OPINIÃO

Produtos financeiros para o mercado de comercialização de energia elétrica: uma tendência natural.

Paulo Mayon

O Setor Elétrico Brasileiro vem passando por uma transformação nos últimos anos provocada especialmente por uma sequência de quatro anos de um cenário hidrológico desfavorável. Com a escassez de chuvas, a lógica do modelo setorial foi posta à prova e surgiram inúmeras fragilidades e necessidades de aprimoramentos. A recessão hidrológica é um fato incontestável e, obviamente, provocou desequilíbrios no sistema. Contudo, uma análise técnica e aprofundada torna possível afirmar que os problemas não podem ser totalmente justificados por conta da conjuntura ruim. Ao se isolar os fatores conjunturais, conclui-se ainda que existem questões estruturais que desestimulam uma expansão eficiente e equilibrada da oferta de geração. Esse fato também contribuiu para levar o sistema a uma condição de desequilíbrio tanto sob a ótica de suprimento energético, quanto sob a ótica financeira e de alocação de riscos e custos.

Dentre as questões estruturais relativas à expansão da oferta destaca-se o fato de que os grandes aproveitamentos ainda disponíveis no país enfrentam um processo de licenciamento ambiental mais restritivo, especialmente no que se refere à implantação de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios de acumulação. Com isso, a relação entre a capacidade de regularização e o consumo está cada vez menor. Como se não bastasse, o cronograma de implantação dessas grandes obras (ou de sua conexão ao sistema) muitas vezes também apresenta problemas. Outra importante frente que hoje se encontra congelada é a cogeração e a microgeração distribuída, que poderia, além da oferta adicional, contribuir com externalidades importantes, dado que se encontram próximas dos centros de consumo.

Toda essa argumentação, já bastante conhecida, serve como base para concluir que hoje as características físicas do sistema elétrico brasileiro são diferentes daquelas de um passado não tão distante. Prova disso foi a inédita dificuldade para o atendimento à demanda instantânea (demanda de ponta) no verão de 2015. Essa nova configuração do sistema e suas restrições, muitas delas já indicadas pelo ONS (Operador Nacional do Sistema) há vários anos, trazem desafios importantes e, com eles, a necessidade de aprimorar o modelo vigente.

Um exemplo claro e bastante conhecido que reforça a necessidade de uma reflexão é o fato de que com uma menor relação entre capacidade de regularização dos reservatórios e consumo, a composição do preço de curto prazo se torna mais volátil. O efeito de amortecimento no preço provocado pelas grandes reservas de água está praticamente extinto. A necessidade de complementação termelétrica para fazer frente ao crescimento do consumo passa a ser cada vez maior. E a consequência direta é uma maior aversão ao risco por parte dos geradores hidráulicos, já que estes tendem a produzir menos energia quando os reservatórios estão baixos e os preços altos.

Todos esses efeitos provocaram reações nos importantes elos dessa cadeia. Hoje os agentes enfrentam um ambiente de incertezas que, como consequência final, resulta em uma diminuição expressiva da liquidez e da oferta de energia. Ou seja, a indústria caminha para um futuro de abastecimento cujo lastro contratual é escasso e o preço da *commodity* é incerto. E esse não é um processo reversível no curto prazo, já que em grande parte é causado por alterações físicas permanentes na estrutura da matriz energética brasileira e pela característica da oferta segregada entre Leilões de Reserva, Leilões de Ajuste e os Leilões de Energia Nova.

Um olhar mais positivo - e visitando outras experiências passadas - permite dizer que toda crise traz oportunidades de aprimoramento e de inovação. Alguns

ajustes são de alta complexidade. Outros, nem tanto. E é justamente nesses ajustes de menor complexidade de implantação que muitas vezes serão encontrados excelentes e imediatos resultados.

Na teoria, os contratos existem para garantir a entrega física e a proteção contra a variação do preço da energia elétrica no futuro. Na prática, os contratos funcionam exclusivamente para proteger o contratante e o contratado da flutuação do preço da energia, dado que a entrega física da energia elétrica de fato é realizada pelo despacho centralizado - em última instância, pelo ONS. Desde o nascimento do Ambiente de Contratação Livre (ACL), os agentes basicamente enxergam em seus contratos de compra e venda de energia elétrica uma proteção contra a incerteza e volatilidade dos preços no curto, médio e longo prazo.

Considerando que ambos (comprador e vendedor) buscam a proteção comercial contra a flutuação dos preços, e que existe um preço técnico publicado semanalmente (PLD – Preço de Liquidação das Diferenças) ou um custo marginal de operação (CMO) também publicado semanalmente, os contratos financeiros poderiam ser ajustados na periodicidade definida (por exemplo, semanal) por estes índices já consagrados, e cuja formação é livre de forças de mercado (eliminando inclusive o risco de formação de preços futuros por concentração de poder comercial).

O funcionamento hoje, no entanto, se revela diferente e muito mais complexo. A necessidade de realizar a proteção comercial atrelada ao lastro físico de geração promove um empenho de capital excessivo para essas operações (fluxo de pagamentos e garantias); uma tributação incidente sobre as mesmas (magnitude, diferentes alíquotas e substitutos tributários por Unidade Federativa); falta de liquidez e poder de concentração do lastro físico em poucos agentes, dificultando e encarecendo sobremaneira a proteção futura contra a volatilidade de preços.

Uma breve análise dos principais fatos recentes e pilares do mecanismo de expansão de oferta vigente pode ser útil nessa reflexão.

- Atualmente, a única forma de transferência de energia do ACL para o ACR se dá por meio de leilões específicos organizados pelo governo. Entretanto, o ACL não tem acesso a essa oferta de energia no caso de leilões de energia nova, levando-o a uma situação exótica (o consumidor conectado ao SIN recebe energia regularmente conforme seu consumo, mas pode não encontrar lastro);

- A Medida Provisória 579, transformada na Lei 12.783, deslocou para o ACR parte significativa da oferta de energia que estava disponível aos agentes do ambiente livre, reduzindo a liquidez e, consequentemente, a capacidade de preços mais competitivos no ACL (o consumidor conectado ao SIN recebe energia regularmente conforme seu consumo, mas pode não encontrar lastro);

- O portfolio já existente de energia de reserva (LER) e a nova oferta que for adicionada neste formato não geram lastro para a comercialização. Tecnicamente, tanto o ACR quanto o ACL estarão sempre expostos ao risco de falta de lastro (o consumidor conectado ao SIN recebe energia regularmente conforme seu consumo, mas pode não encontrar lastro). Assim sendo, quanto maior a energia de reserva contratada a cada ano, maior será o risco dos agentes no ACL de sofrerem uma penalidade, dada a obrigação de “achar” o lastro físico associado à proteção contra a volatilidade de preço;

- Esta penalidade por falta de lastro contratual foi criada para estimular a contratação de longo prazo dos consumidores, visto que, naquela época, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) permanecia extremamente baixo por longos períodos de tempo, sendo incapaz de fornecer sinal econômico para a expansão. Porém, considerando o peso da inflação brasileira e todas as incertezas envolvidas, os consumidores livres dificilmente contratam por prazo maior do que um quinquênio, independentemente do valor do preço de curto-prazo. Em resumo, a penalidade existe para “estimular” um comportamento que não se concretiza, desde sua criação;

- O PLD representa um preço de conhecimento público, definido através de uma metodologia transparente, acessível através de diversas fontes oficiais, e auditável. Além disso, sua determinação decorre de modelos computacionais, o que mitiga a possibilidade de que um agente consiga influenciar de forma indevida seus resultados, por maior que seja sua escala ou relevância operacional;

- Há baixa liquidez de contratos de compra e venda de

energia de longo prazo no mercado brasileiro.

Hora de refletir. Como tratar esse problema?

Cada vez uma matriz mais hidro-Térmica (com "T" maiúsculo), indicando a necessidade de proteção contra a flutuação de preços cada vez mais robusta. Cada vez mais agentes no ambiente de contratação livre buscando contratos que os protejam da volatilidade de preços. A regulação exigindo que, independentemente da proteção comercial associada a um vendedor, que este também ofereça o lastro físico da geração desta energia no futuro. Será que essa lógica não limita demais o número de vendedores possíveis? Será que essa limitação não gera desequilíbrio na formação de preços futuros levando o consumidor, involuntariamente, a uma frequência de contratação maior e por prazos menores? Será que não existiriam agentes interessados em oferecer apenas a proteção da variação do preço?

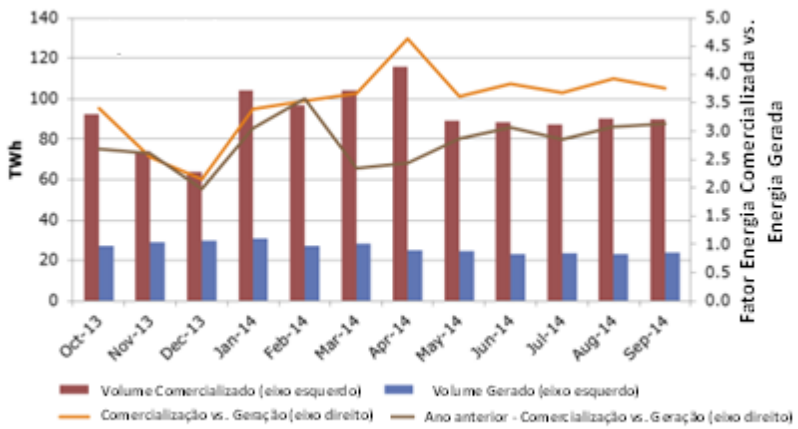
A boa notícia é que não precisamos inventar mais uma "jabuticaba". Vários mercados de energia ao redor do mundo já há muitos anos fazem o uso de contratos financeiros como importantes aliados na tarefa de gestão dos riscos associados a essa commodity. Um exemplo é a Europa, que faz uso dos contratos financeiros de energia tanto em ambiente de balcão organizado, quanto de bolsa, como uma forma de incrementar a competitividade, a liquidez e a transparência dos negócios no seu mercado. De acordo com a Federação Europeia dos Comercializadores de Energia ("EFET" – 2012, p. 1)[1], que desde 2005 vem exercendo um papel central no fomento do mercado de comercialização de energia, esses instrumentos tornam-se também importantes aliados na busca da redução do custo de suprimento aos consumidores.

Além disso, a transparência de preços ajuda a aumentar o sentimento de confiança de empreendedores, reguladores e consumidores, contribuindo para uma maior estabilidade geral no funcionamento do mercado.

Em relatório publicado pela EFET em 2012 intitulado "Towards a single European energy Market", Paul van Son, presidente honorário da EFET, afirma que "a utilização de instrumentos financeiros de energia não é uma questão de mero oportunismo de curto prazo, o que, no longo prazo, poderia se mostrar prejudicial para a sociedade; trata-se de uma forma de resposta a incentivos de mercado para otimizar a cadeia de valor de energia; e esta resposta, por sua vez, beneficia todos os consumidores de energia" (2012, p. 3)[1].

Ainda no mercado europeu, em 2014 a OFGEM (órgão regulador dos mercados de gás e eletricidade do Reino Unido) concluiu que a baixa liquidez do mercado estava criando barreiras para a competição e, portanto, implantou um programa denominado "Assegurar e Promover" (2014, p. 4)[1] com o objetivo de auxiliar o acesso dos produtores independentes ao mercado atacadista de energia e de garantir a competição através do uso de contratos padronizados e da figura dos formadores de mercado. Em seu primeiro relatório após a implantação do programa, datado de 18 de dezembro de 2014, a OFGEM destaca dois pontos principais: primeiro, que houve redução geral dos spreads entre os preços de compra e venda. Segundo, que o conjunto dessas iniciativas contribuiu para melhorar a liquidez de mercado, principalmente quando se analisa o aumento da diferença entre os volumes totais negociados e aqueles entregues "fisicamente", conforme ilustrado na figura 1 abaixo.

Figura 1



Fonte: Relatório OFGEM publicado em 18 de dezembro de 2014

A trajetória de crescimento do volume negociado na plataforma Intercontinental Exchange (ICE) também ilustra o potencial desta iniciativa (figura 2 abaixo). A ICE iniciou em 2001 suas atividades na área de trading de energia e atualmente opera três bolsas de futuros, cinco câmaras de compensação e liquidação financeiras (clearing houses) e uma variedade de mercados de balcão. As operações da ICE conectam participantes do mercado em mais de 70 países, com volume anual de negócios de mais de 510 milhões de contratos.

Figura 2



Ao fomentar o desenvolvimento de contratos financeiros futuros que protejam o tomador final da energia da flutuação do PLD através da marcação de um preço fixo, estariam sendo adicionados ao processo de comercialização os seguintes benefícios:

- Entrada de novos agentes que hoje não participam do setor (bancos, fundos de investimento);
- Ampliação da competição e liquidez, consequentemente reduzindo o custo da proteção ("hedge");
- Melhoria da qualidade do risco de crédito dos participantes;
- Formação de curvas futuras de preço, permitindo um instrumento adicional que viabilizaria a financiabilidade de empreendimentos de geração, tanto no ACR quanto ACL, e sinais mais claros para o desenvolvimento da indústria;
- Liquidação financeira da diferença entre o preço de proteção (fixo) e PLD de forma bilateral, reduzindo o risco e impacto financeiro atual (já que hoje o fluxo de todas as compras e vendas ocorre em cima do valor total dos MWh comercializados), e otimizando o empenho de capital;
- Amadurecimento do mercado (e formação de métricas) para a criação de uma clearing de contratos financeiros de energia.

Ao negociar tais contratos, os agentes do mundo físico que optassem por esta estrutura estariam protegidos (hedge) financeiramente em relação à variação do PLD futuro, e liquidariam suas posições físicas integralmente no MCP (Mercado de Curto Prazo), uma vez que não haveria falta de lastro contratual neste mercado. Essa dinâmica já existe há muitos anos em mercados de energia dos Estados Unidos, alguns países da América Latina, como Colômbia e Chile, e nos casos citados da Europa e Austrália.

No que tange à entrega física da energia elétrica,

as eventuais diferenças (sobras e faltas de lastro físico) entre o ACR e ACL se anulariam, mantendo o sistema quantitativamente equilibrado. Com relação à liquidação financeira, uma vez que a CCEE já cumpre o papel de liquidante, esta poderia, portanto, liquidar integralmente as sobras e faltas de lastro valoradas a PLD. Isso tornaria a CCEE de fato uma câmara de liquidação muito mais robusta e com um volume de recebíveis potencialmente muito maior que o atual. Esta maior robustez permitiria uma capacidade financeira para a Câmara extremamente benvinda e oportuna frente aos desafios do SEB.

Pequena mudança, fácil implantação e resultados muito positivos e perenes!

Paulo Mayon

Executivo sênior com ampla experiência em todos os aspectos dos mercados de varejo e corporativos. A experiência direta em todo o país com o setor imobiliário, consultoria financeira, mercado de massa de crédito, incluindo cartões de crédito (10 anos). Também participou de startups em estágio inicial, bem como empresas "na bolha".

Consultor da Cadeia de Abastecimento (6 anos) gestão de contratos globais em indústrias de petróleo, gás e borracha.

Diretor Sênior e sócio de uma nova empresa de comércio elétrica (COMPASS Comercializadora de Energia) e encarregado de liderar mudanças e transformar o modelo brasileiro de OTC a um mercado transparente, competitiva e inovadora.

REFERÊNCIAS:

1. European Federation of Energy Traders (2012), Towards a single European energy market, http://www.efet.org/Cms_Data/Contents/EFET/Folders/Documents/Home/~contents/GPC2TV6X8L2STWT8/Highlights-II-Final.pdf.

2. Australian Energy Regulator (2014), STATE OF THE ENERGY MARKET 2014, https://www.aer.gov.au/sites/default/files/State%20of%20the%20energy%20market%202014%20-%20Complete%20report%20%28A4%29_0.pdf.

3. Leal, Milton (2012), Europa: Mercado livre, transparente e isonômico, Canal Energia, 28/09/2012.