

Agenda regulatória para os leilões de geração

CORREIA, Tiago de Barros; CORREIA, Paulo de Barros. "Agenda regulatória para os leilões de geração". Agência CanalEnergia. Rio de Janeiro, 26 de setembro de 2018.

As reformas institucionais implementadas no setor elétrico brasileiro em 1997 e 2004 tiveram êxito em estabelecer os mercados de geração e de comercialização de energia elétrica, bem como os dos serviços de transmissão e de distribuição. De 2004 a 2017 a capacidade instalada de geração expandiu 64.615 MW, o volume de energia transacionada no mercado livre 68.760 MW médios e a extensão das redes de transmissão 55.145 km, respectivamente incrementos de 71%, 440% e 75%, que denotam o sucesso do modelo brasileiro em equacionar um dos principais problemas que afligem os setores elétricos de todo o mundo: como assegurar a segurança do suprimento de energia elétrica em um mercado em que os sinais de preços podem ser insuficientes para indicar, tempestivamente, a necessidade de investimentos.

Nesse ponto, nosso modelo foi particularmente bem sucedido no emprego de leilões regulados para criar um ambiente de negociação conjunta para os contratos de outorga de novas usinas geradoras, de comercialização de energia elétrica e de cessão de garantias financeiras que permitiram tornar os riscos dos projetos mais compreensivos e viabilizaram que os mesmos fossem financiados por meio da modalidade de project finance, que possibilita um maior investimento para um dado volume de garantias corporativas. Esse modelo também teve grande sucesso na introdução das fontes renováveis eólica e solar em nossa matriz energética por meio da representação de suas características técnicas e operacionais em suas obrigações contratuais de entrega de energia elétrica.

Por outro lado, em 2018, ainda submergidos em uma severa crise econômica, convivendo com um prolongado período de baixa hidrologia, que exaure a oferta de nossa principal fonte energética, a hidreletricidade, e tento experimentado crescente judicialização de questões contratuais e regulatórias, é evidente que nos encontramos diante de uma encruzilhada. No ano de 2019 uma série de decisões precisarão ser tomadas para que as rachaduras do nosso atual modelo sejam reparadas.

Um dos pontos fundamentais a ser rediscutido é exatamente a matriz de riscos embutida nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). As principais fontes energéticas do país são sazonais, estocásticas e em alguns casos intermitentes. As demais fontes, por terem custos variáveis mais elevados e atuarem como recursos complementares, tem seu despacho dominado pela disponibilidade dos recursos estocásticos. Vale dizer, contratos de energia elétrica são e sempre foram de alto risco.

O problema é que a parcela o risco de entrega de energia ao longo do ano (sazonalização) e ao longo das horas do dia (modulação) foi em grande medida tratada por fora dos CCEARs. Nos casos dos contratos por disponibilidade o risco, em maior ou menor medida, a depender da fonte, era repassado ao consumidor final e nos contratos por quantidade, até recentemente exclusividade de hidrelétricas, era tratado por meio do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que estabelece o

compartilhamento do risco da estocaticidade da geração hidrelétrica entre seus participantes.

Se não bastasse a variabilidade das fontes energéticas o consumo de energia elétrica também é sazonal e estocástico e, salvo felizes coincidências não terá a mesma sazonalidade típica de nenhuma das fontes, quando olhadas em separado. Assim, ao se olhar mais detalhadamente para os CCEARs, percebe-se que quando a obrigação de entrega de energia elétrica é sazonalizada pelos compradores, o gerador vende energia e compra risco, assim o preço do contrato deve corresponder ao preço da energia MAIS o prêmio de risco; já no contrato sazonalizado pelo gerador, ele vende energia e risco, então o preço do contrato deve ser o preço da energia MENOS o prêmio de risco.

Por outro lado, quando olhada para o conjunto de recursos energético, verificamos alguma complementariedade entre as sazonalidades das diferentes fontes. O regime de ventos fica mais forte e constante no período de seca, que também é quando ocorre a colheita da biomassa e há mais incidência solar. Assim, o problema do risco da sazonalidade e estocaticidade da geração de energia elétrica pode ser mitigado pelo uso de portfólios de contratos, hoje em posse das distribuidoras de energia elétrica. Esse, inclusive, foi o argumento central adotado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) na concepção dos contratos de energia eólica negociados no último leilão, realizado em 31 de agosto.

O portfólio de contratos atual das distribuidoras, entretanto, não foi resultado de uma política ativa de seleção. Apesar do esforço deliberado do Ministério de Minas e Energia (MME) em fomentar a diversificação da nossa matriz, o resultado indica ter sido fortemente impactado por ondas sucessivas de viabilidade e atratividade relativas das fontes: térmicas a óleo, térmicas a gás natural, hidrelétricas a fio d'água, biomassa, eólicas e fotovoltaicas.

Como consequência, experimentamos nos últimos cinco anos grande volatilidade tarifária, com tarifas oscilando como dentes de uma serra ao sabor do peso das liquidações comerciais feitas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para compensar os ajustes sazonais dos diferentes contratos. A magnitude desses efeitos já demandou a construção de linhas de crédito especiais para distribuidoras e a regulamentação das bandeiras tarifárias e de outros instrumentos para melhorar a capacidade de previsão e inclusão de tais custos nas tarifas.

De fato, como as diferenças entre as sazonalizações sempre ocorrerão, já que a onisciência não é um atributo humano, convém ter mecanismos regulatórios para acomodar o risco decorrente. Apesar disso, ainda não se tentou minimizar a distância entre as sazonalidades das distribuidoras e dos geradores por meio de melhores contratos. A sazonalidade das distribuidoras sequer é solicitada pelo MME ou pela ANEEL no âmbito dos processos de leilões. Conhecida a demanda sazonalizada, e supondo que esta permaneça constante, o MME poderia conduzir leilões combinatoriais de modo a encontrar ex-post o portfólio de contratos que minimizasse conjuntamente o risco de sazonalidade dos compradores e vendedores.

Outra alternativa, seria permitir que os vendedores realizassem o “empacotamento” ex-ante e oferecessem contratos que atendessem os requisitos desejados de sazonalidade. Para tanto, cada CCEAR associado a um conjunto de empreendimentos selecionados pelo vendedor para minimizar seu risco. A soma das garantias físicas dos novos empreendimentos a ser comprometida com o CCEAR deve ser igual a demanda, para se assegurar, a segurança da expansão, mas, considerando que a sazonalidade da carga não é constante, seria interessante permitir que o próprio CCEAR já estabelecesse um montante de energia elétrica dos novos empreendimentos a ser “trocada” com energia existente do Ambiente de Contratação Livre, por exemplo, na forma de contratos de swap ou de opção.

Esse colchão de energia do Ambiente de Contratação Livre (ACL) permitira limitar o custo do risco da sazonalidade e da estocaticidade em uma faixa mais estreita do que a estabelecida pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) mínimo e máximo. Outra vantagem dessa abordagem, é conferir acesso ao ACL a aos recebíveis de longo prazo que, até hoje, foram capazes de financiar a expansão da oferta necessária para o atendimento do Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Com isso, o ACL pode receber uma responsabilidade maior pela contratação da expansão da oferta, reduzindo-se o risco da flexibilização dos requisitos para que os consumidores cativos migrem para o ACL.

A abordagem dos CCEARS com multifontes, ou do portfólio ex-ante, tem outras vantagens. Primeiro, cria o mercado para a gestão dos riscos de sazonalidade e oferece uma porta de saída do MRE. As novas hidrelétricas, contratadas na forma sugerida, teriam seus desvios de geração, inclusive os decorrentes do despacho centralizados, mitigados por outras usinas e contratos e poderiam escapar, por exemplo, dos problemas de GSF (generation scale factor) decorrentes da desatualização das garantias físicas de outras hidrelétricas do MRE.

As fontes intermitentes como eólicas e solar, por sua vez, obteriam contratos mais amigáveis para uma eventual transição para modelos de preço e modulação horário. Também não se precisaria mais falar em subsídios de fio para as fontes incentivadas que fossem viabilizadas por meio dos contratos multifontes.

Finalmente, em um mercado fortemente impactados por limiares judiciais que impedem o recebimento de créditos, seria interessante retirar os ajustes contratuais estruturais do mercado de curto prazo (MCP), que ficaria apenas com a liquidação das diferenças contratuais (saldo ou déficit), mas não com ajustes internos aos contratos.

Do ponto de vista normativo, a Lei 10.848 estabelece que os leilões podem ser destinados a aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes, novos ou de fontes alternativas. Não há obrigação de que cada contrato corresponda à outorga de uma única usina de geração, de modo que a presente proposta pode ser implementada rapidamente e poderia, como uma etapa de transição, conviver por algum tempo com o modelo atual de CCEAR lastreados na garantia física de um único empreendimento.

Tiago de Barros Correia é especialista em políticas públicas e gestão governamental e ex-Diretor da Agência Nacional de Energia Elétrica. Paulo de Barros Correia é professor doutor do programa de Planejamento de Sistemas Energéticos da Universidade Estadual de Campinas – Unicamp