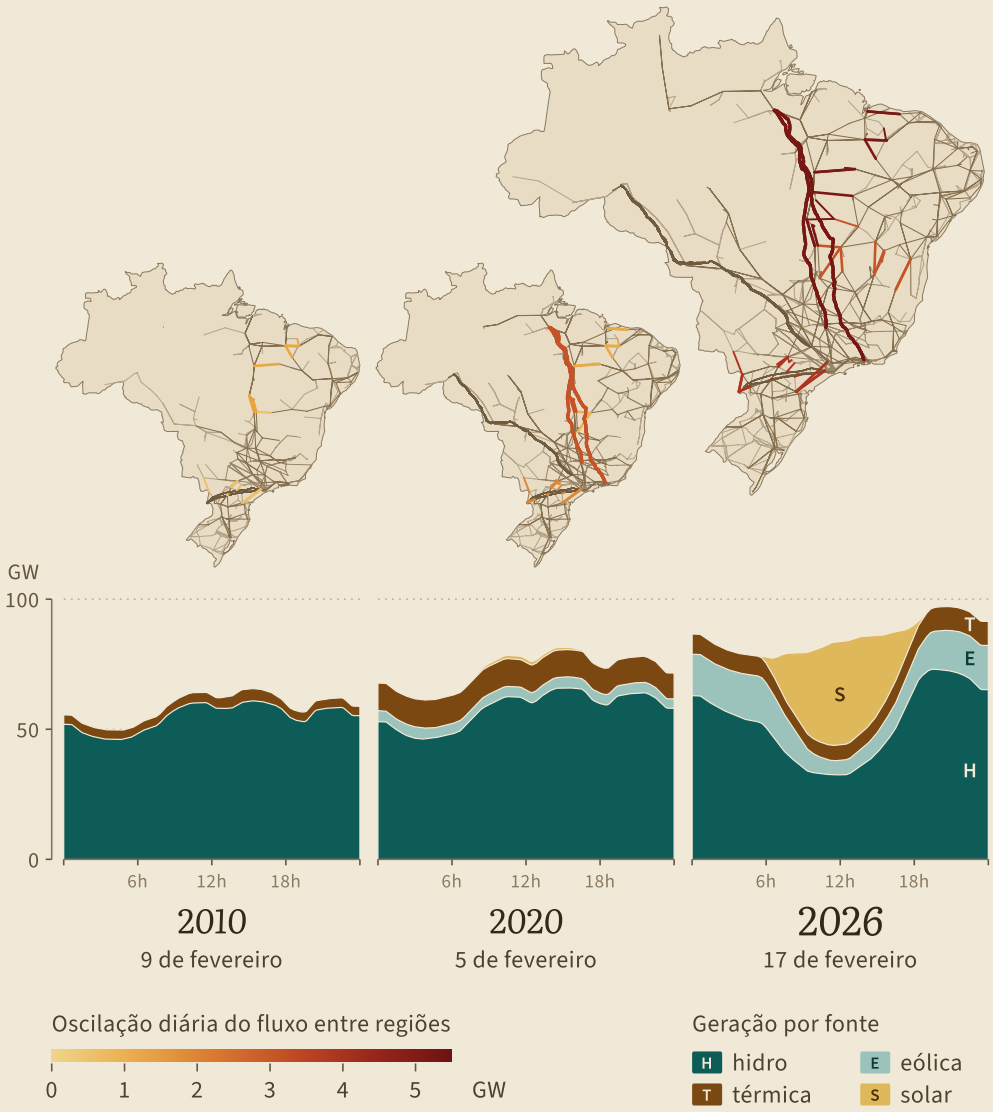
ALEXANDRE STREET

Uma breve história do

mercado de eletricidade brasileiro

e da perda de flexibilidade

Artigos de opinião reunidos, 2014–2026



Uma breve história do mercado de eletricidade brasileiro e da perda de flexibilidade

Artigos de opinião reunidos, 2014–2026

Alexandre Street

2026

© 2026 Alexandre Street de Aguiar. Todos os direitos reservados.

Este livro é gratuito. Pode ser lido on-line e baixado em PDF para uso pessoal. É proibida a reprodução comercial, total ou parcial, por qualquer meio; qualquer outra reprodução depende de autorização por escrito do autor. Citações breves, com a referência completa, são bem-vindas.

Edição em português, 2026

Última atualização: 13 de novembro de 2026.

Versão mais recente: lampspuc.github.io/brazil-electricity-market-history/pt

alexandrestreet.com

Sobre as fontes

Escrevi sozinho todos os artigos deste livro. Eles foram publicados nos jornais, revistas e redes sociais listados em meu site, em alexandrestreet.com/opinion. Essa página é a fonte de referência da coletânea. A Série Subsídios 2026, que escrevi com colegas da Academia Nacional de Engenharia, é uma obra coletiva e será publicada separadamente.

Cada artigo começa com sua data, seu veículo e um link para a versão publicada, e o artigo traduzido traz também seu título original. Os artigos saíram em O Globo, Valor Econômico, CanalEnergia, MegaWhat, CNN Brasil, Brazil Journal e LinkedIn. Os que foram publicados primeiro em português aparecem aqui em seu texto original, com erros evidentes de digitação corrigidos. *Quando os preços deixam de contar a verdade: a urgente reforma do mercado de eletricidade brasileiro*, o artigo que abre o livro, foi escrito em inglês e publicado no LinkedIn em 7 de março de 2026. Ele tem um complemento mais curto em português, *A urgente reforma do setor elétrico*, publicado no Valor Econômico em 24 de fevereiro de 2026. Aqui ele aparece em português, traduzido do original em inglês, e retoma as palavras do complemento do Valor onde os dois textos coincidem. Nos artigos do Valor Econômico de 2024 a 2026, o texto segue o manuscrito indicado na mesma página.

As siglas são escritas por extenso no primeiro uso em cada texto, para que cada artigo e cada introdução de capítulo possam ser lidos isoladamente. Uma lista de siglas vem depois da cronologia. Uma errata é indicada em nota de rodapé, onde se aplica.

O livro pode ser lido de três maneiras. As introduções dos capítulos, lidas sozinhas, contam a história inteira, com as ideias centrais e as conclusões de cada período. O resumo no início de cada artigo apresenta

seu raciocínio e sua conclusão em cerca de duzentas palavras. Os textos completos trazem cada argumento como foi publicado, com os números disponíveis na época.

Sumário

Sobre as fontes iii
Lista de artigos viii
Temas-chave em síntese xi
Prefácio — Mercados desenhados xviii
Uma cronologia extraída dos artigos xxiii
Siglas xxvi

Capítulo 1
Quando os preços deixam de contar a verdade *2026* 1
Quando os preços deixam de contar a verdade: a urgente reforma do mercado de eletricidade brasileiro 6

Capítulo 2
Um sistema desenhado para a água *2014–2015* 16
Um problema de gestão da água 21
A crise energética de 2015 24
Hora de rever a operação e expansão do setor elétrico 28

Capítulo 3
A coerência perdida: modelos, instituições e a repetida crise *2016–2021* 32
A bem-vinda revisão do método de cálculo da energia elétrica 37
Métricas de avaliação e monitoramento 41
O mercado elétrico e a reestruturação institucional 44
A inconsistência do setor elétrico e a repetida crise 48

Capítulo 4
Precificando o tempo: dos preços horários aos serviços ancilares *2018–2024* 52
Preços horários: oportunidades e desafios 57
As novas componentes do preço da energia elétrica de 2021 61
Repensando a gestão energética e o papel das fontes 65

Capítulo 5
A expansão por subsídios e a resposta do consumidor *2024–2025* 69
Revolução no varejo elétrico desafia regulação 74
A saga da expansão por subsídios no setor elétrico 78

Capítulo 6
Em busca da flexibilidade perdida *2025* 82
Em busca da flexibilidade perdida 87
Precificando energia e flexibilidade no mercado de eletricidade 93

Capítulo 7
Nem mercado, nem planejamento: os leilões de capacidade de 2026 *2026* 97
Nem mercado, nem planejamento, a expansão é por subsídio 102
Cinco problemas do LRCAP 2026 107
O setor elétrico e o país das oportunidades perdidas 117
A barreira regulatória do setor elétrico e o leilão das baterias 121

Capítulo 8
Um sistema de preços míope e incompleto *2026* 126
A confusão dos preços e aversão a risco no setor elétrico 131
Do curtailment aos altos preços no varejo: o problema está no sistema de preços míope e incompleto 136

Capítulo 9
As instituições, o consumidor e a justiça *2026* 143
Os dois absurdos sobre Itaipu 148

A reforma elétrica como justiça social 152
A deterioração institucional do setor elétrico brasileiro 156

Capítulo 10
Uma agenda para 2027 *2026* 161
Uma agenda para o setor elétrico brasileiro a partir de 2027 166
Posfácio — Olhando para o futuro 171

Lista de artigos

Em ordem de publicação. Cada título leva ao artigo neste livro; a última coluna leva à versão publicada.

Data	Título / Veículo	Versão publicada
14 out. 2014	Um problema de gestão da água O Globo	oglobo.globo.com
24 fev. 2015	A crise energética de 2015 Valor Econômico	lamps.ind.puc-rio.br
27 nov. 2015	Hora de rever a operação e expansão do setor elétrico Valor Econômico	drive.google.com
1 set. 2016	A bem-vinda revisão do método de cálculo da energia elétrica Valor Econômico	lamps.ind.puc-rio.br
21 fev. 2018	Preços horários: oportunidades e desafios CanalEnergia	canalenergia.com.br
15 jan. 2019	Métricas de avaliação e monitoramento CanalEnergia	canalenergia.com.br
31 jan. 2019	O mercado elétrico e a reestruturação institucional Valor Econômico	lamps.ind.puc-rio.br
14 abr. 2020	As novas componentes do preço da energia elétrica de 2021 Valor Econômico	valor.globo.com
16 jun. 2021	A inconsistência do setor elétrico e a repetida crise Valor Econômico	valor.globo.com

Data	Título / Veículo	Versão publicada
23 abr. 2024	Repensando a gestão energética e o papel das fontes Valor Econômico	valor.globo.com
19 jun. 2024	Revolução no varejo elétrico desafia regulação Valor Econômico	valor.globo.com
14 fev. 2025	A saga da expansão por subsídios no setor elétrico Valor Econômico	valor.globo.com
7 mar. 2025	Em busca da flexibilidade perdida MegaWhat	megawhat.energy
25 ago. 2025	Precificando energia e flexibilidade no mercado de eletricidade Valor Econômico	valor.globo.com
7 mar. 2026	Quando os preços deixam de contar a verdade: a urgente reforma do mercado de eletricidade brasileiro LinkedIn	linkedin.com
20 mar. 2026	Os dois absurdos sobre Itaipu MegaWhat	megawhat.uol.com.br
25 mar. 2026	Nem mercado, nem planejamento, a expansão é por subsídio CNN Brasil	cnnbrasil.com.br
24 abr. 2026	A confusão dos preços e aversão a risco no setor elétrico LinkedIn	linkedin.com
20 maio 2026	Cinco problemas do LRCAP 2026 LinkedIn	linkedin.com
9 jun. 2026	O setor elétrico e o país das oportunidades perdidas Valor Econômico	valor.globo.com
25 jun. 2026	Do curtailment aos altos preços no varejo: o problema está no sistema de preços míope e incompleto LinkedIn	linkedin.com
26 jun. 2026	A reforma elétrica como justiça social Brazil Journal	braziljournal.com

Data	Título / Veículo	Versão publicada
2 jul. 2026	A deterioração institucional do setor elétrico brasileiro CNN Brasil	cnnbrasil.com.br
19 ago. 2026	A barreira regulatória do setor elétrico e o leilão das baterias CNN Brasil	cnnbrasil.com.br
22 out. 2026	Uma agenda para o setor elétrico brasileiro a partir de 2027 CNN Brasil	cnnbrasil.com.br

Temas-chave em síntese

Catorze temas se repetem ao longo dos artigos. Para cada um, descrevo a seguir como o livro o trata, e em seguida vêm os artigos em que ele aparece.

Flexibilidade

Flexibilidade é a capacidade de usinas, armazenamento e consumidores de mudar rapidamente a produção ou o consumo e manter o sistema em equilíbrio. O Brasil perdeu a flexibilidade que seus reservatórios antes forneciam sem preço, e defendo que ela agora precisa ser precificada separadamente da energia.

Quando os preços deixam de contar a verdade: a urgente reforma do mercado de eletricidade brasileiro 6
Hora de rever a operação e expansão do setor elétrico 28
Preços horários: oportunidades e desafios 57
As novas componentes do preço da energia elétrica de 2021 61
Repensando a gestão energética e o papel das fontes 65
A saga da expansão por subsídios no setor elétrico 78
Em busca da flexibilidade perdida 87
Precificando energia e flexibilidade no mercado de eletricidade 93
O setor elétrico e o país das oportunidades perdidas 117
Uma agenda para o setor elétrico brasileiro a partir de 2027 166

Subsídios

Subsídios pensados para dar um impulso inicial à eólica e à solar se transformaram em um mecanismo que produz o próximo subsídio. A Conta de Desenvolvimento Energético, o triplo subsídio às renováveis

não controláveis e os leilões de capacidade por fonte são os principais casos.

Quando os preços deixam de contar a verdade: a urgente reforma do mercado de eletricidade brasileiro 6
Revolução no varejo elétrico desafia regulação 74
A saga da expansão por subsídios no setor elétrico 78
Precificando energia e flexibilidade no mercado de eletricidade 93
Nem mercado, nem planejamento, a expansão é por subsídio 102
Cinco problemas do LRCAP 2026 107
A barreira regulatória do setor elétrico e o leilão das baterias 121
Os dois absurdos sobre Itaipu 148
A reforma elétrica como justiça social 152
A deterioração institucional do setor elétrico brasileiro 156

Preços de curto prazo

O preço de curto prazo liquida toda diferença entre o que os agentes contrataram e o que efetivamente geraram ou consumiram, e é a pedra fundamental do mercado. Ele passou de valores semanais a horários em 2021. Como ainda é definido com um dia de antecedência e ignora a rede, ele não conta a verdade sobre a operação.

Quando os preços deixam de contar a verdade: a urgente reforma do mercado de eletricidade brasileiro 6
Um problema de gestão da água 21
A bem-vinda revisão do método de cálculo da energia elétrica 37
A inconsistência do setor elétrico e a repetida crise 48
Preços horários: oportunidades e desafios 57
As novas componentes do preço da energia elétrica de 2021 61
Repensando a gestão energética e o papel das fontes 65
Cinco problemas do LRCAP 2026 107
A barreira regulatória do setor elétrico e o leilão das baterias 121
A confusão dos preços e aversão a risco no setor elétrico 131
Do curtailment aos altos preços no varejo: o problema está no sistema de preços míope e incompleto 136

Leilões de capacidade

Contratos de capacidade pagam as usinas por estarem disponíveis, enquanto o consumidor ainda compra a energia delas separadamente. Analiso o leilão de março de 2026, seu preço, seus problemas de incentivo e o leilão de baterias que veio depois dele.

Quando os preços deixam de contar a verdade: a urgente reforma do mercado de eletricidade brasileiro 6
A saga da expansão por subsídios no setor elétrico 78
Em busca da flexibilidade perdida 87
Precificando energia e flexibilidade no mercado de eletricidade 93
Nem mercado, nem planejamento, a expansão é por subsídio 102
Cinco problemas do LRCAP 2026 107
O setor elétrico e o país das oportunidades perdidas 117
A barreira regulatória do setor elétrico e o leilão das baterias 121
A deterioração institucional do setor elétrico brasileiro 156
Uma agenda para o setor elétrico brasileiro a partir de 2027 166

Serviços ancilares

Os serviços ancilares, como as reservas e a regulação de frequência, atuam em escalas de milissegundos a minutos para manter o sistema em equilíbrio. Eles precisam ser precificados, cootimizados com a energia e pagos de forma isonômica a toda fonte que os presta.

Quando os preços deixam de contar a verdade: a urgente reforma do mercado de eletricidade brasileiro 6
Preços horários: oportunidades e desafios 57
Repensando a gestão energética e o papel das fontes 65
Precificando energia e flexibilidade no mercado de eletricidade 93
Do curtailment aos altos preços no varejo: o problema está no sistema de preços míope e incompleto 136
Uma agenda para o setor elétrico brasileiro a partir de 2027 166

Dupla contabilização e tempo real

Na dupla contabilização, o mercado do dia seguinte forma uma primeira liquidação, e cada desvio em relação a ela é liquidado de novo ao preço

de tempo real. Com preços a cada dez minutos, ela é o núcleo da reforma que proponho para o mercado de curto prazo.

As novas componentes do preço da energia elétrica de 2021 61
Em busca da flexibilidade perdida 87
Precificando energia e flexibilidade no mercado de eletricidade 93
Do curtailment aos altos preços no varejo: o problema está no sistema de preços míope e incompleto 136
A deterioração institucional do setor elétrico brasileiro 156
Uma agenda para o setor elétrico brasileiro a partir de 2027 166

Geração distribuída e varejo

A geração distribuída mostrou consumidores escapando de um segmento regulado por suas brechas. A abertura do varejo, as redes de distribuição e a remuneração das distribuidoras fazem parte do mesmo desenho de mercado.

Revolução no varejo elétrico desafia regulação 74
Em busca da flexibilidade perdida 87
O setor elétrico e o país das oportunidades perdidas 117
A reforma elétrica como justiça social 152
Uma agenda para o setor elétrico brasileiro a partir de 2027 166

Resposta da demanda e flexibilidade distribuída

A resposta da demanda, do racionamento de 2001 ao programa criado em 2022, é minha principal evidência de que os consumidores respondem a preços. Proponho estendê-la à flexibilidade distribuída, com agregadores e mercados locais de flexibilidade.

Revolução no varejo elétrico desafia regulação 74
Em busca da flexibilidade perdida 87
O setor elétrico e o país das oportunidades perdidas 117
Do curtailment aos altos preços no varejo: o problema está no sistema de preços míope e incompleto 136
A reforma elétrica como justiça social 152

Baterias e armazenamento

As baterias aparecem tanto como a tecnologia que preços bem desenhados atraem por si mesmos, como no Texas, quanto como a próxima candidata a um subsídio, por meio do leilão de baterias de 2026.

O setor elétrico e o país das oportunidades perdidas 117
A barreira regulatória do setor elétrico e o leilão das baterias 121
A deterioração institucional do setor elétrico brasileiro 156

Modelos e aversão a risco

No Brasil, o despacho e os preços vêm de modelos oficiais de otimização. Acompanho seus vieses otimistas, a inconsistência entre os modelos de longo e de curto prazo e uma métrica de aversão a risco sem paralelo entre os operadores de sistema do mundo.

Um problema de gestão da água 21
A crise energética de 2015 24
Hora de rever a operação e expansão do setor elétrico 28
A bem-vinda revisão do método de cálculo da energia elétrica 37
Métricas de avaliação e monitoramento 41
O mercado elétrico e a reestruturação institucional 44
A inconsistência do setor elétrico e a repetida crise 48
Preços horários: oportunidades e desafios 57
A confusão dos preços e aversão a risco no setor elétrico 131

Hidrelétricas e valor da água

As hidrelétricas e o valor da água, que mede o quanto a água armazenada reduz o custo futuro de suprimento, são a base do desenho brasileiro. O livro trata das crises de gestão da água, do papel dos reservatórios na absorção da variabilidade das renováveis e da flexibilidade não remunerada das hidrelétricas.

Um problema de gestão da água 21
A crise energética de 2015 24
Hora de rever a operação e expansão do setor elétrico 28
Métricas de avaliação e monitoramento 41

A inconsistência do setor elétrico e a repetida crise 48
Repensando a gestão energética e o papel das fontes 65
A confusão dos preços e aversão a risco no setor elétrico 131
Do curtailment aos altos preços no varejo: o problema está no sistema de preços míope e incompleto 136

Instituições e governança

As instituições determinam se os preços podem refletir a operação. Discuto quem controla os modelos, a separação entre operador e planejador, o comprador único, os orçamentos negligenciados e, no fundo, a liderança.

Um problema de gestão da água 21
A crise energética de 2015 24
Hora de rever a operação e expansão do setor elétrico 28
A bem-vinda revisão do método de cálculo da energia elétrica 37
Métricas de avaliação e monitoramento 41
O mercado elétrico e a reestruturação institucional 44
A inconsistência do setor elétrico e a repetida crise 48
Revolução no varejo elétrico desafia regulação 74
A saga da expansão por subsídios no setor elétrico 78
Nem mercado, nem planejamento, a expansão é por subsídio 102
Cinco problemas do LRCAP 2026 107
Os dois absurdos sobre Itaipu 148
A reforma elétrica como justiça social 152
A deterioração institucional do setor elétrico brasileiro 156

Crises e racionamento

O racionamento de 2001, as crises de 2014–2015 e de 2021 e o apagão de 15 de agosto de 2023 são os marcos desta história. Leio a maior parte deles como resultado de modelos, preços ou regras que se afastaram da operação real.

Um problema de gestão da água 21
A crise energética de 2015 24

A inconsistência do setor elétrico e a repetida crise 48

Lições internacionais

A experiência internacional aparece como lições do Texas, da Califórnia e do PJM Interconnection, mercados cerca de quinze anos à nossa frente, com a ressalva de que nenhum deles constitui exemplo de grandes virtudes.

O mercado elétrico e a reestruturação institucional 44
Cinco problemas do LRCAP 2026 107
A barreira regulatória do setor elétrico e o leilão das baterias 121

Prefácio — Mercados desenhados

Mercados de eletricidade são desenhados. Eles são construídos sobre sistemas físicos regidos pelas leis da física, nos quais oferta e demanda precisam se equilibrar a cada segundo e os fluxos de potência seguem as restrições da rede. Nesses sistemas, a escassez é moldada pelo tempo, pela localização e pela flexibilidade tanto quanto pela capacidade instalada. O setor também envolve muitas externalidades que exigem desenhos específicos, de modo que um mercado de eletricidade não surge naturalmente em uma forma que sirva ao sistema. Alguém precisa decidir o que é negociado, como os preços são formados, quem contrata com quem e quem paga pelo quê. Essas decisões compõem o desenho de mercado.

Cada desenho responde às necessidades de um lugar. Cada país ou estado tem seu próprio clima e sua própria disponibilidade de recursos, seu próprio ritmo de crescimento da demanda, sua própria história e seus objetivos políticos, e até sua própria cultura e seus padrões morais da sociedade. Por essa razão, não existem dois mercados de eletricidade iguais no mundo. Não existe o melhor desenho de mercado. Existem desenhos melhores e lições aprendidas, e o desenho de mercado é um trabalho em andamento que nunca termina, porque as tecnologias, as economias, os objetivos políticos e o próprio clima continuam mudando. Nas palavras de Frank Wolak, "compreender os incentivos criados por diferentes desenhos de mercado é essencial para desenhar um suprimento de eletricidade confiável, de baixo custo e de baixo carbono."

O desenho, no entanto, não impede que os mercados se formem. Mercados se formam onde houver escassez e liberdade para cooperar e trocar. Os consumidores residenciais brasileiros mostraram isso quando construíram um mercado de créditos de geração distribuída dentro de

um segmento concebido justamente por se pensar que nenhum mercado poderia existir ali, uma história que contei em *Revolução no varejo elétrico desafia regulação*. O desenho decide se o que emerge serve ao sistema ou trabalha contra ele.

A América Latina enfrentou um rápido crescimento da carga, e a região respondeu com três instrumentos: (1) contratos de longo prazo, que estabilizam receitas e dão incentivos ao investimento, (2) um marco regulatório que vincula o crescimento da demanda à construção de nova geração e (3) a contratação sistemática por meio de leilões, que reduz custos, coordena a contratação da carga e garante liquidez. Essa é a força da região. Sua experiência com incentivos de curto prazo e com a integração de renováveis intermitentes é limitada. A conexão entre os preços de curto prazo e a operação em tempo real é fraca, e a solar e a eólica se expandiram com base em subsídios. Os Estados Unidos, por outro lado, têm uma longa história de tentativas de acertar os preços de curto prazo.

O desenho brasileiro

O Brasil desenhou seu mercado para um sistema cerca de 90% hidrelétrico. A hidrelétrica é uma fonte renovável e controlável. Seus reservatórios entregavam energia e, sem custo aparente, a flexibilidade de que o operador precisava para equilibrar oferta e demanda de um momento para o outro. Nesse sistema, escassez significava falta de água ao longo de meses e anos, e por isso o desenho precificou a energia e tratou a flexibilidade como parte do mesmo pacote. O despacho e o preço de curto prazo eram calculados por modelos oficiais de otimização. Esses modelos estimam o valor futuro da água nos reservatórios e decidem quanto dela usar hoje. Como escrevi em *A crise energética de 2015*, o país depende da gestão dos estoques de água em seus reservatórios e, portanto, da fidelidade com que esses modelos representam o sistema.

A reforma de 2004 completou esse desenho. Ela veio depois da crise do racionamento de 2001 e estabeleceu três diretrizes. Toda a carga deveria ser contratada. Todo contrato deveria ser lastreado por garantia física, um certificado de energia firme calculado administrativamente.

E as distribuidoras só poderiam comprar contratos padronizados de longo prazo por meio de leilões públicos centralizados, organizados pelo Ministério de Minas e Energia na modalidade de comprador único. A reforma reconectou o crescimento da carga ao sinal de investimento de longo prazo e abriu um ciclo de expansão robusto e coordenado, que muitos países da América Latina seguiram.

O que mudou

A realidade por trás do desenho começou a mudar por volta de 2010. A construção de novos reservatórios de regularização parou, contida por restrições ambientais e por exigências de licenciamento mais rígidas. A carga continuou crescendo, cerca de 45% entre 2010 e 2024. Eólicas e solares, incentivadas por subsídios, ocuparam esse espaço. As renováveis mantiveram aproximadamente sua participação na geração, 87% em 2024 contra os 89% que as hidrelétricas sozinhas haviam produzido em 2010. A participação das fontes não controláveis, porém, passou de menos de 1% da geração total em 2010 para 30% da parcela renovável em 2024. Como resumi em *A saga da expansão por subsídios no setor elétrico*, essas fontes fornecem energia, mas consomem flexibilidade. O sistema continuou renovável e perdeu controlabilidade.

O desenho não mudou com o sistema. O preço de curto prazo ainda é calculado no dia anterior à operação e sem representar a rede. Os serviços ancilares, que equilibram o sistema em segundos e minutos, não são precificados. Eólicas e solares receberam três subsídios, que inflaram seu "preço percebido" em relação às tecnologias concorrentes e alimentaram uma expansão sem freios econômicos. Quando o mercado deixou de pagar pelo que havia se tornado escasso, o operador passou a manter o sistema em equilíbrio por meio de ações que nunca chegavam ao preço. Termelétricas foram despachadas fora da ordem de mérito, hidrelétricas absorveram rampas solares sem pagamento explícito, e os custos foram repassados aos consumidores por meio de encargos. Os preços deixaram de contar a verdade sobre a operação.

A partir daí, cada correção criou a necessidade de outra. Os consumidores pagam os subsídios do setor em suas tarifas por meio

da Conta de Desenvolvimento Energético, que cresceu em média 16,5% ao ano desde 2004. Leilões de capacidade para fontes específicas foram propostos para corrigir o desequilíbrio que os subsídios a outras fontes haviam criado, e um leilão de baterias veio depois do leilão de capacidade de 2026. É isso que quero dizer com a perda de flexibilidade do título deste livro. Um sistema que antes tinha flexibilidade em abundância hoje carece dela, não tem um preço que revele seu valor e paga por ela por meio de subsídios, encargos e contratos de longo prazo.

O plano do livro

O livro reúne vinte e cinco artigos que publiquei entre 2014 e 2026. Ele começa com uma síntese que escrevi em março de 2026, *Quando os preços deixam de contar a verdade: a urgente reforma do mercado de eletricidade brasileiro*, porque esse artigo enuncia em uma só peça o argumento que os demais constroem passo a passo. A partir do segundo capítulo, o livro segue a ordem de publicação, para que o leitor veja o argumento tomar forma à medida que os acontecimentos se desenrolavam. Em 2026, o ano em que mais escrevi, os capítulos agrupam os artigos por tema e se sobrepõem por alguns meses.

1. O Capítulo 1 apresenta a tese e a agenda de reforma por meio do artigo de março de 2026.
2. O Capítulo 2 volta à crise de 2014–2015 em um sistema desenhado para a água e operado por modelos sempre mais otimistas do que a realidade.
3. O Capítulo 3 acompanha a coerência perdida entre modelos, instituições e operação, de 2016 à repetida crise de 2021.
4. O Capítulo 4 trata da passagem dos preços semanais aos horários e da defesa da precificação dos serviços ancilares e da flexibilidade.
5. O Capítulo 5 mostra os consumidores respondendo a preços por meio da geração distribuída, enquanto subsídios geram novos subsídios.

6. O Capítulo 6 data a perda de flexibilidade e mostra onde ela pode ser recuperada, nos mercados de tempo real, na resposta da demanda e nas redes de distribuição.
7. O Capítulo 7 analisa o leilão de reserva de capacidade de março de 2026 e o leilão de baterias que veio em seguida.
8. O Capítulo 8 diagnostica um sistema de preços míope e incompleto.
9. O Capítulo 9 trata das instituições, do consumidor e da justiça, de Itaipu ao enfraquecimento das instituições do setor.
10. O Capítulo 10 encerra com a agenda que propus para o próximo governo, que começa em 2027.

Em todos esses capítulos defendo a mesma ideia. Os preços precisam contar a verdade sobre a operação do sistema, para conectar o mercado, e seus incentivos, às necessidades do sistema. Quando isso acontece, investidores e empreendedores direcionam capital, tecnologia e inteligência para onde o valor econômico é maior. Quando não acontece, os custos daquilo de que o sistema precisa reaparecem em subsídios, encargos e contratos administrativos, onde já não orientam o investimento de ninguém.

Uma cronologia extraída dos artigos

Os acontecimentos abaixo são os que os próprios artigos datam. Cada um é seguido dos artigos que o relatam.

2001 O Brasil passa por um racionamento de energia elétrica, e o Comitê de Revitalização estuda suas causas e lança as bases de um novo marco regulatório (p. 6).

2001 Durante o racionamento, a Lei de Eficiência Energética (Lei 10.295/2001) fixa níveis mínimos de eficiência para os equipamentos, e os próprios consumidores escolhem eletrodomésticos mais eficientes (p. 121).

2002 A Lei 10.438 cria a Conta de Desenvolvimento Energético, com orçamento ajustado ao crescimento do mercado e prazo de extinção em 2027 (p. 78).

2004 O novo marco regulatório exige que toda a carga seja contratada, que todo contrato seja lastreado por garantia física e que as distribuidoras comprem por meio de leilões centralizados. O sistema é 90% hidrelétrico (pp. 6, 93).

2005 A partir deste ano, praticamente todos os leilões de energia nova restringem a competição por tecnologia (p. 156).

2010 As hidrelétricas produzem cerca de 89% da geração e as renováveis não controláveis menos de 1% da geração total, e o Brasil começa a incentivar parques eólicos e solares (pp. 78, 87).

2012 O armazenamento cai de um recorde acima de 70% para um recorde de baixa, de cerca de 30%, com afluências apenas um pouco abaixo da média (p. 24).

2013 A Medida Provisória 579 (Lei 12.783) elimina o prazo de extinção da Conta de Desenvolvimento Energético e inclui novos subsídios (p. 78).

2014 O preço de curto prazo está no teto desde 2013. Reservatórios importantes se aproximam de zero, o armazenamento do Sudeste cai para cerca de 25%, e o Tesouro socorre as distribuidoras (p. 21).

2015 Os reservatórios do Sudeste se aproximam do limite crítico de segurança de 10%, e consultores estimam a chance de racionamento acima de 50% (p. 24).

2016 O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico sinaliza uma revisão das metodologias de despacho e de formação de preço (p. 37).

2017 A Consulta Pública nº 33, sobre a modernização do setor elétrico, define a agenda dos preços horários e coloca na mesa a discussão de um mercado por ofertas (pp. 57, 44).

2021 O preço de curto prazo passa a ser horário, ainda definido com um dia de antecedência (pp. 61, 65).

27 de maio de 2021 O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico se reúne de forma extraordinária para tratar de uma nova crise hídrica, com os reservatórios do Sudeste em cerca de 32% (p. 48).

2022 A Resolução Normativa nº 1.040/2022 da Agência Nacional de Energia Elétrica cria um programa voluntário de resposta da demanda, que já havia ultrapassado 9 GWh em outubro de 2024 (p. 87).

2022 Uma interpretação do marco legal impulsiona a venda de créditos de geração distribuída dentro do mercado regulado (p. 6).

2023 A dívida de Itaipu é integralmente quitada, e a tarifa deveria cair (p. 148).

15 de agosto de 2023 Um apagão atinge 25 estados e o Distrito Federal (p. 87).

2024 A Conta de Desenvolvimento Energético chega a pouco mais de R$ 40 bilhões, e as fontes não controláveis alcançam 30% da parcela renovável da geração (p. 78).

2025 O Operador Nacional do Sistema Elétrico estima em 96% a probabilidade de perda de carga por insuficiência de potência até 2029 (p. 117).

Dezembro de 2025 O Electric Reliability Council of Texas introduz a cootimização de energia e serviços ancilares (p. 166).

17 de fevereiro de 2026 A geração solar atinge um pico de 40 GW por volta do meio-dia, e as hidrelétricas absorvem a rampa do entardecer (p. 6).

18 de março de 2026 O leilão de reserva de capacidade contrata 18.977 MW a cerca de R$ 38,9 bilhões por ano (p. 102).

30 de julho de 2026 Abre-se a consulta pública sobre o primeiro leilão de baterias do Sistema Interligado Nacional (p. 121).

2027 Um novo governo inicia seu mandato, no ano originalmente previsto para o fim da Conta de Desenvolvimento Energético (pp. 166, 78).

Siglas

ABIAPE	Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia
ACL	Ambiente de Contratação Livre, o mercado livre, no qual os consumidores escolhem seu fornecedor
ACR	Ambiente de Contratação Regulada, no qual os consumidores cativos compram da distribuidora local a uma tarifa regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAISO	Operador Independente do Sistema da Califórnia
CAPEX	despesas de capital
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, o operador do mercado, que calcula o preço de curto prazo e liquida o mercado
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético, o fundo pelo qual os subsídios do setor são repassados aos consumidores em suas tarifas
Cepel	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, braço de pesquisa da Eletrobras, que mantém os modelos oficiais
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
COVID-19	doença do coronavírus 2019
CP 33	Consulta Pública nº 33, de 2017, sobre a modernização do setor elétrico

CVaR	valor em risco condicional, a medida de risco que os modelos oficiais aplicam, na forma encadeada, ao custo total de operação
DESSEM	o modelo de programação da operação do dia seguinte mantido pelo Cepel
DSO	operador do sistema de distribuição (sigla em inglês)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas, o operador do sistema do Texas
FERC	Federal Energy Regulatory Commission, o regulador federal de energia dos Estados Unidos
FGTS	Fundo de Garantia do Tempo de Serviço
GD	geração distribuída
GSF	Generation Scaling Factor
Inpe	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo, o índice oficial de preços ao consumidor
LAMPS	Laboratório de Programação Matemática e Estatística Aplicadas da PUC-Rio
LRCAP	Leilão de Reserva de Capacidade
MME	Ministério de Minas e Energia
Newave	o modelo de planejamento de longo e médio prazo mantido pelo Cepel
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PJM	PJM Interconnection, nos Estados Unidos
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças, o preço de curto prazo que liquida as diferenças entre os contratos e a geração ou o consumo efetivos
Procel	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PUC-Rio	Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro
RD	resposta da demanda

SAR	superfície de aversão a risco, um nível mínimo de armazenamento para determinada época do ano
US$	dólar dos Estados Unidos

Capítulo 1

Quando os preços deixam de contar a verdade

2026

Neste capítulo

Quando os preços deixam de contar a verdade: a urgente reforma do mercado de eletricidade brasileiro 6

Introdução

Em 17 de fevereiro de 2026, a geração solar no Brasil atingiu um pico de 40 GW por volta do meio-dia. As hidrelétricas reduziram sua produção enquanto o sol estava alto e a retomaram rapidamente no início da noite, quando a geração solar caiu abruptamente no pôr do sol. Esse serviço é o que chamamos de flexibilidade, e foi ele que manteve o sistema em equilíbrio naquele dia. O preço de curto prazo não o valorou adequadamente. O preço é definido com um dia de antecedência, e muitas das ações que o operador tomou em tempo real para administrar a variação nunca chegaram à formação de preços. Esse único dia de operação contém o argumento deste livro, e abro com o artigo que conta sua história porque ele enuncia em uma só peça a tese que os capítulos seguintes, de 2014 a 2026, alcançam passo a passo.

O argumento parte da física, porque um mercado de eletricidade é construído sobre um sistema físico que precisa equilibrar oferta e demanda a cada segundo, com a potência fluindo como a rede permite. A escassez é, portanto, moldada pelo tempo, pela localização e pela flexibilidade tanto quanto pela capacidade instalada, e um bom desenho internaliza aquilo que é verdadeiramente escasso para que os agentes recebam os sinais corretos. Cada país tem seu próprio clima, seus recursos, sua história, suas instituições e seus objetivos políticos, de modo que não existem dois mercados de eletricidade iguais e nenhum desenho único é o melhor para todos. A adaptação faz parte do desenho, mas pequenas intervenções podem mudar profundamente os incentivos, e os subsídios pedem cuidado especial.

Os preços de curto prazo são a pedra fundamental dessa estrutura. Mesmo em um mercado construído sobre contratos de longo prazo, como o brasileiro, toda diferença entre os montantes contratados e a geração ou o consumo efetivos é liquidada ao preço de curto prazo. As renováveis que recentemente passaram a ser cortadas ou, como prefiro chamar, que deixaram de ser despachadas mantiveram a receita de seus contratos e ainda assim perderam quantias expressivas nessa liquidação. Quando o elo entre os preços e a operação se rompe, o sistema continua operando, mas o mercado deixa de pagar pelo que é escasso. Chamo

esse elo rompido de "a origem de todo mal". Logo o operador passa a ter excesso daquilo que não precisa e falta daquilo de que precisa, e seguem-se pleitos por subsídios, leilões por tecnologia, disputas judiciais, instituições mais fracas e captura regulatória.

No Brasil, o elo se rompeu em várias frentes. A construção de reservatórios parou, e a eólica e a solar, que fornecem energia, mas consomem flexibilidade, tomaram o lugar das hidrelétricas na expansão. Os preços ainda são definidos com um dia de antecedência, e os serviços ancilares não têm preço. Esses serviços são as reservas e os ajustes rápidos que mantêm o sistema estável de milissegundos a minutos. Três subsídios inflaram o "preço percebido" das renováveis em relação às tecnologias concorrentes. A Conta de Desenvolvimento Energético, por meio da qual esses subsídios chegam às tarifas dos consumidores, cresceu em média 16,5% ao ano. A partir de 2022, a venda de créditos de geração distribuída dentro do mercado regulado desafiou um desenho que não conseguiu se adaptar e que, como consequência, perdeu a capacidade de autorregulação. No fim de 2025, a competição já havia passado a se dar em torno do próximo subsídio. Contraponho a esse cenário a reforma de 2004, que reconectou o crescimento da carga ao investimento, e encerro o artigo com uma agenda estrutural.

Ideias centrais

1. Os mercados de eletricidade são construídos sobre sistemas físicos, nos quais a escassez é moldada pelo tempo, pela localização e pela flexibilidade tanto quanto pela capacidade instalada, e seu desenho precisa internalizar aquilo que é verdadeiramente escasso.
2. Não existem dois mercados de eletricidade iguais, e não existe um único melhor desenho. A adaptação faz parte do desenho, mas pequenas intervenções, sobretudo os subsídios, podem voltar os incentivos contra seu próprio propósito.
3. Os preços de curto prazo são a pedra fundamental mesmo de um mercado construído sobre contratos de longo prazo, porque todo

desvio em relação a um contrato é liquidado ao preço de curto prazo.

4 O elo rompido entre os preços e a operação é "a origem de todo mal", porque o operador passa a ter excesso daquilo que não precisa e falta daquilo de que precisa, e seguem-se subsídios, leilões por tecnologia, disputas judiciais e captura regulatória.

5 No Brasil, a construção de reservatórios parou, a eólica e a solar se expandiram, e os preços ainda são definidos com um dia de antecedência, sem preço para os serviços ancilares, de modo que o preço subvalorizou a flexibilidade que as hidrelétricas forneceram para absorver a rampa solar de 40 GW de 17 de fevereiro de 2026.

6 Três subsídios inflaram o "preço percebido" das renováveis e a Conta de Desenvolvimento Energético cresceu 16,5% ao ano, até que a competição passou a se dar em torno do próximo subsídio.

7 A reforma de 2004, com toda a carga contratada, todo contrato lastreado por garantia física e leilões centralizados, reconectou o crescimento da carga ao investimento e foi seguida por muitos países da América Latina.

8 A agenda estrutural é reduzir subsídios, aproximar os preços de curto prazo do tempo real, criar mercados de serviços ancilares, desenvolver instrumentos de gestão de risco e integrar os operadores das distribuidoras ao operador nacional. Os leilões de capacidade, como propostos, apenas adicionam mais uma camada de subsídios.

Conclusões

A falta de flexibilidade no Brasil é, em sua raiz, um problema de desenho de mercado. Quando os preços deixam de refletir a operação, contratos, leilões e subsídios perdem a conexão com aquilo de que o sistema precisa. O remédio, portanto, começa por preços que mostrem como o sistema realmente opera. Leilões de capacidade que pulam essa etapa apenas adicionam uma camada de subsídios que exigirá correção mais tarde.

Os artigos

Quando os preços deixam de contar a verdade: a urgente reforma do mercado de eletricidade brasileiro é o único artigo deste capítulo. Escrevi o artigo em inglês para o LinkedIn, onde foi publicado em 7 de março de 2026, depois que uma versão mais curta do mesmo argumento em português, *A urgente reforma do setor elétrico*, havia saído no Valor Econômico em 24 de fevereiro. O artigo vai do princípio à evidência. Ele explica por que os preços de curto prazo são a pedra fundamental dos mercados de eletricidade e documenta o caso brasileiro com três figuras. Elas mostram a distância entre os preços do dia seguinte e o custo marginal da geração efetivamente despachada, os perfis solar e hidrelétrico de 17 de fevereiro de 2026 e o crescimento da Conta de Desenvolvimento Energético. O artigo então recorda a reforma de 2004 e termina com a agenda à qual o Capítulo 10 retorna.

Quando os preços deixam de contar a verdade: a urgente reforma do mercado de eletricidade brasileiro

Título original: *When Prices Stop Telling the Truth: The Urgent Reform of the Brazilian Electricity Market*

LinkedIn · 7 de março de 2026

Versão publicada: linkedin.com

Artigo complementar: *A urgente reforma do setor elétrico*, Valor Econômico, 24 de fevereiro de 2026

RESUMO

Os mercados de eletricidade são construídos sobre sistemas físicos, nos quais a escassez é moldada pelo tempo, pela localização e pela flexibilidade tanto quanto pela capacidade instalada, e seu desenho precisa internalizar aquilo que é verdadeiramente escasso. O preço de curto prazo é sua pedra fundamental, pois liquida até os desvios dos contratos de longo prazo. Quando os preços perdem o elo com a operação, o mercado deixa de pagar pelo que é escasso. Chamo essa ruptura de "a origem de todo mal". O operador então acumula o que não precisa e carece do que precisa. No Brasil, a construção de reservatórios parou, eólicas e solares cresceram, e os preços seguem definidos na véspera, sem preço para serviços ancilares. Em 17 de fevereiro de 2026, hidrelétricas absorveram uma rampa solar de 40 GW, flexibilidade que o preço da véspera subvaloriza. Três subsídios inflaram o preço percebido das renováveis, e a Conta de Desenvolvimento Energético cresceu, em média, 16,5% ao ano. O desenho deixou de se autorregular, e a competição tornou-se disputa pelo próximo subsídio. A reforma de 2004 reconectou o crescimento da carga ao investimento. A agenda estrutural é reduzir subsídios, aproximar o preço do tempo real, criar mercados de serviços ancilares, desenvolver instrumentos de gestão de risco e integrar as

distribuidoras ao operador nacional. Os leilões de capacidade propostos só acrescentam outra camada de subsídios.

Os mercados de eletricidade são únicos porque são construídos sobre sistemas físicos regidos pelas leis da física, e não por contratos ou pela vontade política. Oferta e demanda precisam ser equilibradas a cada segundo, os fluxos de potência seguem as restrições da rede, e não os caminhos contratuais, e a escassez é moldada pelo tempo, pela localização e pela flexibilidade tanto quanto pela capacidade instalada. O desenho de mercado deve, portanto, reconhecer essas realidades físicas e internalizar aquilo que é verdadeiramente escasso, a fim de comunicar os sinais corretos aos agentes. Ao mesmo tempo, os mercados de eletricidade também são desenhados para enfrentar desafios específicos e realidades regionais.

Como cada país ou estado tem seu próprio clima e sua própria disponibilidade de recursos, assim como sua própria história, suas instituições e seus objetivos políticos, não existem dois mercados de eletricidade iguais no mundo. Por essa razão, não existe um único melhor desenho de mercado. Existem desenhos melhores e lições aprendidas. E, como as tecnologias, as economias, as prioridades políticas e até o próprio clima evoluem ao longo do tempo, a adaptação não é uma falha do desenho de mercado, mas parte intrínseca dele. Não obstante, justamente porque o desenho de mercado opera moldando incentivos, é preciso cuidado ao adicionar até mesmo pequenas funcionalidades ou intervenções regulatórias, pois mudanças aparentemente menores podem alterar fundamentalmente os incentivos, distorcer os sinais de preço e produzir resultados que se afastam muito de sua intenção original. Isso é particularmente crítico quando se trata de subsídios.

Os preços de curto prazo formam a pedra fundamental dos mercados de eletricidade e criam o elo entre todos os demais instrumentos e as escassezes do sistema. Quando os preços internalizam a realidade operativa do sistema e revelam a disposição a pagar dos consumidores, bem como a escassez dos recursos de rede e das tecnologias de geração necessários para manter o sistema em equilíbrio, todo o circuito

econômico-tecnológico é ativado para corrigir qualquer falta ou excesso de curto prazo. Em um mercado onde os preços refletem "as dores" da realidade operativa, investidores e empreendedores respondem direcionando capital, tecnologia e inteligência para onde o valor econômico é maior.

Isso ocorre mesmo em mercados amplamente baseados em contratos forward de longo prazo. Isso porque é contra os preços de curto prazo que os desvios entre os montantes contratados e o consumo ou a geração são liquidados. Logo, o preço de curto prazo é o garantidor do elo entre o mercado de contratos de longo prazo, com seus incentivos, e as necessidades operativas de curto prazo que o sistema terá no futuro. Se isso não parece óbvio ao leitor, basta perguntar às renováveis que recentemente passaram a ser cortadas (curtailment) ou, como prefiro chamar, que deixaram de ser despachadas. Elas continuam com a receita de seus contratos como antes, mas perderam quantias expressivas devido à liquidação, ao preço de curto prazo, das diferenças entre a geração realizada e os montantes contratados. Infelizmente, o Brasil oferece muitos exemplos desse efeito, com diversas empresas de geração contratando até o seu limite regulatório máximo (próximo de sua produção média), desconsiderando, assim, a importância de levar em conta tanto a viabilidade quanto o preço capturado de sua geração ao definir suas posições em contratos forward de longo prazo.

Ao rompermos o elo entre os preços do mercado e a operação do sistema, este continuará sendo operado, mas o mercado deixará de remunerar aquilo que é escasso ou necessário. Especialmente em países latino-americanos como o Brasil, mas, em alguma medida, em qualquer mercado de eletricidade, essa ruptura constitui um grande problema; essa é "a origem de todo mal". Em pouco tempo, o operador do sistema terá excesso daquilo que não precisa e falta daquilo que é necessário. A partir daí, já conhecemos como o filme se desenrola e como as coisas se deterioram: pleitos por mais subsídios, leilões e regras especiais por fonte, disputas judiciais, enfraquecimento das instituições setoriais e captura regulatória por grupos de grande influência política. Tudo isso tem sido justificado, em alguma medida, pela suposta incapacidade do mercado em atrair ou frear investimentos de maneira eficiente, bem como

por narrativas oportunistas que dominam o debate explorando efeitos colaterais conjunturais, sem relação com as causas reais da deterioração do sistema.

Saindo da teoria, vamos à realidade do setor elétrico brasileiro. Com a interrupção da construção de novos reservatórios na década passada, uma vez que restrições ambientais e exigências de licenciamento mais rígidas limitaram significativamente a expansão de grandes projetos hidrelétricos, o país passou a depender cada vez mais de fontes renováveis intermitentes, como a eólica e a solar. Diferentemente das demais fontes, a solar e a eólica fornecem energia, mas consomem flexibilidade de curto prazo do sistema devido à natureza intermitente de sua disponibilidade, algo que o atual desenho do mercado de eletricidade no Brasil ainda não está preparado para lidar.

Além da ausência de preços para serviços ancilares, o modelo setorial define o preço de curto prazo da eletricidade no atacado com um dia de antecedência. Isso faz com que todos os erros entre o que foi previsto e o que efetivamente ocorreu de um dia para o outro, bem como a maior parte dos custos das ações operativas realizadas para corrigi-los, sejam pagos por fora do mercado. Isso fica claro na Figura 1, em que os preços de curto prazo, definidos no dia anterior, divergem significativamente da realidade do tempo real.

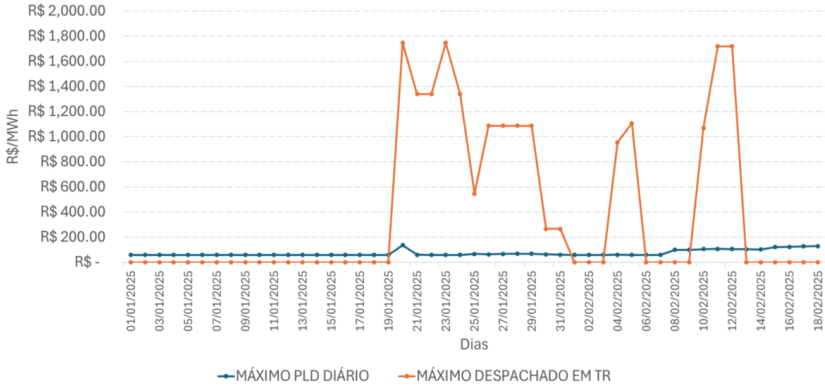


Figura 1 Preços de curto prazo (azul) e custo marginal da geração despachada (laranja). Fonte: operadores do mercado e do sistema brasileiros, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). US$ 1 ≈ R$ 5.

Nesse desenho, não cobramos o custo causado por aqueles que introduzem incerteza no sistema nem remuneramos adequadamente aqueles que ajudam a endereçá-la. Por exemplo, como mostra a Figura 2, em 17 de fevereiro de 2026 a geração solar atingiu um pico de 40 GW por volta do meio-dia. Nesse horário, a geração hidrelétrica foi significativamente reduzida e, mais tarde, retomada em rampa no início da noite para compensar a queda abrupta da geração solar no pôr do sol. Apesar de seu papel crucial para manter o equilíbrio do sistema em tempo real, esse serviço, comumente chamado de flexibilidade, não é adequadamente valorado pelos preços de curto prazo definidos no dia anterior, pois muitas das ações operativas implementadas em tempo real para administrar a variação resultante da demanda líquida não são incorporadas ao processo de formação de preços.

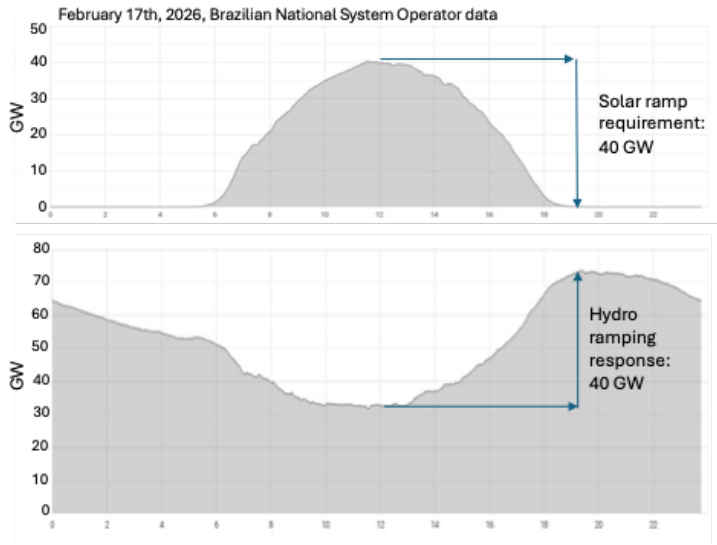


Figura 2 Geração total solar e hidrelétrica do sistema elétrico brasileiro em 17 de fevereiro de 2026. Fonte: operador do sistema brasileiro (ONS).

A essas distorções soma-se o atalho perigoso adotado por meio de subsídios para garantir que as fontes renováveis conseguissem se instalar e prosperar frente às fontes convencionais. Hoje, são três os subsídios concedidos às renováveis: (1) desconto de 50% na tarifa de uso da

rede, (2) isenção da participação nos serviços ancilares e (3) isenção do pagamento pelos custos adicionais impostos por sua incerteza. Esse conjunto de subsídios passou a se sobrepor ao preço de curto prazo, já desprovido de qualquer sinal de escassez associado à inflexibilidade criada por essas fontes. O resultado foi a formação de um "preço percebido" sistematicamente inflado em relação às tecnologias de geração concorrentes, alimentando um ciclo de expansão acelerada e subsidiada de eólicas e solares, sem os freios econômicos que um mercado bem desenhado deveria impor. A Figura 3 ilustra o crescimento exponencial dos subsídios repassados aos consumidores por meio das tarifas no Brasil. A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), impulsionada em grande parte pelos subsídios às renováveis, vem crescendo a uma taxa média anual de 16,5%.

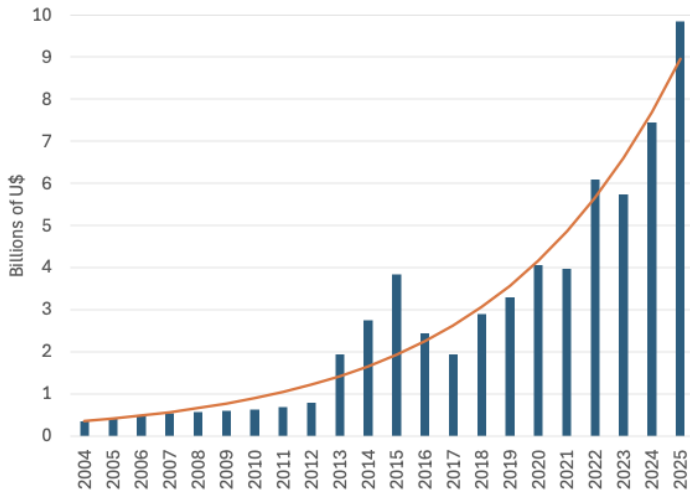


Figura 3 Conta de Desenvolvimento Energético (CDE): subsídios repassados aos consumidores por meio das tarifas. Fonte: Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE).

A partir de 2022, quando o custo dos subsídios alocados aos consumidores residenciais já atingia patamares históricos, a geração distribuída (GD) foi amplamente impulsionada por uma interpretação da legislação vigente que permitiu o compartilhamento e a venda, por meio do sistema de compensação de energia (net metering), da

energia produzida por pequenas fazendas solares dentro da rede das distribuidoras. Nesse contexto, a GD desafiou o status quo e o desenho vigente do mercado ao vender créditos de energia de GD por dentro do mercado regulado, no qual a comercialização era permitida apenas à distribuidora (uma varejista monopolista e regulada, que compete no mercado atacadista). Foi, portanto, um exemplo claro de uma nova tecnologia desafiando o desenho de mercado e a regulação vigentes, que não conseguiram se adaptar adequadamente e internalizar o novo paradigma. Como consequência, o desenho vigente do mercado perdeu a capacidade de autorregulação, pois tanto os preços do atacado quanto as tarifas do varejo não foram reorganizados para refletir as novas tecnologias, bem como a variabilidade e a distribuição espacial dos recursos de geração e de consumo que hoje moldam a operação de curto prazo do sistema.

É nesse cenário, em que o preço de curto prazo já não representa mais a realidade operativa do sistema, que a competição deixa de operar em benefício do sistema e dos consumidores e passa a se dar em torno do próximo subsídio. É também nesse cenário que o caos econômico e regulatório se instala e o poder do lobby ocupa o espaço da inteligência de mercado, tornando-se a melhor estratégia para vencer o jogo. Esse é o estado do mercado de energia elétrica no Brasil ao final de 2025.

Após o grande racionamento de energia elétrica de 2001 no Brasil, o Comitê de Revitalização estudou as principais causas que levaram à crise e, de forma tecnicamente embasada, criou as bases para um novo marco regulatório. No centro desse novo sistema regulatório estavam três diretrizes principais, desenhadas para garantir sinais de preço de longo prazo claros e estimular o investimento em nova capacidade no ritmo do rápido crescimento da demanda observado nas economias em desenvolvimento:

1. A primeira diretriz estabelecia que 100% da carga deveria ser contratada. Uma penalidade ex post por subcontratação, junto com um limite ao repasse de custos das distribuidoras, garantia os incentivos à contratação tempestiva.
2. A segunda diretriz exigia que todo contrato fosse lastreado por um índice de confiabilidade energética, denominado garantia física,

um selo calculado administrativamente que representa uma versão probabilística dos certificados de energia firme usados para as usinas hidrelétricas.

3. Por fim, a terceira diretriz restringia as distribuidoras à compra de contratos padronizados de longo prazo exclusivamente por meio de leilões públicos, que, diferentemente de outros países latino-americanos, como o Chile, eram organizados de forma centralizada pelo Ministério de Minas e Energia, como leilões de compra com comprador único.

Enquanto as duas primeiras diretrizes garantiam que haveria capacidade física suficiente para suprir todo o consumo, a terceira assegurava às distribuidoras, que têm o direito de repassar aos consumidores seus custos de compra, um esquema sistemático de contratação transparente e competitivo. A partir de sua vigência, em 2004, o novo desenho regulatório reconectou o crescimento da carga ao sinal de investimento de longo prazo, dado pelo equilíbrio no mercado de contratos forward. O resultado foi um novo ciclo de expansão robusto e coordenado, uma experiência seguida por muitos países da América Latina e vista como um caso interessante em todo o mundo.

Desde 2004, muitos aspectos relevantes da operação dos sistemas elétricos na América Latina mudaram, e a maior parte das premissas que antes sustentavam as aproximações adotadas e o desenho de mercado escolhido já não é válida. Como resultado, o marco regulatório atual em toda a América Latina enfrenta inúmeros desafios. No entanto, seguindo a mesma lógica que sustentou as reformas dos anos 2000, os desafios atuais exigem um exame cuidadoso de suas causas, em vez de um foco em seus efeitos e consequências.

Nesse sentido, por muito tempo, os países latino-americanos subestimaram o papel dos preços de curto prazo, em razão da relativa abundância de recursos hidrelétricos e da capacidade dessas usinas de "resolver" a maior parte das escassezes operativas de curto prazo por meio de sua significativa capacidade de rampa e de sua inércia, atributos que lhes conferem alta flexibilidade. Agora, com a integração massiva de recursos renováveis intermitentes, as lições aprendidas por

países que lidam com essas questões há mais de uma década tornam-se extremamente valiosas.

Assim, a solução estrutural dos desafios enfrentados hoje pelo Brasil diante da falta de flexibilidade está muito mais associada (1) à redução gradual, mas célere, de subsídios, (2) à aproximação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) à operação em tempo real, (3) à criação de mercados de serviços ancilares e (4) ao desenvolvimento de novos instrumentos de gestão de risco e canais de comercialização do que aos leilões de capacidade propostos, um mecanismo conhecido por enfraquecer a precificação da escassez e distorcer os incentivos ao investimento.

Essa agenda de reforma, no entanto, não se resume a uma reforma no atacado. Ela passa também por uma integração mais profunda entre os operadores das distribuidoras e o operador nacional, além da construção dos alicerces físicos e regulatórios no segmento de distribuição necessários para que consumidores, agentes agregadores e geradores distribuídos participem ativamente do mercado e passem a responder aos sinais de preço.

Esses temas não esgotam o menu de aperfeiçoamentos necessários, mas apontam para um caminho mais estruturante e autorregulado, menos dependente de subsídios e reservas de mercado do que o atualmente adotado. A ideia de pagar por capacidade apenas para garantir que determinadas fontes controláveis permaneçam no jogo não é só um subsídio usado para corrigir as distorções criadas por outro subsídio (o das renováveis), mas também a evidência de que o atual desenho de mercado e o marco regulatório (as regras do jogo) falharam em fomentar aquilo de que o sistema realmente precisa.

Portanto, os leilões de reserva de capacidade propostos, caracterizados por (i) produtos específicos por fonte, o que reduz a competição; (ii) critérios de avaliação estáticos e baseados em um único atributo; (iii) ausência de liquidação contra os preços de curto prazo (diferentemente dos mecanismos de opção de compra já consolidados no país, esses contratos de capacidade são completamente desconectados das condições físicas do sistema); e (iv) uma demanda definida de forma administrativa, desconectada da disposição a pagar de quem efetivamente paga a conta,

não atacam o problema estrutural. Em vez disso, apenas adicionam mais uma camada de subsídios a ser corrigida no futuro.

Capítulo 2

Um sistema desenhado para a água

2014–2015

Neste capítulo

Um problema de gestão da água 21
A crise energética de 2015 24
Hora de rever a operação e expansão do setor elétrico 28

Introdução

Em outubro de 2014, importantes reservatórios brasileiros tangenciavam o zero, e o armazenamento do Sudeste, onde ficam os principais reservatórios, estava em torno de 25%. O discurso oficial até as eleições era de que não havia crise. O preço de curto prazo vinha sinalizando a escassez ao permanecer no teto desde 2013. As distribuidoras só podem repassar esses custos aos consumidores pelas tarifas do ano seguinte. Seu fluxo de caixa entrou em colapso, e elas tiveram de ser socorridas com recursos do Tesouro. Escrevi os três artigos deste capítulo durante essa crise e no ano seguinte. Eles descrevem o sistema de que trata este livro no momento em que suas fragilidades se tornaram visíveis.

O sistema foi concebido para tirar proveito da água. Quando os reservatórios estão cheios, as hidrelétricas atendem a mais de 90% do consumo, e as termelétricas as complementam e ajudam a economizar água em anos adversos. Tudo depende, portanto, de como os modelos computacionais oficiais planejam o uso da água armazenada. Em 2012, o sistema já havia dado um alerta. O armazenamento caiu de um recorde acima de 70% para um recorde de baixa, de cerca de 30%, embora as afluências tenham ficado apenas um pouco abaixo da média. Atribuí parte do problema a quatro falhas nos modelos e nas regras que os alimentam: (1) os modelos simplificavam a transmissão, as restrições de segurança e os reservatórios individuais; (2) suas previsões de afluência para o Nordeste superestimavam a água havia vinte anos; (3) a regulação não premiava dados precisos sobre as usinas nem exigia auditorias sistemáticas; e (4) os modelos supunham que usinas e linhas atrasadas entrariam em operação no prazo. Os modelos enxergavam, assim, um futuro sempre mais farto do que a realidade. Com os reservatórios vazios, as hidrelétricas também precisam de mais água para cada megawatt-hora, e por isso, quanto pior a situação, mais difícil a recuperação. O Brasil não tinha um índice de escassez oficial e auditado para decidir sobre um racionamento, como se o país não tivesse um índice de inflação.

Em novembro de 2015, a crise havia exposto também as instituições. Por três anos, o Operador Nacional do Sistema Elétrico havia despachado termelétricas contrariando a metodologia oficial, alegando a segurança

do sistema. Esse acionamento extra custou bilhões e deixou hidrelétricas, termelétricas, consumidores e comercializadores sem previsibilidade. Ele também era cada vez mais influenciado por órgãos do governo, como o Ministério de Minas e Energia. O modelo oficial ainda agregava os reservatórios, mal representava a rede de transmissão e previa as vazões olhando apenas o seu próprio passado. Versões com reservatórios individualizados e transmissão detalhada existiam havia mais de uma década. Propus testes de estresse públicos dos modelos, com comparações com alternativas, um operador com ampla e ágil autonomia sobre seus modelos e que prestasse contas à sociedade, e dados de entrada auditados constantemente.

No mesmo artigo, levantei um segundo problema, que os capítulos seguintes acompanham. A expansão vinha de termelétricas, parques eólicos e hidrelétricas a fio d'água, cujos reservatórios são tão pequenos que precisam turbinar toda a água que chega. Um parque gerador assim precisa de termelétricas gerando por mais tempo, com custos mais altos e mais emissões. Os reservatórios também servem para "estocar vento", porque podem guardar a água energeticamente equivalente a um excedente de geração eólica. Por essa razão, a eólica e a solar deveriam se expandir em consonância com as hidrelétricas. Proibir grandes reservatórios para proteger o meio ambiente local tem custos globais que a sociedade não estava colocando na balança. Na Região Norte, os novos projetos alagariam menos de 10 mil km², enquanto a Amazônia Legal perdeu em média 14.315 km² por ano com o desmatamento entre 2000 e 2013.

Ideias centrais

1. O sistema brasileiro foi concebido para tirar proveito da água, e, quando seus reservatórios estão cheios, as hidrelétricas atendem a mais de 90% do consumo.
2. Como tudo depende de como os modelos computacionais oficiais planejam o uso da água, a qualidade desses modelos decide quão seguramente o sistema é operado.

3 Os modelos simplificavam o sistema sem necessidade, superestimaram as afluências do Nordeste por vinte anos, dependiam de dados não auditados e supunham que usinas atrasadas chegariam no prazo, e por isso enxergavam um futuro melhor do que a realidade.

4 Em 2012, o armazenamento caiu de mais de 70% para cerca de 30% em um ano de afluências quase na média, um alerta dado antes da crise.

5 Em 2014, o preço ficou no teto e o Tesouro socorreu as distribuidoras. Baixar o teto e alocar aos geradores os custos da geração emergencial resolveu o problema imediato, mas criou distorções e incerteza regulatória.

6 O Brasil não tinha um índice de escassez oficial, transparente e auditado para decidir sobre um racionamento, como se não tivesse um índice de inflação.

7 O despacho térmico contrário à metodologia oficial, sob crescente influência do governo, custou bilhões e acabou com a previsibilidade. O remédio são testes de estresse públicos, um operador autônomo e que preste contas, e dados auditados.

8 Expandir sem reservatórios de regularização significa mais geração térmica, já que os reservatórios "estocam vento", e proibi-los tem custos globais que precisam ser colocados na balança.

Conclusões

Em 2014 e 2015, a causa visível da crise foi uma seca, mas suas raízes estavam na gestão da água. Os modelos supunham um futuro mais farto do que o que veio, seus dados não eram auditados e o operador agia fora de sua própria metodologia. O desenho dependia dos reservatórios, e em novembro de 2015 eu já alertava que a expansão em curso abria mão do recurso barato que trazia segurança e robustez ao sistema.

Os artigos

Um problema de gestão da água, publicado em O Globo em 14 de outubro de 2014, argumenta que a seca expôs um problema mais profundo na forma como gerimos a água dos reservatórios e defende a autonomia do operador do sistema, do operador do mercado e do regulador. *A crise energética de 2015*, no Valor Econômico em 24 de fevereiro de 2015, explica por que um sistema desenhado para a água depende de seus modelos de planejamento, aponta quatro falhas neles e nas regras que os alimentam e pede um índice oficial de escassez. *Hora de rever a operação e expansão do setor elétrico*, no Valor Econômico em 27 de novembro de 2015, volta-se para as instituições que regem a operação e a expansão. É o primeiro artigo do livro a defender os reservatórios como armazenamento para a variabilidade da eólica e da solar.

Um problema de gestão da água

O Globo · 14 de outubro de 2014
Versão publicada: oglobo.globo.com

RESUMO

Com importantes reservatórios tangenciando o zero e o armazenamento do Sudeste em torno de 25%, o discurso até as eleições era de que não havia crise. Defendo que a seca expôs um problema mais profundo, na forma como gerimos a água dos reservatórios. O sistema é operado com softwares que simplificam desnecessariamente a realidade operativa. Seus dados técnicos não passam por auditoria constante e ficam defasados. O atraso de novas usinas virou regra, mas os programas supõem que elas chegarão no prazo. Operar imaginando um futuro sempre melhor e mais simples do que a realidade deixa o sistema vulnerável até a afluências pouco severas. Com pouca água armazenada, termelétricas que queimam combustíveis caríssimos formam o preço de curto prazo, que desde 2013 está no valor-teto. Como as distribuidoras só repassam esse custo nas tarifas do ano seguinte, seu fluxo de caixa se desequilibrou e o Tesouro precisou socorrê-las. Baixar artificialmente o teto do preço e alocar aos geradores o custo da geração emergencial resolvem problemas conjunturais, mas criam distorções econômicas e incerteza regulatória. O setor precisa aproximar os softwares de planejamento da realidade, dar às distribuidoras liquidez e flexibilidade para gerir seus contratos e garantir a autonomia do operador do sistema, do operador do mercado e do regulador.

O setor elétrico brasileiro passa por uma grave crise energética, com importantes reservatórios tangenciando o zero. Não por acaso, também passa por uma forte crise financeira, com distribuidoras "pedindo socorro" ao Tesouro para pagarem as contas. O discurso até as eleições é de que não há crise, mesmo passando por uma das mais severas secas já registradas e com o armazenamento do Sudeste (principais reservatórios)

em torno de 25%. Mas, apesar da seca, a crise energética tem raízes mais profundas, relacionadas com a forma com que gerimos a água dos reservatórios.

A operação do sistema é realizada hoje com softwares que simplificam desnecessariamente a realidade operativa do sistema, sendo alimentados com dados técnicos que não sofrem uma constante auditoria e, assim, ficam defasados. Em vez de exceção, passou a ser regra atrasar a entrada em operação de novas usinas. Alimentamos os programas dizendo que as usinas A, B e C entrarão em operação no fim deste ano, mas esperamos chegar lá para corrigir a informação que todos já sabiam: só em 2016 as usinas vão começar a funcionar.

Operar o sistema imaginando que o futuro será sempre melhor e mais simples do que a realidade o torna vulnerável até mesmo a condições não muito severas de afluências. Assim, em uma situação de seca, realidade desde 2013 e quando o sistema deveria estar pronto para uma maratona, ele enfarta já nos primeiros quilômetros e vem sobrevivendo sob o auxílio de aparelhos.

A lógica econômica de oferta e demanda está implícita na operação do sistema e precificação da energia. Como há pouca água armazenada e não há perspectivas de afluências altas, temos que utilizar termelétricas que queimam combustíveis caríssimos. Este custo é a base de formação do preço da energia no curto prazo, que desde 2013 aponta a escassez da oferta ao chegar no valor-teto.

Como as distribuidoras só podem repassar o custo de compra no curto prazo aos consumidores pelo aumento das tarifas no ano seguinte, o fluxo de caixa dessas empresas sofreu um grande desequilíbrio. O rombo superou o próprio valor delas e exigiu que o governo as salvasse através de um aporte do Tesouro. Abaixar artificialmente o teto do preço de curto prazo e alocar custos da geração emergencial a geradores são dois exemplos de medidas que resolvem problemas conjunturais, mas criam grandes distorções econômicas e incerteza regulatória.

Essa crise evidencia a fragilidade da maneira com que o marco regulatório do setor elétrico vem sendo implementado. Aproximar os softwares que planejam a operação da sua realidade operativa e criar mecanismos regulatórios para garantir liquidez e flexibilidade para as

distribuidoras gerenciarem seus contratos são os grandes desafios que o setor deve vencer agora para resgatar sua estabilidade e atrair novos investimentos. Nesse processo, garantir a autonomia de órgãos como Operador Nacional do Sistema Elétrico, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e Agência Nacional de Energia Elétrica é fundamental.

A crise energética de 2015

Valor Econômico · 24 de fevereiro de 2015
Versão publicada: lamps.ind.puc-rio.br

RESUMO

A crise elétrica de 2015 é real e já provocou um rombo bilionário sem precedentes. Atribuo as crises energética e financeira a fatos que, isolados, parecem inofensivos, mas juntos criam um ambiente regulatório instável e de incentivos perigosos. Nosso sistema foi concebido para aproveitar a água, e as hidrelétricas atendem mais de 90% do consumo com reservatórios cheios. Tudo depende de como os modelos do operador planejam o uso da água. Em 2012, o armazenamento caiu de um recorde acima de 70% para um recorde mínimo de cerca de 30%, com afluências pouco abaixo da média. Aponto quatro falhas: os modelos simplificam demais as restrições de transmissão, segurança e reservatórios; a previsão de afluências do Nordeste superestima a água há vinte anos, como ocorre com biomassa, pequenas hidrelétricas e eólicas; a regulação não incentiva dados precisos nem impõe auditorias sistemáticas; e os modelos supõem que usinas e linhas atrasadas entrarão no prazo. Assim, enxergam um futuro sempre mais farto que a realidade, e a recuperação se complica porque hidrelétricas com reservatórios vazios perdem eficiência. Consultores estimam a chance de racionamento acima de 50%, mas o governo aposta na reversão. Não há índice oficial e auditado de escassez, como se o país não tivesse índice de inflação.

Vivemos hoje uma crise grave no setor elétrico. Quer você queira ou não, quer o governo queira ou não, a crise existe, é real e já provocou um rombo bilionário sem precedentes, que nos leva a duas questões: como contornar a crise energética de curto prazo e como corrigir os fatores latentes que geraram as crises energética e financeira? As causas de ambas as crises têm raízes em um conjunto de fatos que isoladamente parecem ser inofensivos, mas que, em conjunto, criam um ambiente

regulatório instável e de perigosos incentivos, os quais oferecem um real dano à economia e à sociedade.

O nosso sistema elétrico foi concebido para tirar proveito da vasta disponibilidade de recursos hídricos que temos. Quando os reservatórios estão cheios, a participação das hidrelétricas no atendimento ao consumo ultrapassa os 90%. Entretanto, como as vazões dos rios e chuvas são incertas, precisamos de termelétricas para complementar a operação e ajudar a economizar água em momentos de hidrologia adversa. Mas essas térmicas respondem por menos do que 30% do consumo.

O Brasil depende basicamente da gestão dos estoques de água nos seus reservatórios para atender ao consumo de eletricidade. Para enfrentarmos a alternância entre períodos úmidos e secos de maneira segura, os modelos computacionais utilizados pelo operador nacional do sistema (ONS) precisam representar fidedignamente o sistema elétrico e hídrico para simular o que pode acontecer em cada possível cenário hidrológico ao longo do ano.

Em 2012, o sistema elétrico já havia dado um segundo alerta, depois de 2010, de que algo estava errado na maneira com que a operação dos reservatórios estava sendo realizada. O caso de 2012 é emblemático, pois iniciamos o ano com um recorde histórico de maior armazenamento (superior a 70%) e terminamos o ano também com um recorde histórico, porém inverso: o mais baixo armazenamento (cerca de 30%). O intrigante é que as afluências nesse ano não foram severamente secas, apenas um pouco abaixo da média. E então nos perguntamos: o que levou a esse esvaziamento dos reservatórios em 2012?

Parte dessa resposta está na maneira com que planejamos o uso da água dos reservatórios para produzir eletricidade. Os modelos computacionais de planejamento da operação utilizados pelo ONS atualmente sofrem para aproximar a realidade operativa de maneira satisfatória. Como resultado, o planejamento se torna míope e a operação estruturalmente arriscada.

Podemos resumir quatro pontos de melhorias para esses modelos que deveriam ser analisados. Os dois primeiros são de caráter técnico/computacional:

1. diversas restrições operativas reais do sistema elétrico, tais como restrições de transmissão e segurança, restrições individuais de cada reservatório e cascata hídrica são extremamente simplificadas no modelo computacional que planeja o uso da água;
2. o modelo de previsão de afluências da região Nordeste superestima sistematicamente (há 20 anos) a quantidade de água que chega nesta região e o mesmo ocorre para a geração de energia proveniente das usinas de biomassa, pequenas hidrelétricas e eólicas.

Já os dois últimos são de caráter técnico/regulatório:

3. a regulação não emprega mecanismos eficientes de incentivo para que as empresas informem os dados técnicos mais precisos sobre suas usinas e, infelizmente, também não impõe que o ONS realize auditorias sistemáticas em muitos dos dados relevantes para garantir a aderência dos modelos à realidade e
4. por fim, os sistemáticos atrasos no cronograma de expansão e a não consideração deles nos modelos fazem com que estes não economizem água, imaginando um futuro onde as datas de entrada em operação das novas usinas e linhas de transmissão serão sempre cumpridas.

No contexto atual, os modelos indicam sempre estoques de água mais otimistas do que deveriam, imaginando um futuro sempre mais farto e simples do que a realidade. Outro ponto relevante e pouco falado é a baixa eficiência de produção das hidros quando operadas com reservatórios vazios. Nesta situação, é necessário um volume maior de água, se comparado ao que seria necessário em níveis normais de armazenamento, para se produzir o mesmo megawatt-hora de energia. Ou seja, quanto pior a situação, mais difícil e cara se torna a recuperação.

Desde julho de 2014 já temos indicações técnicas para empregar algum tipo de mecanismo preventivo de redução do consumo. Mas o governo nega qualquer possibilidade, apostando em uma reversão mesmo vivendo um cenário nunca antes visto. Hoje, infelizmente, caminhamos para uma conjuntura onde a chance de termos que racionar já ultrapassa a incrível marca psicológica dos 50%; dados recentemente divulgados por

consultores especialistas que consideram, obviamente, hipóteses e dados diferentes dos oficiais em suas análises.

Quando não conhecemos algo, o padrão é sermos mais cautelosos do que o normal. O fato de estarmos lidando com uma situação de seca severa confirmada desde 2014 nos dá a prerrogativa de apostar na reversão ou nos impõe o dever de nos prepararmos para o pior? Se você é um pai de família que perde o emprego e, depois de um ano gastando as economias sem um novo emprego, você continuaria saindo para jantar e mantendo o seu antigo padrão de vida, como se nada estivesse acontecendo?

Diversos Estados já estão racionando água. Os principais reservatórios do Sudeste já tangenciam o limite crítico de 10% de segurança. Reservatórios importantes como o de Ilha Solteira ultrapassaram tal limite e as suas usinas foram desligadas. O grande problema agora é que não existe uma placa que avise o fim da linha. Não há uma metodologia oficial, transparente, reprodutível e auditada, para se calcular um índice de escassez energético que aponte para a necessidade ou não de um racionamento.

É o mesmo que não termos um índice de inflação para podermos reivindicar e pressionar governantes, com nossas próprias percepções. Em última análise, isso cria uma enorme distância entre agentes e governo, trazendo mais incerteza para um setor que depende de sua atratividade para se sustentar.

Hora de rever a operação e expansão do setor elétrico

Valor Econômico · 27 de novembro de 2015
Versão publicada: drive.google.com

RESUMO

A crise energética obriga a reavaliar as ações do governo e as entidades que regem a operação e a expansão do setor. O primeiro problema é a operação. Há três anos, o Operador Nacional do Sistema Elétrico aciona termelétricas constantemente contra a metodologia oficial, alegando segurança do sistema. Esse acionamento custa bilhões e tira a previsibilidade de hidrelétricas, térmicas, consumidores e comercializadores. Órgãos do governo, como o Ministério de Minas e Energia, influenciam cada vez mais essas decisões. O modelo oficial agrega reservatórios, mal representa a transmissão e prevê vazões só pelo próprio passado, embora versões individualizadas existam há mais de uma década. Proponho testes de estresse públicos contra modelos alternativos, um operador com autonomia sobre seus modelos e que preste contas à sociedade, e dados auditados constantemente. O segundo problema é a expansão. Novas termelétricas, eólicas e hidrelétricas com reservatórios mínimos exigem mais geração térmica, mais custo e mais emissões de CO_2. Proibir grandes reservatórios para proteger o meio ambiente local impõe custos globais. No Norte, os novos projetos alagariam menos de 10 mil km², enquanto o desmatamento médio da Amazônia Legal foi de 14.315 km² por ano entre 2000 e 2013. Os reservatórios também estocam vento, e eólicas e solares devem crescer com as hidrelétricas.

A crise energética que o país enfrenta nos obriga a reavaliar as ações do governo e o papel das entidades que regem a operação e expansão do setor elétrico.

Temos uma metodologia oficial, programada na forma de modelos computacionais, para determinar como as termelétricas devem produzir para proteger os reservatórios e minimizar o custo total da operação. Nos últimos três anos, no entanto, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) as tem acionado constantemente – contrariando esta metodologia – alegando a manutenção da segurança do sistema. Contudo, este acionamento extra não é de graça. Ele vem produzindo um custo bilionário e diversos efeitos colaterais para agentes do setor, economia e sociedade.

A grande discrepância entre as ações recomendadas pelos modelos e o que o ONS realiza o torna extremamente vulnerável e cria um ambiente de instabilidade regulatória. As hidrelétricas não sabem mais quando vão voltar a produzir e parar de comprar energia no curto prazo. As térmicas, que já chegaram ao limite de horas de uso, não sabem quando vão fazer manutenção. Os consumidores pagam preços que não refletem a operação, com encargos distorcidos, e os comercializadores ficam sem espaço para criar bons negócios.

O uso de modelos possui diversas vantagens. Eles nos permitem simular o impacto de medidas ou situações adversas antes delas realmente serem implementadas ou ocorrerem. Desta forma, proporciona transparência e previsibilidade aos agentes. Por fim, mas não menos importante, possibilita acumular conhecimento com aperfeiçoamentos baseados nos erros ou imprevistos do passado. Mas, para que tal vantagem saia do campo conceitual, é necessário que se invista fortemente na contínua retroalimentação entre o modelo e seu aperfeiçoamento.

Em pleno século XXI, mesmo com o grande poder de processamento paralelo em nuvem já disponível, utilizamos um modelo agregado de reservatórios que mal representa a rede de transmissão; quando, no mercado, já existem, há mais de uma década, versões dessa metodologia individualizadas por reservatório e capazes de representar detalhadamente as restrições de transmissão. Além disso, em plena era do Big Data, ainda utilizamos um modelo de previsão de vazões que só olha o seu próprio passado e menospreza as informações climáticas disponíveis.

Defendo uma reforma na gestão desses modelos e metodologias. Os modelos deveriam ser postos à prova, publicamente, através de testes de estresse e comparativos com modelos alternativos. Nesse cenário, o ONS, responsável pela operação, deveria ter uma ágil e grande autonomia sobre os aperfeiçoamentos dos modelos e prestar contas de suas decisões à sociedade. Os dados de entrada deveriam ser auditados constantemente para criar uma pressão sobre todas as partes envolvidas para melhorar a qualidade das informações. Isso proporcionaria um grande ganho de robustez, acurácia e confiabilidade aos modelos, propriedades indispensáveis para que haja uma real e sincera reaproximação entre eles e a operação realizada pelo ONS.

Além disso, estes acionamentos "por fora" da metodologia têm sido, cada vez mais, influenciados por órgãos ligados ao governo (Ministério das Minas e Energia, por exemplo). Estes órgãos não deveriam interferir na atribuição do ONS, que deve operar o sistema independente de interesses políticos conjunturais.

O segundo problema é o da expansão do parque gerador. Com a expansão das novas usinas se dando pelas termelétricas, eólicas e hidrelétricas (com reservatórios tão pequenos que são obrigadas a turbinar toda a água que chega), vamos precisar de térmicas gerando por mais tempo. Elas compensam o trabalho que era realizado pelos reservatórios maiores, que regularizam as afluências e transferem água de períodos úmidos para períodos secos. A consequência dessa política de expansão do sistema é um custo mais elevado de operação e um aumento expressivo das emissões de CO_2.

A alternativa é conhecida, mas tem sido ignorada: a retomada dos estudos que consideram reservatórios maiores. A sociedade e agências responsáveis não estão colocando na balança que, para mitigar o impacto ambiental local do alagamento, proibir reservatórios grandes gera um impacto global no meio ambiente, na tarifa, na segurança energética e na sociedade. Obviamente, não devemos sair construindo todo e qualquer reservatório, mas, sim, reavaliar a maneira com que medimos os impactos positivos e negativos dos mesmos.

Se olharmos a Região Norte, por exemplo, a área necessária de inundação para se explorar por completo os reservatórios dos novos

projetos é inferior a 10 mil km² (cerca de 0,15% da área da Floresta Amazônica), enquanto que a área desmatada média (de 2000 a 2013) da Amazônia Legal, segundo dados do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (Inpe), foi de 14.315 km² por ano.

Além disso, fontes alternativas, como eólicas e solares, mesmo benéficas ao sistema, não podem substituir as hidrelétricas com reservatórios, pois são estas, as hidros, que produzem na ausência do vento ou da radiação solar. Os reservatórios das hidros desempenham também o papel da tecnologia de "estocar vento", armazenando a água energeticamente equivalente aos excedentes da geração eólica. Desta forma, a expansão das fontes alternativas deve se dar em consonância com a expansão das hidros. Do contrário, mais termelétricas serão acionadas para compensar a variabilidade inerente das fontes renováveis alternativas.

Por fim, a junção de uma operação não transparente, realizada sob a interferência do governo e de maneira incompatível com a proposta pela metodologia oficial, com uma expansão que não enxerga os múltiplos benefícios dos reservatórios – principal recurso barato e ainda disponível que traz segurança e robustez ao sistema – evidencia a presença de um problema estrutural e de governança no setor elétrico. Precisamos aproximar a metodologia de operação da realidade operativa, fortalecer o papel das entidades e considerar os impactos positivos e negativos globais que cada fonte produz na operação do sistema e no meio ambiente dentro do processo de expansão do parque gerador.

Capítulo 3

A coerência perdida: modelos, instituições e a repetida crise

2016–2021

Neste capítulo

A bem-vinda revisão do método de cálculo da energia elétrica 37
Métricas de avaliação e monitoramento 41
O mercado elétrico e a reestruturação institucional 44
A inconsistência do setor elétrico e a repetida crise 48

Introdução

A coerência entre o planejamento da operação e a operação que de fato acontece é a qualidade que o setor elétrico brasileiro esqueceu. Sua ausência gera ineficiência, judicialização e corrupção, e reduz a atratividade do setor ao capital privado. Em 2016, depois da crise dos anos anteriores, o comitê do governo que monitora o setor elétrico sinalizou uma revisão das metodologias de despacho das usinas e de formação de preço. Saudei a revisão, com a condição de que ela restaurasse essa coerência perdida. Escrevi os quatro artigos aqui reunidos entre 2016 e 2021, e eles abordam a coerência por quatro lados: os modelos, a medição de seus resultados, as instituições que os operam e a crise que sua inconsistência produziu de novo em 2021.

Os modelos importam porque todo o desenho depende deles. O modelo de operação molda o preço de curto prazo, pelo qual o mercado liquida o que cada agente gerou ou consumiu acima ou abaixo de seus contratos. Ele também molda as garantias físicas e os parâmetros que definem como as tecnologias competem nos leilões de nova geração. As garantias físicas são os certificados de energia firme que lastreiam todo contrato. Quando o modelo de planejamento de longo prazo ignora a transmissão, os reservatórios individuais, a eficiência não linear das hidrelétricas e os critérios de segurança efetivamente aplicados, ele constrói uma visão otimista do futuro. O estoque de água fica, então, despreparado para situações de estresse, e o modelo de curto prazo passa a maior parte do tempo levando sustos com a realidade. Grande parte da volatilidade do preço de curto prazo vem desse processo. Por isso defendi que a representação do futuro precisa ser corrigida antes de qualquer calibração dos parâmetros de aversão a risco, ou acabaremos calibrando a aversão a um risco imaginário. Em 2019, acrescentei um passo prático. A operação planejada e a realizada deveriam ser comparadas por meio de métricas publicadas, assim como o país acompanha índices de inflação, porque ninguém conseguia dizer se os desvios vinham de previsões de vazão erradas ou de um modelo simplificado demais.

As instituições explicam por que a coerência foi tão difícil de recuperar. O operador do sistema e o operador do mercado tinham de usar modelos

de um único fornecedor, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, da Eletrobras, que não respondia ao operador do sistema. O operador não podia escolher suas próprias ferramentas. O planejador trabalhava separado do operador, embora o operador tenha a informação de que o planejador precisa e o planejamento exista para servir à operação. Com a responsabilidade espalhada por vários órgãos, ninguém é 100% responsável por nada, e a conta vai para o consumidor. O modelo centralizado baseado em custos auditados serviu bem aos anos 1990, e desde o fim do racionamento, no início dos anos 2000, um mercado por ofertas é cada vez mais visto como o caminho a seguir. A Consulta Pública nº 33, de 2017, colocou essa discussão na mesa. Chegar lá exige pessoas qualificadas, instituições organizadas para que os incentivos de autoajuste funcionem e um cronograma realista.

A crise voltou em 2021, e em 27 de maio o comitê do governo se reuniu de forma extraordinária. Os reservatórios do Sudeste estavam em cerca de 32% no início do período seco, depois de um dos piores períodos úmidos já registrados, e o preço de curto prazo ainda girava em torno da mediana de R$ 250/MWh. A causa era a que eu havia descrito em 2016. O valor da água mede o quanto o custo futuro de suprimento cai quando a água é mantida armazenada. Em 2021, ele vinha de um modelo de longo prazo que ignorava a rede, os reservatórios individuais e mais de quinze anos de evidências de queda das afluências. Seu viés otimista passava às decisões de operação e aos preços atuais, enquanto o modelo de programação de curto prazo enxergava todas as restrições que o de longo prazo ignorava. O resultado é uma sequência que o setor conhece desde 2013. As termelétricas são acionadas tarde demais, os reservatórios se esvaziam precocemente e os preços ficam artificialmente baixos. Depois o operador, descrente dos modelos, despacha usinas fora da ordem de mérito, e os preços atingem o teto regulatório quando já não há mais o que fazer.

Ideias centrais

1. A coerência entre o planejamento da operação e a realidade é a qualidade que o setor esqueceu, e sua ausência gera ineficiência, judicialização e corrupção.
2. O modelo de operação é a pedra fundamental do desenho brasileiro, porque molda o preço de curto prazo, as garantias físicas e os parâmetros dos leilões de nova geração.
3. A inconsistência entre a operação planejada e a realizada explica grande parte da volatilidade do preço de curto prazo.
4. Antes de calibrar a aversão a risco, é preciso corrigir a representação do futuro dentro do modelo, ou o setor calibra a aversão a um risco imaginário.
5. A operação planejada e a realizada deveriam ser comparadas por meio de métricas publicadas e independentes, como um histórico do despacho fora da ordem de mérito e os erros das previsões de 1 a 48 meses à frente.
6. A estrutura institucional não deixa ninguém responsável pelos resultados, com um único fornecedor de modelos que não responde ao operador, um operador que não pode escolher seus modelos e um planejador separado do operador.
7. O modelo centralizado, baseado em custos, serviu aos anos 1990, e um mercado por ofertas exige pessoas qualificadas, instituições reorganizadas e um cronograma realista.
8. A crise de 2021 repetiu as que vinham desde 2013, e o remédio é dar ao operador liberdade para escolher seus modelos e cobrá-lo pela aderência entre a operação planejada e a realizada.

Conclusões

Entre 2016 e 2021, o diagnóstico não mudou, e o desfecho também não. Os modelos que planejam o uso da água e formam os preços continuaram construindo uma visão otimista do futuro, e a estrutura institucional

não deixou ninguém responsável pela distância entre o planejado e o realizado. O remédio que propus segue dois princípios básicos de gestão corporativa: dar liberdade e cobrar por resultados.

Os artigos

A bem-vinda revisão do método de cálculo da energia elétrica, publicado no Valor Econômico em 1º de setembro de 2016, enuncia o princípio da coerência e explica por que o modelo de operação é a pedra fundamental do desenho. *Métricas de avaliação e monitoramento*, no CanalEnergia em 15 de janeiro de 2019, propõe indicadores publicados da aderência entre a operação planejada e a realizada. *O mercado elétrico e a reestruturação institucional*, no Valor Econômico em 31 de janeiro de 2019, no início de um novo governo, analisa os obstáculos institucionais a um mercado por ofertas. *A inconsistência do setor elétrico e a repetida crise*, no Valor Econômico em 16 de junho de 2021, mostra o mesmo mecanismo em ação na crise hídrica daquele ano e pede um operador livre para escolher seu software e responsável por seus resultados.

A bem-vinda revisão do método de cálculo da energia elétrica

Valor Econômico · 1 de setembro de 2016
Versão publicada: lamps.ind.puc-rio.br

RESUMO

O setor elétrico esqueceu a coerência entre planejamento da operação e realidade, o que produz ineficiência, judicialização e corrupção. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico sinalizou rever as metodologias de despacho e formação de preço. A revisão é bem-vinda se repensar quem responde pelos modelos e auditar os dados. O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, da Eletrobras e independente do operador, é o único provedor dos modelos dos operadores do sistema e do mercado. As opções vão do código aberto a uma reorganização completa de instituições e responsabilidades. Um grupo de trabalho de agentes, universidades e governo deve testá-las em cerca de um ano. Nossos estudos mostram que a inconsistência entre operação planejada e realizada gera grande sobrecusto. Ela explica boa parte da volatilidade do preço de curto prazo. O modelo de longo prazo ignora transmissão, reservatórios individuais, não linearidades das hidrelétricas e o critério de segurança. Assim, enxerga um futuro otimista, e o de curto prazo vive levando sustos com a realidade. O modelo de operação é a pedra fundamental do desenho, do preço às garantias físicas e aos parâmetros dos leilões. Antes de calibrar a aversão a risco, é preciso corrigir como o modelo calcula o futuro, ou calibraremos aversão a um risco imaginário.

A principal qualidade que ficou esquecida nesses últimos anos no setor elétrico, e cuja ausência produziu grande parte dos problemas que acumulamos hoje, é coerência. A falta de coerência traz diversos efeitos colaterais conhecidos do setor: ineficiência, judicialização e corrupção. Esses efeitos, que reduzem a atratividade do setor ao capital privado e sua

sustentabilidade de longo prazo, podem ser mitigados através da busca pela perdida coerência entre o planejamento da operação e a realidade.

Na última ata do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), o governo apontou para a necessidade de se rever as metodologias de despacho e formação de preço, de forma a permitir mais transparência e eficiência ao mercado de energia elétrica. A revisão sinalizada pelo governo é bem-vinda e, se bem feita, será benéfica ao mercado. Mas o tema é complexo e deveria envolver uma ampla discussão técnica.

Precisamos resgatar a coerência e introduzir robustez regulatória nas metodologias. Para que essa revisão não seja apenas mais uma mudança regulatória – que só introduz ruído no planejamento de todos os agentes, criando assim mais incoerência – é preciso repensar a estrutura institucional de quem é responsável pelos modelos e introduzir algum processo de controle e auditoria dos dados.

Mas não podemos cair no erro da burocracia e do controle centralizado ineficiente. Precisamos encontrar um desenho que conduza individualmente todos os agentes, da geração ao consumidor, do operador do sistema ao operador do mercado, à eficiência e consistência. Os agentes têm que ser incentivados a investir em tecnologia para medir e prever melhor os seus próprios dados. O operador tem que ser induzido a selecionar o melhor modelo e ser consistente com o mesmo.

Atualmente, estamos ancorados em um desenho regulatório antigo, pouco ágil e não indutor de eficiência e coerência, onde o Cepel (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), entidade ligada ao grupo Eletrobras e independente do ONS (operador nacional do sistema), é o único provedor e mantenedor da cadeia de modelos que tanto o operador do sistema como do mercado devem utilizar.

Muitos desenhos podem ser pensados: de um desenho "open source" (onde o código dos modelos é aberto e recebe contribuições periódicas) a uma reorganização hierárquica institucional e de responsabilidades completa. Assim, essa revisão deve ser ampla, deve envolver os agentes, universidades (do Brasil e de fora – sim, temos muito a aprender com pesquisadores estrangeiros) e o governo. Precisamos formar um grupo de trabalho para testar as ideias e os seus impactos por meio de estudos de simulação para toda a cadeia. Precisamos encontrar a estrutura

institucional indutora de coerência. E isso não é coisa para quatro meses, mas também não pode passar muito de um ano.

Nossos últimos estudos sobre o impacto da inconsistência entre a operação planejada e a efetivamente realizada, decorrente de simplificações dos modelos, mostram resultados que corroboram a alta relevância deste tema e o grande impacto em termos de sobrecusto. Grande parte dos problemas que conhecemos hoje são amplificados por esse tipo de inconsistência e de imprecisões nos dados de entrada.

Por exemplo: grande parte da volatilidade do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças, que é o preço de curto prazo da energia), que tanto assombra os agentes do setor, pode ser explicada por esse processo. Quando planejamos o estoque de água considerando um modelo simplificado do sistema – que, por exemplo, ignora restrições de transmissão, restrições individuais dos reservatórios, não linearidade na eficiência das hidros e desconsidera o critério de segurança e alocação das reservas que são de fato realizados – criamos dentro do modelo uma visão de futuro que é, em geral, otimista. Assim, o estoque de água estará sempre despreparado para situações de estresse. Como consequência, o sistema fica gradativamente vulnerável e o modelo de curto prazo fica, na maior parte do tempo, levando um susto com a realidade não percebida construída pelo modelo de longo prazo.

O susto do modelo de operação é traduzido pelos altos picos de PLD que sinalizam a escassez de recursos. Mas podemos acrescentar no conjunto de fontes de inconsistência as incertezas clássicas não modeladas, como a variabilidade da carga e dos custos de combustível, e imprecisões nos dados de entrada, como o cronograma de entrada em operação. Esses geram efeitos bastante similares, pois, novamente: a operação planejada se distancia da realizada.

O modelo de operação, no nosso atual desenho setorial, é a pedra fundamental, influenciando do PLD ao cálculo de garantias físicas e parâmetros que definem a competitividade das diferentes tecnologias nos leilões de novos empreendimentos de geração. Portanto, o modelo de operação influencia direta ou indiretamente toda a cadeia do setor elétrico, inclusive a própria atratividade do setor ao capital privado. Assim, antes de calibrar os parâmetros de aversão a risco do atual

modelo computacional, devemos rever como estamos calculando o futuro dentro dele, para não cairmos na armadilha de calibrarmos parâmetros de aversão a um risco imaginário, que não será o que vamos enfrentar.

Aumentar a aderência dos modelos à realidade eleva a transparência e a credibilidade das entidades do setor, minimizando pleitos judiciais e aumentando a previsibilidade dos preços de energia no curto e longo prazo. Uma maior previsibilidade dos preços, por sua vez, beneficia todos os agentes e investidores que fazem o seu dever de casa e repele aqueles que buscam ganhos somente por meio da antecipação das medidas regulatórias paliativas que a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e ONS são obrigados a tomar para corrigir as distorções criadas pela falta de coerência.

Métricas de avaliação e monitoramento

Hoje em dia, não sabemos se estamos nos desviando do planejamento porque erramos muito na vazão ou simplificamos demais na modelagem do sistema elétrico; está tudo misturado e não mensurado

CanalEnergia · 15 de janeiro de 2019
Versão publicada: canalenergia.com.br

RESUMO

No Brasil, muito se investe para o modelo de planejamento da operação convergir e rodar rápido. Nem uma fração disso vai para avaliar as políticas energéticas que o modelo produz na prática. Sem indicadores, falta à sociedade referência para o debate. Hoje não sabemos se o desvio do planejamento vem de erros nas vazões ou de modelos simplificados demais. Publicar o histórico do despacho fora da ordem de mérito mostraria a descrença do operador nos modelos. Esses números existem soltos em relatórios, mas nenhuma instituição isenta os publica. Tampouco acompanhamos os erros de previsão de vazões, carga e pequenas renováveis no horizonte de planejamento. A coerência entre planejamento e realidade importa sobretudo num sistema hidrotérmico, onde se pesa o benefício de guardar água contra o custo de não usá-la hoje. Errar nessa conta pode custar caro à sociedade. Proponho métricas de aderência entre operação planejada e realizada, para que o Operador Nacional do Sistema Elétrico teste seu desempenho. Se as previsões de 1 a 48 meses falharem além das margens estatísticas, os modelos de curto prazo recebem custos de oportunidade errados. Os recursos mais baratos acabam usados ineficientemente e esgotados. Índices setoriais regulares, como os de inflação, ajudariam os agentes hoje e a transição para um mercado por ofertas.

No setor elétrico brasileiro, historicamente muitos esforços são empregados (corretamente) em fazer o modelo computacional de planejamento da operação de longo/médio-prazo convergir de maneira estável, garantir uma performance computacional adequada com métodos de seleção de cortes, etc. Porém, não gastamos nem uma fração dessa energia para criar metodologias de avaliação e controle de qualidade das políticas energéticas decorrentes destes modelos quando implementadas na prática. Sob tal descontrole e ausência de indicadores que possibilitem um consenso mínimo sobre a adequação de uma dada política energética, a sociedade fica sem parâmetros e referências para realizar as discussões e mudanças necessárias.

Hoje em dia, não sabemos se estamos nos desviando do planejamento porque erramos muito na vazão ou simplificamos demais na modelagem do sistema elétrico; está tudo misturado e não mensurado. O histórico, com metodologia publicada de maneira clara e transparente, sobre a frequência, quantidade e custo da energia despachada fora da ordem de mérito, por motivos de segurança energética, poderia indicar o nível de descrença do operador com relação aos modelos. Contudo, esse é apenas um exemplo de números que existem soltos em relatórios do setor, mas não são organizados e publicados de maneira organizada e sistematizada por uma instituição isenta. Não acompanhamos os erros de previsão das vazões, da carga e da injeção renovável (pequenas usinas) ao longo do horizonte de médio e longo prazo utilizadas no planejamento. Não basta apenas acertar em média um mês à frente, é importante ter consistência nas previsões no médio e longo prazo.

A consistência entre planejamento e a realidade operativa é um sinal de grande relevância, principalmente no caso de um sistema hidrotérmico, onde o recurso hídrico representa um recurso escasso a ser gerenciado ao longo do tempo. Assim, a etapa de planejamento é importante pois permite decidir o uso ótimo deste recurso em função da relação entre o benefício econômico de armazená-lo para o futuro e o custo de não o utilizar hoje. Estudos recentes realizados por pesquisadores do LAMPS (Laboratory of Applied Mathematical Programming and Statistics) da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) mostram que errar nesse cálculo pode representar

um enorme custo à sociedade, com diversos desdobramentos. Uma metodologia para o acompanhamento do planejamento X realidade seria, portanto, uma iniciativa inovadora e totalmente alinhada com a ideia por trás dos modelos multiestágio e a importância de que eles sejam temporalmente consistentes.

A criação e uso de métricas para o acompanhamento da aderência entre a operação planejada e a de fato implementada seria um primeiro e grande passo para permitir o ONS (Operador Nacional do Sistema) testar a sua performance e melhorar a coerência entre seus modelos e suas ações operativas. Se as previsões realizadas pelos modelos de planejamento para o horizonte de 1 a 48 meses à frente não se verificarem na prática, dentro das margens estatísticas, então significa que estamos trazendo do planejamento sinais de custos de oportunidade errados para os modelos de curto prazo. A consequência deste descolamento é bastante conhecida: um sistemático uso ineficiente e esgotamento dos recursos mais baratos do sistema.

Hoje em dia temos algumas iniciativas difusas e com metodologias pouco transparentes e não publicadas. Assim como acompanhamos índices de inflação, balança comercial, etc., poderíamos ter uma gama de índices setoriais publicados regularmente, com ampla discussão técnica sobre as metodologias de cálculo, transparência e isenção. Tais métricas trariam grandes ganhos para os agentes ainda no atual modelo setorial, onde a operação é definida de maneira centralizada, e seriam um importante passo para a transição para um modelo de mercado orientado por ofertas.

O mercado elétrico e a reestruturação institucional

Valor Econômico · 31 de janeiro de 2019
Versão publicada: lamps.ind.puc-rio.br

RESUMO

O setor elétrico opera com coordenação centralizada dos recursos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, com base em custos auditados. Ele serviu bem aos anos 1990, quando descobríamos os benefícios da gestão hídrica integrada. Desde o racionamento do início dos anos 2000, o mercado por ofertas é cada vez mais visto como a solução pró-eficiência para seu esgotamento. Crise após crise, o modelo centralizado não reage a tempo às adversidades climáticas, físicas, econômicas e políticas. Mesmo a reforma de 2004 pouco fez para criar incentivos à eficiência e à responsabilização pelos dados. Defendo que um dos principais obstáculos é institucional. Faltam pessoas qualificadas, a academia mantém currículos desatualizados e as empresas pouco investem nela. Entidades setoriais e governamentais sofrem com vícios antigos, burocracia e protecionismo institucional. Primeiro, operador e planejador trabalham separados, embora o operador tenha o que o planejador precisa. Segundo, o operador não pode escolher seus modelos, monopólio do braço de pesquisas da Eletrobras. Com a responsabilidade diluída, ninguém responde por nada, e a conta vai ao consumidor. A consulta pública de 2017 sobre a modernização do setor pôs esses temas na mesa. O novo governo abre uma janela, se prepararmos pessoas, organizarmos as instituições para o autoajuste e adotarmos um cronograma realista de quatro anos.

O modelo operativo atualmente em vigor no setor elétrico brasileiro tem como pressuposto a coordenação centralizada dos recursos energéticos pelo Operador Nacional do Sistema, o ONS, através de

custos auditados. Esse modelo teve papel fundamental nos anos 1990, quando descobríamos os benefícios da gestão integrada de recursos hídricos em um sistema com ampla diversidade e complementaridade de regimes hidrológicos. No entanto, desde o fim do racionamento, início dos anos 2000, a implementação de um mercado por ofertas é cada vez mais reconhecida como a solução pró-eficiência para o esgotamento do atual modelo setorial.

O modelo atual, onde todos os dados e visões de futuro são geridos de maneira centralizada, vem se mostrando, crise após crise, incapaz de reagir em tempo hábil às adversidades climáticas, físicas, econômicas e políticas. Mesmo após ampla reforma regulatória promovida em 2004, a ausência de incentivos para a eficiência operativa e a falta de coerência na responsabilização dos agentes por suas ações e precisão na informação de dados técnicos permaneceram, em grande parte, inalteradas. E, apesar das inúmeras demonstrações de esgotamento do modelo centralizado e do crescente clamor por um modelo mais coerente com os incentivos de mercado, ainda assim pouco se avançou no debate técnico sobre essa transição.

Não existe uma discussão objetiva e técnica no setor acerca de propostas práticas para um mercado por ofertas que considere as peculiaridades do setor elétrico brasileiro. E, ao contrário do que se diz por aí, a experiência internacional pode nos ajudar muito. A ausência de uma massa crítica de pessoas realmente qualificadas para abordar e endereçar essas discussões é uma grande lacuna. Contudo, a academia não vem preparando os recursos humanos para esta discussão e mantém currículos desatualizados para enfrentar essa nova realidade, onde conceitos da economia e da engenharia se misturam de maneira indissociável. As empresas tampouco realizam grandes investimentos na academia para aumentar o nível técnico do setor; diferente dos países desenvolvidos, onde a parceria indústria-academia já se confirmou o principal substrato para a transição entre modelos. Já as entidades setoriais e governamentais estão, em sua maioria, tomadas por vícios e visões antigas que impedem as mais óbvias e necessárias atualizações de quadro e estrutura, geralmente por culpa da burocracia e do protecionismo institucional.

Não obstante, reside na atual estrutura hierárquica das instituições setoriais um dos maiores obstáculos para que essa discussão ocorra – e o status quo possa ser questionado por mecanismos internos do próprio setor. A atual estrutura foi organizada com o passar do tempo justamente para impedir a ampla discussão. Além disso, uma segunda consequência dessa estrutura organizacional protecionista é o isolamento institucional e grande redução de eficiência na interação entre entidades que deveriam trabalhar em forte cooperação.

Alguns exemplos interessantes de grandes ineficiências são facilmente identificáveis. O primeiro ocorre na completa separação entre o ONS (Operador Nacional do Sistema), responsável por operar o sistema elétrico de maneira eficiente, e o planejador, responsável por projetar o sistema para que o primeiro possa desempenhar o seu papel da melhor forma possível. A despeito de como esses dois agentes realizam suas tarefas, utilizando resultados de um mercado ou de maneira totalmente centralizada, o princípio geral evidenciado na definição desses dois órgãos já nos indica que eles deveriam caminhar juntos – afinal de contas, o operador tem a informação que o planejador precisa e o planejador planeja para usufruto do operador. Contudo, atualmente temos uma total separação entre os dois agentes, resultando em dados, critérios e uma descoordenação entre a expansão e a operação.

Um segundo exemplo decorre da ausência de liberdade do operador para escolher os seus modelos computacionais de operação. Na contramão da experiência internacional e do bom senso, o fornecimento dos modelos computacionais que o operador deve utilizar para otimizar o uso dos recursos energéticos é de monopólio do Cepel (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), braço de estudos da Eletrobrás e que não responde ao ONS.

Essa restrição, além de criar as ineficiências típicas que qualquer reserva de mercado produz, impede qualquer política efetiva de responsabilização ou premiação do ONS por eficiência e coerência no uso dos recursos energéticos. Neste cenário, onde a responsabilidade pelas ineficiências está espalhada entre várias instituições, ninguém é 100% responsável por nada. O resultado nós conhecemos bem: muitos ganham

pelos motivos errados, a conta vai para o consumidor e os beneficiários lutam pela manutenção do status quo.

A implementação de um mercado traz consigo a possibilidade de um ganho sistêmico de grandes proporções com a reorganização das instituições e realinhamento de seus papéis e incentivos. A CP 33 (consulta pública de 2017 que trata da modernização das regras do setor elétrico brasileiro) colocou na mesa essa e muitas outras importantes discussões. Temos agora uma janela de oportunidade única neste início de governo para iniciarmos as mudanças. Mas precisamos de uma programação que reconheça a complexidade dessa agenda e que não chegue com fórmulas fechadas, pois o debate técnico prévio e a análise da experiência internacional são de vital importância.

Por fim, é preciso preparar recursos humanos para uma transição sólida, organizar as entidades para que os incentivos de autoajuste sejam efetivos, e criar um cronograma realista para os próximos quatro anos.

A inconsistência do setor elétrico e a repetida crise

PLD, que leva em conta operação do sistema sob condições adversas, não captura risco iminente que todos percebem

Valor Econômico · 16 de junho de 2021
Versão publicada: valor.globo.com

RESUMO

Em 27 de maio de 2021, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico reuniu-se extraordinariamente pela nova crise hídrica. O Sudeste começava o período seco com reservatórios a cerca de 32%, após um dos piores períodos úmidos da história. Mesmo assim, o preço de curto prazo, calculado com modelos que simulam condições adversas, girava em torno da mediana de R$ 250/MWh. Felizmente, o problema mais objetivo é fácil de identificar. O operador deve calcular o valor da água com o modelo oficial de longo prazo. Ele ignora a rede, as restrições de cada reservatório e mais de 15 anos de evidências de queda das afluências. Seu viés otimista passa às decisões de operação e aos preços. O modelo de curto prazo enxerga as restrições que o de longo prazo despreza. Essa inconsistência produz uma sequência conhecida: termelétricas acionadas tarde, reservatórios esvaziados cedo, preços artificialmente baixos antes da crise, despacho fora da ordem de mérito por descrença nos modelos e preços no teto regulatório quando nada mais há a fazer. Os mesmos efeitos produziram as crises desde 2013. Proponho dois princípios básicos de gestão corporativa. O operador deve ser livre para escolher o software que julgar mais eficiente. Também deve ser cobrado pela aderência entre operação planejada e realizada.

No dia 27 de maio de 2021, o CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico) se reuniu de forma extraordinária para avaliar a nova

crise hídrica no país. O diagnóstico foi o que todos já conheciam: reservatórios no Sudeste em níveis muito baixos para o início do período seco (aproximadamente 32% de sua capacidade máxima), uma das piores afluências registradas de setembro de 2020 a maio de 2021 (período úmido onde os reservatórios enchem para enfrentar o período seco) e a necessidade de se relaxar restrições e coordenar os diversos usos da água para que possamos cruzar o período seco sem racionar.

Enquanto isso, o PLD (Preço de Liquidação de Diferenças), que deveria sinalizar aos agentes do mercado a escassez energética para o próximo período seco já configurada na situação atual, se mostra leniente ao que todos já perceberam, se mantendo em torno do valor mediano de R$ 250/MWh até 29 de maio.

Mas por que vivemos de susto em susto nesse setor? E por que o PLD, que é calculado com modelos sofisticados e que simulam a operação do sistema sob condições adversas, não captura o risco iminente que todos conseguem perceber? Por que sistematicamente temos que intervir manualmente com ações por fora da ordem de mérito, incorrendo em custos exorbitantes e que atrapalham toda a lógica econômica de mercado? Há algo fundamentalmente errado que induza o setor a entrar em crises e que as disfarce do sinal que o PLD deveria passar? A resposta é sim!

E sem ceder à tentação de revisitar a gênesis do desenho setorial para falar que o setor deveria migrar para um modelo de mercado, conhecido como despacho por ofertas, opto aqui por ser bastante pragmático e enfático. Isso porque já não é o primeiro e nem segundo artigo que escrevo sobre o mesmo tema e porque acredito que, antes de uma migração para modelo de mercado, temos um dever de casa para fazer. Assim, começo dizendo que, felizmente, o nosso problema mais objetivo para o momento não é tão difícil de ser identificado. Ele tem a maior parte de suas raízes na etapa de planejamento que o ONS (Operador Nacional do Sistema) deve realizar utilizando obrigatoriamente o software Newave.

É com esse software, feito e mantido pelo Cepel (Centro de Pesquisa da Eletrobras), que o ONS calcula o Valor da Água. Esse indicador é de extrema importância, pois é ele que mede qual será a redução do custo

futuro de suprimento da demanda de energia elétrica se mantivermos a água armazenada para utilizá-la no futuro. Assim, o Valor da Água é a chave para a decisão de quanto o ONS pode utilizar da água armazenada hoje para garantir que não enfrentará crises como essas no futuro. Esse indicador também é a componente do PLD que deveria trazer o alerta da escassez do próximo período seco.

Apresentado o contexto, o problema é que existe um viés otimista no cálculo do Valor da Água. Esse viés é decorrente de uma série de simplificações a respeito da realidade do sistema elétrico no software que o calcula. E esse viés é passado não só para as decisões de operação como para os preços de hoje. Dessa forma, o uso da água e a precificação da energia, que deveriam ser influenciados pela escassez futura já mapeada dentro do horizonte de planejamento, tornam-se míopes ao que todos já conseguem ver.

As simplificações introduzidas no Newave, sob a desculpa de uma complexidade computacional já superada há alguns anos (principalmente através da ampla disponibilidade de computação de alto desempenho em nuvem), são tão profundas que chegam ao ponto de ignorar a existência da própria rede elétrica. No momento em que calculamos o quanto vale a água deixada para o próximo período seco dentro do Newave, fingimos que não existirão restrições da rede elétrica, que não existirão restrições individuais dos múltiplos reservatórios, que as afluências estarão próximas das médias de longo prazo – apesar de há mais de 15 anos existirem fortes evidências de uma redução nesses valores – e por aí vai.

Mas o problema não acaba aí. O problema se materializa na operação do dia a dia. Ou seja, no momento de operar o sistema real com base em um Valor da Água otimista. Nesse momento, o ONS compara esse valor com o custo das termelétricas através de um software concebido especialmente para a operação de curto prazo, o DESSEM. Como o DESSEM deve entregar um plano operativo realista para o dia seguinte, ele precisa enxergar todas as restrições do sistema, as mesmas que foram desprezadas no Newave.

Dessa forma, a consequência dessa grande inconsistência entre a realidade considerada no cálculo do Valor da Água e a realidade retratada

no software de curto prazo é uma sequência de eventos costumeiros do setor elétrico: 1) não acionamento de termelétricas com a antecedência correta; 2) esvaziamento precoce dos reservatórios mesmo em situações de baixa afluência; 3) preços de curto prazo artificialmente baixos em momentos que antecedem crises; 4) ordens de despacho por fora da ordem de mérito pela descrença do operador e CMSE nos modelos; por fim, 5) preços de curto prazo que atingem o teto regulatório quando a crise se instala e já não há mais o que fazer.

Os efeitos que causam essa nova crise são mais ou menos os mesmos que produziram as crises desde 2013, a velha inconsistência entre o planejamento e a operação real. Eles podem ser fortemente mitigados através de medidas simples como: dar liberdade para o ONS escolher o software que entender ser o mais eficiente e cobrar essa entidade pela aderência entre o planejamento e a operação realizados.

Esses são princípios básicos de gestão corporativa: dar liberdade e cobrar por resultados. Enquanto tais medidas não forem postas em prática, continuaremos a ver as entidades setoriais "batendo cabeça" para evitar racionamentos a todo custo, agentes se beneficiando indevidamente em situações de crise e outros perdendo grande parte do capital investido, mesmo tendo feito todo o dever de casa. Além disso, essa simples e quase óbvia proposta traria benefícios para outros temas espinhosos do setor como o GSF (Generation Scaling Factor) e garantias físicas.

Capítulo 4

Precificando o tempo: dos preços horários aos serviços ancilares

2018–2024

Neste capítulo

Preços horários: oportunidades e desafios 57
As novas componentes do preço da energia elétrica de 2021 61
Repensando a gestão energética e o papel das fontes 65

Introdução

Até o fim de 2020, o preço de curto prazo brasileiro era um preço semanal. É esse o preço que liquida todas as diferenças entre contratos, consumo e geração. Preços que variam ao longo das horas do dia mostram a geradores e consumidores quando a flexibilidade operativa é limitada, assim como preços que variam ao longo da rede mostram onde a transmissão é limitada. A intenção de criar sinais horários data da época posterior ao racionamento de 2001, e a Consulta Pública nº 33, de julho de 2017, finalmente lhes deu uma data. Quando escrevi o primeiro artigo deste capítulo, em fevereiro de 2018, os preços horários deveriam entrar em vigor em 2019. Em abril de 2020, a data havia passado para janeiro de 2021, e os preços horários foram implementados naquele ano. Nestes três artigos, acompanho essa mudança e depois defendo a seguinte, a precificação dos serviços ancilares e da flexibilidade.

A formação de preços é a pedra angular de um mercado de eletricidade, porque é por meio dela que compradores e vendedores reconhecem a escassez e ajustam a forma como consomem e produzem. Diferenças de preço entre horas e ao longo da rede dão valor à geração local, ao armazenamento e à resposta da demanda. Esses sinais se tornaram mais relevantes à medida que as renováveis intermitentes cresceram e que as hidrelétricas perderam a capacidade de absorver toda e qualquer variação intradiária a custo zero. Os preços horários também trazem questões ainda em aberto. Os geradores têm limites de rampa, que restringem a velocidade com que podem aumentar ou reduzir a produção e acoplam decisões entre horas. Quando esses limites são atingidos, os preços marginais podem ficar negativos ou subir acima do custo da usina mais cara em operação. Ignorar esses sinais distorceria justamente o incentivo para investir em armazenamento e resposta da demanda. Preços que considerem a incerteza das renováveis e da carga também exigem que energia e reservas sejam cootimizadas, isto é, programadas em conjunto em um único cálculo.

Apontei dois riscos na transição. Os agentes teriam de prever preços horários muito além das poucas semanas cobertas pelo modelo oficial de programação, já que o operador do mercado determina os preços,

mas não os prevê. O modelo oficial de longo prazo, por sua vez, ainda ignorava as restrições de curto prazo que formariam os novos preços. Seu valor da água, que mede quanto vale a água armazenada para o futuro, tinha um viés otimista. Esse viés poderia contaminar os preços horários desde o nascimento, e também os índices que selecionam os projetos nos leilões de energia nova. Em 2020, descrevi o que os novos preços revelariam. Definidos com um dia de antecedência, eles ainda não refletiriam os custos reais, mas se aproximariam muito mais da operação real do que os preços semanais. Oscilações abruptas entre horas consecutivas trariam à luz um custo sistêmico antes escondido em encargos. Precificar esse custo atrairia armazenamento, remuneraria corretamente as hidrelétricas e incentivaria a resposta da demanda, sem subsídios nem reservas de mercado. Ainda não se esperavam preços negativos no Brasil, por três razões: a flexibilidade herdada de um sistema majoritariamente hidrelétrico, o efeito ainda desconhecido da pandemia sobre a demanda e o piso do preço de curto prazo.

Em 2024, com a geração solar em certos momentos atrás apenas das hidrelétricas, defendi o passo seguinte. Dois tipos de serviço precisam ser distinguidos. Os serviços ancilares são a flexibilidade para se desviar do ponto nominal de operação em escalas de milissegundos a minutos, cobrindo tudo o que a programação não prevê em tempo real. Os produtos de flexibilidade são ofertas de capacidade adicional de rampa, para cima ou para baixo, para intervalos bem definidos da programação diária. Hidrelétricas e termelétricas prestam quase todos esses serviços no Brasil. Energia, reservas e rampa deveriam ser cootimizadas na programação diária, com garantia de entrega pela rede, e os custos marginais desses serviços deveriam ser precificados junto com o preço de curto prazo. Toda fonte que contribui seria remunerada de forma isonômica, e o valor da água seria atualizado de forma consistente. Somente assim o setor descobrirá quais tecnologias e qual mix de fontes vão predominar.

Ideias centrais

1. A formação de preços é a pedra angular de um mercado de eletricidade, e as diferenças de preço entre horas e ao longo da rede revelam onde a transmissão e a flexibilidade são limitadas.
2. Os preços horários se tornaram mais urgentes à medida que as renováveis intermitentes cresceram e as hidrelétricas perderam a capacidade de absorver toda variação intradiária a custo zero.
3. Quando os geradores atingem seus limites de rampa, os preços marginais podem ficar negativos ou superar o custo da usina mais cara em operação, e esses sinais recompensam o armazenamento e a resposta da demanda.
4. Preços que reflitam a incerteza das renováveis e da carga exigem a cootimização de energia e reservas.
5. Um modelo de longo prazo que ignora as restrições de curto prazo passa seu valor da água otimista aos novos preços e aos índices dos leilões de energia nova.
6. Esperava-se que o preço horário de 2021, definido com um dia de antecedência, revelasse custos de oportunidade antes escondidos em encargos.
7. Em 2020, o Brasil ainda vivia da flexibilidade herdada de um sistema majoritariamente hidrelétrico, e essa era uma das razões pelas quais ainda não se esperavam preços negativos.
8. O próximo passo é precificar os serviços ancilares e os produtos de flexibilidade a custo marginal junto com o preço de curto prazo e remunerar toda fonte de forma isonômica, para que o mix de fontes seja descoberto.

Conclusões

A passagem para os preços horários em 2021 aproximou os preços da operação e podia trazer à luz custos antes escondidos em encargos. Ela também deixou o trabalho pela metade. Os preços continuaram definidos

com um dia de antecedência, os serviços ancilares continuaram sem preço, e o modelo de longo prazo continuou passando um valor da água otimista para o curto prazo. Nos artigos desses anos, eu já descrevia o segundo passo. A flexibilidade e os serviços ancilares precisam ser precificados junto com a energia.

Os artigos

Preços horários: oportunidades e desafios, publicado no CanalEnergia em 21 de fevereiro de 2018, apresenta o princípio da formação de preços e as questões em aberto dos preços horários, dos limites de rampa ao viés otimista do modelo de longo prazo. *As novas componentes do preço da energia elétrica de 2021*, no Valor Econômico em 14 de abril de 2020, explica o que o preço horário revelaria e por que oscilações abruptas entre horas expõem custos reais do sistema. *Repensando a gestão energética e o papel das fontes*, no Valor Econômico em 23 de abril de 2024, distingue os serviços ancilares dos produtos de flexibilidade e apresenta sua precificação como um passo tão natural e necessário quanto os preços horários de 2021.

Preços horários: oportunidades e desafios

A discussão e intenção do setor em criar esses sinais horários, largamente utilizados em outros sistemas, é antiga e data da época pós-racionamento

CanalEnergia · 21 de fevereiro de 2018
Versão publicada: canalenergia.com.br

RESUMO

A formação de preços é a pedra angular de um mercado elétrico. As diferenças de preço na rede e ao longo do dia revelam limites de transmissão e de flexibilidade operativa. Elas valorizam a geração local, o armazenamento e a resposta da demanda. Após a Consulta Pública nº 33, de julho de 2017, os preços horários entrarão em vigor em 2019. São o primeiro passo para avaliar um mercado por ofertas. Ganham relevância com a expansão das renováveis intermitentes e o esgotamento da capacidade das hidrelétricas de absorver toda variação intradiária a custo zero. A teoria marginalista deixa questões em aberto. Nos limites de rampa dos geradores, os preços podem ficar negativos e misturar custos de horas diferentes. Ignorar esses sinais distorceria o incentivo ao armazenamento e à resposta da demanda. Incorporar a incerteza das renováveis e da carga aos preços exige cootimizar energia e reservas. Vejo dois desafios na transição. Os agentes terão de prever preços além das poucas semanas do modelo de programação. O modelo oficial de longo prazo ignora restrições de curto prazo. Seu viés otimista no valor da água pode contaminar os novos preços e os índices dos leilões de energia nova. A mudança é bem-vinda e dá à academia um novo papel de destaque.

A pedra angular de um mercado elétrico é o seu processo de formação de preços. Através dele, agentes compradores e vendedores reconhecem os

sinais da escassez dos recursos para realimentarem suas estratégias de consumo e produção. É através da diferença de preços em distintos pontos da rede e em horas do dia que geradores e consumidores entendem que existem limites de transmissão ou de flexibilidade operativa, passando, assim, a perceberem valor em investimentos em auto ou cogeração local, em sistemas de armazenamento e em estratégias de resposta da demanda.

A discussão e intenção do setor em criar esses sinais horários, largamente utilizados em outros sistemas, é antiga e data da época pós-racionamento. Ela normalmente é acompanhada de uma segunda discussão, bem mais controversa, que é o sistema de mercado por ofertas. A despeito desta controvérsia, os preços horários são um consenso entre a maior parte dos especialistas. Eles se tornam cada vez mais relevantes, à medida em que aumentamos a participação das fontes renováveis intermitentes na matriz elétrica e frente ao esgotamento da capacidade das hidrelétricas em assimilar toda e qualquer variação intra-diária a custo zero.

A CP33 (consulta pública nº 33), de julho de 2017, reacendeu as chamas das antigas discussões através de uma agenda proativa e com objetivos de longo prazo. Como consequência dessa iniciativa, o sinal de preços horários entrará em vigor em 2019, com divulgação a partir deste ano. Diversas oportunidades e desafios serão criados a partir da implementação desse novo sistema de preços, que representa o primeiro e importante passo para analisar uma possível migração para um sistema de mercado por ofertas.

Entretanto, a definição de preços horários já traz, por si só, questões ainda hoje em aberto na literatura da área e, para as quais, diferentes soluções foram criadas caso a caso. Não existe consenso a respeito de qual é o melhor modelo de formação de preços capaz de recuperar os principais custos fixos e outros custos de oportunidade dos geradores. A solução clássica, baseada na teoria marginalista, onde o preço é determinado com base no custo incremental de se produzir o próximo megawatt, pode produzir preços de difícil compreensão à primeira vista, com valores negativos — observados em diversos países — e que misturam a estrutura de custos de diferentes horas do dia. Isso ocorre

quando o sistema esbarra nos limites das restrições de subida ou descida de potência dos geradores que acoplam decisões de diferentes horas do dia. Entretanto, se ignoramos esses sinais, distorcemos justamente o incentivo para investimentos em centrais de armazenamento ou resposta da demanda que poderiam aliviar essas restrições.

Estes desafios são ainda mais amplificados sob a presença de forte variação da carga ou geração renovável intermitente. Da mesma maneira que é impossível pensar em preços que não considerem a incerteza das afluências e o custo de oportunidade do uso do recurso hídrico em meses futuros, não podemos conceber preços horários sem incorporar a incerteza das renováveis e da carga e os custos de oportunidade relativos às restrições operativas nas demais horas do dia. Esse tema é amplamente discutido nos países que já realizaram esta transição que reconhecem a necessidade de se considerar a cootimização da energia e das reservas de geração, capacidade ociosa e disponível utilizada como seguro contra incertezas de curto prazo, na metodologia de operação e determinação dos preços.

Uma segunda questão relevante é: como os agentes do setor enfrentarão a mudança para os preços horários? Existem dois importantes pontos que precisam ser endereçados para garantir uma transição suave. O primeiro deles é a previsibilidade dos preços horários. Apesar de já existir uma metodologia de planejamento da geração horária, por meio do software DESSEM do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) (que, a princípio, dará origem aos preços horários em 2019), os agentes e a academia precisam começar a pensar em suas metodologias de previsão dos preços horários para um horizonte superior ao que o DESSEM enxerga, atualmente de poucas semanas. Isso porque não é papel do operador do mercado prever os preços, apenas determiná-los. Contudo, consumidores, geradores e comercializadores precisam traçar suas estratégias de contratação, hedge e investimento de longo prazo e, para isso, precisarão prever os preços para este horizonte. Nesta corrida, vencerá quem tiver melhor visão sobre a representação do sistema físico e sobre as incertezas que afetam a operação real.

O segundo ponto é um pouco mais sutil: o modelo oficial de planejamento de longo-prazo, NEWAVE (também mantido pelo CEPEL), ainda não incorpora as restrições de curto prazo que hoje já são implementadas na prática e que passarão também a formar o preço a partir de 2019. Essas simplificações nos modelos de longo prazo têm sido estudadas em trabalhos científicos e aparecem como causadoras de um forte viés otimista, que afeta desde os preços aos níveis dos reservatórios. Esse efeito será perpetuado caso os modelos de longo e curto prazo não sejam compatibilizados e contaminará toda a informação dos novos preços horários, que correm o risco de já nascerem afogados por este viés otimista do valor da água. Além disso, grande parte das metodologias que dão suporte à expansão da geração, como o cálculo dos índices que definem quais projetos serão comprados em leilões de energia nova, dependem da consideração das restrições de curto prazo nos modelos de planejamento.

A mudança para os preços horários é bem-vinda e traz consigo grandes desafios e oportunidades. O procedimento de precificação horária colocará um holofote sobre uma série de dificuldades que enfrentamos no curto prazo. Esse processo abrirá as portas para uma discussão mais realista e técnica sobre o processo de migração para um mercado por ofertas no curto prazo e trará um novo papel de destaque e responsabilidade para a academia na dinâmica do setor.

As novas componentes do preço da energia elétrica de 2021

Valor Econômico · 14 de abril de 2020
Versão publicada: valor.globo.com

RESUMO

Em janeiro de 2021, o preço de curto prazo da energia, que liquida as diferenças entre contratos, consumo e geração, passará a ser horário. O diretor-geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico afirmou que a covid-19 não atrasará a mudança. O modelo da programação diária do operador definirá os novos preços. Definidos um dia antes, ainda não refletirão os custos reais, mas ficarão bem mais próximos da operação que os atuais preços semanais. Se bem calculados, os preços horários revelarão os custos de oportunidade dos recursos escassos e atrairão investimentos. Nos limites de rampa dos geradores, os preços podem ficar acima ou abaixo do custo variável da usina mais cara em operação. Em países de base térmica com muita eólica e solar, preços negativos e picos de preço não são raros. O Brasil ainda não terá preços negativos, graças à flexibilidade herdada de um sistema majoritariamente hidrelétrico, à queda incerta da demanda com a covid-19 e ao piso do preço. Defendo que oscilações abruptas entre horas não são necessariamente incorretas ou prejudiciais. Elas revelam um custo sistêmico antes escondido em encargos. Precificá-lo pode atrair armazenamento, remunerar corretamente as hidrelétricas e incentivar a resposta da demanda. As tecnologias necessárias ao sistema serão então atraídas economicamente, sem subsídios ou reservas de mercado.

Conforme afirmação recente do Diretor geral do Operador Nacional do Sistema (ONS), em um webinar do setor, a atual crise da covid-19 não vai atrasar a mudança do preço de curto prazo da energia elétrica, prevista para entrar em vigor em janeiro de 2021.

Os preços de curto prazo da energia elétrica têm como principal função prática a liquidação na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) de todas as diferenças entre contratos, consumo e geração. Por isso, são conhecidos como preços de liquidação de diferenças (PLD). Em menos de um ano, o modelo computacional, que hoje calcula a programação diária dos geradores pelo ONS, também será utilizado para definir os novos preços de curto prazo da energia elétrica em base horária. **Se bem calculado, o PLD horário tem o potencial de revelar aos agentes os custos de oportunidade dos recursos escassos do sistema e produzir importantes incentivos financeiros para a atração de novos investimentos.**

Tal mudança terá profundo impacto para todos os agentes do setor elétrico brasileiro. A complexidade inerente às características tecnológicas, climáticas, políticas e econômicas que afetam o processo de formação de preços exige um olhar atento de reguladores, mesmo nos mercados mais eficientes e maduros da economia moderna. É crucial entender as características e desafios que esse novo sistema impõe para criar os mecanismos de monitoramento e aperfeiçoamento corretos para janeiro de 2021, quando o PLD horário deverá vigorar.

Com a mudança, o PLD horário será calculado pela CCEE com base nos custos marginais da nova operação diária realizada pelo ONS. Ainda não refletirão os custos reais do sistema, pois serão preços determinados (ex ante) um dia à frente, mas vão se aproximar muito mais da operação real, se comparados aos atuais preços semanais. Passaremos a enxergar no PLD uma nova dimensão de custos de oportunidade do sistema, até então escondidos atrás das ineficiências de uma operação não otimizada. E são essas novas componentes que permitem explicar a possibilidade do PLD horário ser diferente, para cima ou para baixo, do custo variável da usina mais cara em operação; tema que vem incomodando diversos agentes e criando muito debate em fóruns do setor.

Em países de base térmica e com alta integração de centrais renováveis intermitentes, como a eólica e solar, não são raros os eventos de preços negativos ou picos de preços em horas críticas, com forte variação da demanda ou geração renovável. Uma das causas está relacionada às limitações tecnológicas de variação da produção dos diferentes tipos de

geradores, conhecidos como limites de rampa de subida e descida da geração. Quando atingidos, os preços revelam custos de oportunidade do sistema associados à escassez de recursos tecnológicos de geração capazes de acompanhar a variação do consumo ou da geração renovável ao longo das horas. Esses custos não eram precificados e não apareciam no PLD.

Exemplos reais são encontrados em mercados internacionais e amplamente discutidos em fóruns especializados. Por exemplo, um aumento de consumo ou forte decréscimo de geração solar ou eólica entre horas consecutivas pode obrigar o operador a acionar uma central cara na segunda hora, mesmo que exista uma mais barata não totalmente utilizada. Neste caso, se o custo da central mais cara for maior que duas vezes o custo da imediatamente mais barata, podemos observar preços negativos. De maneira análoga, uma rápida redução da demanda ou aumento da geração renovável pode produzir picos de preços acima do custo da central mais cara sendo utilizada. Em ambos os casos, podemos ter situações que desafiam o senso comum do setor. Podemos observar centrais de geração produzindo mesmo em horas em que o preço esteja abaixo de seu custo variável e situações onde o preço ultrapassa o custo variável de centrais não utilizadas.

A possibilidade de um PLD horário diferente do custo do gerador mais caro passa uma nova mensagem para o setor: de que o custo de operação não depende somente do consumo diário total líquido da geração renovável, mas também do seu perfil ao longo das horas. Perfis muito variáveis podem impor altos custos devido à necessidade de geradores rápidos. Essas características também são influenciadas pela rede de transmissão, que pode não ser capaz de escoar a energia e acentuar o efeito. Contudo, oscilações abruptas nos preços entre horas consecutivas não necessariamente são incorretas ou prejudiciais. Elas apenas revelam uma componente do custo sistêmico anteriormente escondida em encargos. Trazer à luz essa nova componente pode atrair economicamente centrais de armazenamento, remunerar corretamente as hidrelétricas e incentivar uma real resposta da demanda. **As tecnologias que resolvem as necessidades do sistema serão atraídas economicamente, e não através de subsídios ou de**

reservas de mercado. Além disso, a correta remuneração das tecnologias gera pressão competitiva por inovação e é um indutor sustentável de novos investimentos.

A instalação massiva de geração renovável intermitente, seja de grande porte como distribuída e reduzida capacidade ociosa de intercâmbio, em geral, produzem as condições propícias para que os limites locais de rampa sejam atingidos. Contudo, é importante ressaltar que ainda não teremos preços negativos no Brasil, pois temos uma flexibilidade herdada do legado de um sistema majoritariamente hidrelétrico, um efeito ainda desconhecido de redução da demanda devido à crise da COVID19 e porque utilizamos um piso (limite inferior) para o valor do PLD. **De qualquer forma, esses exemplos demonstram que os preços podem fugir à regra de bolso, que diz que o PLD é o custo variável do gerador mais caro produzindo. Eles ajudam a jogar luz na discussão atual sobre variações nos preços do Nordeste e demonstram a diversidade de desafios e oportunidades para a qual todos os agentes devem se preparar, pois 2021 é logo ali.**

Repensando a gestão energética e o papel das fontes

Apesar de vivermos em um cenário de excesso de oferta de geração, há uma carência na gestão inteligente dos reservatórios hídricos e dos atributos das fontes

Valor Econômico · 23 de abril de 2024
Versão publicada: valor.globo.com

RESUMO

O mix energético brasileiro se destaca após a escalada das eólicas desde 2010 e da solar nos últimos cinco anos, em alta tensão e distribuída. Em certos momentos, a solar só perde para as hidrelétricas. Mesmo com excesso de geração, falta gestão inteligente dos reservatórios e dos atributos das fontes. Não guardamos água para a incerteza de amanhã das renováveis, e os geradores se instalam quase onde querem na rede. Defendo que um novo sistema de preços, que sinalize os custos de oportunidade dos atributos operativos das fontes, é imperativo. É preciso distinguir dois tipos de serviço. Os serviços ancilares são a flexibilidade para desviar da programação em escalas de milissegundos a minutos, cobrindo no tempo real o que ela não prevê. Os produtos de flexibilidade são ofertas de capacidade adicional de rampa, para cima ou para baixo, em intervalos definidos da programação diária. Hoje, hidrelétricas e termelétricas prestam quase todos esses serviços. Energia, reservas e rampas devem ser cootimizadas na programação diária, com garantia de entrega pela rede. Seus custos marginais seriam precificados ao lado do preço de curto prazo. Toda fonte que contribua seria remunerada de forma isonômica. O valor da água também precisa de atualização consistente. Só assim descobriremos quais tecnologias e qual mix vão predominar.

Com a escalada do uso de energias renováveis intermitentes (eólicas e solares), o Brasil se destaca por seu mix energético. Após grande escalada das eólicas desde 2010, a solar tem se destacado de forma proeminente nos últimos cinco anos com uma forte expansão, tanto na alta tensão como na sua forma distribuída (geração distribuída, GD). Em determinados momentos do dia, esta fonte alcança a segunda posição em termos de geração elétrica, atrás apenas das tradicionais hidrelétricas.

Mas apesar de vivermos em um cenário de excesso de oferta de geração, nota-se uma carência na gestão inteligente dos reservatórios hídricos e dos atributos das fontes. Hoje não guardamos a água necessária para compensar a incerteza de amanhã das renováveis e os geradores se instalam praticamente onde querem na rede, a despeito de sabermos da importância de uma expansão da geração coordenada com a da transmissão. Diante dos desafios inerentes à transição energética e mudanças climáticas, que nos impõem lidar com grandes incertezas associadas ao uso dos recursos de geração renováveis, o país precisa evoluir no modo que gerencia seus recursos eletroenergéticos.

A questão não é apenas quanta energia é gerada, mas como é gerida ao longo do tempo, transportada através da rede e absorvida pelos consumidores. Um sistema elétrico repleto de recursos renováveis intermitentes carece de geradores com muita flexibilidade operativa e de recursos de armazenamento. Neste contexto, um novo sistema de preços, capaz de sinalizar os reais custos de oportunidade dos atributos operativos das fontes, torna-se mais do que necessário — é um imperativo.

Os serviços *ancillares* abrangem a flexibilidade que os geradores podem oferecer para desviarem do ponto nominal em escalas de milissegundos a minutos. Ou seja, é a flexibilidade de curto prazo necessária para contornar incertezas e fenômenos não modelados no processo da programação via mercado. Eles permitem o operador não só manter o sistema em sincronia em tempo real, contornando as variações instantâneas da carga e geração, mas também compensar a indisponibilidade de geradores e linhas em casos de contingências ou mesmo na compensação de erros maiores nas previsões da geração solar e eólica.

Do outro lado, figuram os produtos de flexibilidade, menos explorados na prática. A definição de flexibilidade pode ser bastante ampla e englobar até mesmo aspectos de rede. Apesar disso, eles têm sido amplamente associados a ofertas que os agentes fazem para oferecer ao operador do sistema uma capacidade adicional de variação da geração, para cima ou para baixo, para ser utilizada em intervalos de tempo bem definidos na programação diária. Em geral, são flexibilidades de capacidade de rampa de geração, ou qualquer outro recurso que reproduza esse efeito, como a redução da demanda.

Da maneira descrita, parece existir uma certa interseção conceitual entre os dois. Contudo, a diferença fica clara pela forma com que ambos são utilizados. De maneira simples, os serviços de flexibilidade visam atrair mais recursos de rampa para a programação nominal do operador, já os serviços *ancillares* são empregados para todo o resto que esta não contemplar na operação de tempo real.

As fontes convencionais controláveis, hidrelétricas e termelétricas, predominam, na prestação de todos esses serviços no Brasil. Quase todos os erros de previsão da geração eólica e solar absorvida pelo sistema hoje são resolvidos pelas hidrelétricas na etapa de ajuste da programação diária e por todas as fontes participantes dos serviços *ancillares* no tempo real. Assim, dada a grande relevância do papel que a compensação da incerteza, falta de inércia e variabilidade das renováveis assume na transição energética, uma revisão no sistema de remuneração é prioritária. Não obstante, deve-se remunerar toda e qualquer fonte que contribua para esse papel de maneira isonômica. Somente assim poderemos descobrir, e não definir, quais serão as tecnologias e o mix de fontes que irão predominar no futuro do sistema.

Temos amplo cardápio para promover esses serviços: das tradicionais hidrelétricas e termelétricas rápidas já instaladas e operando, passando pelas centrais reversíveis e baterias, até a famosa resposta da demanda, que a depender do preço poderia incentivar o emergente mercado varejista a criar produtos nunca vistos (aqui no Brasil). Mas para que isso funcione, precisamos de um novo esquema de programação diária da geração. Nele, os produtos energia, reservas e flexibilidade de rampas precisam ser cootimizados com garantia de entrega pela rede.

Já no âmbito regulatório, o mercado também precisa ser ajustado para se aproximar à nova realidade operativa. Precisamos de preços que reflitam os custos de oportunidade dos serviços prestados pelas fontes. Da mesma forma como hoje obtemos da programação diária os custos marginais de operação que dão origem ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), preço de curto prazo da energia que liquida as diferenças entre os contratos e geração, obteríamos também os custos marginais desses novos serviços. Assim, enquanto o PLD remunera os geradores pelo que se espera que vá acontecer no dia seguinte, os preços da flexibilidade e dos serviços *ancillares* passam a remunerar os agentes de acordo com suas capacidades de variar a energia ao longo das horas e de responder em tempo real. Esses novos preços passariam a complementar o esquema de remuneração por custos marginais, atualmente criticados por não refletirem o valor dos recursos energéticos que permitem absorver a incerteza das renováveis. Eles ajudariam a reequilibrar o valor das fontes refletindo em suas atratividades comerciais os papéis desempenhados de forma transparente e economicamente coerente.

Essa é uma evolução no sistema de preços tão natural e necessária quanto foi a dos preços horários implementada em 2021. Ela encontra respaldo na literatura e na prática da maior parte dos mercados elétricos desenvolvidos do mundo. Mas além disso, para garantirmos a sustentabilidade desses serviços ao longo dos anos, o cálculo do valor da água, realizado pelos modelos de médio e longo prazo, também precisa ser atualizado de forma consistente. Somente assim as hidrelétricas e termelétricas serão coordenadas de forma a guardar a água necessária para garantir esses serviços no futuro.

Um novo sistema com preços de serviços *ancillares* e flexibilidade cootimizados com a energia não seria a solução de todos os problemas, mas permitiria um norte para investimentos menos míope aos novos papéis das fontes.

Capítulo 5

A expansão por subsídios e a resposta do consumidor

2024–2025

Neste capítulo

Revolução no varejo elétrico desafia regulação 74
A saga da expansão por subsídios no setor elétrico 78

Introdução

Em 2024, os consumidores residenciais já tinham feito o que a regulação supunha que eles não seriam capazes de fazer. A geração distribuída é produzida por pequenas usinas solares conectadas às redes de distribuição. Uma brecha nas regras permitiu que seus créditos fossem alocados a outras unidades consumidoras na mesma área de concessão. Os consumidores aproveitaram essa brecha para financiar um mercado paralelo desses créditos dentro das distribuidoras, com economias de mais ou menos 20% nas contas. Não tinham outro canal. No ambiente de contratação regulada, os consumidores residenciais são obrigados a comprar energia a uma tarifa regulada da distribuidora local e não podem escolher seu fornecedor. O episódio mostrou que o consumidor, antes imaginado estático, responde ao preço em larga escala quando as regras lhe deixam um caminho para isso.

Leio esse episódio como uma lição sobre a formação de mercados. Dadas a escassez e a liberdade de cooperar e trocar, mercados emergem e se adaptam mesmo sob regras adversas, assim como a vida se adapta às pressões do seu ambiente. Criar obstáculos à liberalização dos consumidores é, portanto, contraproducente. O setor precisa de uma agenda definitiva para uma transição economicamente correta, eficiente e ética rumo à livre escolha. Se os consumidores residenciais pudessem entrar no ambiente de contratação livre, onde o consumidor escolhe seu fornecedor, pleitos de segmentos fortes que só beneficiam a eles mesmos seriam mais difíceis de sustentar. A geração distribuída também teria de competir com comercializadores varejistas que vendem energia de usinas centralizadas, com custos de capital muito menores. O risco está na antiga cartilha do lobby. Cada agente luta pelo seu próprio subsídio, liminar ou jabuti, e o setor cai num dilema do prisioneiro. A cooperação traria benefícios de longo prazo a todos, mas a melhor estratégia individual de cada agente passa a ser a não cooperação.

Em fevereiro de 2025, tratei do custo dos subsídios. A Conta de Desenvolvimento Energético foi criada em 2002 pela Lei 10.438, com um objetivo claro, um orçamento ajustado ao crescimento do mercado e um prazo definido para sua extinção em 2027. Em 2013, a Medida Provisória

579 eliminou esse prazo e incluiu novos subsídios na conta. A conta saltou, então, de menos de R$ 5 bilhões em 2012 para um pouco mais de R$ 40 bilhões em 2024. As eólicas e solares, que recebem desconto na tarifa de uso da rede, estão entre as fontes que mais contribuem para esses subsídios. A composição da matriz também mudou de uma forma que os totais não mostram. As hidrelétricas produziram cerca de 89% da geração em 2010, e as renováveis ainda produziram 87% em 2024. As fontes não controláveis, contudo, passaram de menos de 1% da geração total em 2010 para 30% da parcela renovável em 2024, e a capacidade de controle do sistema caiu.

Até 2010, as usinas controláveis forneciam energia e flexibilidade em conjunto, e os consumidores pagavam por esse pacote por meio do preço da energia, em reais por megawatt-hora. As eólicas e solares ganharam então espaço como fornecedoras de energia e, ao mesmo tempo, consumidoras de flexibilidade, e o desenho de mercado nunca foi atualizado. O resultado é um triplo subsídio. O primeiro é direto, o desconto na tarifa de uso da rede. Os outros dois são indiretos. As fontes controláveis compensam a incerteza das renováveis sem a remuneração adequada, e as renováveis não arcam com esse custo nem têm incentivo para investir em baterias. Em vez de atuar sobre essa causa, o Ministério de Minas e Energia passou a discutir leilões de capacidade para hidrelétricas, termelétricas e baterias. Chamei isso de "a saga da expansão por subsídios", na qual reservas de mercado subsidiam a expansão de uma fonte para resolver o problema criado pela expansão subsidiada de outra.

Ideias centrais

1. O mercado de créditos de geração distribuída mostrou que os consumidores residenciais respondem ao preço em larga escala, com economias de mais ou menos 20% nas contas, por meio de um mercado paralelo dentro do mercado regulado.
2. Mercados emergem sempre que a escassez encontra a liberdade de cooperar e trocar, e por isso obstruir a liberalização dos consumidores é contraproducente.

3 Quando cada agente luta pelo seu próprio subsídio, liminar ou jabuti, o setor cai num dilema do prisioneiro.

4 A Conta de Desenvolvimento Energético perdeu seu prazo de extinção em 2013 e cresceu de menos de R$ 5 bilhões em 2012 para um pouco mais de R$ 40 bilhões em 2024.

5 As renováveis mantiveram praticamente a mesma participação na geração entre 2010 e 2024, mas as fontes não controláveis passaram de menos de 1% da geração total em 2010 para 30% da parcela renovável em 2024.

6 Eólicas e solares fornecem energia e consomem flexibilidade, e um desenho ultrapassado lhes concede um triplo subsídio, um direto e dois indiretos.

7 Leilões de capacidade por fonte repetem a cartilha, usando reservas de mercado para corrigir o problema criado por subsídios anteriores.

Conclusões

Nesses anos, os consumidores mostraram que respondem ao preço sempre que a regulação lhes deixa um canal, enquanto o sistema de subsídios respondeu aos seus próprios efeitos colaterais com novos subsídios. A resposta dos consumidores aponta para a liberalização e para sinais de preço corretos. O sistema de subsídios aponta para os leilões de capacidade de 2026, que o Capítulo 7 analisa.

Os artigos

Revolução no varejo elétrico desafia regulação, publicado no Valor Econômico em 19 de junho de 2024, reage à explosão do mercado de créditos de geração distribuída e tira dela o argumento em favor da liberalização dos consumidores. *A saga da expansão por subsídios no setor elétrico*, publicado no Valor Econômico em 14 de fevereiro de 2025, usa a história da Conta de Desenvolvimento Energético e o debate sobre

os leilões de capacidade para mostrar como o setor corrige os efeitos colaterais de subsídios com mais subsídios. O artigo também anuncia que a falta de um mercado de tempo real para precificar a flexibilidade seria o tema do meu próximo artigo, que abre o Capítulo 6.

Revolução no varejo elétrico desafia regulação

Explosão do mercado de créditos de geração distribuída nos avisa que é contraproducente criar obstáculos à liberalização dos consumidores

Valor Econômico · 19 de junho de 2024
Versão publicada: valor.globo.com

RESUMO

O explosivo e controverso mercado de créditos de geração distribuída mostra que o consumidor residencial, antes imaginado incapaz de reagir ao preço, responde em larga escala. Por uma brecha da regulação, os consumidores financiaram um mercado paralelo desses créditos dentro das distribuidoras, com economias de cerca de 20% nas contas. Argumento que o obstáculo era o próprio desenho do mercado regulado, que obriga as residências a comprar da distribuidora local a uma tarifa regulada. Como a vida, os mercados emergem e se adaptam, mesmo sob regras adversas, sempre que há escassez e liberdade para cooperar e trocar. Criar obstáculos à liberalização dos consumidores é, portanto, contraproducente, e o setor precisa de uma agenda definitiva para uma transição economicamente correta, eficiente e ética rumo à livre escolha. Abrir o mercado livre às residências tornaria mais difícil sustentar pleitos de segmentos fortes em benefício próprio. Também obrigaria a geração distribuída a competir com comercializadores varejistas que vendem energia de usinas centralizadas com investimento muito menor. O risco é a antiga cartilha do lobby, um dilema do prisioneiro em que cada agente luta pelo próprio subsídio, liminar ou jabuti. Outros mercados paralelos vão surgir, e as entidades setoriais precisam avançar na liberalização e na correção dos sinais de preço.

A recente guinada em direção ao varejo e ao explosivo e controverso mercado de créditos de geração distribuída (GD) nos proporciona alguns interessantes insights sobre o futuro do setor.

O consumidor, antes imaginado estático e incapaz de reagir ao preço, deu a volta no setor e respondeu em larga escala. Na primeira brecha da regulação, que permitiu a alocação de créditos da GD a unidades consumidoras dentro da mesma área de concessão, os consumidores financiaram a criação de um verdadeiro mercado paralelo desses créditos. Um mercado operado por dentro das entranhas das distribuidoras, onde economias de mais ou menos 20% aliviaram as despesas de milhares de consumidores residenciais assolados por excessos de subsídios e ineficiências setoriais. Contudo, o avanço desse mercado demonstra a grande dificuldade que o setor tem em definir uma pauta coerente pró-mercado e traz à luz os efeitos nocivos de postergarmos o processo de liberalização e mantermos sinais de preços equivocados.

A grande verdade é que o que impede a resposta do consumidor é o próprio desenho do ACR (ambiente de comercialização regulado); segmento do mercado no qual os consumidores residenciais são obrigados a comprar energia a uma tarifa regulada da distribuidora local. Assim, na impossibilidade de escolher seu fornecedor, o consumidor respondeu com um novo modelo de negócios, que lhe proporcionou uma redução de custo inédita. Cooperou com desenvolvedores da GD em esquemas de contas compartilhadas e financiou novas tecnologias para gerir contas de forma muito mais eficiente que em algumas distribuidoras. Além disso, em resposta à redução dos custos provenientes dos descontos obtidos com a GD, foram observados aumentos relevantes no consumo das unidades que aderiram a esse esquema.

Grande lição para o setor: quando certas condições se fazem presentes e existe liberdade de escolha, o custo da escassez de um bem ou serviço age como uma força potencial que pressiona todo o circuito econômico, técnico e regulatório existente entre produtores e consumidores. A pressão causada pela escassez empurra as ideias e a inovação, que por sua vez escoam pelos poros regulatórios descobrindo os caminhos mais curtos para o oceano de dinheiro dos consumidores. A GD e os consumidores residenciais criaram um exemplo onde um mercado

emergiu dentro de um segmento regulado, concebido justamente por se pensar que o mercado não poderia, ou deveria, ocorrer ali. Legítimo ou ilegítimo, justo ou injusto, temos que admitir que é um fenômeno importantíssimo de se compreender. Um caso de estudo com diversas nuances e lições para os próximos passos que o setor precisa dar para garantir um futuro sustentável aos consumidores.

Resguardadas as proporções, o desenvolvimento de mercados segue mecanismos análogos aos mecanismos orgânicos que suportam a evolução da vida. Ninguém sabe exatamente como se iniciou, mas, dadas as condições apropriadas, ela emerge e se desenvolve em consonância com os mecanismos físicos e químicos intrínsecos à natureza. Ela resiste e se adapta às pressões do meio encontrando equilíbrios bem distintos do original. Esta analogia biológica não é apenas poética, é também pragmática: ela nos lembra que os mercados se desenvolvem em consonância com a natureza social e cooperativa da humanidade, encontrando caminhos para se adaptar e prosperar, mesmo frente a regulamentações desafiadoras. É imperativo, portanto, que ao desenharmos novas políticas e regulações, consideremos a propensão natural dos mercados de emergirem organicamente toda vez que houver a possibilidade de cooperação e troca em resposta à escassez. Como a cooperação entre consumidores e o sistema se torna cada vez mais relevante, acredito que seja o caso aqui.

Portanto, a explosão do mercado de créditos de GD nos avisa, em alto e bom tom, que é contraproducente criar obstáculos à liberalização dos consumidores como temos visto em tentativas recentes. Neste sentido, parece mais razoável e produtivo focarmos todos os esforços na criação de uma agenda setorial definitiva para a transição. Nessa agenda, devemos priorizar a identificação dos mecanismos economicamente corretos, eficientes e éticos para realizarmos a transição do modelo atual – que teve importante papel no passado – para um novo que seja baseado na livre escolha e arranjos de mercado.

A ampliação do ACL (ambiente de comercialização livre) aos consumidores residenciais tem um potencial benéfico estrutural. Pleitos de segmentos fortes do setor por decisões que claramente só beneficiam o segmento em questão serão muito mais difíceis de

serem sustentados em um mercado pulverizado. A conta COVID é um exemplo. A própria liberalização terá um efeito de contrapeso ao desenvolvimento desenfreado da GD, que terá que se reinventar quando tiver que competir com comercializadores varejistas vendendo energia de usinas centralizadas com despesas de capital (CAPEX) bem inferiores. Um novo equilíbrio terá que ocorrer e a GD terá que adaptar seu modelo de negócios. Para além disso, também seremos forçados a rever a distribuição dos subsídios entre ACR e ACL. Conversas difíceis terão que acontecer.

Não obstante, o risco é cair na antiga cartilha do lobby. Muitos vão preferir o ACL e o ACR tal qual, com preços baixos de um lado e reserva de mercado com alta tarifa regulada do outro. E é aí que se encontra o grande mal que impede o setor elétrico de avançar; a corrupção na gênesis da agenda de mudanças setoriais. No atual *modus operandi*, ao invés de discutirmos como garantir a livre escolha e os sinais de preço corretos para um equilíbrio mais sustentável entre as fontes, passamos a lutar por mais subsídios individuais. Caímos, portanto, numa variante do famoso dilema do prisioneiro da teoria dos jogos. Neste dilema, sabemos que a cooperação entre todos os agentes geraria benefícios de longo prazo maiores a todos. Contudo, dado o *status quo*, a melhor estratégia individual de um agente passa a ser a não cooperação e a luta pelo seu próprio subsídio, liminar ou jabuti de estimação. É mais ou menos assim que o famoso John Nash, que provou a existência desse tipo de equilíbrio em jogos não cooperativos, explicaria a situação que vivemos hoje em dia no setor elétrico.

É questão de tempo para que outros mercados paralelos apareçam como resposta ao descaso com os consumidores residenciais, os quais já se mostraram capazes de responder a sinais de preços. Agora, as entidades setoriais é que têm que se mostrar à altura e avançar na pauta de liberalização e correção dos sinais de preços e incentivos.

A saga da expansão por subsídios no setor elétrico

O país usa reservas de mercado para subsidiar a expansão de uma fonte a fim de resolver o problema criado pela expansão subsidiada de outra

Valor Econômico · 14 de fevereiro de 2025
Versão publicada: valor.globo.com

RESUMO

Argumento que o setor elétrico brasileiro tende a consertar com mais subsídios os efeitos colaterais dos subsídios, como mostram a Conta de Desenvolvimento Energético e os leilões de capacidade. A conta foi criada em 2002 com objetivo claro, orçamento ajustado ao crescimento do mercado e extinção prevista para 2027. Em 2013, a famigerada medida provisória 579 eliminou esse prazo e incluiu novos subsídios. A conta saltou de menos de R$ 5 bilhões em 2012 para pouco mais de R$ 40 bilhões em 2024. Eólicas e solares, beneficiadas por desconto na tarifa de uso da rede, estão entre as que mais contribuem com esses subsídios. As renováveis responderam por 87% da geração em 2024, perto dos 89% que só as hidrelétricas produziram em 2010. As não controláveis passaram de menos de 1% da geração para 30% da matriz renovável, e o sistema perdeu controlabilidade. Essas fontes fornecem energia e consomem flexibilidade, mas o desenho de mercado não se atualizou. O resultado é um triplo subsídio, um direto e dois indiretos. Os leilões de capacidade por fonte repetem a cartilha com reservas de mercado, sem mercado de tempo real que precifique a flexibilidade. Legisladores e reguladores deveriam evitar soluções simples para problemas complexos e recorrer às visões mais isentas da academia.

O mercado de eletricidade brasileiro enfrenta desafios estruturais agravados por um sistema de subsídios que perdeu sua direção original. O caso da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é emblemático para entender como o desequilíbrio gerado por políticas públicas mal desenhadas e a manutenção prolongada de subsídios desnecessários podem gerar um "curto-circuito" regulatório e comprometer, com efeitos em cascata, a sustentabilidade de todo um setor. Este artigo visa ilustrar, através do exemplo da CDE e dos leilões de capacidade, a tendência que o setor elétrico brasileiro tem de tentar consertar os efeitos colaterais causados por subsídios utilizando mais subsídios.

Criada em 2002 pela Lei 10.438, a CDE tinha um objetivo claro: promover o desenvolvimento energético no Brasil, assegurando a universalização do acesso à energia elétrica e financiando subsídios estratégicos para fontes renováveis. A CDE tinha também uma lógica previsível, com um orçamento ajustado ao crescimento do mercado e um prazo definido para sua extinção em 2027. Esse modelo original buscava equilíbrio e eficiência na alocação de recursos, sem gerar impactos tarifários excessivos.

Em 2013, após a famigerada medida provisória 579 (Lei 12.783), o propósito inicial da CDE foi desfigurado. A previsão de término em 2027 foi eliminada e novos subsídios, como os novos incentivos às renováveis, ao carvão mineral e o reembolso dos custos de suprimento de sistemas isolados, foram incluídos à conta. O impacto dessa medida foi o início de um crescimento exponencial da CDE, que saltou de menos de R$ 5 bilhões em 2012 para um pouco mais de R$ 40 bilhões em 2024. A ausência de um limite claro transformou a conta em um mecanismo de transferência de recursos praticamente ilimitado, dirigidos por lobbies políticos e agendas muito pouco transparentes.

Uma das fontes que mais contribuem com subsídios à CDE atualmente são as renováveis intermitentes não controláveis (eólicas e solares). Essas fontes – também conhecidas como fontes incentivadas, pelos incentivos conferidos pela regulação vigente – foram, e continuarão sendo, essenciais para a diversificação da matriz energética, mas chegaram a um estágio de maturidade que exige uma revisão dos subsídios. Um dos incentivos concedidos a essas fontes é o desconto na

tarifa fio (custo do uso da transmissão), o que na prática resulta na divisão do benefício entre o gerador e o consumidor. Contudo, a manutenção desses incentivos tem criado desequilíbrios estruturais entre as fontes e distorcido inúmeros incentivos de mercado.

Até 2010, as fontes renováveis não controláveis no Brasil representavam menos de 1% da geração total. As hidrelétricas, por sua vez, sendo fontes renováveis controláveis, produziram aproximadamente 89% da energia total do país naquele ano. Em 2024, a proporção de geração renovável total no Brasil permaneceu praticamente a mesma, atingindo 87% da geração total. No entanto, a participação das fontes não controláveis dentro da matriz renovável cresceu significativamente, passando a representar 30% desta. Como resultado, a capacidade de controle do sistema elétrico brasileiro sofreu uma redução significativa entre 2010 e 2024.

Nesse contexto, até 2010, a geração convencional controlável era a principal fornecedora de energia e flexibilidade (onde, por simplicidade, incluo a controlabilidade para atendimento à ponta, flexibilidade de variação de potência e todos os serviços ancilares). Os consumidores pagavam por esse conjunto de serviços através da quantidade transacionada pela primeira, ou seja, pela energia fornecida, em reais por megawatt-hora. A partir de 2014, contudo, um novo tipo de agente ganhou maior representatividade no mercado e desafiou o desenho vigente: as renováveis não controláveis. Interessantemente, essas fontes entraram no mercado atuando simultaneamente como fornecedoras e consumidoras; fornecendo energia, mas consumindo flexibilidade. Entretanto, o mercado brasileiro, na contramão da experiência internacional, não se atualizou para esse novo cenário.

Esse descompasso gerou um grande desincentivo às fontes controláveis, utilizadas para garantir o atendimento à ponta de carga, e configura um triplo subsídio às fontes renováveis não controláveis. O primeiro é o subsídio setorial direto, decorrente do desconto na tarifa fio. Já o segundo e o terceiro são indiretos e decorrem da falta de isonomia entre fontes gerada por um desenho de mercado ultrapassado. Enquanto que as controláveis são, hoje, obrigadas a compensar a incerteza e inflexibilidade causadas pelas renováveis não controláveis,

sem serem remuneradas corretamente por isso, as renováveis não controláveis também não são requisitadas a arcarem com estes custos e nem incentivadas a investirem em baterias.

Em vez de atuar diretamente na causa desse enorme desequilíbrio, o Ministério de Minas e Energia passou a discutir leilões de capacidade para hidrelétricas, termelétricas e baterias. O risco, entretanto, é seguirmos a mesma cartilha que nos trouxe até aqui, só que agora com as controláveis. Quando falamos de subsídios, a solução mais fácil é, em geral, a pior possível. Já estamos discutindo leilões por fontes, e a disputa sobre qual tecnologia pegará a primeira parte da demanda por flexibilidade já começou. Grande parte das discussões atuais sobre novos leilões de capacidade e energia, bem como sobre qual fonte deveria ter preferência para fornecer cada tipo de produto, ignora a natureza multiatributo intrínseca às fontes e o conhecimento atual sobre formas eficientes de leiloar esses serviços.

Além disso, estamos discutindo a pré-contratação de longo prazo, sob grande incerteza, de enormes blocos de capacidade e flexibilidade para a operação em tempo real, sem sequer termos um mercado de tempo real para precificar os déficits de flexibilidade e remunerar aqueles que há anos já a provêm – papo para o próximo artigo. É a saga da expansão por subsídios do setor elétrico brasileiro: utilizaremos reservas de mercado para subsidiar a expansão de uma fonte a fim de resolver o problema criado pela expansão subsidiada de outra.

Sem cair no clichê de que a culpa é dos lobbies, acredito que todos têm o direito de defender seus pontos de vista e soluções. Não obstante, legisladores e reguladores têm a última palavra. Portanto, deveriam se proteger da armadilha de soluções simples para problemas complexos. Esquecem que têm à disposição toda a academia, que pode fornecer visões mais isentas e contribuir para decisões mais eficazes.

Capítulo 6

Em busca da flexibilidade perdida

2025

Neste capítulo

Em busca da flexibilidade perdida 87
Precificando energia e flexibilidade no mercado de eletricidade 93

Introdução

Nas décadas de 1980 e 1990, os voos internacionais usavam com frequência grandes Boeings 747, e cada passageiro podia despachar até duas malas de 32 kg sem custo adicional. O espaço era abundante, o custo marginal de uma mala era baixo, e a aviação operava no modelo all-inclusive. Quando aviões menores e mais econômicos no consumo de combustível fizeram as bagagens competirem com os passageiros, as companhias aéreas passaram a cobrar pelo assento e pela bagagem separadamente. Usei essa história em 2025 para explicar o mercado de eletricidade brasileiro. O paralelo não é perfeito, mas, em 2004, quando foi feita a última reforma do setor, o sistema era 90% hidrelétrico, e as hidrelétricas ofereciam uma enorme flexibilidade de curto prazo. O desenho que adotamos cobrava apenas pela energia, o produto escasso, e supunha que a flexibilidade viria junto, a custo marginal zero.

Até 2010, cerca de 90% da geração era hidrelétrica e praticamente todo o restante era térmico, o que dava à oferta um alto grau de controle. A partir de 2010, o Brasil incentivou as eólicas e solares com subsídios pensados como um impulso inicial, e o impulso virou um crescimento desenfreado e descoordenado das fontes não controláveis na rede de transmissão e na distribuição. A carga cresceu cerca de 45% entre 2010 e 2024 e a construção de novos reservatórios parou, de modo que as eólicas e solares preencheram a lacuna. Essas fontes entregam energia e consomem flexibilidade. No Nordeste, a cada 100 MWh previstos de geração eólica, 6 MWh hidrelétricos são contingenciados como reserva secundária. A reserva secundária é um dos serviços ancilares que mantêm o sistema equilibrado em tempo real. Esses serviços não são precificados nem remunerados segundo a oferta e a demanda. O ponto crítico chegou em 15 de agosto de 2023, quando um apagão afetou 25 estados e o Distrito Federal. O operador passou então a cortar a geração eólica e solar com muito mais frequência, e a geração distribuída passou a inverter o fluxo de potência nas redes de distribuição.

Os leilões de capacidade surgiram como a solução do momento. Eles copiam os contratos rígidos de longo prazo do mercado regulado, corrigidos pelo índice oficial de preços ao consumidor. Os leilões

também reservam demanda para fontes específicas e dão prioridade a termelétricas cujos custos variáveis podem superar o teto do preço de curto prazo. Além disso, entram em conflito com os contratos mais curtos do mercado livre e com a liberalização prevista para 2030. A alternativa já estava sobre a mesa na Consulta Pública nº 33, de 2017. Um dos seus passos mais importantes é o desenvolvimento dos mercados sequenciais de tempo real. Nesses mercados, o gerador que não entrega o que programou compra o que faltou ao preço de tempo real e, assim, paga a quem forneceu a flexibilidade, qualquer que seja a tecnologia. A resposta da demanda mostrou que os consumidores podem fornecer essa flexibilidade. Um programa voluntário criado pelo regulador em 2022 deu aos grandes consumidores um mercado explícito de ofertas para o despacho diário de suas reduções, e o programa já havia ultrapassado 9 GWh em outubro de 2024. Ele também mostrou o quanto os preços estavam distantes do custo real da operação. O preço de curto prazo ficava com frequência abaixo de R$ 100/MWh, enquanto termelétricas despachadas fora dos modelos de formação de preço registravam custos variáveis acima de R$ 1.000/MWh.

A última etapa dessa busca é a distribuição, que chamei de "deep system" por ser a camada mais profunda e menos explorada de flexibilidade do setor. É um "pré-sal" da flexibilidade, com grandes reservas, porém mais difíceis de explorar. Geração distribuída com corte automatizado e armazenamento, tarifas inteligentes e automação residencial e comercial podem ser agregadas, e a flexibilidade resultante pode ser negociada em tempo real entre as distribuidoras e o operador nacional por meio de agregadores. Isso exige novos protocolos de comunicação entre o operador nacional e os operadores dos sistemas de distribuição. Em agosto de 2025, fechei o argumento com uma prescrição. A flexibilidade deve ser tratada como um conjunto de produtos distintos da energia, cobrados de quem os demanda e pagos a quem os fornece. No Texas, as baterias já fornecem 90% da regulação de frequência e obtêm grande parte da sua receita nos mercados de serviços ancilares. Prender o setor por décadas a contratos de capacidade por fonte, sem aperfeiçoar o mercado de curto prazo, apenas aprofundaria sua falta de competição.

Ideias centrais

1. Até 2010, uma matriz com cerca de 90% de geração hidrelétrica e quase todo o restante térmico dava à oferta brasileira um alto grau de controle.
2. Subsídios pensados como impulso inicial para eólicas e solares viraram crescimento descoordenado das fontes não controláveis na transmissão e na distribuição, e o apagão de 15 de agosto de 2023 marcou o ponto crítico.
3. O desenho de 2004 cobrava apenas pela energia e supunha que a flexibilidade vinha junto, a custo marginal zero, como no modelo all-inclusive da era do Boeing 747.
4. A carga cresceu cerca de 45% entre 2010 e 2024 e a construção de reservatórios parou, de modo que a flexibilidade se tornou escassa enquanto os serviços ancilares continuaram sem preço.
5. Os leilões de capacidade copiam os contratos rígidos e indexados à inflação do mercado regulado, reservam demanda para fontes específicas e entram em conflito com a liberalização prevista para 2030.
6. Os mercados sequenciais de tempo real, já propostos na Consulta Pública nº 33, pagam a quem cobre um desvio ao custo marginal de operação, qualquer que seja a tecnologia.
7. O programa de resposta da demanda criado em 2022 ultrapassou 9 GWh em outubro de 2024 e expôs preços de curto prazo muitas vezes abaixo de R$ 100/MWh, enquanto termelétricas fora dos modelos de preço custavam mais de R$ 1.000/MWh.
8. A distribuição é a camada mais profunda de flexibilidade, e alcançá-la exige agregadores e novos protocolos entre o operador nacional e os operadores dos sistemas de distribuição.

Conclusões

Em 2025, a causa da perda de flexibilidade estava clara. O desenho de 2004 precificava apenas a energia, os subsídios multiplicaram as fontes que consomem flexibilidade, e o mercado não oferecia preço a quem a fornece. A saída combina mercados de tempo real, preços para serviços ancilares e a flexibilidade dos consumidores e das redes de distribuição. A primeira dessas peças está sobre a mesa desde 2017. Como escrevi ao final de *Precificando energia e flexibilidade no mercado de eletricidade*, precisamos de um caminho do meio, mais estruturante e sustentável.

Os artigos

Em busca da flexibilidade perdida, publicado pelo MegaWhat em 7 de março de 2025, é o artigo anunciado ao final do capítulo anterior. Ele data a perda de flexibilidade, critica os leilões de capacidade e apresenta os mercados de tempo real, a resposta da demanda e as redes de distribuição como os lugares onde a flexibilidade pode ser encontrada. *Precificando energia e flexibilidade no mercado de eletricidade*, publicado no Valor Econômico em 25 de agosto de 2025, explica o problema pela separação das tarifas aéreas (unbundling), documenta os três subsídios às renováveis e defende que a flexibilidade seja precificada como produtos distintos da energia.

Em busca da flexibilidade perdida

MegaWhat · 7 de março de 2025
Versão publicada: megawhat.energy

RESUMO

Até 2010, cerca de 90% da geração era hidrelétrica e quase todo o resto, térmica, o que dava ao sistema elevada controlabilidade. Os subsídios, impulso inicial para eólicas e solares, viraram crescimento desenfreado e descoordenado de fontes não controláveis na rede básica e na distribuição. O apagão de 15 de agosto de 2023, que afetou 25 estados e o Distrito Federal, marcou o ponto crítico. Os cortes de geração se multiplicaram e a geração distribuída inverteu fluxos. Os leilões de capacidade, solução do momento, copiam os contratos longos, rígidos e indexados à inflação do mercado regulado, criam reservas de mercado por fonte e conflitam com a liberalização prevista para 2030. Argumento que a agenda de reformas da Consulta Pública nº 33 já oferece a alternativa. Nos mercados sequenciais de tempo real, quem não entrega compra o déficit ao preço de tempo real e remunera quem forneceu a flexibilidade, de qualquer fonte. O programa de resposta da demanda, de 2022, superou 9 GWh em outubro de 2024. Ele expôs preços de curto prazo frequentemente abaixo de R$ 100/MWh, enquanto térmicas acionadas fora dos modelos custavam mais de R$ 1.000/MWh. Resta a distribuição, um "pré-sal" de flexibilidade que agregadores e novos protocolos entre os operadores nacional e de distribuição podem destravar.

O sistema elétrico brasileiro já foi predominantemente baseado em fontes de geração controláveis, ou flexíveis. Até 2010, cerca de 90% da geração era hidrelétrica e o resto era praticamente produzido por termelétricas, o que conferia uma elevada capacidade de controle da oferta de energia às oscilações de curto e longo prazo da demanda.

Para expandir a matriz energética com fontes renováveis e diversificadas, aproveitando sua alta controlabilidade, o Brasil

incentivou, a partir de 2010, a instalação de parques eólicos e solares. O objetivo era mitigar o uso de termelétricas baseadas em combustíveis fósseis e reduzir a dependência de hidrelétricas com grandes reservatórios, que têm maior impacto ambiental. O suporte inicial a essas tecnologias foi baseado em subsídios que buscavam acelerar sua maturidade competitiva.

No entanto, conforme retratado no artigo "A Saga da Expansão por Subsídios do Setor Elétrico" (Valor Econômico, coluna Opinião, 14 de fevereiro de 2025), o propósito original desses subsídios foi significativamente desvirtuado. Em vez de servirem como um impulso inicial para novas fontes, tornaram-se um mecanismo que distorceu a expansão do setor, promovendo o crescimento desenfreado e descoordenado de recursos não controláveis tanto na rede básica quanto na rede de distribuição.

Esse crescimento atingiu um ponto crítico em 15 de agosto de 2023, quando um apagão de grandes proporções afetou 25 estados e o Distrito Federal. Entre as causas do incidente, destacou-se a inadequação dos tempos de resposta informados pelas eólicas ao ONS (Operador Nacional do Sistema), que comprometiam a confiabilidade dos serviços de balanço de potência.

Como resposta, o ONS passou a realizar cortes operativos de geração eólica e solar de forma muito mais frequente. Já no nível da distribuição, o problema apareceu tanto na área comercial, com a geração distribuída (GD) desafiando o mercado regulado e reduzindo o consumo em milhares de megawatts, como na área técnica, com inversões de fluxos, afetando os sistemas de proteção e sobrecarregando transformadores. Assim, apesar de não existir alçada e capacidade técnica para o ONS realizar os mesmos cortes realizados na alta tensão, novos acessos à GD passaram a ser dificultados administrativamente por algumas distribuidoras.

Diante desse cenário, os leilões de capacidade surgiram como a solução do momento. Com forte participação de termelétricas e contratos muito similares aos antigos contratos de disponibilidade, a flexibilidade foi definida por fórmulas que priorizam fontes com menor tempo de resposta e geração mínima. Embora essa iniciativa tenha potencial para

atrair novos geradores para contribuir com flexibilidade para o sistema, a estratégia tem limitações evidentes e importantes de serem observadas:

Primeiro, os leilões de capacidade imitam o modelo de contratos de longo prazo do ambiente regulado, que já se mostrou caro devido à correção desconectada do setor pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), e excessivamente rígido para lidar com oscilações de médio e longo prazo da demanda. No entanto, o desenho de longo prazo continua sendo adotado a despeito da grande incerteza sobre a real demanda desses produtos no futuro e da tendência de queda dos custos das novas tecnologias de armazenamento e demais fontes.

Em segundo lugar, esses leilões criarão reservas de mercado, com certames exclusivos por fonte e a priorização de termelétricas com custos variáveis que podem ultrapassar o teto do PLD (Preço de Liquidação de Diferenças), sem atacar a raiz do problema: o excesso de subsídios e a falta de sinais de preços de mercado alinhados à realidade operativa. Além disso, os novos leilões conflitam com a ideia de expansão baseada em contratos mais curtos – geralmente de até cinco anos –, amplamente negociados no Ambiente de Comercialização Livre (ACL) e fundamentais para a lógica de liberalização do setor prevista para 2030.

Em contraste com a estratégia adotada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) para obter nova flexibilidade via leilões de capacidade, há a agenda de reformas do desenho do mercado de curto prazo, prevista nos resultados da Consulta Pública nº 33 (CP33). Um dos passos mais importantes nessa direção é o desenvolvimento dos mercados sequenciais de tempo real. Nesses mercados, sempre que um gerador comprometido com a entrega de uma determinada quantidade de megawatts-hora não consegue cumprir sua obrigação, ele deve comprar seu déficit ao preço do mercado de tempo real, financiando, assim, os geradores que demonstraram flexibilidade ao ajustar seus níveis programados no dia anterior para compensar o desequilíbrio causado.

Assim, não importa se o déficit foi suprido por uma hidrelétrica ou por parques híbridos com armazenamento. O pagamento pelo custo causado será feito àqueles que resolveram o problema, independentemente da fonte. Além disso, esse pagamento será baseado no custo marginal de operação do sistema, incentivando qualquer inovação que traga a

flexibilidade necessária em cada momento. Dessa forma, o mercado de tempo real não apenas otimiza o uso dos recursos ao longo do dia com maior precisão, mas também cria um mecanismo isonômico e tecnologicamente agnóstico, remunerando todos aqueles que, por meio de sua flexibilidade, contribuam para compensar o déficit gerado pelos inflexíveis. Isso corrige muitas das injustiças atuais do nosso desenho de mercado.

Uma exceção ao atual afastamento de uma agenda pró-mercado para estímulo da flexibilidade no setor é o novo programa de resposta da demanda (RD) voluntária. Estabelecido pela Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº 1.040/2022, esse recurso, historicamente subestimado, parece ter finalmente encontrado seu timing e desenho apropriado no setor elétrico brasileiro. Além disso, a RD veio para demonstrar, de uma vez por todas, que os consumidores, de fato, respondem a sinais de preço.

Os novos programas de RD deram protagonismo ao grande consumidor nas discussões sobre como obter flexibilidade no setor elétrico. Inovando no formato pró-mercado, o ONS e a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) criaram um mercado explícito de ofertas para o despacho diário da RD, que já ultrapassou 9 GWh em outubro de 2024. Com a RD, o operador pode acessar um vasto e inexplorado potencial de flexibilidade industrial, remunerando serviços essenciais que, antes, eram desempenhados exclusivamente por geradores.

Além disso, a RD revelou uma discrepância gritante no setor: enquanto o PLD (preço de liquidação de diferenças) frequentemente permaneceu abaixo de 100 R$/MWh, as térmicas acionadas fora dos modelos de formação de preço, no processo denominado pós-dessem, registravam custos variáveis acima de 1000 R$/MWh. Dessa forma, a RD mostrou que os preços do setor não refletem, nem de perto, os reais custos operacionais para o atendimento à carga como deveriam. Assim, os benefícios demonstrados pela RD ao sistema são claros:

1. Remunera ofertas de consumidores por serviços prestados ao sistema de forma voluntária, com base na demanda real do sistema por flexibilidade e com preços associados aos custos

de oportunidade do deslocamento de termelétricas mais caras e movidas a combustíveis fósseis.

2. Cria uma nova e relevante receita para os consumidores, que são pagos acima dos seus custos de oportunidade por fornecer uma flexibilidade que estava muitas vezes disponível e não utilizada.
3. Agrega ao menu do operador um produto de alto valor agregado, com respostas quase instantâneas, e que, apesar de no Brasil ainda ser incipiente, em sistemas mais maduros, figura em diversos mercados – de leilões de médio prazo a serviços ancilares.
4. Por fim, é um excelente promotor da mitigação de cortes de renováveis e da redução de emissões, além de abrir caminho para novas tecnologias e novos modelos de negócios que irão promover eficiência no uso dos recursos distribuídos.

Por fim, aqui chegamos ao último estágio da busca pela flexibilidade. Chegamos às distribuidoras, o "deep system", a camada mais profunda e ainda inexplorada de flexibilidade do setor elétrico.

As distribuidoras representam a descoberta de um "pré-sal" da flexibilidade. Mas da mesma forma que são grandes as reservas, são também um pouco mais difíceis de serem exploradas. Os desafios passam por reformas regulatórias e por tecnologia.

Desenvolvedores podem criar novos produtos de GD com curtailment e armazenamento automatizados via aplicativos especializados para evitar tarifas cada vez mais discrepantes entre energia injetada e consumida. Do outro lado, tarifas inteligentes podem engajar consumidores através de preços ou de sistemas de automação residencial e comercial. Todos esses serviços podem ser agregados e a flexibilidade resultante negociada em tempo real entre as distribuidoras e o ONS por intermédio de agregadores. No entanto, a chave para destravar essa revolução, que já aconteceu em diversos outros sistemas mais maduros que também sofreram com a falta de flexibilidade, está em estabelecer novos protocolos de comunicação entre o ONS e os operadores de distribuição – os DSOs (distribution system operators) na sigla em inglês.

Embora a CP33 já tenha delineado uma agenda positiva para atrairmos a flexibilidade necessária para integrarmos mais renováveis com a menor dependência possível de subsídios e de alternativas baseadas em geração via combustíveis fósseis, parece estar no nosso DNA a ideia extrativista colonial. Seguimos extraindo as riquezas de um país com abundância de praticamente todos os recursos energéticos, mas sem utilizar um centavo deste benefício para estruturá-lo para um futuro sustentável. "Uma riqueza que não gera riqueza". Resta a pergunta: vamos finalmente organizar esse mercado para que ele gere valor no longo prazo ou continuaremos reféns do imediatismo, das reservas de mercado e dos campeões da vez?

Precificando energia e flexibilidade no mercado de eletricidade

O efeito final do desenho de mercado é uma deterioração da confiabilidade do suprimento, maior tarifa para o consumidor e um péssimo sinal para as renováveis, que já poderiam estar totalmente voltadas para um modelo híbrido com baterias

Valor Econômico · 25 de agosto de 2025
Versão publicada: valor.globo.com

RESUMO

Uso a separação das tarifas aéreas como analogia para o mercado elétrico brasileiro. Nos anos 80 e 90, os Boeings 747 permitiam duas malas de 32 kg por passageiro, tudo incluído. Aviões menores e mais econômicos fizeram a bagagem competir com passageiros, e o mercado separou assento e bagagem, o que o Brasil só fez em 2017. A reforma de 2004, para um sistema 90% hidrelétrico, adotou preços da era dos Boeings 747, cobrando só pela energia e supondo que a flexibilidade viria junto, sem custo marginal. A carga cresceu cerca de 45% entre 2010 e 2024, a construção de reservatórios parou, e eólicas e solares, que fornecem energia e consomem flexibilidade, ocuparam o espaço. No Nordeste, a cada 100 MWh previstos de geração eólica, 6 MWh hidrelétricos são contingenciados como reserva secundária. Os serviços ancilares não são precificados por oferta e demanda, e as renováveis recebem três subsídios, entre eles 50% de desconto na tarifa de uso da rede. No Texas, baterias já fornecem 90% da regulação de frequência. Argumento que a flexibilidade deve ser precificada como produtos distintos da energia. Sem um mercado de curto prazo aprimorado, leilões de capacidade por fonte só aprofundariam a falta de competição. Precisamos de um caminho do meio, mais estruturante e sustentável.

Nos anos 80 e 90, era comum que voos internacionais operassem com grandes Boeings 747, equipados com quatro turbinas e amplo espaço entre poltronas. O excesso de potência e tamanho era tal que cada passageiro podia despachar até duas malas de 32 kg. Como o limitante era o número de assentos e o custo marginal de uma mala era baixo, a aviação operava no modelo all-inclusive, em que o passageiro pagava pelo assento e levava bagagem sem custo adicional.

Com a globalização e a competição acirrada, a eficiência no consumo de combustível passou a ser prioridade, levando à redução do tamanho das aeronaves e do custo por quilograma transportado. Com menos espaço, bagagens passaram a competir diretamente com passageiros. O mercado global reagiu separando os produtos (unbundling): passou a cobrar pelo assento e pela bagagem separadamente, permitindo um melhor equilíbrio entre a demanda dos passageiros por quilogramas de bagagem e o seu custo de oportunidade para as companhias.

No Brasil, a regulação insistiu no modelo único de precificação por muito mais tempo do que no resto do mundo, só realizando a separação em 2017. Como consequência, a inconsistência entre o modelo de precificação e a realidade das novas aeronaves não só atrasou a entrada do país na revolução dos voos de baixo custo, como criou fricções de mercado e custos extras para os consumidores.

O paralelo não é perfeito, mas, no setor elétrico, a dinâmica atual é parecida. Na última reforma do setor, em 2004, o sistema brasileiro era 90% composto por hidrelétricas. Essas usinas, embora tivessem sua capacidade de gerar energia restrita pela incerteza das vazões no médio e longo prazo, dispunham de enorme flexibilidade operativa de curto prazo (capacidade de ajustar rapidamente a geração para auxiliar o operador a equilibrar oferta e demanda). Assim, adotamos um sistema de preços da era dos Boeings 747: cobramos apenas pelo produto escasso, energia, e assumimos que a flexibilidade viria junto, sem custo marginal.

Assim como a aviação precisou reformular sua frota para operar com mais eficiência, o setor elétrico teve que se adaptar ao crescimento da carga, que aumentou cerca de 45% somente entre 2010 e 2024. Com a interrupção da construção de novos reservatórios, a única forma de manter a matriz renovável foi expandir a geração eólica e solar

(intermitentes por natureza). Mas, ao contrário das fontes convencionais controláveis, que fornecem energia e flexibilidade, eólicas e solares entregam apenas energia e consomem flexibilidade.

Por exemplo, termelétricas são reprogramadas diariamente para complementar a geração renovável, enquanto hidrelétricas reduzem potência ao meio-dia e retomam rapidamente no pôr do sol, permitindo ao sistema absorver tanto a curva prevista quanto a incerteza eólica e solar em tempo real. No Nordeste, a cada 100 MWh previstos de geração eólica, 6 MWh hidrelétricos são contingenciados como reserva secundária, parte dos serviços ancilares e elemento-chave de flexibilidade. No Sul, esse valor sobe para 16 MWh.[1] Com o rápido avanço da geração solar, centralizada e distribuída, a flexibilidade se tornou escassa e passou a competir com o produto energia, único remunerado pelo preço de curto prazo e que lastreia a venda de contratos.

Contudo, apesar de seu papel crucial e crescente na compensação da incerteza das renováveis e na manutenção da confiabilidade do sistema, os serviços ancilares não são precificados nem remunerados com base em uma relação de oferta e demanda, anulando o sinal de sua escassez e eliminando incentivos para novos investimentos em tecnologias que aportam essa flexibilidade.

Mais uma vez, o Brasil repete o erro e insiste na incoerência entre preço e realidade operativa. Além de manter a precificação única, o país ainda subsidia tecnologias que consomem flexibilidade. Hoje, são três os subsídios concedidos às renováveis: 1) desconto de 50% na tarifa de uso da rede, 2) isenção da participação nos serviços ancilares e 3) isenção do pagamento pelo aumento do requisito de reservas, suprido, por exemplo, por hidrelétricas. O resultado desse desenho é a deterioração da confiabilidade do sistema, aumento da tarifa ao consumidor e péssimos sinais para as renováveis, que já poderiam estar operando em modelos híbridos com baterias. Como referência, dados recentes do ERCOT (Electric Reliability Council of Texas, operador do Texas, EUA) indicam

[1] O valor do Sul pelo critério do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é 15 MWh; a publicação original trouxe 16 MWh.

que baterias já fornecem 90% da regulação de frequência, obtendo grande parte da receita nos mercados de serviços ancilares.

Se bem desenhados, esses mercados não apenas aumentam a confiabilidade do sistema, estimulando ou contendo os incentivos às tecnologias capazes de aportar flexibilidade, como também criam referências para a precificação de mecanismos de longo prazo. Avançar nessa pauta significa 1) estimular novos negócios em armazenamento e resposta da demanda e 2) corrigir a remuneração de termelétricas e hidrelétricas, que há anos prestam esses serviços. Com este ambiente, o estímulo à flexibilidade passa a ser agnóstico à tecnologia e guiado pela dinâmica entre oferta e demanda desse atributo, não por mais subsídios. O correto, portanto, seria tratar os diferentes tipos de flexibilidade obtidos por meio desses serviços como produtos distintos da energia, cobrando de quem os demanda e remunerando adequadamente quem os fornece.

Não obstante, em vez de desenharmos o mercado de serviços ancilares e de aperfeiçoarmos nosso já defasado mercado de energia, por exemplo, com uma segunda contabilização mais granular e próxima do tempo real, estamos discutindo um lock-in, por várias décadas, em resultados de leilões de reserva de capacidade com desenhos amplamente questionados. Esses leilões incluem contratos com receitas fixas crescentes, a despeito da tendência mundial de queda nos preços dos equipamentos de flexibilidade, e a reserva de mercado para tecnologias específicas, majoritariamente termelétricas, com maior nível de emissões e com custos variáveis exorbitantes. Novamente, o paralelo não é perfeito, mas imaginem como seria se, para viajarmos, tivéssemos que pré-contratar todas as bagagens que pretendemos levar a cada ano, pelos próximos 20 anos, mesmo sem saber quais viagens faremos, quais serão os preços de mercado das passagens ou sequer se isso ainda fará sentido neste horizonte.

Expandir a geração por meio de leilões de capacidade para fontes específicas, sem um aprimoramento do mercado de curto prazo, incluindo a flexibilidade, apenas aprofundará a atual falta de competição, isonomia e eficiência do setor. Precisamos de um caminho do meio, mais estruturante e sustentável.

Capítulo 7

Nem mercado, nem planejamento: os leilões de capacidade de 2026

2026

Neste capítulo

Nem mercado, nem planejamento, a expansão é por subsídio 102
Cinco problemas do LRCAP 2026 107
O setor elétrico e o país das oportunidades perdidas 117
A barreira regulatória do setor elétrico e o leilão das baterias 121

Introdução

O Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) de 18 de março de 2026 contratou 18.977 MW, dos quais 16,47 GW térmicos e 2,5 GW hídricos. O custo anual é de cerca de R$ 38,9 bilhões, e o desembolso total, de cerca de R$ 515 bilhões ao longo de contratos de 10 a 15 anos. A US$ 395 mil por MW-ano, o preço foi 3,8 vezes o do último leilão anual de capacidade do PJM Interconnection, nos Estados Unidos, para 2026/27. O problema que o leilão pretendia resolver é real. Em 2025, o Operador Nacional do Sistema Elétrico estimou em 96% a probabilidade de perda de carga por insuficiência de potência até 2029 e previu corte de geração em 80% das horas diurnas nos cinco anos seguintes. O problema tem origem na geração solar subsidiada, cuja produção cai ao pôr do sol e cria grandes rampas de demanda líquida. A demanda líquida é a demanda que resta para as usinas controláveis depois de descontadas as gerações solar e eólica. Nos quatro artigos deste capítulo, questiono o instrumento escolhido para resolvê-lo.

Um contrato de capacidade remunera a usina pela disponibilidade, sem obrigação de entregar energia ao consumidor. O consumidor paga pela disponibilidade por meio de um encargo e ainda compra a energia a preços de mercado sempre que a usina gera. Combinada à escolha de fontes específicas, essa receita fixa funciona como subsídio. Ela também aloca o risco de forma desigual, pois os geradores garantem sua receita contra preços baixos, enquanto os consumidores não recebem nenhum direito sobre a energia que os protegeria contra preços altos. Numa crise, os geradores trocam o mercado por pleitos e ações judiciais. Os contratos por disponibilidade, que estruturaram os leilões de energia nova por duas décadas, funcionam de outra forma, porque se assemelham a opções de compra. Quando a térmica é chamada a produzir, a energia pertence ao consumidor, que reembolsa o custo variável da usina, e isso limita sua exposição a preços altos no curto prazo.

Uma semana depois do leilão, argumentei que ele não segue nenhum dos dois caminhos legítimos de expansão. Um confia nos sinais de mercado para revelar custos e orientar investimentos. O outro se apoia no planejamento centralizado, com modelos capazes de internalizar

restrições, incertezas e complementaridades entre fontes. O leilão não tem os elementos fundamentais de nenhum dos dois, e por isso nem sequer pode ser chamado de híbrido. Quantidades e fontes foram escolhidas administrativamente, e o leilão se assemelha a um subsídio licitado. Subsídios raramente vêm sozinhos, e o governo já articulava financiamento público para diferir aumentos tarifários causados por subsídios anteriores, com o risco de criarmos uma pirâmide de subsídios. Em maio, listei cinco problemas de incentivos: (1) a receita garantida cria um vício e uma corrida por novos leilões; (2) o desenho de mercado não está preparado para esses contratos; (3) a demanda é definida por instituições que temem um apagão muito mais do que um aumento tarifário diluído ao longo dos anos; (4) um comprador único repassa custos e transforma disputas comerciais em disputas regulatórias; e (5) o leilão incentiva a acomodação regulatória. Quanto ao segundo problema, o Brasil não tem mercado de tempo real, nem preços adequados para os serviços ancilares, nem dupla contabilização, de modo que os projetos buscaram quase toda a sua viabilidade na receita fixa. Na dupla contabilização, cada desvio em relação ao programa do dia seguinte é liquidado novamente ao preço de tempo real. Aqui, tentamos começar pelo fim. Mercados cerca de quinze anos à nossa frente mostram que a formação de preços de curto prazo vem primeiro.

Em junho, argumentei que o problema mais profundo é o excedente durante o dia, e que a rampa do entardecer é uma de suas consequências. Grande parte desse excedente vem da geração solar distribuída, dentro das redes de distribuição. Mercados locais de flexibilidade nas distribuidoras atacariam o problema na origem, junto com preços de tempo real e dupla contabilização. Nesses mercados, agregadores coordenam geradores, baterias e consumidores. O foco exclusivo em leilões de capacidade renuncia a três futuros: o do consumidor que investe em baterias, o da geração distribuída como ativo de flexibilidade remunerado e o de um mercado que integra atacado e varejo. O padrão voltou com o primeiro leilão de baterias do Sistema Interligado Nacional, cuja consulta pública foi aberta em 30 de julho, e escrevi sobre ele em agosto. Um leilão competitivo ainda precisa responder, de forma administrativa, a perguntas que agentes diante de

preços coerentes responderiam por conta própria. Como a causa e os beneficiários do armazenamento são identificáveis, um primeiro passo via mercado está ao nosso alcance. Duas experiências mostram que os agentes respondem a preços. No racionamento de 2001, os próprios consumidores escolheram eletrodomésticos mais eficientes, e no Texas a competição entre baterias derrubou os preços dos serviços ancilares.

Ideias centrais

1. O leilão de 18 de março de 2026 contratou 18.977 MW a cerca de R$ 38,9 bilhões por ano, algo como R$ 515 bilhões em 10 a 15 anos, a um preço 3,8 vezes o último preço anual de capacidade do PJM Interconnection.
2. Contratos de capacidade pagam pela disponibilidade sem entregar energia ao consumidor e, combinados à seleção de fontes, funcionam como subsídio.
3. O risco é alocado de forma assimétrica, pois os geradores ficam protegidos contra preços baixos enquanto os consumidores continuam expostos aos altos.
4. O leilão não segue nem o caminho do mercado nem o do planejamento integrado, e os subsídios que ele cria tendem a gerar novos subsídios, com o risco de uma pirâmide de subsídios.
5. Dele decorrem cinco problemas de incentivos: o vício por receitas garantidas, um desenho de mercado despreparado para contratos de capacidade, a demanda definida administrativamente, um comprador único que repassa custos e a acomodação regulatória.
6. Mercados cerca de quinze anos à frente do Brasil mostram que a ordem da reforma importa e que a formação de preços de curto prazo vem primeiro.
7. O problema mais profundo é o excedente diurno na distribuição, que mercados locais de flexibilidade, preços de tempo real e dupla contabilização atacariam na origem.

8 O leilão de baterias de 2026 repete o padrão, embora a causa e os beneficiários identificáveis do armazenamento coloquem um primeiro passo via mercado ao nosso alcance.

Conclusões

Em 2026, o Brasil escolheu um caminho de expansão fora tanto do mercado quanto do planejamento integrado, a preços muito acima das referências internacionais e com riscos arcados sobretudo pelos consumidores. Como escrevi em agosto, a ordem importa. Primeiro, os preços precisam contar a verdade sobre a operação, e os contratos de capacidade ou de armazenamento podem, então, complementá-los. Quando se contrata capacidade antes de corrigir os preços, o custo que os preços não revelam é transferido para a receita fixa dos contratos.

Os artigos

Nem mercado, nem planejamento, a expansão é por subsídio, publicado na CNN Brasil em 25 de março de 2026, uma semana depois do leilão, compara-o com os dois caminhos legítimos de expansão e alerta para o risco de uma pirâmide de subsídios. *Cinco problemas do LRCAP 2026*, publicado no LinkedIn em 20 de maio de 2026, detalha os cinco problemas de incentivos, com a evidência internacional para colocar os preços em primeiro lugar. *O setor elétrico e o país das oportunidades perdidas*, publicado no Valor Econômico em 9 de junho de 2026, contrapõe o leilão aos próprios alertas do operador e ao excedente diurno e nomeia os três futuros de que ele abre mão. *A barreira regulatória do setor elétrico e o leilão das baterias*, publicado na CNN Brasil em 19 de agosto de 2026, aplica o mesmo raciocínio ao primeiro leilão de baterias.

Nem mercado, nem planejamento, a expansão é por subsídio

CNN Brasil · 25 de março de 2026
Versão publicada: cnnbrasil.com.br

RESUMO

Em 18 de março de 2026, o leilão de reserva de capacidade contratou 18.977 MW por cerca de R$ 38,9 bilhões ao ano, R$ 515 bilhões em 10 a 15 anos. Os valores superam quase todos os benchmarks mundiais, mas meu foco é a forma de expansão que o leilão cria. O problema é real. Renováveis intermitentes subsidiadas criaram grandes rampas solares de demanda líquida. Os contratos de capacidade remuneram a disponibilidade sem obrigação de entregar e liquidar energia. Os geradores garantem receita contra preços baixos, e o consumidor paga via encargos sem direito à energia que o protegeria de preços altos. Na crise, os geradores trocam o mercado por pleitos e disputas judiciais. Com quantidades e fontes definidas administrativamente, o leilão se assemelha a um subsídio licitado. Não segue nenhum dos dois caminhos legítimos, o mercado e o planejamento centralizado, nem é um híbrido. Subsídios raramente surgem isolados. O governo já articula financiamento público para adiar reajustes gerados por subsídios passados, que somaram R$ 50 bilhões na Conta de Desenvolvimento Energético no último ano. O risco é uma pirâmide de subsídios. Antes de fazer desses leilões o eixo da expansão, precisamos saber se contratam com eficiência flexibilidade, capacidade e energia ou repetem o atalho de sempre.

O leilão de reserva de capacidade (LRCAP) realizado no dia 18 de março de 2026 contratou 18.977 MW de potência, com investimentos estimados em R$ 64,5 bilhões, custo anual de aproximadamente R$ 38,9 bilhões e um desembolso total de cerca de R$ 515 bilhões ao longo dos 10 a 15 anos de contratos. Os valores superam praticamente todos os benchmarks

mundiais e os níveis de receita exigida observados em leilões anteriores no próprio país. Mas o ponto deste artigo é outro: não será o preço, e sim o desenho de mercado e a forma de expandir o sistema que estamos criando.

A ideia do LRCAP é simples: contratar potência adicional para garantir segurança e flexibilidade no atendimento aos picos ou rampas de demanda. A origem do problema também é clara: as grandes rampas de consumo líquido da geração solar, consequência direta de uma expansão desordenada impulsionada por subsídios às renováveis intermitentes (centralizadas e distribuídas). A questão, portanto, não é se há ou não um problema, já está claro que há. A questão é como resolvê-lo.

Neste leilão, utilizamos a ideia de contratos de capacidade, que remuneram as usinas pela disponibilidade de sua potência, mas não criam obrigação de entrega e liquidação de uma dada quantidade de energia no mercado ao longo do período contratual. No entanto, como as diferentes fontes de geração fornecem energia e capacidade em diferentes proporções ao longo do tempo, o risco é não estarmos utilizando os produtos e mecanismos adequados para contratar um portfólio de fontes eficiente para resolver o problema do sistema.

Esse risco se materializa de diversas formas. Por exemplo, em um leilão de capacidade com baixa competitividade, os geradores, que corretamente buscam reduzir riscos, tendem a realizar ofertas para se viabilizar integralmente com a receita de capacidade, desconsiderando o lucro da venda da energia, mesmo em um cenário de preços estruturalmente altos. Isso decorre, inclusive, das inúmeras cláusulas de disponibilidade que impõem diversos riscos não triviais para os geradores.

Nesse cenário, o mecanismo falha em revelar o valor do atributo potência isoladamente e acaba induzindo um pagamento pelo pacote completo. Contudo, o resultado é assimétrico: enquanto os geradores garantem sua receita contra cenários de preços baixos, o consumidor, também avesso ao risco, não recebe o direito de liquidação da energia que o protege de cenários de preços elevados.

Mais grave ainda, em momentos de crise, os incentivos dos geradores podem se desalinhar completamente. Em vez de lutarem pela evolução

do desenho regulatório para que os preços reflitam a realidade operativa, alinhando os seus interesses ao do sistema, os geradores passam a concentrar seus esforços na negociação de cláusulas contratuais que aliviem responsabilidades por meio de pleitos e disputas judiciais. Sai a maximização de valor via mercado, entra a maximização via regulação.

Deixando de lado o desenho do contrato e olhando para o leilão, a definição da quantidade a ser contratada e das fontes a serem priorizadas é feita de forma administrativa, não é tecnologicamente agnóstica e pouco explora as sinergias com o parque existente. Dessa forma, o LRCAP se assemelha a um subsídio licitado: os contratos não são firmados diretamente com os consumidores, os custos são rateados via encargos e, quando as usinas contratadas gerarem energia, o consumidor ainda terá que pagar integralmente por essa produção.

Existem basicamente duas visões legítimas e bem fundamentadas sobre como realizar a expansão da geração:

1. de um lado, aqueles que confiam nos mecanismos de mercado, nos sinais de preço e na interação entre oferta e demanda para revelar custos e orientar investimentos;
2. de outro, aqueles que defendem o planejamento centralizado, apoiado em modelos capazes de internalizar restrições, incertezas e complementaridades entre fontes e infraestrutura.

Apesar das diferenças, ambas as correntes convergem em princípios essenciais, como transparência, decisões tecnicamente fundamentadas, eficiência e foco no consumidor. A divergência está no caminho para chegar lá e, sobretudo, em quem deve deter a informação necessária e arcar com as responsabilidades para guiar essas decisões.

O problema é que, no vácuo dessa divergência ainda não resolvida, o caminho que começa a se consolidar por meio dos leilões de capacidade não representa adequadamente nenhuma dessas duas abordagens. Não se trata de uma reforma do mercado, que poderia aproximar os preços de curto prazo da realidade operativa, introduzir produtos de serviços ancilares e criar os alicerces regulatórios para que consumidores e geradores distribuídos no varejo reajam aos preços.

Tampouco se trata do retorno a um planejamento centralizado clássico, baseado em estudos robustos e critérios amplamente debatidos. Também não podemos dizer, infelizmente, que se trata de um híbrido de ambos, pois não temos os elementos fundamentais de nenhum dos dois modelos.

No dia 18 de março de 2026, escolhemos uma nova forma de expandir o sistema, uma que não é nem baseada em mercado, nem em planejamento integrado, mas via subsídios de longo prazo conferidos a fontes pré-selecionadas de forma administrativa e discricionária. Além disso, o cálculo da demanda do leilão e a seleção dos projetos se apoiam em premissas pouco realistas sobre a contribuição das fontes, tornando o mecanismo pouco transparente e sem critérios claros de verificação de eficiência.

A história nos mostra que subsídios raramente surgem isolados. Eles quase sempre criam desequilíbrios, distorções e maus incentivos no mercado que, posteriormente, são utilizados para justificar novos subsídios. Segundo apurações da plataforma de notícias *MegaWhat*, de 19 de março de 2026, já há articulações do governo para estruturar linhas de financiamento via Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) com o objetivo de postergar aumentos tarifários já insustentáveis, em alguns casos com reajustes de dois dígitos. Em grande medida, esses aumentos são consequência dos subsídios criados na década passada, que, apenas no último ano, geraram R$ 50 bilhões na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

O que acontecerá quando o novo subsídio do modelo de expansão por capacidade vier a bater à porta do consumidor com novos ajustes tarifários? Vamos ter que empurrar a dívida para frente mais uma vez, pois ainda estaremos pagando os juros do subsídio anterior. O risco é criarmos uma pirâmide de subsídios. Está claro que esse não é o caminho.

Ao postergarmos a discussão mais difícil, a reforma do desenho de mercado do atacado ao varejo, optamos por uma solução "pragmática", palavra que, quando utilizada no setor elétrico, deve sempre levantar suspeitas. Logo, antes de decidirmos transformar os leilões de capacidade no eixo central da expansão, é preciso responder a uma pergunta simples: estamos, de fato, criando um mecanismo eficiente para contratar os atributos que o sistema necessita (flexibilidade, capacidade e energia)

ou apenas recorrendo ao atalho de sempre, o subsídio, para dar uma resposta pragmática, mas conhecidamente subótima?

Cinco problemas do LRCAP 2026

LinkedIn · 20 de maio de 2026
Versão publicada: linkedin.com

RESUMO

O Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) de 2026 marca a passagem do contrato por disponibilidade, semelhante à opção de compra, ao contrato de capacidade, que paga ao gerador receita fixa sem entregar energia ao consumidor. Argumento que essa mudança é prematura e traz cinco problemas de incentivo. O primeiro é o vício por receitas garantidas. Com a seleção de fontes, o pagamento fixo funciona como subsídio e estimula uma corrida por novos leilões, e prazos de 10 e 15 anos travam o consumidor em preços de crise. O segundo é o despreparo do desenho de mercado. Sem mercado de tempo real, dupla contabilização ou serviços ancilares precificados, os projetos se viabilizaram quase inteiramente pela receita fixa, a preços cerca de 3,8 vezes os do mais caro leilão de capacidade recente do PJM Interconnection, nos Estados Unidos. O terceiro é a demanda definida por instituições que temem mais um apagão que um aumento tarifário diluído. O quarto é um comprador único que repassa custos e transforma disputas comerciais em regulatórias. O quinto é a acomodação regulatória. Mercados quinze anos à frente mostram que a formação de preços de curto prazo vem primeiro. Antes de contratar capacidade, os preços precisam contar a verdade sobre a operação do sistema.

Frente às discussões que temos acompanhado recentemente na mídia, que muitas vezes mais se assemelham a uma guerra do bem contra o mal, e que agora parecem escalar para uma disputa entre termelétricas, baterias e renováveis, talvez seja importante tentar olhar o problema por outro ângulo. Este texto não objetiva criar juízo de valor sobre tecnologias específicas. Fontes de geração não deveriam ser tratadas como vilãs ou salvadoras, até porque nenhuma delas está livre de

externalidades negativas. Mais do que isso, sistemas elétricos modernos não deveriam enxergar essas tecnologias sob uma lógica moral, mas sim como um portfólio de atributos físicos, operativos e econômicos que podem ser mais ou menos úteis dependendo da necessidade do sistema em cada instante.

Esse texto tampouco visa argumentar sobre a legitimidade do leilão. Partimos aqui do princípio de que o Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) foi realizado e de que a sociedade e, principalmente, o setor, com todos os seus acertos e desacertos, convergiram para onde estamos. O objetivo aqui é outro: discutir os problemas estruturais associados ao desenho do leilão e ao próprio formato de contratos de capacidade, temas que, na minha opinião, ainda estão recebendo menos atenção do que deveriam. O intuito é levantar questões que talvez precisem estar no topo das prioridades antes de qualquer nova decisão sobre mecanismos de capacidade no Brasil.

O LRCAP talvez seja o formato contratual mais controverso com o qual o setor elétrico brasileiro já decidiu flertar. Isso não ocorre porque confiabilidade, flexibilidade e adequação de potência não sejam necessárias. Elas são. O ponto central reside na forma escolhida para remunerar esses atributos e nos incentivos econômicos e institucionais que emergem desse desenho contratual.

Nesse contexto, a adoção do LRCAP representa uma mudança particularmente relevante para o setor elétrico brasileiro. O Brasil construiu, ao longo das duas últimas décadas, uma experiência relativamente sofisticada no uso de contratos *forward* e estruturas semelhantes a opções de compra, como os contratos por disponibilidade utilizados nos leilões de energia nova, desenhados justamente para viabilizar investimentos. A migração para contratos de capacidade, portanto, não representa apenas uma mudança incremental de produto contratual, mas uma alteração profunda na lógica de remuneração, alocação de riscos e coordenação entre mercado, consumidores e instituições setoriais.

Trata-se de um movimento não apenas arriscado, mas que, diante das características atuais do desenho de mercado brasileiro, parece prematuro e inadequado. Ao longo dos próximos pontos, argumento

que o LRCAP introduz pelo menos cinco problemas relevantes de incentivos econômicos e institucionais que merecem ser discutidos com maior profundidade antes que esse tipo de mecanismo se consolide estruturalmente no setor elétrico brasileiro.

O primeiro problema – o vício por receitas garantidas e reserva de mercado

O contrato de capacidade cria uma receita fixa para o gerador sem transferir ao consumidor o direito sobre a energia produzida. Em outras palavras, o consumidor paga pela disponibilidade, mas continua comprando a energia separadamente no mercado. Trata-se de uma herança mal adaptada da época verticalizada, quando a competição e o mercado de energia não existiam, e que foi repaginada no mercado moderno como uma espécie de renda universal para geradores elegíveis, com o objetivo de fechar as lacunas de remuneração do setor como um todo.

Na prática, no entanto, a combinação desse conceito (pagamento sem entrega da energia) com a seleção de fontes específicas funciona como um subsídio: o gerador contratado passa a competir no mercado de energia carregando uma receita adicional garantida que os demais agentes não possuem, ou, ao menos, não deveriam possuir. Ou seja, escolhemos um formato que amplia a dependência de subsídios no setor. Além disso, adotamos contratos de 10 e 15 anos, travando o consumidor em preços de crise, apesar da experiência internacional mostrar que contratações anuais, de 1 a 3 anos, oferecem maior flexibilidade e melhor gestão de preços (Federal Energy Regulatory Commission (FERC)).

O problema disso é que fomentamos um mercado paralelo. O resultado é uma corrida dos demais agentes em busca do seu próprio subsídio, do seu próprio leilão de capacidade. Convergimos, assim, para um mercado informal de subsídios e para um ambiente em que cada vez mais a viabilidade econômica deixa de ser coordenada pelos sinais do mercado de energia. É como um vício: depois que contratos de capacidade passam a ser utilizados e os agentes sentem-se no direito de ter uma receita garantida, dificilmente há volta.

A abertura tecnológica e a clara especificação dos produtos de flexibilidade e potência — sem sobreposição com o atributo energia, já que contratos de capacidade não remuneram energia — abririam espaço para maior competição tecnológica. Isso reduziria a exposição do sistema ao choque de preços de turbinas a gás e criaria uma dinâmica concorrencial muito mais eficiente para o consumidor e para o próprio sistema. O papel do mercado e de seus mecanismos, como os leilões, é descobrir as tecnologias vencedoras, não determiná-las.

O segundo problema – a inadequação do desenho de mercado brasileiro

Mesmo considerando a legitimidade dos contratos de capacidade, existe um ponto importante, que raramente aparece no debate brasileiro. Nos mercados internacionais, onde mecanismos de capacidade são utilizados, esses contratos normalmente possuem caráter complementar. Eles não são desenhados para viabilizar integralmente o empreendimento.

O gerador sabe que sua receita será composta por múltiplas fontes: receita fixa do contrato de capacidade, receita do mercado de curto prazo (spot e contratos *forward*), receitas de serviços ancilares, arbitragem, hedges e outros produtos que demandam a adequação do perfil de geração para resolver os problemas do sistema.

Em mercados desenvolvidos, que possuem preços de serviços ancilares cootimizados com os da energia, dupla contabilização e preços de tempo real críveis e suficientemente granulares para refletir o real custo de oportunidade da rede, a competição e as alternativas de receita forçam os agentes a ofertarem receitas fixas abaixo do *breakeven* do projeto nos leilões de capacidade. Ou seja, o contrato de capacidade entra apenas como complemento de receita e como mecanismo residual de adequação sistêmica.

O Brasil ainda opera sem preços que reflitam adequadamente diversas dimensões críticas da operação. Não possuímos um mercado de tempo real, não temos dupla contabilização, e os serviços ancilares seguem majoritariamente sem precificação econômica adequada.

Nesse contexto, em que os sinais de flexibilidade continuam extremamente distorcidos e defasados do que se sabe ser importante para um sistema com alta inserção de renováveis, a alternativa de receita futura para os empreendedores praticamente desaparece. O resultado natural é que os agentes tentem capturar praticamente toda a viabilidade econômica do empreendimento dentro da receita fixa do contrato de capacidade.

Isso apenas reforça que o nosso ambiente regulatório ainda não está preparado para contemplar contratos de capacidade. E, infelizmente, foi exatamente isso que vimos no LRCAP de 2026. Mesmo comparado ao leilão de capacidade mais controverso e caro da história recente do PJM Interconnection (PJM, EUA) (ver Fig. 9 em FERC), o LRCAP brasileiro de 2026 atingiu valores aproximadamente 3,8 vezes maiores.

O desenho do LRCAP 2026, associado à baixa competição, à segmentação por fonte e a um ambiente regulatório e desenho de mercado que não remuneram adequadamente a flexibilidade, culminou em um mercado paralelo no qual os empreendedores foram capazes, de maneira perfeitamente racional diante dos incentivos e regras estabelecidos, de praticamente viabilizar todos os seus investimentos e custos por meio da receita fixa do contrato de capacidade.

Ou seja, a incompatibilidade entre o ambiente regulatório brasileiro e o formato de contratos de capacidade fez com que, ao invés de repartirmos os custos entre capacidade e energia, alocássemos praticamente 100% da viabilidade econômica do empreendimento na capacidade, ignorando o fato de que o consumidor ainda terá que pagar integralmente pela energia quando produzida ao preço de mercado.

O terceiro problema – a definição administrativa de uma demanda por capacidade

Não obstante a inadequação do atual desenho de mercado e de seus incentivos para contratos de capacidade, existe outro problema estrutural ainda mais delicado: a definição da própria demanda do leilão. Em mercados mais tradicionais, a demanda surge da disposição real dos consumidores em contratar determinado produto a um dado preço. Em

leilões de capacidade, contudo, a demanda é definida institucionalmente pelos órgãos centrais do setor, envolvendo principalmente o operador, o planejador e o governo (Ministério de Minas e Energia, MME). E isso cria um viés natural de alta.

Para essas instituições, os custos políticos e institucionais de uma crise de suprimento ou de um apagão são infinitamente maiores do que os custos de um aumento tarifário diluído ao longo de muitos anos. Até porque aumentos tarifários podem ser suavizados, parcelados ou diferidos ao longo do tempo. O próprio debate recente sobre diferimento tarifário mostra exatamente isso. É muito mais fácil administrar um custo pulverizado nas tarifas futuras do que lidar com uma crise energética explícita.

Assim, quando a contraparte que define a demanda não é a mesma que paga diretamente pela conta, o incentivo econômico muda completamente. O resultado natural é uma contratação mais conservadora, maior demanda por capacidade e menor pressão econômica para reduzir custos. Esse detalhe é central porque mostra que o problema não está apenas no lado da oferta do leilão. Está também na forma como a demanda é construída institucionalmente.

Além disso, mecanismos de capacidade com demanda administrativamente definida tornam-se particularmente vulneráveis ao exercício de poder de mercado quando associados à baixa competição estrutural, elevada concentração de oferta ou segmentação excessiva de produtos. Nessas condições, a competitividade do leilão tende a ser ainda mais reduzida.

O quarto problema – os incentivos institucionais de um comprador único que repassa custos e a distância do real pagador

Existe ainda um problema mais profundo, decorrente da relação institucional entre os geradores e o representante dos compradores. Os contratos deixam de ser relações entre compradores tradicionais e vendedores e passam a se configurar como relações entre os geradores (vendedores) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

(compradora), que atua como compradora única e repassa o custo diretamente à tarifa.

Além disso, na prática, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) também desempenha um papel importante, por exemplo, na mediação de conflitos, muitas vezes proferindo decisões que afetam diretamente essas relações. O histórico do leilão de 2021 nos mostra claramente essa dinâmica.

O ponto é que tanto a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) quanto a ANEEL possuem naturezas bastante distintas das de um agente econômico comprador. E isso não é um demérito ou um problema per se. Tanto a ANEEL quanto a CCEE são órgãos de enorme relevância para o setor. Ou seja, o objetivo aqui nem de longe é criticar essas duas instituições, pelo contrário. O ponto central da argumentação reside nos incentivos que esse tipo de relação pode gerar.

A CCEE e o regulador possuem, entre suas funções, a mediação de conflitos, a garantia de estabilidade institucional, a prevenção de crises e a promoção de soluções. E, geralmente, fazem isso muito bem. Mas quando retiramos da equação a contraparte que efetivamente paga e consome o produto e colocamos entidades administrativas com papéis institucionais dessa natureza, os incentivos mudam completamente, e os geradores são os primeiros a compreender essa nova dinâmica. Em momentos de dificuldade operacional, atraso de obras, problemas com fornecedores ou crises setoriais, a conversa deixa de ser comercial e passa a ser regulatória, com uma dose nada desprezível de atropelos políticos.

O histórico nacional e internacional mostra exatamente o mesmo padrão: pressão por flexibilização contratual, postergação de obrigações, pedidos de reequilíbrio e renegociações sucessivas. Afinal, a contraparte não é um comprador privado defendendo seu caixa; é o regulador tentando evitar um problema sistêmico. Para o bem ou para o mal, o caso do contrato de capacidade de 2021 nos traz exemplos bastante claros desse fenômeno; deixo ao leitor tirar suas próprias conclusões.

Vale lembrar que, há mais de duas décadas, calculamos o lastro energético, o alocamos aos geradores e obrigamos todos os consumidores a contratá-lo. Em princípio, não há motivo estrutural para que

outros atributos que se deseje internalizar e precificar no mercado, como flexibilidade, potência, inércia ou nível de emissão, precisem ser contratados por meio de um comprador único regulado, com repasse de custos. Mas, sem entrar no mérito de quais atributos devem ou não ser criados e contratados (muita cautela neste ponto, pois alguns desses atributos podem ser apenas desdobramentos de outros, como a flexibilidade, que pode ser entendida como a capacidade de variar a entrega de energia ao longo do tempo, algo diretamente relacionado à granularidade e à acurácia com que os preços de energia são contabilizados), o ponto principal é simples: a contraparte importa. Sua disposição a romper contratos, a mudar de fornecedor e a reagir ao preço altera os incentivos, a disciplina contratual e, no limite, o próprio funcionamento do mercado.

O quinto problema – o incentivo à acomodação regulatória

Um ponto de extrema importância que precisa ser percebido pelo leitor é que a discussão sobre mecanismos de capacidade foi colocada à frente da reforma que realmente precisava vir antes. Portanto, antes de introduzirmos mecanismos administrativos adicionais de contratação, talvez devêssemos responder a uma pergunta mais fundamental: quais problemas do sistema elétrico brasileiro efetivamente não poderiam ser resolvidos por sinais de preços adequadamente reestruturados no mercado de curto prazo, complementados por contratos de energia mais flexíveis e sofisticados e por uma conexão com mercados de flexibilidade nas distribuidoras?

Nenhum mercado internacional é necessariamente melhor que o nosso e tampouco constitui exemplo de grandes virtudes. Muitos ainda utilizam contratos de capacidade, possuem elevadas cargas de subsídios e são frequentemente alvos de lobbies e interferências políticas.

Não obstante, esses mercados estão aproximadamente 15 anos à nossa frente no processo de adaptação para uma realidade de alta inserção de recursos não controláveis. E, observando essa evolução, inclusive suas falhas, o consenso que emerge é que muitos problemas são evitados quando primeiro organizamos a formação de preços do mercado de curto

prazo, estruturando adequadamente mercados de tempo real, serviços ancilares, mercado de dia seguinte e mecanismos de dupla contabilização. Quando criamos sinais econômicos mais aderentes à realidade operativa (ler mais sobre), todos os agentes passam a possuir uma referência minimamente realista sobre o valor da flexibilidade.

Alguns exemplos são particularmente interessantes de mencionar. No Electric Reliability Council of Texas (ERCOT, mercado do Texas, EUA), por exemplo, as baterias deslocaram, em larga escala, as termelétricas no fornecimento de serviços de regulação de frequência. A atratividade desse produto de curto prazo criou um nível de competição tão elevado que a entrada massiva de baterias levou os preços a mínimos históricos. As termelétricas, por sua vez, não perderam seu valor. Passaram a competir em produtos de serviços ancilares voltados à recomposição de carga e a serviços de maior duração, nos quais as baterias enfrentam mais limitações. A hibridização entre térmicas e baterias também não é incomum.

Não obstante, quem descobre a solução — e os arranjos tecnológicos que acabam prevalecendo em determinado momento — não é o governo nem uma entidade setorial, mas a competição. A solução emerge; não é imposta. E, via de regra, ela surpreende.

Esse exemplo nos revela duas coisas importantes. Primeiro, a referência de valor de cada atributo do sistema torna-se muito mais clara quando mercados de curto prazo bem estruturados estão em funcionamento. Segundo, termelétricas e baterias são, ao mesmo tempo, complementares e competidoras, dependendo do produto, da escala temporal e da necessidade operativa a ser atendida.

Aqui, contudo, tentamos começar pelo fim. Decidimos implementar contratos de capacidade sem referências transparentes e dinâmicas para o valor da flexibilidade e da potência, sem mecanismos adequados de ajuste de excessos e déficits, com reserva de mercado por fonte, baixa competição e um desenho contratual não apenas criticado há anos pelos principais pesquisadores do tema, mas também incompatível com um ambiente regulatório que ainda não conseguiu organizar adequadamente os sinais econômicos básicos do mercado de curto prazo.

Quanto maior a diferença entre aquilo que os preços conseguem remunerar e aquilo que o sistema realmente necessita, maior tende a ser o custo transferido para a receita fixa regulada do contrato de capacidade. Por isso, discutir contratos de capacidade antes de reformar profundamente a formação de preços no Brasil (onde deveríamos também incluir o varejo e o mercado de flexibilidade das distribuidoras) significa inverter completamente a lógica das prioridades.

Assim, antes de contratar capacidade, o setor precisa permitir que os preços contem a verdade sobre a operação do sistema em suas múltiplas dimensões. O setor precisava de modernização. Optou, contudo, por ampliar a coordenação regulatória antes de consolidar os sinais econômicos fundamentais do mercado.

O risco agora é que a sensação de que o problema foi resolvido passe a pairar entre as entidades setoriais e os órgãos públicos, impedindo discussões importantes sobre avanços no desenho de mercado. E, em breve, voltaremos a discutir exatamente o mesmo problema.

O setor elétrico e o país das oportunidades perdidas

Brasil, com tudo para ser uma potência energética mundial, compromete, por suas próprias escolhas, sua vantagem competitiva

Valor Econômico · 9 de junho de 2026
Versão publicada: valor.globo.com

RESUMO

Argumento que o Brasil enfrentou tarde, com um só instrumento, um conhecido problema de flexibilidade e perdeu uma rara janela de modernização regulatória. Em 2025, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) estimou em 96% a probabilidade de perda de carga por insuficiência de potência até 2029 e previu corte de geração em 80% das horas diurnas em cinco anos. Em março de 2026, o Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) contratou 16,47 GW térmicos e 2,5 GW hídricos por mais de R$ 38,9 bilhões anuais, 3,8 vezes o preço do último leilão anual do PJM Interconnection, nos Estados Unidos. Restrito a uma tecnologia, o leilão limitou a oferta diante de demanda sabidamente alta, e os preços saíram quase sem deságio. Somada à reserva de mercado, a receita fixa funciona como subsídio, e o consumidor ainda compra a energia a preços de curto prazo. O problema de fundo é o excedente diurno, em grande parte da geração solar distribuída. Mercados locais de flexibilidade com agregadores, preços de tempo real e dupla contabilização atacariam a origem do problema. Apostar só em leilões de capacidade é renunciar a três futuros: o consumidor investindo em baterias, a geração distribuída como ativo de flexibilidade remunerado e um mercado integrando atacado e varejo.

Em 2024, o Operador Nacional do Sistema (ONS) já apontava um déficit de flexibilidade diante do excesso de geração solar durante o dia e da forte elevação da demanda líquida ao entardecer, fenômeno conhecido como rampa de demanda do entardecer. Em 2025, o ONS aprofundou o diagnóstico: estimou em 96% a probabilidade de perda de carga por insuficiência de potência até 2029 e avaliou que 80% das horas diurnas exigirão corte de geração nos próximos cinco anos. Em março de 2026, realizamos o segundo Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP), que contratou 16,47 GW de potência termelétrica e 2,5 GW hídrica, sob uma modalidade contratual sem entrega de energia ao consumidor.

Apesar da inegável necessidade e inúmeros avisos do ONS, o governo optou por enfrentar o problema tardiamente e com um único mecanismo, sem atacar a causa raiz: o excesso de geração distribuída durante o dia. O resultado foi um pagamento por capacidade, repassado via encargo, superior a R$ 38,9 bilhões por ano (US$ 395 mil/MW-ano, 3,8 vezes o preço do último leilão anual do PJM Interconnection, Estados Unidos, para 2026/27). Pior, a escolha desperdiçou uma rara janela para reorganizar o defasado desenho regulatório e recolocá-lo em uma rota positiva de modernidade e eficiência.

Em um leilão, o preço reflete o equilíbrio entre oferta e demanda. Diante de uma demanda elevada por flexibilidade, decorrente da incapacidade do mercado de se reorganizar para promovê-la, a abertura tecnológica é o mecanismo que comprime o preço pelo aumento da competição. Hidrelétricas, térmicas, baterias e consumidores agregados compartilham, em maior ou menor grau, atributos como flexibilidade, potência e energia. Fechar uma licitação em torno de uma única tecnologia é restringir a oferta diante de demanda sabidamente alta.

O resultado era previsível: preços altos, com quase nenhum deságio sob um preço teto aumentado pouco tempo antes do leilão. A cadeia global de suprimentos completa o quadro: turbinas a gás enfrentam filas superiores a um ano sob pressão dos data centers. Do outro lado, baterias vivem sobreoferta, com preços em queda. Pagamos caro onde o mercado mundial está apertado e abrimos mão do excedente onde está farto.

O formato escolhido contém uma segunda armadilha. No contrato de capacidade, o gerador recebe receita fixa pela disponibilidade sem entregar, em contrapartida, a energia produzida, único produto pelo qual todos competem no mercado. Se somarmos a isso a reserva de mercado para um subgrupo de agentes, a receita fixa assume, na prática, caráter de subsídio. E o consumidor? Ainda terá que comprar essa energia no mercado de curto prazo, permanecendo exposto às altas nos preços dos combustíveis decorrentes de crises geopolíticas globais.

O contraste com o contrato de disponibilidade, que estruturou os Leilões de Energia Nova por duas décadas e se assemelha a uma opção de compra, é direto: nele, o prêmio do leilão constitui a única receita do gerador e, quando a térmica é chamada a produzir, a energia pertence ao consumidor, que a liquida no mercado e reembolsa o gerador pelo custo variável, limitando sua exposição a preços altos no mercado de curto prazo.

Mas há ainda um problema mais profundo. O setor não tem propriamente um problema de rampa no entardecer, tem um problema de excedente durante o dia. A rampa de demanda líquida, com o sol que se vai, é uma das consequências, não a única, do excesso de geração solar durante o dia que o sistema ainda não consegue absorver de forma eficiente. E esse excedente se materializa, em grande parte, dentro da rede de distribuição, na geração solar distribuída. Atacar a rampa apenas pelo lado da expansão térmica centralizada é tratar o sintoma sem tocar na causa.

Já está claro que a geração distribuída (GD) também será submetida a cortes. Menos claro, contudo, é o que ocorrerá com a GD após a implementação desses cortes, e com o consumidor, quando os custos do LRCAP aparecerem nas tarifas e nos preços de curto prazo. A queda contínua do custo de investimento (CAPEX) das baterias e da GD, em conjunto com a alta dos preços de curto prazo, pressiona o consumidor para uma onda de redução de dependência da rede. O LRCAP tende, portanto, a mitigar sua própria necessidade, mas, infelizmente, por um efeito colateral posterior ao investimento já contratado. Forçar um problema complexo, com fortes acoplamentos entre ativos de baixa e

alta tensão, a ser resolvido apenas por geradores de um único tipo na alta tensão é claramente subótimo.

Soluções para problemas que se originam na distribuição e se propagam até a alta tensão demandam ações integradas entre varejo e atacado, caminho já adotado em mercados mais desenvolvidos. Mercados locais de flexibilidade nas distribuidoras, com agregadores coordenando geradores, baterias e consumidores, aliados a sinais de preço em tempo real e à dupla contabilização para valorar a flexibilidade de forma agnóstica à fonte que a provê, atacam o problema na origem.

A flexibilidade distribuída pode entregar maior confiabilidade aos consumidores, mitigar fluxo reverso e violações de tensão na distribuição, além de aliviar a rampa térmica e hidrelétrica no pôr do sol. Atacar o problema na origem e conforme as necessidades do sistema permite endereçar dores das distribuidoras, do ONS, do consumidor e da própria GD com um compartilhamento mais eficiente de custos entre os agentes, e não por meio de repasse integral aos consumidores. E, para quem duvida da velocidade de crescimento de um mercado em um ambiente pressionado por preços elevados, basta lembrar da GD entre 2012 e 2024, que passou de quase nada a mais de 30 GW, patamar já superado pelas baterias distribuídas nos Estados Unidos. Quando o terreno regulatório é fértil, o mercado nasce rápido e se espalha.

O excesso de geração na distribuição e a incapacidade de absorção na alta tensão exigem uma reforma regulatória, não apenas mais geradores centralizados. O foco exclusivo em leilões de capacidade renuncia a três futuros: 1) o do consumidor que investe em baterias para aumentar sua confiabilidade, prestar serviços à rede e reduzir sua conta; 2) o da GD, que evolui de parte do problema a ativo de flexibilidade remunerado; e, por fim, 3) o de um mercado funcional, com atacado e varejo integrados e mercados locais de flexibilidade nas distribuidoras equilibrando custos, confiabilidade e utilização nas últimas milhas antes do consumidor. Pior, a solução por leilões de capacidade pode nos empurrar, tarde e em desordem, para a mesma arquitetura distribuída que escolhemos ignorar, mas apenas depois de pagarmos a conta dos dois caminhos. É assim que um país com tudo para ser uma potência energética global compromete, por suas próprias escolhas, sua vantagem competitiva.

A barreira regulatória do setor elétrico e o leilão das baterias

O leilão de baterias expõe a falta de sinais de preço adequados para remunerar a flexibilidade e permitir que o mercado coordene investimentos.

CNN Brasil · 19 de agosto de 2026
Versão publicada: cnnbrasil.com.br

RESUMO

A principal barreira do setor elétrico brasileiro é regulatória. O país tem recurso, tecnologia e capital, mas seus preços não contam a verdade sobre a escassez. A consulta de julho de 2026 sobre o primeiro leilão de baterias concentrou o debate em quem pagará o encargo. Defendo que é um falso problema. O verdadeiro problema é adiar a correção dos sinais de preço no atacado e no varejo. Um leilão competitivo não é uma solução de mercado. Ele precisa responder administrativamente o que agentes com preços coerentes responderiam facilmente: onde as baterias serão necessárias, como operarão, quem se beneficia, quem perde e qual preço teto cabe. A distribuição, onde a geração solar provoca sobrecargas e inversão de fluxo, segue intocada. Depois do leilão de reserva de capacidade de março de 2026, com mais de 16 gigawatts de termelétricas a R$ 38,9 bilhões por ano, o país se prepara para subsidiar baterias em vez de incentivá-las. Como a causa e os beneficiários do armazenamento são identificáveis, um primeiro passo via mercado está ao alcance. Duas experiências mostram que agentes respondem a preços. No racionamento de 2001, os próprios consumidores escolheram equipamentos eficientes. No Texas, a competição entre baterias derrubou preços de serviços ancilares. A formação de preços deve vir primeiro.

A principal barreira do setor elétrico brasileiro não é tecnológica nem econômica: é regulatória. Temos o recurso renovável, a tecnologia e o capital disposto a financiá-la; o que não temos é um mercado com preços que contem a verdade sobre a escassez do sistema e a crença de que mercados funcionam no setor elétrico.

A consulta pública aberta em 30 de julho, sobre os editais do primeiro leilão de baterias do Sistema Interligado Nacional, é o próximo capítulo dessa história. O debate que ela já suscita concentra-se em quem pagará o encargo decorrente da compra centralizada de baterias, quando a questão de fundo é outra: por que voltamos a contratar de forma centralizada um serviço que, num mercado bem desenhado, teria comprador voluntário.

A Lei 15.269/2025 atribuiu o custeio das baterias exclusivamente aos geradores. Mas recentemente a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) retirou do edital a repartição do Encargo de Reserva de Capacidade, remetendo-a a um processo regulatório específico. A lógica que prevaleceu no Congresso é a de que quem dá causa a um custo deve arcar com ele. Como a demanda por flexibilidade e potência nasce da geração renovável não controlável, caberia a esses geradores, e não aos consumidores, financiar as baterias, o que ainda ajudaria a reduzir o "*curtailment*" (corte da geração renovável).

O princípio é razoável, mas o instrumento utilizado não é eficaz. Isso porque uma disputa competitiva em um leilão não equivale a uma solução de mercado. Um leilão pode ser muito concorrido e, ainda assim, contratar administrativamente, em excesso ou em falta, aquilo que um mercado bem organizado revelaria por conta própria e alocaria voluntariamente aos beneficiários dispostos a pagar.

Os leilões de capacidade sofrem para responder, de forma administrativa, a perguntas que os agentes, em um mercado com preços coerentes com a realidade do sistema, responderiam com muito mais facilidade: (1) onde estará localizada a demanda por baterias ao longo dos próximos 10 anos no Brasil e em que medida ela substituiria ou complementaria a demanda por termelétricas contratadas no primeiro leilão? (2) Como as baterias serão operadas e em benefício de quem? (3) Seus custos serão integralmente alocados aos seus beneficiários? (4) Quem serão os prejudicados com as escolhas arbitrárias que serão

realizadas nesse processo tão pouco discutido? (5) Quais serviços estarão incluídos e qual será o preço teto compatível com eles?

Além disso, o problema permanece praticamente intocado no nível da distribuição, onde hoje se concentra a geração fotovoltaica. Essas fontes não apenas agravam os desafios já existentes na rede de alta tensão, como também provocam, na baixa tensão, sobrecargas, inversão de fluxo e diversos outros problemas operacionais que exigem bilhões de reais adicionais em investimentos na infraestrutura de distribuição.

Nos mercados mais maduros, a resposta a esse problema veio, majoritariamente, por meio do mercado. À medida que os preços passaram a refletir o valor da flexibilidade, baterias deixaram de ser um acessório e passaram a integrar o próprio modelo de negócios de muitos projetos renováveis. Do lado da demanda, consumidores de todos os portes, inclusive data centers que utilizam seus geradores e baterias para prestar serviços à rede, monetizam a flexibilidade de seu consumo em diferentes mercados, por meio de contratos de curto, médio e longo prazo, todos ancorados nos preços de curto prazo.

Assim, se a causa e os beneficiários são conhecidos, não há razão para não organizar um primeiro passo via mercado, no qual os beneficiários do serviço, conforme sua disposição a pagar, contratem os fornecedores que, conforme sua disposição a fornecer, cheguem a um preço de equilíbrio para aquele atributo ou equipamento. Nesse desenho, a insuficiência de potência e de flexibilidade se resolveria, em grande medida, como subproduto de decisões privadas coordenadas por incentivos de mercado, sem que fosse necessário definir, por norma, quem deve pagar.

Por isso, a discussão sobre quem vai pagar o encargo do leilão de baterias é, no fundo, um falso problema. O verdadeiro problema é a decisão de adiar a correção dos sinais de preço, no atacado e no varejo, apesar de todos reconhecerem que eles estão na origem de grande parte dessas distorções.

Algum tipo de incentivo econômico inicial, com prazo definido para terminar e tratado como política pública financiada pelo Orçamento da União, poderia até ser estudado para facilitar a implantação da cadeia produtiva local. Nunca, porém, interferindo na estrutura da relação

entre compradores e vendedores, como fazem os leilões de capacidade, nem na tarifa de energia, que afeta todos os demais setores da economia.

Não obstante, é justamente a incapacidade das instituições setoriais de articular a correção desses sinais de preço que impossibilita a adequada remuneração de quem aporta flexibilidade. Como consequência, soluções "pragmáticas", por fora do desenho de mercado, como os leilões de capacidade, ganham força.

Depois do Leilão de Reserva de Capacidade que, em março deste ano, contratou mais de 16 GW de termelétricas a um custo de R$ 38,9 bilhões por ano, em contratos de 10 a 15 anos (preços superiores a três vezes os do último leilão de capacidade do PJM Interconnection, nos Estados Unidos, cuja precificação já havia provocado grande alvoroço), começamos a nos preparar para subsidiar, em vez de incentivar, as baterias.

Seguimos, assim, subsidiando tecnologias específicas, sem planejamento integrado nem coordenação via mercado, para resolver um problema criado pela ausência de sinais de preço e por subsídios às renováveis ainda não integralmente removidos. É um ciclo vicioso que produz novas distorções e tarifas tão elevadas para os consumidores finais que precisam ser parceladas a juros compostos.

A experiência internacional está disponível: países quinze anos à nossa frente já percorreram os erros e acertos com os quais poderíamos aprender. Uma lição importante é que a ordem importa. Primeiro, corrigir a formação de preços; depois, incentivar que os próprios beneficiários comprem as baterias, criando o ambiente e os mecanismos de mercado necessários para que possam responder a sinais de preço aderentes à realidade operativa. Justamente porque, no caso do armazenamento, a causa e os beneficiários são identificáveis, esse primeiro passo via mercado está ao nosso alcance.

O racionamento de 2001 é rico em exemplos. Não realizamos uma compra centralizada e compulsória de eletrodomésticos da linha branca mais eficientes, com o custo repassado à tarifa de energia, para reduzir o consumo. Em vez disso, o governo reforçou o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel) e a etiquetagem e, sobretudo, aprovou a Lei de Eficiência Energética (Lei 10.295/2001), que fixou níveis

mínimos de eficiência para os equipamentos vendidos no país. Houve subsídio, mas na forma de incentivos temporários à indústria de base.

No fim, porém, quem decidia investir em equipamentos mais eficientes para evitar o aumento de tarifa aplicado a quem não cumprisse a meta de redução durante o racionamento era o próprio consumidor. Assim, ao contrário do que muitos dizem, o consumidor brasileiro mostrou-se plenamente capaz de fazer as escolhas certas naquele que foi, talvez, o maior programa de resposta da demanda já realizado na história.

Já no Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), operador que atende o Texas, nos Estados Unidos, a competição acirrada das baterias derrubou o preço de diversos serviços ancilares de curtíssimo prazo e deslocou as térmicas para outros serviços de mais longo prazo. A lição das duas experiências é a mesma: todos os agentes respondem a incentivos de preços com enorme eficácia, resolvendo o problema do sistema de forma eficiente quando o preço é bem definido. O mercado funciona. O que ele exige de nós é a decisão de querer o melhor para o consumidor e para todos os agentes que se mostrem eficientes.

Capítulo 8

Um sistema de preços míope e incompleto

2026

Neste capítulo

A confusão dos preços e aversão a risco no setor elétrico 131
Do curtailment aos altos preços no varejo: o problema está no sistema de preços míope e incompleto 136

Introdução

Os preços de curto prazo voltaram a ser objeto de um debate intenso nos primeiros meses de 2026. Para alguns, estavam altos demais porque os modelos oficiais haviam elevado excessivamente sua aversão a risco. Para outros, os preços tinham sido mantidos baixos por muito tempo por diversos vieses, e a maior aversão a risco os corrigia. Argumentei que os dois lados empilhavam problemas de naturezas distintas sobre um único instrumento. Em junho, a disputa já havia migrado para o curtailment, os cortes na geração renovável determinados pelo operador. A questão era se as hidrelétricas a fio d'água deveriam dividir esses cortes com as usinas solares e eólicas. Nos dois artigos deste capítulo, leio as duas disputas como sintomas de uma mesma causa. O sistema de preços é míope, porque não representa a rede, o tempo real nem as reservas. É também incompleto, porque não remunera os serviços que se tornaram críticos para a segurança do sistema.

Em abril, comecei pela forma como o risco é medido. Os modelos oficiais expressam a aversão a risco por meio de um valor em risco condicional (CVaR) encadeado, aplicado ao custo total de operação ao longo de um horizonte assumido infinito. Essa métrica se baseia em um custo que ninguém paga nem recebe, descontado a uma taxa de juros desconectada do setor. Nenhum operador do mundo a utiliza. Seus parâmetros são calibrados para uma condição inicial e perdem validade à medida que o sistema evolui. Havia alternativas com referências absolutas. Uma é a superfície de aversão a risco, que estabelece um nível mínimo de armazenamento para cada época do ano. Outra é um limite para o risco de déficit de energia. As variáveis duais dessas restrições medem o custo de violá-las e precificariam esse risco em todos os estados do sistema. A confusão aumenta porque as previsões de afluência têm um viés otimista e os parâmetros de risco são calibrados em simulações afetadas pelo mesmo viés. Qualquer nível de preço se torna contestável, e o operador se distancia de seus próprios modelos. A boa notícia é que o Operador Nacional do Sistema Elétrico assumiu a responsabilidade pelos modelos.

Em junho, tirei a imagem do segundo artigo da pintura de Bruegel *A parábola dos cegos*. Quando os sinais são míopes, mesmo agentes perfeitamente racionais caminham para decisões ineficientes. O curtailment é uma decisão de despacho, mas nenhum preço o reflete, porque a rede está ausente da formação do Preço de Liquidação das Diferenças. Esse é o preço de curto prazo que liquida cada desvio em relação a um contrato. O piso desse preço remenda outra distorção, o custo variável nulo atribuído às hidrelétricas nos modelos de formação de preço. Remover apenas o piso seria injusto com as hidrelétricas, que reduzem a geração ao meio-dia, aumentam a produção ao pôr do sol e absorvem oscilações em segundos sem remuneração explícita. Propus três medidas. A primeira são preços de tempo real atualizados a cada dez minutos, de preferência em cada nó da rede. A segunda é a dupla contabilização, na qual os desvios em relação às posições programadas no mercado do dia seguinte são liquidados a preços de tempo real. A terceira são mercados conjuntos de energia e reservas operativas. Os dois primeiros passos exigem ofertas de preço e de quantidade, começando pelas renováveis e depois estendidas a todos os agentes. A transferência dos modelos para o operador torna isso viável.

A reforma precisa chegar também ao varejo. O programa de resposta da demanda do operador deveria evoluir para um programa de flexibilidade distribuída que inclua cargas, geração distribuída e baterias. As *non-wire alternatives* deveriam se tornar um instrumento permanente de planejamento. Elas permitem que a distribuidora contrate flexibilidade distribuída em vez de reforçar sua rede. Agregadores e comercializadores varejistas fechariam então o elo entre atacado e varejo. Sem essa reforma, preços baixos são uma ilusão. Os custos da escassez reaparecem nos leilões de capacidade, nos despachos fora da ordem de mérito, nos leilões de reserva e nos encargos setoriais, onde já não mostram quem deve investir, operar ou ser remunerado.

Ideias centrais

1. O debate de 2026 sobre o nível dos preços de curto prazo carrega problemas de naturezas distintas sobre um único instrumento, os parâmetros de aversão a risco.
2. O CVaR encadeado sobre o custo total de operação não tem paralelo entre os operadores do mundo nem referência absoluta. Critérios baseados em armazenamento mínimo ou em risco de déficit estavam disponíveis.
3. Um viés otimista nas previsões de afluência, combinado à calibração em simulações enviesadas, mantém o setor numa confusão permanente e afasta o operador de seus próprios modelos.
4. As disputas sobre o curtailment são sintoma de pagamentos dissociados dos serviços efetivamente prestados, já que a formação de preços não representa a rede.
5. O piso do preço de curto prazo remenda o custo variável nulo atribuído às hidrelétricas, cujos serviços de flexibilidade não são remunerados.
6. Três medidas corrigiriam o desenho: preços de tempo real a cada dez minutos, de preferência nodais; dupla contabilização em relação ao programa do dia seguinte; e mercados conjuntos de energia e reservas.
7. Resposta da demanda, flexibilidade distribuída, *non-wire alternatives*, agregadores e comercializadores varejistas são componentes de um mesmo desenho de mercado, que liga atacado e varejo.
8. Preços baixos são uma ilusão, pois os custos da escassez reaparecem em leilões, despachos fora da ordem de mérito e encargos, onde já não sinalizam quem deve investir.

Conclusões

As controvérsias de 2026 sobre o nível dos preços e o curtailment são o que um sistema de preços míope e incompleto produz. Seus modelos medem o risco sem referência absoluta, seus preços ignoram a rede e o tempo real, e os serviços que mantêm o sistema seguro não têm preço. As soluções técnicas existem, e o operador agora é responsável pelos modelos. O que falta é coerência, liderança e a decisão de implementar essas soluções.

Os artigos

A confusão dos preços e aversão a risco no setor elétrico, publicado no LinkedIn em 24 de abril de 2026, examina a métrica de risco dos modelos oficiais e sua interação com o viés otimista das previsões de afluência. *Do curtailment aos altos preços no varejo: o problema está no sistema de preços míope e incompleto*, publicado no LinkedIn em 25 de junho de 2026, leva o argumento do curtailment ao varejo e propõe as três medidas de uma reforma estrutural do desenho de mercado.

A confusão dos preços e aversão a risco no setor elétrico

LinkedIn · 24 de abril de 2026
Versão publicada: linkedin.com

RESUMO

O setor elétrico voltou a discutir intensamente o nível dos preços de curto prazo. Uns os veem altos demais por aversão a risco exagerada, outros como correção de preços mantidos baixos por vieses. Argumento que o debate acumula problemas distintos em um único instrumento. O problema mais profundo é a própria métrica de risco. Escolhemos o valor em risco condicional encadeado sobre o custo total de operação em horizonte infinito, métrica sem paralelo entre os operadores do mundo. Ela se apoia em custos que ninguém paga nem recebe e numa taxa de desconto desconectada do setor. Parâmetros calibrados para uma condição inicial perdem a validade quando o sistema evolui. Havia alternativas absolutas, como a superfície de aversão a risco sobre o armazenamento mínimo ou um limite ao valor em risco condicional do déficit. Suas variáveis duais precificam esse risco em cada estado do sistema. O problema se agrava porque as previsões de afluência têm viés otimista, e os parâmetros são calibrados nessas simulações enviesadas. Qualquer preço se torna contestável, e o operador se distancia dos próprios modelos. A decisão do operador de assumir os modelos é boa notícia. Falta ao setor coerência e liderança. Sem elas, o desfecho será fragilidade institucional, judicialização e repasse da conta ao consumidor.

Nos últimos meses, o setor elétrico voltou a discutir intensamente o nível dos preços de curto prazo. Para alguns, eles estão excessivamente elevados, refletindo uma aversão a risco exagerada; para outros, o preço esteve baixo por muito tempo em função de diversos vieses que afetam o problema, e o aumento recente da aversão a risco veio justamente para

corrigi-los. O ponto é que essa discussão acaba acumulando diversos problemas de naturezas distintas em um único instrumento, quando, na verdade, cada um deveria ser tratado de forma separada, observando as técnicas e os princípios apropriados para resolvê-los.

No centro desse debate está um dos grandes fatores de fricção: a mudança nos parâmetros de aversão a risco. Mas há uma questão mais profunda: a métrica utilizada para considerar a aversão a risco é parte do problema. Quando a aversão é definida por critérios indiretos e não possui referências absolutas, abre-se um espaço inevitável para interpretações conflitantes. Afinal, aversão a risco cada um tem a sua. Sem uma referência objetiva, que conecte de forma clara a segurança do sistema com a linguagem e as referências de operação de um sistema hidrotérmico, torna-se impossível estabelecer o que de fato é um perfil de risco adequado. Nesse cenário, o debate passa, então, a ser como o que estamos presenciando, menos técnico e mais interpretativo. E é exatamente aí que começa a confusão.

Na última década, tivemos uma discussão ampla e qualificada no setor sobre os modelos computacionais do sistema elétrico. Havia alternativas tecnicamente sólidas. A superfície de aversão a risco (SAR), por exemplo, estabelecia uma referência clara e absoluta em relação ao estado do sistema e, principalmente, na linguagem que o operador está acostumado a monitorar o risco de suprimento: um nível mínimo de armazenamento em determinado período do ano. Trata-se de um critério criado sob uma referência não relativa, que pode ser calculada com baixo grau de ambiguidade quando comparada à metodologia atual. Isso torna a discussão sobre o limite de risco tolerável independente da situação em que o sistema se encontra. Também se discutiam propostas como a limitação do valor em risco condicional (CVaR) do déficit, outra métrica objetiva, transparente e de fácil compreensão.

Mas optamos por outro caminho. Escolhemos uma métrica que não encontra paralelo em nenhum operador do mundo: o CVaR encadeado aplicado ao custo total de operação ao longo de um horizonte assumido infinito. Criamos uma medida baseada em algo que ninguém paga nem recebe, que não possui referência prática e absoluta para avaliação do risco e que depende de uma concatenação de custos mensais

descontados por uma taxa de juros desconectada da realidade do setor elétrico. O resultado é uma construção altamente subjetiva e, portanto, fundamentalmente sujeita a todo tipo de questionamento.

O procedimento atual para calibrar os parâmetros de aversão a risco do CVaR encadeado no custo busca, através de simulações que pouco se aproximam da operação real, ajustar métricas da operação, como o déficit e o armazenamento, a níveis considerados aceitáveis. O problema é que, uma vez definidos pares de parâmetros de aversão a risco (λ e α do CVaR) aparentemente "adequados", essa validade se restringe à condição inicial e todas as demais premissas sob as quais a simulação foi realizada. À medida que o estado do sistema evolui, nada garante que esses mesmos parâmetros produzirão resultados razoáveis. Na verdade, é garantido que não irão produzir os resultados esperados, porque o "preço" da penalidade (ou o λ do CVaR) precisaria aumentar para garantir o mesmo nível de armazenamento tido como seguro à medida que nos aproximamos dele. Já uma restrição absoluta e direta sobre o nível de armazenamento, por exemplo, produziria exatamente esse efeito; basta analisar a variável dual associada a essa restrição (seja da SAR ou de uma restrição sobre o déficit), que mede precisamente o custo de oportunidade de sua violação em cada estado do sistema de forma endógena (por substituição marginal do custo esperado). Essa informação está internalizada nas decisões primais de um modelo que considera restrições de risco.

A consequência é inevitável. Ao expressar aversão a risco sobre o custo, sem uma referência objetiva sobre o que constitui um evento de risco para o operador, introduzimos subjetividade estrutural no modelo. Essa abordagem pode até ser útil para agentes privados, que precisam avaliar diferentes perfis de risco em seus portfólios, mas não é adequada para a operação de um sistema elétrico. Operadores, em qualquer lugar do mundo, trabalham com métricas diretas de segurança, como probabilidade de déficit e níveis mínimos de armazenamento. A pergunta, portanto, é simples: por que não otimizar diretamente com base nessas métricas?

Ao escolhermos o CVaR encadeado no custo, perdemos, mais uma vez, a oportunidade de avançar na direção da coerência. As discussões

atuais revelam essa questão, pois ninguém é capaz, ou tem o direito, de afirmar o quanto de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) a mais é justo trocar por um nível mais elevado de armazenamento no "baldão" sudeste ao final de N meses. Mas todos podemos concordar que levar os reservatórios a valores inferiores a x% representa um risco estrutural. Obviamente, toda métrica de risco contém algum grau de subjetividade; a SAR e o risco de déficit não estão livres disso. Ainda assim, a conversa ganha muito mais qualidade quando tratamos de referências absolutas e diretas, baseadas nas variáveis que o operador efetivamente domina, seja em termos de risco de suprimento, seja em termos de ações preventivas e corretivas.

Se essa subjetividade já seria problemática por si só, ela se torna ainda mais grave quando combinada com outro fator bem documentado: o viés otimista nas previsões de afluência. Esse viés, de magnitude relevante, induz os modelos a esvaziar os reservatórios de forma sistemática, como discutido em diversos estudos recentes do Laboratório de Programação Matemática e Estatística Aplicadas (LAMPS) da PUC-Rio.

O resultado é um ambiente de confusão permanente. Em vez de atacar as causas dos problemas, optamos sistematicamente por soluções indiretas e pragmáticas, no pior sentido da palavra. Aumentamos a aversão a risco no custo, já altamente subjetiva, para compensar os efeitos de um viés que não corrigimos. Misturamos, assim, duas distorções: uma métrica de risco mal definida e um erro sistemático no principal insumo do sistema.

O mais preocupante é que calibramos os parâmetros de aversão a risco com base nessas mesmas simulações enviesadas. Nesse cenário, qualquer resultado pode ser questionado. Se os preços sobem, argumenta-se que a aversão a risco foi artificialmente elevada para compensar problemas conhecidos, como o viés hidrológico, a simplificação da rede ou a taxa de desconto inadequada. Se os preços caem, a explicação é oposta: o viés otimista leva o modelo a enxergar uma abundância de recursos que não existe.

Vivemos hoje exatamente na interseção dessas duas inconsistências: um modelo operativo que mede o risco de forma indireta e um modelo de previsão de vazões que distorce as simulações utilizadas para calibrar

a aversão a risco. Nesse contexto, não deveria surpreender ninguém o nível de desconfiança e confusão nas discussões que observamos no setor.

Talvez o ponto mais preocupante seja que seguimos insistindo em soluções cada vez mais afastadas da prática da operação. E, toda vez que afastamos os modelos de preço da realidade operativa, os preços deixam de nos contar a verdade sobre o que o sistema realmente precisa ou tem em excesso. Um efeito adicional é que o próprio operador passa a se distanciar dos modelos, pois precisa agir de forma diferente do que eles indicam para garantir, na prática, a segurança do sistema.

Não obstante, não acredito que a troca da aversão a risco solucionará nosso problema. Ela é apenas um dos pontos relevantes para melhorar a coerência dos modelos e, consequentemente, a saúde do setor como um todo. Precisamos enfrentar diversos problemas empurrados para debaixo do tapete ao longo de anos, como, por exemplo, o enorme viés na previsão de vazões decorrente da incompatibilidade entre o modelo e a dinâmica da série. Enquanto o mundo avançou na modelagem de incertezas de curto prazo, reservas dinâmicas, restrições de rede e múltiplos usos da água, nós permanecemos parados nos anos 90 discutindo a técnica da programação dinâmica. Não que ela não seja importante, mas esquecemos que não é o fim, e sim o meio para resolver um problema do mundo real. A boa notícia veio recentemente, com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) assumindo a responsabilidade pelos modelos. Parabéns pela iniciativa e coragem de todos os envolvidos. Consumidores e agentes agradecerão em breve se essa iniciativa se concretizar.

Falta-nos algo simples: coerência e liderança. O resto, o setor tem de sobra. Enquanto não alinharmos a aversão a risco do modelo com referências absolutas, ancoradas em variáveis clássicas de segurança operativa, e enquanto não monitorarmos e reduzirmos de forma efetiva o enorme abismo entre o problema descrito nos modelos e o problema enfrentado na operação real, o desfecho será inevitável: fragilidade institucional, judicialização e repasse da conta ao consumidor.

Do curtailment aos altos preços no varejo: o problema está no sistema de preços míope e incompleto

LinkedIn · 25 de junho de 2026
Versão publicada: linkedin.com

RESUMO

Argumento que nenhuma discussão do setor elétrico se resolverá enquanto os preços não remunerarem os serviços hoje críticos para a segurança do sistema. Como na pintura de Bruegel em que cegos conduzem cegos, preços míopes levam mesmo agentes racionais a decisões ineficientes. A disputa sobre quem divide o curtailment ilustra isso, pois os pagamentos seguem dissociados dos serviços prestados. O curtailment é uma decisão de despacho ignorada pelos preços, que não representam a rede. O piso do preço de curto prazo compensa outra distorção, o custo variável nulo das hidrelétricas, cuja flexibilidade não é remunerada de forma explícita. Proponho três medidas: preços de tempo real a cada dez minutos, de preferência nodais; dupla contabilização em relação ao programa do dia seguinte; e mercados conjuntos de energia e reservas, com ofertas de preço e quantidade, primeiro das renováveis. A recente transferência dos modelos ao operador viabiliza isso. A reforma precisa chegar ao varejo, transformando a resposta da demanda em flexibilidade distribuída e as *non-wire alternatives* em instrumento permanente de planejamento. Preços baixos são uma ilusão, pois os custos da escassez reaparecem em leilões, despachos fora da ordem de mérito e encargos, onde já não sinalizam quem deve investir. As soluções técnicas existem, e o que falta é a decisão de implementá-las.

Sem uma reforma no sistema de preços para remunerar os serviços que se tornaram cada vez mais críticos para a segurança e o funcionamento

do sistema elétrico, nenhuma discussão setorial será verdadeiramente resolutiva. Continuaremos debatendo sintomas enquanto ignoramos a causa. **Na parábola de Bruegel (a pintura *A parábola dos cegos*, de Pieter Bruegel, o Velho, 1568), um cego conduz outros cegos. No setor elétrico brasileiro, o guia é um sistema de preços que deixou de enxergar a realidade física e econômica da operação. E quando os sinais são míopes, mesmo agentes perfeitamente racionais caminham para decisões ineficientes. Essa é a tragédia do setor elétrico que vivemos.**

Tomemos o curtailment como exemplo. Hoje discute-se se as hidrelétricas a fio d'água devem ou não pertencer ao mesmo grupo de rateio das usinas solares e eólicas. Haverá inúmeros argumentos técnicos e regulatórios dos dois lados. O problema é que, independentemente de quem "vença" esse debate, estaremos apenas criando novos problemas. A razão é simples: enquanto pagamentos e recebimentos permanecerem dissociados dos serviços efetivamente prestados, novos conflitos de incentivos inevitavelmente surgirão.

Não adianta criar regras para mitigar os efeitos sem corrigir a causa do problema. Aproximar os preços da realidade operacional é o que promove justiça alocativa. A discussão sobre os grupos de curtailment, por exemplo, seria muito mais simples se os agentes pudessem ofertar seus próprios preços. Nesse caso, conheceríamos o verdadeiro custo de oportunidade de cada recurso.

Mas isso exigiria eliminar o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) piso para permitir que cada agente expressasse seu verdadeiro custo de oportunidade, agora também relevante para determinar quais recursos deverão ser reduzidos ou desligados (cortados ou não aproveitados por conta de restrições reais que, no fundo, são econômicas, mas não explícitas). Vale observar que o curtailment nada mais é do que uma decisão de despacho das fontes não controláveis imposta por restrições operativas. No entanto, diferentemente do despacho das fontes controláveis, essa decisão ainda não é suportada por um sistema de preços que internalize as restrições que a produziram.

Por exemplo, na formação do PLD, não representamos a rede que, em grande medida, produz os "não despachos" das renováveis. Sem isso, o

corte de geração (de qualquer fonte) continuará sendo tratado como uma intervenção administrativa sujeita a ressarcimentos, quando poderia ser resultado de decisões econômicas e transparentes, inclusive passando o sinal correto aos agentes corretos. Enquanto não sujarmos as mãos e gastarmos tempo e capital político para internalizar nos preços as medidas operativas que realizamos absolutamente todos os dias, sempre existirão bons argumentos para qualquer lado da discussão.

Há, contudo, uma oportunidade concreta de avançar. A recente mudança da governança dos modelos computacionais para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) cria as condições institucionais e técnicas para incorporar gradualmente essas representações, desde que esse processo seja acompanhado e incentivado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Empresa de Pesquisa Energética e Ministério de Minas e Energia.

Voltando ao PLD piso, o problema é que ele foi concebido justamente para compensar outra distorção. Nos modelos de formação de preços, o custo variável das hidrelétricas é artificialmente considerado igual a zero, embora elas possuam custos relevantes de operação e manutenção. Trata-se de mais um exemplo clássico de uma regra criada para tratar os efeitos, e não a causa, que acaba dificultando a solução de novos problemas.

Assim, simplesmente eliminar o PLD piso também seria injusto com as hidrelétricas. Além de seus custos operacionais (imediatos), elas prestam continuamente serviços de flexibilidade fundamentais para o sistema. São elas que reduzem a geração ao meio-dia para acomodar a produção solar, aumentam rapidamente sua produção ao pôr do sol para compensar simultaneamente a queda da geração fotovoltaica e o aumento da demanda e absorvem, em segundos ou milissegundos, as oscilações da carga e das fontes renováveis, mantendo o equilíbrio do sistema elétrico. Esses serviços têm enorme valor econômico (para o sistema e para as renováveis), mas hoje não são remunerados de forma explícita e coerente.

Como corrigir essa injustiça e, ao mesmo tempo, tornar discussões como a do curtailment muito mais objetivas? A resposta passa por uma

reforma estrutural do desenho de mercado com três medidas básicas: 1) preços de tempo real atualizados a cada dez minutos (preferencialmente em cada nó da rede), como ocorre nos países com elevada participação de fontes renováveis (com tecnologia já disponível nos softwares utilizados pelos operadores); 2) dupla contabilização em relação às posições programadas no mercado do dia anterior, que também precisam se tornar mais realistas; e 3) mercados conjuntos de energia e reservas operativas, remunerando explicitamente os serviços ancilares prestados pelas fontes controláveis. É importante salientar que os passos (1) e (2) carecem de ofertas de preços e de quantidades dos agentes (não apenas de quantidade; caso contrário, o operador continuará sem saber diferenciar eólicas, solares e hidrelétricas a fio d'água), inicialmente limitadas aos renováveis. Após a consolidação do modelo, as ofertas deveriam ser ampliadas para todos os agentes, observando a experiência dos passos (1) a (3).

Ao remunerar cada recurso pelos serviços efetivamente prestados, nas horas e nos locais em que foram necessários, as controvérsias deixam de ser predominantemente regulatórias e passam a ser resolvidas pelos próprios sinais econômicos. Além disso, cria-se um poderoso incentivo para que todas as tecnologias invistam em controlabilidade, seja por meio de baterias, seja por outras soluções de armazenamento, flexibilidade da demanda, ou mesmo compra de participações ou contratos com agentes complementares. O livre mercado encontra e revela a solução se os preços contarem a verdade sobre a realidade do sistema e se houver segurança de mercado para que as trocas ocorram com segurança.

Essa reforma também é a chave para uma abertura saudável do mercado varejista. A abertura tem potencial para gerar benefícios permanentes aos consumidores e aumentar a pressão competitiva sobre os preços, desde que eles possam responder aos sinais de preço por meio de agregadores e comercializadores varejistas. Ler mais no artigo "O setor elétrico e o país das oportunidades perdidas", Valor Econômico.

Para isso, porém, esses agentes precisam enxergar sinais econômicos coerentes no mercado atacadista, refletindo as reais necessidades operativas do sistema. Mas isso, por si só, não basta. É necessário incorporar plenamente a resposta da demanda ao desenho de mercado.

O programa de resposta da demanda do operador deve evoluir para contemplar, de forma integrada, cargas, geração distribuída, baterias e outros recursos energéticos distribuídos agregados, tornando-se efetivamente um programa de flexibilidade distribuída.

Essa evolução deve ser acompanhada por uma nova abordagem regulatória para as distribuidoras. A regulamentação das *non-wire alternatives* precisa deixar de ser uma exceção e passar a constituir um instrumento permanente de planejamento da expansão das redes. Sempre que economicamente mais eficiente, as distribuidoras devem poder contratar flexibilidade distribuída como alternativa ao reforço convencional da rede. Isso permitirá aumentar a confiabilidade do sistema, postergar ou evitar investimentos em ativos com baixa utilização ao longo de sua vida útil e reduzir significativamente o tempo necessário para solucionar restrições elétricas. Tudo isso reduz o custo de rede a ser repassado aos consumidores.

Na prática, resposta da demanda, flexibilidade distribuída, non-wire alternatives, agregadores e comercializadores varejistas não são agendas independentes. São diferentes componentes de um mesmo desenho de mercado. Os sinais econômicos produzidos no mercado atacadista precisam percorrer toda essa cadeia até chegar ao consumidor final e, em sentido inverso, a flexibilidade disponível no varejo precisa poder retornar ao sistema como um recurso econômico capaz de competir, com as suas vantagens e limitações, com os demais recursos sistêmicos.

Somente ao fechar esse elo entre atacado e varejo, agregadores e comercializadores terão os incentivos corretos para coordenar e remunerar milhões de pequenas decisões de consumo, armazenamento, geração distribuída e oferta de flexibilidade. O resultado é um sistema mais eficiente, mais confiável e com menores custos totais, reduzindo a necessidade de encargos, subsídios cruzados e investimentos que poderiam ser evitados por meio de sinais econômicos adequados.

É uma ilusão acreditar que temos ou teremos preços baixos. Se observarmos os custos marginais calculados pelo DESSEM, veremos que, nos momentos de escassez, os recursos efetivamente utilizados possuem custos bastante elevados (ver post). A diferença é que esses preços não aparecem onde e quando deveriam aparecer. Em vez de

remunerarem os recursos escassos apenas no instante e no local em que prestam o serviço (como em um mercado com preços nodais e de tempo real), esses custos acabam sendo transferidos para mecanismos administrativos, como o Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP), os despachos fora da ordem de mérito, os leilões de reserva e diversos encargos setoriais. O custo continua existindo, mas deixa de sinalizar corretamente quem deve investir, quem deve operar e quem deve ser remunerado.

O resultado é perverso. Os consumidores continuam pagando pelos serviços de confiabilidade e flexibilidade, mas pagam por meio de encargos, subsídios cruzados e mecanismos administrativos, em vez de preços transparentes. Veja, no artigo sobre os problemas do LRCAP, os inúmeros problemas que enfrentamos quando escolhemos reforçar o caminho dos leilões de capacidade, em vez do mercado. Ao mesmo tempo, os agentes que efetivamente prestam esses serviços frequentemente não são remunerados de forma proporcional ao valor que entregam ao sistema, enquanto aqueles que poderiam investir para ampliar essa capacidade não recebem os incentivos corretos para fazê-lo (ver discussão neste artigo sobre preços e seus incentivos).

Em outras palavras, continuamos tentando resolver problemas de remuneração criando regras administrativas, quando deveríamos permitir que os próprios mercados precificassem os diferentes serviços que hoje são essenciais para a operação de um sistema elétrico cada vez mais renovável.

A maior contradição do setor é que este já remunera os agentes conforme um mercado, mas insiste em impedir que este cumpra sua principal função: revelar o valor econômico da energia, da flexibilidade e da confiabilidade para a operação. Isso quebra o link de feedback positivo entre a revelação de custos, a operação e os incentivos. Em vez de aperfeiçoarmos os sinais de preço, multiplicamos exceções, subsídios, encargos e mecanismos compensatórios. Gastamos um enorme esforço regulatório administrando as consequências de um desenho inadequado, quando praticamente todos já sabem qual é a direção da solução: fazer com que os preços reflitam, da forma mais fiel possível, a realidade física e econômica da operação do sistema. Um post com exemplos numéricos

e uma discussão no evento da MegaWhat (que diga-se de passagem, tem feito um excelente serviço ao setor e à sociedade com esses eventos, podcasts e com seu material de altíssima qualidade), pode ser encontrado neste post.

Enquanto insistirmos em corrigir os sintomas em vez da causa, cada nova regra resolverá um problema imediato, mas criará as condições para a próxima distorção regulatória. Não faltam soluções técnicas. O que falta é a decisão de implementá-las.

Capítulo 9

As instituições, o consumidor e a justiça

2026

Neste capítulo

Os dois absurdos sobre Itaipu 148
A reforma elétrica como justiça social 152
A deterioração institucional do setor elétrico brasileiro 156

Introdução

A dívida da construção de Itaipu foi integralmente quitada em 2023. Pelo tratado que Brasil e Paraguai assinaram cerca de meio século antes, a tarifa deveria então cair para cerca de US$ 9/kW.mês, devolvendo o investimento à sociedade como uma redução estrutural no preço da energia. No entanto, ela está em US$ 19,28/kW.mês, aproximadamente o dobro, porque as chamadas despesas socioambientais cresceram fortemente a partir de 2022 e ocuparam o lugar do serviço da dívida. Em março de 2026, descrevi o tratado como algo muito semelhante a um contrato de renda fixa para o consumidor do futuro, uma "aposentadoria energética". Os dois governos, os "donos do fundo", parecem ter mudado de ideia justamente no primeiro ano em que o benefício seria pago. Esse é o primeiro dos dois absurdos sobre Itaipu. Nos artigos deste capítulo, passo dos preços às instituições e às regras que decidem se os preços podem contar a verdade, e ao consumidor que paga quando eles não podem.

O Anexo C do Tratado de Itaipu permite repassar à tarifa apenas custos estritamente de exploração. Os novos gastos não guardam relação com a localidade da usina nem com as despesas previstas no tratado. Eles permitem que os dois governos financiem políticas públicas, em grande parte com viés eleitoreiro, com o bolso do consumidor e fora do escrutínio do Orçamento da União. A alegação paraguaia de que a usina tem uma "dívida histórica" com o país é o segundo absurdo. Como mostrou Jerson Kelman, citando Claudio Sales, o Paraguai obteve com Itaipu um resultado positivo da ordem de US$ 6 bilhões, enquanto o Brasil acumulou um resultado negativo de cerca de US$ 90 bilhões. O problema é legal e ético. Seu custo vai além do dinheiro, pois a maturidade institucional limitada traz insegurança jurídica, subsídios cruzados escondidos, prêmios de risco e perda de confiança em futuros tratados.

Em junho, argumentei que a reforma elétrica se tornou uma questão de justiça social. O consumidor é a razão de existir do setor, mas o aparato regulatório o tratou como um agente passivo, representado por terceiros. Por isso, as instituições se desenvolveram quase inteiramente

sob a ótica da geração, e o poder de mercado passou a ser exercido na camada regulatória acima do mercado. Com o tempo, a proteção virou prisão regulatória, e o crescimento da geração distribuída mostra os consumidores escapando por suas brechas. Esse arranjo chegou ao limite. Não há mais espaço para subsídios individuais. Também é injusto que uma regulação que não evolui impeça consumidores, geradores renováveis e baterias de oferecer flexibilidade e serviços ancilares com tecnologias que já existem. Essas tecnologias estão a uma canetada do Brasil. No Texas e na Califórnia, programas específicos permitem que consumidores, agregadores, baterias e arranjos híbridos participem do mercado independentemente da tecnologia. A composição ótima emerge, então, dos recursos e das oportunidades de cada região.

Dias depois, descrevi a deterioração institucional por trás desses problemas. Em mercados maduros, leilões e outros mecanismos de mercado existem para descobrir as tecnologias vencedoras por meio da competição pelo menor preço, e por isso se concentram no produto, qualquer que seja a fonte. Onde opera um sistema com dupla contabilização, os agentes negociam 24 contratos horários para o dia seguinte, e um mercado de tempo real liquida os desvios em intervalos de poucos minutos. Nesse ambiente de preços, usinas renováveis raramente entram no mercado sem baterias. O Brasil restringe a competição por tecnologia em praticamente todos os leilões de energia nova que realiza desde 2005 e discute há mais de uma década uma reforma do desenho de mercado. Nenhum dos dois fatos decorre de falta de conhecimento técnico. Ambos refletem instituições que estão perdendo a capacidade de planejar, regular e realizar reformas. O descaso com os orçamentos da Empresa de Pesquisa Energética e da Agência Nacional de Energia Elétrica e as tensões entre o ministério e o regulador são os sintomas mais claros.

Ideias centrais

1 O Tratado de Itaipu funcionava como uma aposentadoria energética para os consumidores do futuro, e, quitada a dívida em 2023, a

tarifa deveria ter caído para cerca de US$ 9/kW.mês, mas está em US$ 19,28/kW.mês.

2 Os gastos socioambientais que substituíram o serviço da dívida financiam políticas públicas com o bolso do consumidor, fora do Orçamento da União, um problema que é legal e ético.

3 A maturidade institucional limitada custa mais do que dinheiro, pois traz insegurança jurídica, subsídios cruzados escondidos, prêmios de risco e perda de confiança em futuros tratados.

4 O consumidor é a razão de existir do setor, mas as instituições se desenvolveram sob a ótica da geração, e o poder de mercado passou a ser exercido na camada regulatória acima do mercado.

5 A proteção virou prisão regulatória, e impedir consumidores, renováveis e baterias de oferecer flexibilidade com as tecnologias disponíveis tornou-se uma questão de justiça social.

6 Leilões e mercados existem para descobrir as tecnologias vencedoras pela competição, mas o Brasil restringe a competição por tecnologia em praticamente todos os leilões de energia nova desde 2005.

7 O descaso com os orçamentos do planejador e do regulador e as tensões entre o ministério e o regulador revelam instituições que estão perdendo a capacidade de reformar, e, no fundo, o problema é de liderança.

Conclusões

Nesses três artigos, localizo nas instituições a raiz dos problemas do setor. Itaipu mostra quanto custa quando os governos se afastam de regras pactuadas com os consumidores. A defesa da reforma como justiça social mostra o preço de manter o consumidor passivo. A deterioração das instituições do setor explica por que uma reforma discutida há mais de uma década não aconteceu. No fundo, como escrevi em julho de 2026, o problema é de liderança.

Os artigos

Os dois absurdos sobre Itaipu, publicado pelo MegaWhat em 20 de março de 2026, é o único artigo do livro sobre Itaipu e trata a tarifa como um teste de maturidade institucional e como uma forma de financiar políticas públicas fora do Orçamento da União. *A reforma elétrica como justiça social*, publicado no Brazil Journal em 26 de junho de 2026, coloca o consumidor no centro da reforma. *A deterioração institucional do setor elétrico brasileiro*, publicado na CNN Brasil em 2 de julho de 2026, em meio à disputa sobre o leilão de capacidade, atribui os impasses do setor ao enfraquecimento de suas instituições e à falta de liderança.

Os dois absurdos sobre Itaipu

MegaWhat · 20 de março de 2026
Versão publicada: megawhat.uol.com.br

RESUMO

Argumento que dois absurdos dominam a discussão sobre a tarifa de Itaipu. Há cerca de 52 anos, Brasil e Paraguai firmaram algo como um contrato de renda fixa para o consumidor do futuro, uma aposentadoria energética. O Anexo C do Tratado de Itaipu só permite repassar custos estritamente de exploração, e a tarifa deveria cair quando a dívida fosse quitada, em 2023. Mas as despesas ditas socioambientais dispararam a partir de 2022, sem relação com o que o Tratado prevê. A tarifa, que deveria estar perto de US$ 9/kW.mês, está em US$ 19,28/kW.mês, cerca do dobro. Essa nova despesa substitui o serviço da dívida e financia, com o bolso do consumidor e fora do Orçamento da União, políticas públicas em grande parte eleitoreiras. O segundo absurdo é a tese paraguaia de uma "dívida histórica" da usina com o país. Citando Claudio Sales, Jerson Kelman mostra que o Paraguai teve resultado positivo da ordem de US$ 6 bilhões, e o Brasil, negativo de cerca de US$ 90 bilhões. O acordo operativo de 2024 aprofundou essas assimetrias contra o consumidor brasileiro. O problema é legal e ético. Revela o custo da limitada maturidade institucional, que gera insegurança jurídica, subsídios cruzados escondidos, prêmios de risco e perda de confiança em novos tratados.

Há dois absurdos centrais em toda a discussão sobre a tarifa de Itaipu que precisam ser ditos de forma clara e direta. O primeiro é que, há cerca de 52 anos, Brasil e Paraguai firmaram algo muito semelhante a um contrato de renda fixa para o consumidor do futuro, uma aposentadoria energética. No entanto, justamente no primeiro ano em que o benefício começaria a ser pago, ambos os países, os "donos do fundo", parecem ter mudado de ideia.

O objetivo era, e continua sendo, absolutamente cristalino: viabilizar a construção de uma megausina para explorar o extraordinário potencial hídrico da região e, uma vez quitada a dívida, devolver esse investimento à sociedade na forma de redução estrutural da tarifa de energia. Esse momento chegou em 2023. Está tudo escrito, rotulado, pactuado e detalhado há mais de meio século no Anexo C do Tratado de Itaipu, que é explícito ao permitir apenas o repasse de custos estritamente de exploração.

O que se viu, no entanto, foi a violação da ideia e dos valores originais do Tratado, que deveriam ter sido estritamente cumpridos pelos gestores e pelos Poderes Executivos, restando ao Congresso Nacional apenas a prerrogativa constitucional de eventualmente revisá-lo, nos casos de encargos gravosos.

Infelizmente, nada disso foi feito. A partir de 2022, quando o serviço da dívida começou a cair, e posteriormente em 2023, quando a dívida foi integralmente quitada, observou-se um crescimento vertiginoso de despesas ditas socioambientais, sem relação com a localidade ou com o tipo de gasto previsto no Tratado. Como resultado, a tarifa que deveria estar próxima de US$ 9/kW.mês, beneficiando os consumidores de ambos os países conforme o Tratado, encontra-se atualmente em US$ 19,28/kW.mês, ou seja, aproximadamente o dobro do que deveria ser.

Na prática, trata-se de uma forma indireta de substituir o pagamento da dívida, ao qual os consumidores já estavam acostumados, por uma nova despesa, passível de utilização por ambos os governos de forma bastante arbitrária, como se tem visto nos últimos dois anos. Uma forma de usar o bolso do consumidor de energia para subsidiar políticas públicas, em grande parte com viés eleitoreiro, que deveriam estar submetidas ao escrutínio do Orçamento da União e ao arcabouço fiscal. A analogia com o Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS) é inevitável: um empréstimo compulsório travestido de proteção social, que cria folga para o governo ao se valer de rendimentos sistematicamente inferiores aos de aplicações minimamente racionais.

O segundo fato que me parece absurdo é o discurso recente do governo paraguaio segundo o qual a tarifa de Itaipu não deveria cair, como

manda o Tratado, porque a usina teria uma suposta "dívida histórica" com o país. Essa narrativa, além de vaga, não vem acompanhada de qualquer justificativa compatível com os montantes a que se refere e serve exatamente para sustentar a manutenção dessas despesas coringas que interessam aos dois governos. Os fatos são claros: conforme citado pelo ilustre Jerson Kelman em seu recente artigo à Edição especial do Canal Energia, "Setor Elétrico Rumo a 2050" (texto mandatório para quem quiser realmente entender o tema), o Paraguai sempre teve resultado positivo com a tarifa de Itaipu, e o Brasil foi parte essencial disso porque garantiu sozinho o empréstimo para a construção da usina.

> "Como destacou Claudio Sales, presidente do Instituto Acende Brasil, desde o início de Itaipu o Paraguai recebeu toda a energia que conseguiu consumir, sempre abaixo dos 50% a que teria direito, e ainda assim obteve um resultado financeiro positivo da ordem de US$ 6 bilhões. O Brasil, por sua vez, além de consumir integralmente a sua parcela, arcou por décadas com o pagamento da energia não utilizada pelo Paraguai, acumulando um resultado negativo estimado em cerca de US$ 90 bilhões."
>
> — Jerson Kelman, "Setor Elétrico Rumo a 2050", Canal Energia, Edição Especial, 2025.

Portanto, quando essas despesas socioambientais são infladas, a distribuição desses valores recai de forma desproporcional sobre o lado paraguaio se comparado com o custo arcado pelo consumidor brasileiro. Não obstante, ambos os governos passam a contar com mais dinheiro para suas "ações socioambientais"; incentivos que ajudam a explicar os fatos. Além disso, o acordo operativo decorrente das frustrantes negociações de 2024, ao priorizar a destinação do excedente de energia ao Paraguai após o término do serviço da dívida em 2023, representou uma nova rodada de concessões e aprofundou as assimetrias já existentes em desfavor do consumidor brasileiro.

O problema, portanto, não é técnico, nem econômico. É legal e ético, como argumentado por diversas vozes do setor. Ao desviarem das regras do Tratado original, os governos rompem um combinado firmado com os consumidores há mais de 50 anos, impõem um ônus enorme às tarifas e recorrem a narrativas construídas para justificar decisões que beneficiam exatamente quem as toma.

Esses dois fatos, absurdos, demonstram o enorme custo causado pela limitada maturidade regulatória e institucional de países ainda em desenvolvimento. Esse custo vai além do econômico direto, ao gerar insegurança jurídica, subsídios cruzados escondidos, prêmios de risco e uma crise de confiança do próprio povo brasileiro em relação ao futuro de novos tratados, inclusive daqueles originalmente bem concebidos, como Itaipu.

A reforma elétrica como justiça social

Brazil Journal · 26 de junho de 2026
Versão publicada: braziljournal.com

RESUMO

O consumidor é a razão de existir do setor elétrico. Ainda assim, o Brasil construiu um aparato regulatório que o tratou como um agente passivo, representado por terceiros. Por isso, as instituições do setor se desenvolveram quase exclusivamente sob a ótica da geração, e o poder de mercado passou a ser exercido na camada regulatória acima do mercado. Com o tempo, essa proteção virou prisão regulatória. O crescimento exponencial da geração distribuída mostra consumidores escapando por suas brechas. Defendo que esse arranjo chegou ao limite. Não há mais espaço para subsídios individuais, como mostra o tamanho da Conta de Desenvolvimento Energético. Também não é justo que uma regulação que não evolui impeça consumidores, geradores renováveis e baterias de prestar serviços de flexibilidade e serviços ancilares com tecnologias já disponíveis. Elas estão a uma canetada do Brasil. Faltam alicerces regulatórios como os do Texas e da Califórnia, onde programas específicos permitem que consumidores, agregadores, baterias e arranjos híbridos participem do mercado de forma agnóstica à tecnologia. Assim, a matriz ótima emerge dos recursos e oportunidades de cada região. A inércia e a falta de liderança são os verdadeiros males a combater. A reforma elétrica já não é apenas uma agenda de modernização. Tornou-se uma questão de responsabilidade e justiça social.

O consumidor é a razão de existir de todo o setor elétrico. Só produzimos energia porque há alguém que necessita, consome e paga por ela. No entanto, a própria trajetória histórica do setor levou à construção de um aparato regulatório que tratou o consumidor como um agente essencialmente passivo, cujos interesses precisavam ser representados por terceiros.

Essa visão fez sentido por muito tempo e sempre terá alguma validade. Porém, como consequência dessa forma de abordar o setor elétrico, o desenvolvimento institucional ocorreu quase que exclusivamente sob a ótica da geração.

Em qualquer mercado, inclusive nos mais regulados, os agentes respondem aos incentivos. Assim, todos os grandes pleitos, as discussões sobre exceções e as disputas passaram a se concentrar predominantemente do lado da geração. A longa ausência de lideranças capazes de defender de forma consistente os princípios técnicos do setor contribuiu para o enfraquecimento gradual desses princípios, culminando em um ambiente no qual praticamente todas as demandas organizadas vêm de um único lado.

A "proteção" decorrente da passividade do consumidor foi internalizada, e mostrou-se extremamente conveniente para o funcionamento de um modelo setorial em que o poder de mercado não é exercido por meio de ofertas no próprio mercado, mas na camada regulatória acima dele.

Com o tempo, a proteção virou prisão regulatória. Uma prisão da qual consumidores tentam escapar pelas brechas abertas pelas próprias mudanças regulatórias das últimas décadas. O crescimento exponencial da geração distribuída, tema que discuti em *Revolução no varejo elétrico desafia regulação*, talvez seja o exemplo mais emblemático desse movimento.

O problema é que esse arranjo chegou ao seu limite. Não apenas porque não há mais espaço para subsídios individuais (lembro aqui do tamanho da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e do adicional que vamos pagar com o Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) em decorrência do que subsidiamos via CDE), mas porque simplesmente não é justo que uma regulação que não evolui continue impedindo o uso de tecnologias já disponíveis, capazes de permitir que consumidores, geradores renováveis (centralizados ou distribuídos) e baterias criem novos modelos de negócio para participar ativamente da operação e da expansão do sistema por meio da prestação de serviços de flexibilidade e serviços ancilares.

Cada vez mais o consumidor desempenha um papel indiscutível nesses novos modelos de negócio, principalmente com a entrada de grandes centros de processamento de dados e de treinamento de inteligência artificial (IA). Os consumidores e o sistema dos anos 1990 são muito diferentes dos de 2026.

Por isso, não resta outro caminho senão uma reforma setorial. Uma reforma que incorpore os valores destacados por Angela Gomes em seu recente artigo *Como transformar o consumidor em protagonista no setor elétrico?*: equilíbrio, representação e centralidade do consumidor. Desta centralidade sai todo o resto.

Pois não é bom para o consumidor que uma fonte prospere artificialmente e nem que as fontes que entrem no mercado não tenham capacidade de se viabilizar através de seus produtos e serviços. Mas essa já não é mais apenas uma questão técnica. É uma questão de justiça com quem paga a festa no fim do dia.

Não há mais justificativa para manter um desequilíbrio regulatório tão grande entre consumidores e geradores, nem um descompasso tão profundo entre o desenho de mercado e a realidade tecnológica e operativa do sistema.

Não é mais aceitável e nem positivo repetirmos que geradores renováveis são apenas fontes intermitentes que demandam cada vez mais subsídios, que termelétricas são apenas fontes poluentes, que baterias não geram valor porque não produzem energia líquida, ou que consumidores são todos inflexíveis e não respondem a preço. Essas afirmações refletem uma visão do passado, não do presente, e muito menos do futuro.

A regulação de hoje destrava ou enterra a prosperidade dos próximos anos. A inércia e a falta de liderança são, portanto, os verdadeiros males a serem combatidos em benefício do que queremos construir para a próxima década.

As tecnologias já existem. Elas estão a uma canetada do Brasil. Podem ser importadas, adaptadas e até construídas aqui, se investirmos em ciência e educação. O que falta, na verdade, são os alicerces regulatórios que permitam aos agentes internalizar essa nova realidade tecnológica e

contribuir, por meio da competição e dos incentivos de mercado, para um sistema mais eficiente, limpo, resiliente e justo.

Todo esse aparato tecnológico e regulatório já existe e está em plena operação nos principais mercados de eletricidade do mundo, onde os efeitos da integração massiva de renováveis já foram amplamente sentidos.

Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) e Operador Independente do Sistema da Califórnia (CAISO), operadores dos sistemas elétricos do Texas e da Califórnia, por exemplo, possuem programas específicos para que consumidores, agregadores, baterias e arranjos híbridos participem do mercado de forma agnóstica à tecnologia.

Só assim vamos descobrir nossas próprias soluções, os arranjos que fazem sentido para cada região do País. A matriz ótima não existe como figura estática. Ela emerge dos recursos disponíveis, das tecnologias e inovações (cada vez mais abundantes) e das oportunidades específicas de cada região.

Negar esses instrumentos regulatórios é impedir que capacidades já existentes floresçam. Em uma era de transformações tecnológicas sem precedentes, manter o setor preso a uma regulação do passado é retirar de uma sociedade que possui talento, recursos naturais e vontade de prosperar um dos insumos mais valiosos para o desenvolvimento econômico e social: energia abundante, eficiente e limpa.

Para além disso, a reforma do desenho de mercado é talvez o principal tema latente do setor elétrico brasileiro. Dela decorrem, direta ou indiretamente, boa parte dos impasses que discutimos diariamente: subsídios, expansão, confiabilidade, custos crescentes, alocação de riscos e sinais econômicos distorcidos.

Por isso, a reforma do setor elétrico já não é apenas uma agenda de modernização. Tornou-se uma questão de responsabilidade e justiça social.

A deterioração institucional do setor elétrico brasileiro

O enfraquecimento das instituições ameaça a eficiência e a modernização do setor elétrico brasileiro

CNN Brasil · 2 de julho de 2026
Versão publicada: cnnbrasil.com.br

RESUMO

Defendo que a guerra em torno do leilão de capacidade expôs a deterioração gradual das instituições do setor elétrico. Em mercados maduros, os leilões servem para descobrir as tecnologias vencedoras pela competição por menor preço. Por isso, devem focar no produto, seja qual for a fonte. Na dupla contabilização, os agentes negociam 24 contratos horários para o dia seguinte, e o mercado de tempo real liquida os desvios a cada poucos minutos. Com esses preços, usinas renováveis dificilmente entram no mercado sem baterias. O Brasil restringe a competição por tecnologia em quase todos os leilões de energia nova desde 2005 e discute a reforma do mercado há mais de uma década. Nenhum dos dois decorre de falta de conhecimento técnico. Ambos refletem instituições que perdem a capacidade de planejar, regular e reformar. Orçamentos negligenciados no planejador e no regulador e tensões entre ministério e regulador são os sintomas mais evidentes. A expansão passa a ser guiada cada vez mais por lobbies, narrativas e subsídios. Sem uma ampla reforma, o setor seguirá adiando as medidas que atacam as causas: preços próximos da operação, mercados do dia seguinte e de tempo real integrados, resposta da demanda, mercados de serviços ancilares e valoração explícita de flexibilidade e confiabilidade. O problema é de liderança.

Talvez o ponto mais preocupante de todo o debate recente no setor elétrico sobre o leilão de capacidade seja que esquecemos algo básico: em mercados maduros, o debate central raramente é qual tecnologia deve "ganhar". O papel do mercado e de seus mecanismos, como os leilões, é descobrir as tecnologias vencedoras, não determiná-las. Mercados devem ser agnósticos em relação às tecnologias: a composição ótima de recursos deve ser um resultado, uma seleção por aptidão para entregar os atributos especificados via competição por menor preço.

Por isso, é tão importante desenhar leilões com foco no produto, e não em qual fonte o produzirá. Não por acaso, há arranjos em que baterias e térmicas são utilizadas de forma complementar e conjunta pelos próprios empreendedores, em diferentes contextos para capturar preços mais altos em produtos de serviços ancilares específicos.

Isso fica particularmente evidente nos mercados maduros que operam com dupla contabilização. Neles, todos os dias os agentes negociam, por meio de um leilão centralizado, um conjunto de 24 contratos financeiros horários, um para cada hora do dia seguinte. O objetivo é equilibrar oferta e demanda ao menor custo possível, respeitando as restrições da rede, as limitações operativas dos geradores e os requisitos de segurança do sistema.

No dia da operação, um mercado de tempo real liquida as diferenças entre o que foi contratado e o que efetivamente foi gerado ou consumido, geralmente em intervalos de poucos minutos, refletindo as condições reais do sistema.

Por isso, em mercados de eletricidade maduros, onde os preços de tempo real refletem mais fielmente as condições operativas do sistema, parques renováveis dificilmente entram no mercado sem baterias. Quem injeta energia além do contratado em momentos de excesso sistêmico recebe preços muito baixos. Quem deixa de entregar a energia programada em períodos de escassez precisa recomprá-la a preços que podem ser extremamente elevados.

O próprio mercado transforma, na medida certa, erros de previsão, falta de flexibilidade e a variabilidade das renováveis em custos econômicos para seus proprietários, criando incentivos claros para investimentos em armazenamento e flexibilidade.

Contudo, esse talvez seja um problema mais profundo do nosso setor. Ainda temos enorme dificuldade em confiar na capacidade de mecanismos de mercado para revelar combinações eficientes entre tecnologias e novos arranjos operacionais. Em vez disso, insistimos em interferir no processo de descoberta promovido pelo mercado, impondo nossas próprias convicções sobre quais tecnologias devem prevalecer.

Em maior ou menor grau, a restrição da competição por tecnologia é a realidade de praticamente todos os leilões de energia nova que realizamos desde 2005. Além disso, há mais de uma década discutimos a reforma do desenho de mercado para aproximar preços e operação e, assim, reduzir a necessidade de subsídios. O problema é que nenhum desses fenômenos pode ser atribuído à falta de conhecimento técnico ou de referências internacionais. Ambos refletem uma deterioração gradual da capacidade institucional do setor de planejar, regular e conduzir reformas estruturais de longo prazo.

Em meio a uma verdadeira guerra em torno do leilão de capacidade realizado em março de 2026, o que está em jogo, porém, não é decidir qual tecnologia é mais ou menos apropriada para o momento em que o setor se encontra. O que estamos de fato discutindo, e os precedentes que estamos criando, ainda que sem plena consciência disso, é como realizaremos a expansão de um sistema elétrico complexo, tarefa que historicamente sempre dependeu de planejamento e mecanismos de mercado ou, idealmente, de uma coordenação eficiente entre ambos, algo que nunca alcançamos plenamente.

Décadas de pesquisa em desenho de mercado, planejamento e operação, uma vasta literatura teórica e prática, bilhões investidos em estudos, instituições construídas e quadros altamente qualificados. Ainda assim, chegamos a um ponto em que a expansão começa a ser determinada mais por lobbies, conveniências e narrativas do que por fundamentos econômicos, operacionais e de planejamento.

O reflexo disso é o que estamos vendo: uma deterioração institucional e setorial cada vez mais evidente e mais cara para o consumidor. Saímos completamente de um equilíbrio regulatório estável, onde uma perturbação é corrigida com técnica, ritos e observância a princípios básicos da engenharia e economia.

O descaso com os orçamentos das entidades de planejamento (Empresa de Pesquisa Energética, EPE) e regulação (Agência Nacional de Energia Elétrica, Aneel) nos últimos anos é talvez o símbolo mais evidente desse processo. E isso ocorre justamente no período em que o sistema passa por sua maior transformação e, portanto, demanda mais capacidade analítica para embasar estudos e viabilizar as mudanças regulatórias. Ao mesmo tempo, acumulamos tensões institucionais entre o ministério e o regulador, disputas que corroem credibilidade, coerência, previsibilidade e capacidade de execução. Foi nesse ambiente que se consolidou um novo modus operandi setorial.

O risco é evidente: quando o planejamento enfraquece, o mercado não amadurece e os sinais de mercado deixam de refletir a operação real do sistema, a expansão deixa de ser a busca por eficiência sistêmica. Passa a ser guiada pela busca por subsídios, pressões setoriais e disputas institucionais, muitas vezes resolvidas fora do próprio desenho de mercado, inclusive no Judiciário.

De forma mais ampla, toda a discussão setorial atual, desde o nível de aversão ao risco dos modelos oficiais de formação de preços de curto prazo, passando pelas recorrentes crises de liquidez e segurança de mercado e chegando aos leilões de capacidade, não tem como foco a modernização ou o aperfeiçoamento do setor. No fundo, busca apenas transferir custos de uma reforma de mercado planejada, mas nunca efetivamente implementada, por meio de subsídios, disputas e improvisos.

Enquanto não nos organizarmos como setor para promover uma ampla reforma de mercado e recolocar o sistema em uma trajetória de eficiência e previsibilidade, continuaremos adiando justamente as transformações que poderiam atacar as causas estruturais dos problemas atuais: maior aproximação entre preços e operação, integração entre mercados de dia seguinte e tempo real, resposta da demanda, mercados de serviços ancilares e mecanismos capazes de valorar explicitamente flexibilidade e confiabilidade. Em vez disso, seguiremos reagindo a crises, redistribuindo custos e tratando sintomas, enquanto as causas estruturais permanecem intocadas.

Infelizmente, a confusão regulatória vivida hoje no setor é, em grande parte, reflexo de um gradual abandono de princípios que sustentavam a discussão técnica, os ritos e o cuidado com as instituições e seus papéis. E, como princípios não se manifestam senão por meio de pessoas, fica evidente que, no fundo, o problema é de liderança.

Capítulo 10

Uma agenda para 2027

2026

Neste capítulo

Uma agenda para o setor elétrico brasileiro a partir de 2027 166

Introdução

O governo que inicia seu mandato em 2027 herdará um setor elétrico diferente daquele previsto pela reforma de 2004. O Brasil construiu uma matriz altamente renovável, atraiu investimentos privados e ampliou a geração, mas os mercados que coordenam a operação e orientam os investimentos não se modernizaram junto. O resultado é um paradoxo. O país tem energia renovável abundante, mas dificuldades crescentes para aproveitá-la, paga caro para garantir o suprimento e tem tarifas que comprometem sua competitividade. Escrevi o artigo deste capítulo em outubro de 2026 como uma agenda para esse governo. Ele reúne em um só lugar propostas que os capítulos anteriores desenvolvem uma a uma e encerra a história que este livro conta.

O problema está em instituições que não se adaptaram a uma nova realidade tecnológica. Ele não pode ser atribuído à transição energética nem a qualquer fonte em particular. O sistema foi concebido quando as hidrelétricas forneciam simultaneamente energia e flexibilidade operativa. A expansão eólica e solar mudou essa relação. Durante o dia, a geração solar reduz a produção das demais usinas, e, ao entardecer, sua retirada exige rápida elevação da geração controlável. Os erros de previsão renovável também precisam ser compensados continuamente. A flexibilidade, antes abundante, tornou-se valiosa, mas nenhum preço revela adequadamente seu valor. Por isso, cada necessidade dá origem a um novo encargo, subsídio ou contratação, e os custos se acumulam como juros compostos. A Conta de Desenvolvimento Energético, que arrecada os subsídios setoriais por meio das tarifas dos consumidores, cresceu em média 16,5% ao ano desde 2004. No pôr do sol, quando dezenas de gigawatts de geração solar distribuída deixam de contribuir para o atendimento, o governo contrata recursos conectados à alta tensão por meio de leilões de capacidade de longo prazo. Essa escolha se apoia num salto lógico, a suposição de que contratações de longo prazo são a melhor forma de corrigir as falhas de um mercado de curto prazo que não precifica os serviços exigidos pela operação.

A agenda atua em três frentes. A primeira aproxima os preços da operação física do sistema. Os mercados do dia seguinte e de tempo

real operariam com dupla contabilização, de modo que tudo o que um agente entrega ou consome além de sua posição no dia seguinte seria liquidado ao preço de tempo real. Esses preços estariam vinculados a um despacho otimizado a cada dez minutos. Os serviços ancilares, sobretudo as reservas que compensam a variabilidade e a incerteza renováveis, seriam precificados por mecanismos competitivos e tecnologicamente neutros, abertos a hidrelétricas, termelétricas, baterias e consumidores. Seus custos seguiriam a causalidade, para que quem causa um custo arque com ele. Em dezembro de 2025, o operador do sistema do Texas introduziu a cootimização de energia e serviços ancilares, com benefícios estimados em mais de US$ 1 bilhão.

A segunda frente reformula a expansão. Os leilões deixariam de contratar tecnologias e quantidades predeterminadas e passariam a avaliar a contribuição integrada de cada projeto, inclusive a entrada de grandes cargas, como data centers. A Empresa de Pesquisa Energética já tem ampla experiência com modelos de planejamento que integram geração, armazenamento, transmissão e confiabilidade. Esses modelos permitem selecionar os projetos que minimizam o custo total do sistema.

A terceira frente moderniza o varejo. Os consumidores residenciais precisam de preços combinados com tecnologia, como ocorreu com os eletrodomésticos no racionamento de 2001. Os consumidores comerciais e industriais precisam de distribuidoras cuja remuneração deixe de se centrar no retorno sobre despesas de capital. Precisam também de mercados locais de flexibilidade integrados ao atacado por meio de agregadores e comercializadores varejistas.

Nada disso substitui o planejamento por um mercado desregulado. A agenda exige planejamento integrado ao mercado, instrumentos econômicos coerentes com a operação e implementação gradual, com testes, cronograma público e segurança jurídica. A abertura do varejo deve ampliar escolhas sem ocultar custos em encargos. Resumi a agenda para o próximo governo em uma frase, “precisamos de menos exceções e melhores regras”.

Ideias centrais

1. O governo de 2027 herda um paradoxo de energia renovável abundante, dificuldade crescente para aproveitá-la, custos altos para garantir o suprimento e tarifas que comprometem a competitividade.
2. O problema está em instituições que não se adaptaram à nova realidade tecnológica. Ele não pode ser atribuído à transição energética nem a qualquer fonte em particular.
3. A flexibilidade, antes abundante, tornou-se valiosa, e, sem preços que revelem seu valor, cada necessidade produz um novo encargo, subsídio ou contratação.
4. A Conta de Desenvolvimento Energético cresceu em média 16,5% ao ano desde 2004.
5. A primeira frente aproxima os preços da operação física, com dupla contabilização, preços a cada dez minutos e serviços ancilares competitivos e tecnologicamente neutros, cujos custos seguem a causalidade.
6. A segunda frente reformula os leilões de expansão para valorizar a contribuição integrada de cada projeto, inclusive de grandes cargas como data centers, com os modelos de planejamento que o setor já utiliza.
7. A terceira frente moderniza o varejo, combinando preços e tecnologia, reformando a remuneração das distribuidoras e criando mercados locais de flexibilidade.
8. A agenda mantém o planejamento e o integra aos mercados, com implementação gradual, cronograma público e segurança jurídica.

Conclusões

A agenda para 2027 transforma o argumento deste livro em decisões. Ela reúne três frentes: preços próximos da operação, leilões de expansão que valorizam o que cada projeto acrescenta ao sistema e um varejo

capaz de aproveitar a flexibilidade das famílias, das empresas e das redes de distribuição. O próximo governo terá de escolher entre enfrentar as causas estruturais e continuar administrando suas consequências.

Os artigos

Uma agenda para o setor elétrico brasileiro a partir de 2027, publicado na CNN Brasil em 22 de outubro de 2026, é o último artigo do livro. Escrevi-o como um programa para o governo que começa em 2027, e ele apresenta a agenda em três frentes e um princípio de fechamento, "menos exceções e melhores regras". O posfácio que se segue examina as condições sob as quais essa agenda pode ter êxito.

Uma agenda para o setor elétrico brasileiro a partir de 2027

O próximo governo precisará de menos exceções e melhores regras para reduzir o custo da energia e transformar o setor elétrico em um motor do desenvolvimento econômico

CNN Brasil · 22 de outubro de 2026
Versão publicada: cnnbrasil.com.br

RESUMO

O governo de 2027 encontrará um setor diferente do previsto pela reforma de 2004. O Brasil construiu uma matriz altamente renovável, mas não modernizou seus mercados. O resultado é um paradoxo: energia renovável abundante, dificuldade crescente para aproveitá-la, custos elevados de suprimento e tarifas que comprometem a competitividade. Defendo que o problema são instituições que não se adaptaram. A flexibilidade, antes abundante, tornou-se valiosa, mas nenhum preço revela seu valor. Assim, cada necessidade produz um novo encargo, subsídio ou contrato, e a Conta de Desenvolvimento Energético cresce, em média, 16,5% ao ano desde 2004. Há três frentes para interromper esse processo. A primeira é aproximar os preços da operação física, com dupla contabilização entre os mercados do dia seguinte e de tempo real, preços a cada dez minutos e serviços ancilares tecnologicamente neutros, alocando custos por causalidade. No Texas, cootimizar energia e serviços ancilares desde dezembro de 2025 rende benefícios estimados em mais de US$ 1 bilhão. A segunda é reformular os leilões de expansão para avaliar a contribuição integrada de cada projeto, inclusive grandes cargas, como data centers. A terceira é modernizar o varejo, reformar a remuneração das distribuidoras e criar mercados locais de flexibilidade. Nada disso substitui o planejamento pela desregulação. Precisamos de menos exceções e melhores regras.

O próximo governo encontrará um setor elétrico diferente daquele previsto pela reforma de 2004. O Brasil construiu uma matriz elétrica altamente renovável, atraiu investimentos privados e ampliou a geração. Mas essa expansão não foi acompanhada pela modernização dos mercados que coordenam a operação e orientam os investimentos.

O resultado é um paradoxo: temos energia renovável abundante, mas dificuldades crescentes para aproveitá-la, custos elevados para garantir o suprimento e tarifas que comprometem a competitividade. O problema não está na transição energética nem em uma fonte específica, mas na incapacidade de adaptar as instituições à nova realidade tecnológica. Sua prioridade dependerá dos objetivos do próximo governo.

O sistema brasileiro foi concebido quando as hidrelétricas forneciam simultaneamente energia e flexibilidade operativa. A expansão eólica e solar mudou essa relação. Durante o dia, a geração fotovoltaica reduz a produção das demais usinas; ao entardecer, sua retirada exige rápida elevação da geração controlável. Erros de previsão renovável também precisam ser compensados continuamente.

A flexibilidade, antes abundante, tornou-se valiosa, mas o mercado ainda não dispõe de preços capazes de revelar adequadamente seu valor econômico, apesar de experiências internacionais.

As consequências se reforçam. Sem preços para serviços operativos, faltam incentivos a baterias, resposta da demanda e outras fontes de flexibilidade. Subsídios a tecnologias específicas estimulam novos projetos mesmo quando sua contribuição adicional é pequena. Quando a geração renovável supera o consumo ou a capacidade de escoamento, o operador determina cortes compulsórios, o chamado curtailment.

Ao mesmo tempo, no pôr do sol, quando dezenas de gigawatts de geração solar distribuída deixam de contribuir para o atendimento da demanda, o governo contrata, por leilões de reserva de capacidade, recursos na alta tensão por longos períodos, repassando os custos aos consumidores.

Não se questiona a segurança do suprimento nem a importância dos leilões. A questão é o salto lógico de que contratações de longo prazo são a melhor forma de lidar com as falhas de um mercado de curto prazo que não precifica os serviços exigidos pela operação. Sem

corrigir a origem, cada necessidade produz um novo encargo, subsídio ou contratação. Soluções apresentadas como "pragmáticas" mascaram problemas estruturais, cujos custos se acumulam como juros compostos.

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que cresceu em média 16,5% ao ano desde 2004, ilustra o avanço dos encargos. O resultado é um setor mais complexo, oneroso e dependente de decisões administrativas.

O próximo governo pode interromper esse processo em três frentes.

A primeira é aproximar os preços da operação física, princípio básico amplamente violado no Brasil. Mercados do dia seguinte e de tempo real, com dupla contabilização e preços vinculados ao despacho otimizado a cada dez minutos, revelariam o valor da energia em diferentes horários e localidades. É preciso também precificar serviços ancilares, sobretudo as reservas que compensam a variabilidade e a incerteza renováveis. Sua remuneração deve ser competitiva e tecnologicamente neutra, permitindo a participação de hidrelétricas, termelétricas, baterias e consumidores.

Os custos dessas reservas devem ser alocados segundo sua causalidade econômica, evitando transferências indevidas. O Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), operador do Texas, reduziu em 2010 os intervalos de seu mercado de tempo real de 15 para cinco minutos e introduziu, em dezembro de 2025, a cootimização de energia e serviços ancilares, com benefícios estimados em mais de US$ 1 bilhão.

A segunda é reformular a expansão. Os leilões devem deixar de contratar tecnologias e quantidades predeterminadas para avaliar a contribuição integrada de cada projeto, inclusive a entrada de grandes cargas, como data centers. O valor de uma usina depende de quando e onde produz, da flexibilidade que oferece, da transmissão e de sua complementaridade com o parque existente, não apenas do preço da energia ou da potência firme.

Modelos de planejamento já utilizados no setor, e com os quais a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) tem ampla experiência, permitem integrar geração, armazenamento, transmissão e confiabilidade para selecionar projetos em um leilão que seleciona ao menor custo global. Os leilões podem incorporar ofertas de grandes consumidores pelo acesso

à rede, condicionando sua entrada a contribuições que cubram os custos adicionais de integração.

Isso posicionaria o Brasil como polo de geração e grandes cargas, com responsabilidade econômica, preservando o planejamento centralizado e usando a competição para selecionar investimentos.

A terceira é modernizar o varejo, reconhecendo as diferenças entre consumidores e oferecendo incentivos para que respondam às condições do sistema. No segmento residencial, mudar tarifas isoladamente tem efeito limitado. É preciso combinar preços e tecnologia, como ocorreu com os eletrodomésticos no racionamento em 2001, agora para promover flexibilidade.

O desafio inclui não apenas o consumo, mas também a injeção solar distribuída. Experiências internacionais mostram como incentivar baterias e equipamentos que ajustem automaticamente seu funcionamento às necessidades do sistema, sem comprometer o conforto. Isso exige uma agenda ministerial coordenada com a indústria de equipamentos.

Nos segmentos comercial e industrial, o retorno econômico estimula mais diretamente a gestão do consumo e a oferta de flexibilidade. Para aproveitar esse potencial, é preciso reformar a remuneração das distribuidoras, hoje centrada em retorno sobre despesas de capital (CAPEX), e desenvolver mercados locais de flexibilidade, novos mecanismos de remuneração e pagamento e novos modelos de negócio, como nos Estados Unidos e na Europa. Esses mercados devem integrar-se ao atacado, com a participação de agregadores e comercializadores varejistas.

Essas frentes não significam substituir o planejamento por um mercado desregulado. Exigem planejamento integrado ao mercado, instrumentos econômicos coerentes com a operação e implementação gradual, com testes, cronograma público e segurança jurídica. A abertura do varejo deve ampliar escolhas sem ocultar custos em encargos.

O Brasil pode transformar sua matriz elétrica em vantagem competitiva duradoura. O desafio não é escolher tecnologias vencedoras, mas criar regras capazes de atrair os recursos necessários. Uma

política energética bem-sucedida entrega eletricidade confiável, limpa e acessível. Precisamos de menos exceções e melhores regras.

Problemas complexos raramente admitem soluções simples, mas o setor já demonstrou capacidade para enfrentá-los. Sem uma reforma abrangente, uma vantagem estratégica continuará a produzir custos e obstáculos ao desenvolvimento. O próximo governo terá de escolher entre enfrentar as causas estruturais ou continuar administrando suas consequências.

Posfácio — Olhando para o futuro

O que acontecer daqui em diante no mercado de eletricidade brasileiro dependerá menos de tecnologia do que de decisões. Essas decisões cabem à liderança do país, ao Ministério de Minas e Energia e às instituições do setor. Quero encerrar este livro com um olhar para o futuro. Sou cautelosamente otimista, porque o Brasil tem o que precisa para corrigir seu rumo. Sou também crítico, porque a última década mostra com que facilidade essa chance pode ser perdida.

O que o país tem

O Brasil tem o recurso renovável, a tecnologia e o capital disposto a financiá-la. O setor tem também décadas de pesquisa em desenho de mercado, planejamento e operação, instituições construídas ao longo do tempo e um corpo técnico altamente qualificado. Como escrevi em *A confusão dos preços e aversão a risco no setor elétrico*, falta-nos coerência e liderança. O resto, o setor tem de sobra.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico assumiu recentemente a responsabilidade pelos modelos computacionais que planejam a operação e formam os preços. Essa decisão cria as condições institucionais e técnicas para incorporar gradualmente a rede, o tempo real e as reservas à formação de preços, desde que as demais instituições do setor acompanhem e incentivem o processo.

Os consumidores brasileiros mostraram, mais de uma vez, que respondem a preços. No racionamento de 2001, escolheram por conta própria eletrodomésticos mais eficientes para evitar o aumento de tarifa aplicado a quem não cumprisse a meta de redução, naquele que foi, talvez, o maior programa de resposta da demanda da história. A partir

de 2022, os consumidores residenciais usaram a geração distribuída para construir um mercado de créditos dentro do segmento regulado. No mesmo ano, o regulador criou um programa voluntário de resposta da demanda que deu aos grandes consumidores um mercado para sua flexibilidade, e em outubro de 2024 o programa já havia ultrapassado 9 GWh.

A agenda de reformas também está disponível desde 2017, quando a Consulta Pública nº 33 esboçou mercados sequenciais de tempo real e um mercado de curto prazo mais próximo da operação. O novo governo de 2027 abre uma janela para colocá-la em prática. Podemos também aprender com os erros e acertos de mercados que estão cerca de quinze anos à nossa frente na integração de recursos não controláveis. Em dezembro de 2025, o Electric Reliability Council of Texas, operador do sistema do Texas, passou a cootimizar energia e serviços ancilares, com benefícios estimados em mais de US$ 1 bilhão.

O que pode dar errado

Os contratos de capacidade assinados em março de 2026 têm prazos de 10 a 15 anos, e seu custo chega aos consumidores por meio de um encargo. Cada novo leilão desse tipo aprofunda o lock-in em desenhos escolhidos antes da correção dos preços, e agentes que passam a se sentir no direito de ter uma receita garantida raramente abrem mão dela. Os subsídios continuam se acumulando, e a Conta de Desenvolvimento Energético cresceu a uma taxa média de 16,5% ao ano desde 2004. As tarifas ficaram tão altas para os consumidores finais que precisam ser parceladas a juros compostos. O leilão de baterias em consulta em 2026 corre o risco de repetir, com o armazenamento, o padrão do leilão de capacidade. A Empresa de Pesquisa Energética e o regulador viram seus orçamentos negligenciados, e o atrito entre o ministério e a agência reguladora corrói a credibilidade e a capacidade de execução. No fundo, como escrevi mais de uma vez em 2026, cada um desses riscos é um problema de liderança.

As condições

O caminho otimista depende de fazer as coisas na ordem certa. Mercados que passaram por essa transição antes de nós mostram que muitos problemas são evitados quando a formação de preços do mercado de curto prazo é organizada primeiro. Meus artigos apontam cinco condições.

1. Os preços vêm primeiro. Os mercados do dia seguinte e de tempo real operam com dupla contabilização, que cobra ou paga cada desvio em relação ao programa do dia seguinte ao preço de tempo real. Os preços são formados a cada dez minutos, e os serviços ancilares são precificados por mecanismos competitivos e tecnologicamente neutros.
2. Os subsídios são reduzidos de forma gradual, porém rápida, e nenhum novo subsídio é criado para corrigir os efeitos colaterais de um subsídio anterior.
3. Os leilões de expansão são abertos a todas as tecnologias e valorizam a contribuição integrada de cada projeto ao sistema, usando modelos de planejamento já utilizados no setor.
4. Os consumidores e as redes de distribuição participam do mercado por meio de agregadores, comercializadores varejistas e mercados locais de flexibilidade, junto com uma reforma da forma como as distribuidoras são remuneradas.
5. As instituições recuperam sua capacidade, com um operador que escolhe seus próprios modelos e responde por seus resultados, e com órgãos de planejamento e regulação que tenham os orçamentos que suas tarefas exigem.

Se essas condições forem cumpridas, com os preços em primeiro lugar, os contratos de capacidade e de armazenamento poderão desempenhar o papel complementar que desempenham nos mercados maduros, e os custos hoje pagos por meio de encargos poderão voltar aos preços que mostram aos agentes onde investir. Se não forem, o setor logo estará discutindo os mesmos problemas outra vez.

Da América Latina aos Estados Unidos

Em 5 e 6 de novembro de 2026, Frank Wolak e eu organizamos um workshop de dois dias na Universidade Stanford. Seu título era *From Latin America to the United States: Challenges, Models, and Policies for Electricity Markets in Transition* (Da América Latina aos Estados Unidos: desafios, modelos e políticas para mercados de eletricidade em transição). O workshop teve o apoio do Center for Latin American Studies, com o patrocínio da Tinker Foundation, e reuniu operadores de sistema e acadêmicos dos dois hemisférios. Os operadores vieram do Operador Independente do Sistema da Califórnia, do Electric Reliability Council of Texas, do Southwest Power Pool, do Midcontinent Independent System Operator, do PJM Interconnection, do New York Independent System Operator e do ISO New England, além do Operador Nacional do Sistema Elétrico, do Brasil, e do Coordenador Elétrico Nacional, do Chile.

A rápida integração de renováveis intermitentes no mundo levantou preocupações sobre a adequação do suprimento no longo prazo em mercados cada vez mais dominados por recursos de custo marginal zero. Os países latino-americanos de base hidrelétrica enfrentam esse desafio há mais de duas décadas, com instrumentos de longo prazo e desenhos de mercado próprios. Os Estados Unidos e a Europa enfrentaram os problemas da geração solar e eólica sobretudo por meio de sinais de preço de curto prazo mais alinhados à operação e de mecanismos de capacidade de longo prazo. O workshop explorou como os sinais de curto prazo e os instrumentos de longo prazo interagem em mercados dominados por renováveis e com custos marginais baixos.

As lições de sistemas que já passaram pela escassez de flexibilidade e pela entrada maciça de renováveis importam muito para o Brasil e para o restante da América Latina, cujos sistemas cresceram a partir de uma disponibilidade de recursos muito diferente. A América Latina também tem lições a oferecer. Ela traz formatos de contratação de longo prazo, mecanismos e leilões que são críticos onde a carga cresce rápido, e a experiência brasileira com mercados a termo e leilões é parte dessa contribuição. Os Estados Unidos oferecem produtos de curto prazo desenhados para sinalizar escassez.

Em 2004, o Brasil desenhou um mercado para um sistema hidrelétrico com carga em rápido crescimento. A tarefa agora é redesenhá-lo, com o mesmo cuidado, para um sistema em que a flexibilidade se tornou escassa.