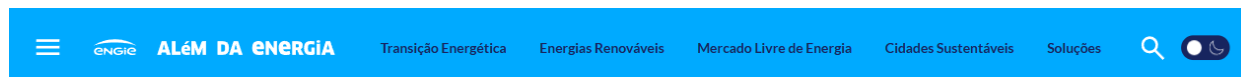


Data: 08/09/2025

Matéria: Descentralização do setor elétrico exige coordenação dos agentes

Veículo: Além da Energia



Com a crescente descentralização da oferta no setor elétrico, impulsionada pela comercialização livre e pela mini e microgeração distribuída (MMGD), o país se depara com a urgência de reformular seus mecanismos de coordenação e concorrência. Nesse sentido, o diretor de assuntos econômicos e regulatórios do Instituto Acende Brasil, Richard Hochstetler, sugeriu examinar o setor e seus desafios como em uma consulta médica. Os sintomas observados por ele vão desde o intervencionismo governamental e [curtailment](#), até a invasão da reserva operativa, encargos crescentes e critérios de garantia de suprimento não atendidos.

Além desses tópicos, temas como o mercado de curto prazo e a sinalização de preços foram levantados durante a apresentação feita pelo professor emérito na Universidade Harvard, William Hogan, como keynote speaker. Ele destacou que o desenho de mercado deve começar pelo contexto do setor em tempo real, “já que os preços mais importantes são os atuais e orientam as decisões operacionais, refletindo no estado real do sistema”.

Diante desse cenário, especialistas presentes no Energy Frontiers 2025 concordaram que a solução passa por uma revisão do atual modelo, que tem se mostrado inadequado frente às demandas por maior flexibilidade e eficiência.

Descentralização, encargos e intervencionismo

Nos últimos dez anos, o número de unidades consumidoras atendidas no mercado livre aumentou em 1600%. Essa “fuga do mercado cativo” é motivada, principalmente, pela busca por isenção de encargos, de contratações compulsórias e pelo desejo de assumir o controle das próprias decisões energéticas.

Contudo, as fontes distribuídas e intermitentes de geração de energia, como mini e microgeração solar, apresentam desafios de coordenação significativos. Não sem motivo, até o momento o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) não conseguiu incorporá-las no controle.

Para a diretora da Associação Brasileira de Agentes Comercializadores de Energia Elétrica (Abrage), Camilla Fernandes, o fato de o Brasil não ter implementado os mecanismos de mercado adequados antes da expansão dessas fontes, põe em risco “não só mais a alocação financeira dos resultados, mas a segurança da operação e do fornecimento de energia quando todos precisam”.

Além disso, o crescimento dos encargos também é um ponto de atenção, que, entre 2010 e 2024, subiu 257%, mais do que o dobro da inflação. A explicação reside nos subsídios cruzados, que, por sua vez, aumentam a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) – encargo setorial destinado a financiar políticas públicas do setor elétrico –, que deve atingir quase R\$ 50 bilhões em 2025.

O intervencionismo governamental e a judicialização também contribuem para a instabilidade. Hochstetler informa que entre janeiro e maio deste ano, 41% das transações no Mercado de Curto Prazo (MCP) – onde se negociam os excedentes e déficits de energia em tempo real – da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) não foram liquidadas devido à 30 liminares, que somam R\$ 5,56 bilhões.

Sinalização de preços e o desafio da flexibilidade



Imagem gerada por Inteligência Artificial

A garantia de suprimento de energia também é um ponto de atenção, e é validada por meio de critérios para conferir se os requisitos de potência e de energia estão e vão ser atendidos nos próximos cinco anos. Com resultados negativos no que diz respeito ao valor esperado de potência não suprida e ao risco de ocorrência de perda de carga, a maior preocupação do ONS passa a ser a escassez de flexibilidade operativa.

Hochstetler resgatou a fala do diretor geral do ONS, Márcio Rea, que destacou a necessidade “cada vez maior de flexibilidade, com fontes de energia controláveis, que nos atendam de forma rápida, para termos equilíbrio entre oferta e demanda, especialmente nos horários em que temos as chamadas rampas de carga, períodos de rápido aumento ou queda na demanda de energia”.

Com maior flexibilidade, a Reserva de Potência Operativa (RPO) – capacidade de geração disponível para atender a variações inesperadas na demanda –, concebida como uma solução de contingência, passa a ser utilizada conforme sua finalidade original, sem a necessidade de ser acionada para atender carga prevista em cenários de normalidade. Somado a isso, as usinas no Controle Automático da Geração (CAG) – sistema que ajusta a produção de energia em tempo real –, em vez de atender à reserva, podem comercializar energia nos horários de maior valor.

Em mercados competitivos, Hogan argumentou que o design deve começar pela avaliação em tempo real, na qual os preços orientam as decisões operacionais essenciais para a eficiência. Entretanto, na avaliação do professor de mercados de energia da Escola Politécnica da USP, Erik Rêgo, o preço no Brasil “acaba não cumprindo o seu principal papel na economia”. Isso porque não dá sinais adequados nem para consumidores nem para geradores, o que resulta na sua subutilização.

Para superar essa questão, o gerente executivo da CCEE, Rodrigo Sacchi, estuda o Projeto Meta para a criação de um mercado spot (de curto prazo, com negociação em tempo real), diferente do que ele afirma ser a realidade do setor elétrico brasileiro. “Nós não temos no Brasil um mercado spot, ele não existe aqui. O que nós temos, na minha concepção, é uma contabilização de diferenças entre contrato e geração; contrato e consumo, valorada a um preço calculado baseado em custo auditável”, explicou Sacchi.

Ele enfatiza ainda que o mercado spot é “o fundamento” e que é preciso instituí-lo para maior eficiência produtiva e alocativa no uso de recursos energéticos.

Caminhos para aprimorar o sistema

Como solução ao diagnóstico, especialistas propõem três eixos de melhoria: precificar melhor o suprimento de energia para refletir as condições reais, aprimorar a alocação de riscos e aprimorar a contratação de longo prazo. Entre as sugestões, destacam-se:

- A adoção da Curva de Demanda por Reserva Operativa (ORDC) – mecanismo que precifica o valor da reserva de potência operativa –, inspirada no modelo do Texas (ERCOT – Conselho de Confiabilidade Elétrica do Texas) –, que reconhece o valor marginal das reservas de potência operativa e acrescenta à formação do preço de liquidação no mercado de energia esse custo de escassez;
- Implementação da compensação dupla no mercado de curto prazo, que consiste em dois mercados encadeados em um sistema que precifica as incertezas e remunera a flexibilidade operativa que sustenta o sistema em contingências;
- Para a contratação de longo prazo, a proposta é usar leilões combinatórios, que permitiriam a contratação simultânea de diferentes produtos em um processo que envolve a descoberta de preços mais apropriados e regras de atividade e pagamentos que promovam o equilíbrio e a concorrência;
- O Projeto Meta da CCEE está desenvolvendo um roadmap para a implementação gradual de um mercado spot no Brasil. Na visão de Sacchi, a coordenação entre mercado de contratos, spot e de serviços ancilares (serviços complementares que garantem a segurança e a qualidade do fornecimento de energia) conduzem o setor para uma operação menos centralizada e aproxima o Brasil de mercados mais modernos.

Houve um consenso entre os debatedores de que o setor deve acelerar as melhorias nos modelos de preço e revisar subsídios. Para reverter esse quadro, Camila propôs uma coordenação e articulação em rede para angariar apoio no Congresso, no Executivo e no Judiciário, além da sociedade e dos especialistas.