



CONTRIBUIÇÃO À CONSULTA PÚBLICA
MME Nº 083/2019

Contribuição elaborada pelo Centro de Estudos de Regulação e Infraestrutura
da Fundação Getulio Vargas (FGV CERI)

OUTUBRO DE 2019

Introdução

A perspectiva de evolução do setor elétrico no Brasil é de redução futura e crescente dos requisitos para que os consumidores contratem livremente sua energia – abertura de mercado. Essa decisão desafia ou ameaça a expansão do sistema especialmente considerando a falta de uma arquitetura comercial e financeira capaz de suportar investimentos em geração e essa é uma das questões que está na raiz dos desafios enfrentados na reforma do setor elétrico. As seguintes alternativas foram consideradas na nota da EPE.

- (1) Contratação de reservas estratégicas (mecanismo direcionado);
- (2) Leilões de Capacidade;
- (3) Obrigação de contratação descentralizada de capacidade - imposta a distribuidoras e comercializadoras;
- (4) Opções de confiabilidade - consideradas de difícil implementação, pois o despacho é baseado em custos;
- (5) Pagamento fixo de capacidade aos agentes que proveem capacidade;
- (6) Contratação separada e centralizada de energia e lastro/capacidade.

A proposta de reforma visa garantir a adequação dos recursos mediante a contratação separada de energia e capacidade (lastro). É importante notar, no entanto, que o setor elétrico brasileiro ainda carece de um mercado (funcional) de energia. Conforme mencionado, a contratação de mercado regulamentado ocorre por meio de PPAs de longo prazo assinados como resultado de leilões realizados pelo governo. E contratos bilaterais são assinados no ambiente de contratação livre.

Na nova estrutura proposta, as receitas anuais dos vendedores (geradores/comercializadores) são compostas por três componentes:

- i. Eletricidade;
- ii. Receita (nacional) vinculada aos certificados de garantia física (MW / ano)
* (R\$ / MW);
- iii. Receita de capacidade (MW / ano) * (R\$ / MW).

A negociação seria realizada através de leilões combinatórios. O vendedor pode fazer lances nos diferentes produtos - de forma independente ou em conjunto.

No modelo atual, o vendedor/supridor/gerador de energia contrata tanto no mercado, regulado quanto no mercado livre. Na estrutura proposta, a segurança do suprimento é considerada um bem público. Portanto, o lastro é contratado de forma conjunta, sendo os custos compartilhados entre todos os consumidores, independentemente do ambiente de contratação.

As alternativas propostas que estão sob análise são avaliadas através dos critérios: eficácia para garantir a adequação dos recursos; *bankability*; eficiência econômica; justa alocação de custos; ser tecnologicamente neutro; a transparência do mecanismo.

A preocupação evidenciada na proposta é em desenhar uma estrutura de contratação que aprecie todas as necessidades/requisitos do sistema. Inicialmente, na ausência de mecanismos de mercado, a avaliação dos diferentes atributos (energia, capacidade, flexibilidade/disponibilidade) poderia ocorrer indiretamente através de uma função de pontuação.

A Proposta apresentada pelo governo contempla contratação em separado de lastro e energia como forma de enfrentar o problema de *Resource Adequacy*.

No modelo atual, os PPAs firmados como resultado dos leilões no ambiente regulado representaram e ainda representam estrutura dominante para assegurar a expansão do sistema elétrico no contexto do modelo estabelecido em 2003-4; entretanto, é notório que referida arquitetura (somada a outros elementos essenciais que a integram) não lograram assegurar mecanismos de financiamento para a expansão da geração no ambiente livre. Mais do que isso, há abundantes manifestações inclusive do governo que revelam insatisfação com os resultados dos leilões no tocante a sua adequação ou mesmo quanto aos preços alcançados e a valoração efetiva das fontes nas dimensões de contribuição às necessidades do sistema. Diante desse quadro, é apresentada na Consulta Pública 083/2019 proposta que é objeto de análise no presente documento.

Especificidades do Mercado de Eletricidade e seu Desenho de Mercado

Mercados de eletricidade têm especificidades quando comparados com outros mercados. A entrega do produto (eletricidade) precisa ser supervisionada de forma centralizada por um operador de rede, e a oferta e demanda precisam ser balanceadas em tempo real. Essas especificidades precisam ser incorporadas adequadamente no desenho de mercados de eletricidade – o qual deve considerar a realidade física do sistema,

diretamente relacionada ao balanço entre carga e geração (controle de frequência da rede) e à limitação elétrica dos equipamentos dos sistemas de transmissão (transformadores, linhas de transmissão, etc.), além de restrições relacionadas a indisponibilidades de elementos da rede e de recursos.

Uma característica que diferencia a eletricidade de outras mercadorias é o alto custo de armazenamento. As indústrias hoteleira e aérea são um tanto quanto similares neste ponto; entretanto, a razão demanda pico/fora pico é consideravelmente mais acentuada no setor elétrico. E ainda que uma grande parte da eletricidade transacionada seja negociada via acordos (contratos) bilaterais de médio e longo prazo, a demanda realizada e condições do sistema nunca são idênticas as antecipadas. Sendo assim, o mercado de *imbalances*, - mercado spot - é um dos pilares, e o cerne (*backbone*) do desenho de um mercado de energia elétrica. É através desses mecanismos que as diferenças entre os volumes contratado e realizado são ajustadas – e liquidadas ao preço de curto prazo.

Hunt (2002) coloca de forma muito clara a relação entre a realidade física do sistema e os arranjos comerciais que precisam ser desenhados para constituírem os pilares de um desenho de mercado de eletricidade:

- i. Falta de armazenamento: quantidades contratadas não serão exatamente as realizadas. O operador precisa então comprar e vender diferenças. De quem, para quem e por quanto? Essas diferenças são os *Imbalances*.
- ii. Leis da física: dado que a eletricidade segue o caminho de menor resistência, o Operador não pode dar um comando para a eletricidade seguir o caminho que ele deseja. Ele precisa garantir que a rede não esteja sobrecarregada, de forma que quando uma linha de transmissão atinja sua capacidade, algum gerador reduza (desligue) ou outro entre (ou a demanda se reduza em algum ponto). Arranjos para este tipo de contingência precisam estar desenhados. Este é o problema de gerenciamento de congestão. Esta é a diferença entre o caminho natural da eletricidade e o caminho contratual.
- iii. Interações da rede de transmissão e interdependências entre a produção de energia e serviços ancilares: o que acontece num ponto da rede pode afetar outros pontos, então os geradores (ou provedores de eletricidades e serviços elétricos em geral) precisam fornecer serviços ancilares para manter a estabilidade da rede. No entanto, em geral os mesmos agentes que produzem eletricidade também produzem serviços ancilares. Então as regras para contratar e remunerar estes serviços precisam estar bem definidas.

- iv. A eletricidade viaja (quase que) na velocidade da luz: o Operador precisa “avisar” aos produtores quando ligar, desligar, aumentar ou diminuir a produção. Diferentes tecnologias de produção fazem com que os avisos/comandos do Operador aos distintos geradores obedeçam a diferentes janelas de antecedência. Isso é a função da programação e despacho.

São estes os quatro pilares do desenho de mercado. A modernização do setor, necessária e bem-vinda, nos faz repensar quais são os novos arranjos comerciais que devemos adotar considerando o nosso sistema e a nossa realidade. Assim como a realidade física do sistema não sofre alterações, os fundamentos econômicos são os mesmos para qualquer país e sistemas. O que se altera são as condições atuais (políticas, geopolíticas, de financiamento, sociais e ambientais), como veremos mais adiante. Estas mudanças trazem um desafio, e ao mesmo uma oportunidade.

No Brasil, o setor elétrico já passou por um processo de reestruturação anterior a este que estamos vivendo, no qual teve que ser reestruturado de forma a se adequar às necessidades. Este processo ocorreu na década de 1990 e resultou na desverticalização dos segmentos do setor, com necessária separação da operação do sistema e da geração. Quando as todas as atividades eram desempenhadas pela mesma empresa, existia uma relação de *command-and-control* entre a operação e a geração. Em consequência do processo de desverticalização, desenhar as regras - tanto operacionais como comerciais, de forma eficiente e que enviem incentivos aos agentes em segui-las, foi o grande desafio da reforma.

Atualmente, estamos passando por um novo período de transformações, com inserção de novas tecnologias, aumento da participação de fontes renováveis e intermitentes, mudanças no papel do consumidor. Nesse contexto, é reconhecida a necessidade de ajustes no modelo atual.

A EPE, ao longo do Relatório, destaca o crescimento da participação do ambiente livre de contratação (ACL) no setor elétrico. **O desequilíbrio alegado causado pelo crescimento do ACL simplesmente evidencia os problemas dos mecanismos atuais. Eles não deixaram de ser adequados – a inadequação já se mostrava presente.** Nesse contexto, urge propor (novos) mecanismos adequados para o enfrentamento dos problemas que se colocam. Do contrário, emergirão desequilíbrios maiores ainda no futuro.

A experiência da MP 579/2012 é emblemática das consequências perversas que podem advir de propostas que não sejam capazes de atender a uma sequência de ações:



Diversos documentos e discussões promovidos pelo CERI desde 2016 evidenciam a importância de atentar para uma tal sequência:

- (i) Regulação e Infraestrutura – Em Busca de uma Nova Arquitetura¹
- (ii) Contribuição à CP MME 033/2017²

Transformações do Setor Elétrico

Diante da crescente complexidade que caracteriza a **transformação em curso na indústria**, faz-se necessário revisitar o desenho dos mercados de eletricidade no Brasil. Limitações tecnológicas, demanda crescente, penetração ainda incipiente de recursos distribuídos, sobra de capacidade, e limitações de sistemas de medição e cobrança, além de questões políticas – caracterizam o modelo antigo/anterior. Estas **mudanças forçam um afastamento do atual modelo**, o qual foi concebido sob a lógica de um fluxo de eletricidade unidirecional, com uma regulação caracterizada por uma lógica “*backward looking*” com mecanismos regulatórios de determinação de tarifas com base no custo.

Para atingir maior eficiência nesse novo ambiente – para o qual caminhamos de modo irreversível – é imperativo evoluir para um desenho de um mercado competitivo. Os ingredientes são: mercados de energia e de serviços ancilares.

O desenho de um mecanismo de capacidade como instrumento de *resource adequacy* não pode prescindir de uma evolução na forma de contratação de energia no Brasil via mecanismos de competição no mercado. O modelo da Lei 10.848/04 privilegiou competição pelo mercado e contratação regulada quase que exclusivamente de longo prazo.

É imperativo revisitar essa escolha na direção de um modelo mais descentralizado. **O custo de não enfrentar o problema da falta de um mercado funcional de energia no Brasil é onerar indevida e excessivamente consumidores sem necessariamente garantir o atingimento dos objetivos de política energética. E “apagar” sinais de preços, penalizando a eficiência alocativa que se argumenta almejar.** E não cabe argumentar que ao fim e ao cabo é o consumidor que suporta todos os custos. Existem

¹ Disponível em: https://ceri.fgv.br/sites/default/files/publicacoes/2018-10/63_63_regulacao-e-infraestrutura-em-busca-de-uma-nova-arquitetura-2018.pdf

² Disponível em: https://ceri.fgv.br/sites/default/files/publicacoes/2018-10/52_52_aprimoramento-do-marco-legal-do-setor-eletrico-brasileiro-cp-mme-n-033-2017.pdf

arranjos alternativos de alocação de riscos e custos. Cabe encontrar mecanismos que maximizem valor para os diferentes *stakeholders* - usuários, investidores, etc..

Essa necessidade é ainda mais evidente diante do quadro de restrição fiscal e mudança nas políticas operacionais dos bancos públicos e seus impactos sobre o financiamento da infraestrutura no país. Revisitar o processo e induzir melhorias na direção de uma correta alocação de custos e riscos será determinante para atrair capitais privados para fechar o gap de infraestrutura, que no Brasil é um dos cinco maiores do mundo (INFRA2038).

Apesar dessas transformações, as distribuidoras de eletricidade continuam tendo papel vital na provisão de serviços de eletricidade com confiabilidade e segurança. No entanto, a dependência de tarifas volumétricas constantes para recuperar seus custos em um cenário de entrada crescente de fontes com custo marginal de produção próximo de zero e de mecanismos de demanda e geração distribuída se mostra defasada e ineficiente.

O Ministério de Minas Energia e a própria Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL reconhecem essa inadequação e os desafios subjacentes a essa transformação, como se depreende da análise dos temas objeto respectivamente da Consulta Pública 33/2017 (MME) e CP 02/2018 (ANEEL), respectivamente. Dando continuação aos trabalhos iniciados com a CP33/2017, o Ministério de Minas e Energia lançou em agosto de 2019 o relatório de apoio ao Workshop de Lastro e Energia.³

A primeira reestruturação do setor, que ocorreu em meados dos anos 1990, apresentou diferentes motivações e seguiu caminhos distintos em cada país. De forma geral, em países desenvolvidos a motivação principal foi melhorar a eficiência operacional e de entrada e saída de capacidade. Mas esses eram sistemas contavam já com redes de transmissão e distribuição mais desenvolvidos. Nos EUA, por exemplo, até meados dos anos dos anos 1990, a maioria dos consumidores americanos já eram atendidos por IOU's (*Investor Owned Utilities*). Logo, o processo de reestruturação que a indústria vivenciou no país não foi marcado por privatizações como no Brasil.

Nos países da América Latina a reestruturação foi motivada pela necessidade de atrair recursos em sistemas com demanda ainda crescente e com redes de transmissão e distribuição ainda incipientes.

Nos dias de hoje, é necessário atentar para a transição atual do setor de energia no Brasil e no mundo e as novas condições. Impulsionados pela agenda climática e ambiental. Governos e formuladores de política têm se empenhado em aumentar a participação de

³ http://epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/20190816_Workshop_Lastro_Energia.pdf

fontes renováveis não convencionais, como eólica e solar, para atingir objetivos desta agenda. A agenda climática, congrega avanços tecnológicos e ao potencial eólico e solar brasileiro. Tais ingredientes têm grande potencial de impulsionar forte crescimento de Recursos Distribuídos (REDs) – armazenamento, resposta da demanda, eficiência energética, geração distribuída no país. Estes recursos, por sua vez, impõe uma maior complexidade operacional do sistema e a participação mais ativa dos consumidores. A remuneração da flexibilidade, que inclusive passa agora a ser incluída na forma como se pensa a adequação de recursos (*resource adequacy*).⁴

O aumento da penetração de recursos intermitentes (solar e eólicas) e sem inércia na matriz brasileira aliado à redução de capacidade de armazenamento de energia em reservatórios hídricos aumentam a volatilidade e imprevisibilidade dos custos de produção e de congestão nas redes. Para gerenciar essas mudanças, é preciso entender a contribuição dos recursos disponíveis para o sistema. Esta contribuição depende de fatores como a tecnologia, o momento, o local e onde é estimada e do estado do sistema, o que nos leva ao valor da eletricidade.

Ademais, avanços na área de Tecnologia de Informação e Comunicação (TICs) estão levando o *grid* a evoluir de um sistema de fluxo de eletricidade e de informação unidirecional para bidirecional. Esta evolução permite a descentralização da geração e participação ativa dos consumidores. Tecnologias que viabilizam a comunicação bidirecional entre provedores e usuários e o desenvolvimento de controles inteligentes abrem espaço para a oferta de uma miríade de serviços elétricos.

A transição energética em curso em esfera global, que tem como pilares a eletrificação de novos usos, a digitalização e a descentralização – 3D's – impacta a indústria e o país, ainda tem as distribuidoras como as principais provedoras de eletricidade para os usuários finais. Esse quadro pode se alterar. Mas isso requer modernização (*upgrade*) das redes de modo a permitir essa absorção massiva de RDE. Ademais, para maximizar os ganhos possibilitados pelos avanços tecnológicos, é necessário conhecer o valor da eletricidade.

Informações sobre o valor adicionado pelas diferentes fontes/tecnologias podem ser descobertas ou obtidas por meio de mecanismos centralizados (modelos exclusivamente, por exemplo) ou recorrendo-se a mecanismos de mercado. No estágio de desenvolvimento da sociedade brasileira, contudo, não cabe mais fazer escolhas desse tipo sem processos inclusivos e transparentes que permitam avaliar e comparar os custos

⁴ Ela et al, 2018.

de coordenar recursos (energéticos) via mercados ou por meio de soluções de comando-e-controle (planejamento).

O custo de **não** coordenar recursos por meio de mercados cresce à medida que aumentam o número e a diversidade de agentes atuando na indústria e no país. Esse é o caso do setor elétrico. Se o ponto de partida é uma indústria com pequeno número de grandes agentes concentrados na tecnologia hídrica, o quadro atual é de uma matriz absolutamente diversificada. Nela, atuam agentes públicos e privados, com capital de origem doméstica e multinacional.

Esse equilíbrio com maior diversidade se alinha às políticas em desenvolvimento no país sob a administração do Presidente Jair Bolsonaro. Evidência desse argumento é o Novo Mercado de Gás, programa que tramita no Congresso Nacional através do PL 6.407/2013. Referida proposta almeja implementar um mercado competitivo de gás natural como forma de alcançar ganhos de competitividade para a economia, beneficiando a sociedade em geral. Nesse caso, mecanismos de mercado são claramente identificados como instrumentos para atingir esse objetivo.

A harmonização dos desenvolvimentos recentes para reformar o setor elétrico pode também identificar em mercados – de energia, RED, serviços ancilares e capacidade – mecanismos conducentes aos ganhos de eficiência e atingimento dos objetivos para o setor.

Nesse contexto, enfrentar os desafios presentes nessa nova fase de desenvolvimento do setor demanda encarar os problemas que se apresentam na formação do preço no percurso rumo a este novo cenário. São exemplos de problemas, fragilidade na governança do Operador Nacional do Sistema, modelos atuais que não produzem uma ordem de mérito realista (o que magnifica o despacho fora da ordem de mérito), baixa granularidade temporal e geográfica, além da falta de transparência do processo de formação de preços (por design).

Avaliação do FGV CERI à Proposta da EPE

Na visão do CERI, a proposta apresentada pela EPE carece de um entendimento das raízes no problema de adequação de recursos de forma geral e no Brasil, e do *missing money*. Consiste de uma nova forma de contratar e remunerar os geradores sem enfrentar adequadamente a necessidade urgente de reformar o mercado de eletricidade e serviços ancilares de curto prazo.

Argumentamos que a proposta da EPE não enxerga adequadamente o mecanismo de capacidade de forma integrada ao mercado de energia, o que compromete enormemente a eficiência. Conseqüentemente, a correção desta lacuna será cada vez mais desafiadora, em um momento o qual o setor passa a ser mais dinâmico e a flexibilidade, cada vez mais necessária.

A necessidade de um mecanismo de capacidade para garantir a adequação de recursos é tema de debate contínuo em todos os países, envolvendo entre governos, reguladores e acadêmicos. No entanto, os mercados de capacidade são construídos para assegurar a quantidade adequada de recursos necessários (almejadas), e não para incentivar e remunerar flexibilidade cada vez mais requisitada. Esta é contemplada no mercado de energia.

Outro ponto levantado pela equipe é a necessidade de adotar mecanismos de leilão que sejam efetivos e resultem em uma situação mais eficiente que a atual. A proposta prevê a realização de leilões combinatórios, onde o vendedor poderá fazer lances nos diferentes produtos, independentemente ou em conjunto.

Por fim, o FGV CERI argumenta que haver complexidade excessiva na proposta apresentada pela EPE. A separação em três produtos: Produção de Eletricidade, Lastro de Capacidade e Lastro de Produção, vai de encontro ao princípio de simplicidade necessário na determinação das tarifas e formação de preços de eletricidade.

Desenvolvimento de um Mercado de Energia

Mercados - O que são?

As propriedades físicas do sistema elétrico acarretam alta volatilidade dos custos marginais de produção. No caso brasileiro, esses custos tendem a se acentuar com a diminuição da capacidade dos reservatórios (nas usinas mais recentes em construção) e aumento da participação das fontes intermitentes na matriz energética.

A experiência dos países mais avançados no processo da transição energética mostra que a descarbonização da economia implica, geralmente, aumento da penetração da energia elétrica no consumo final de energia, concomitante à descarbonização acelerada da eletricidade através da adoção de fontes renováveis.

Quanto mais elaboradas, consistentes e estáveis são as políticas públicas de combate às alterações climáticas e quanto mais intensa é a transição energética, mais rápido é o crescimento do vetor elétrico. O desafio colocado é promover reformas que estabeleçam e/ou aprofundem o papel de mecanismos de mercados.

O que define um mercado líquido? Ambiente caracterizado por negociações realizadas

por um número razoável de agentes (vendedores e compradores), transparência nos preços, acesso a informação. Em um mercado líquido, o preço atinge um equilíbrio rápido, e pela lei do preço único um determinado produto, num determinado lugar, num determinado horário, tem-se apenas um preço se o mercado é líquido. Eles são eficientes se os agentes não sabem como os preços se comportarão no futuro, para que não ocorra arbitragem. Especuladores ajudam/aceleram a convergência dos preços e diminuem as possibilidades de arbitragens (como os *virtual traders* de mercados de eletricidade⁵).

Uma sequência de mercados completa na indústria de eletricidade engloba mercado *spot*, mercados *forward*, futuros e ferramentas de gerenciamento de risco. Como estes se relacionam no mercado de eletricidade? Como estão desenvolvidos no Brasil? A reforma aborda as falhas dos mecanismos existentes? Quais são as prioridades? Uma mensagem comum enviada aos palestrantes do Workshop Internacional de Modernização do Setor Elétrico, realizado nos dias 04 e 05 de setembro, foi a importância de estar continuamente buscando aprimorar o mercado de energia.

A proposta apresentada tem como base a crença de que uma mudança nas características do SIN, que agora tem menor potencial de regularização e é cada vez mais restrito em capacidade (nas palavras do próprio relatório), requer uma mudança na forma de contratação deste requisito para que se aprimore a valorização deste para expansão do sistema. Em nossa compreensão, é essencial avançar no entendimento do papel do mercado de energia na expansão do sistema.

A proposta também menciona um futuro desenvolvimento de lastro de flexibilidade. Como isso se relacionaria com um mercado de serviços ancilares? Ou reservas operativas? A consulta pública evidencia a pouca relevância dada a reforma do mercado de energia.⁶

Mercados de eletricidade tendem a ser mais ilíquidos. A eletricidade (ainda) não pode ser armazenada e transportada livremente. Em consequência, o mercado que transaciona a eletricidade em determinado dia e em determinada hora é separado de outro. Além disso, a informação para a previsão de preços futuros depende de modelos computacionais. Logo, alguns *traders* serão capazes de fazer previsões melhores.

Ressaltamos que a necessidade de aprimorar os sinais do mercado spot, a liquidez dos mercados futuros e o acesso a mecanismos de gerenciamento de risco de forma

⁵ Hogan 2016.

⁶ Apesar do PL232/2016 e o substitutivo (parecer 108/2018 Senado Federal) indicarem “obrigação de preços horários no mercado de curto prazo e do despacho segundo a lógica da oferta de preço e quantidade” e contratação de serviços ancilares por mecanismo concorrencial.

integrada com um diagnóstico preciso são essenciais para garantir a adequação do suprimento ao menor preço/tarifa para o consumidor.

Acrescente participação de recursos intermitentes requer maior flexibilidade. Esse fator, aliado a diminuição na capacidade de armazenamento (devido à redução de grandes reservatórios hídricos) tende a aumentar a volatilidade de custos marginais de produção. Serviços energéticos relacionados à provisão de flexibilidade operativa estão no cerne das mudanças em curso, e conseqüentemente, dos novos modelos de negócio. Questões relacionadas a como a flexibilidade deve ser remunerada, quem deve prover esse serviço e como seus custos serão alocados devem ser tratadas como prioritárias pelos reguladores e governantes. De forma geral, em mercados competitivos, tem-se como objetivo a determinação de preços eficientes⁷. Em mercados regulados, o custo da capacidade em excesso é repassado aos consumidores, enquanto em mercados competitivos, o preço reflete a escassez, e diminui com o excesso de capacidade.

Como funcionam e qual o objetivo dos mercados?

Os objetivos do mercado são: a confiabilidade e a eficiência (diga-se, ao menor preço possível) na provisão de eletricidade⁸. Oferta e demanda precisam estar em equilíbrio a todo instante e o custo de armazenar energia ainda é muito alto, e como já detalhado, o desenho do mercado precisa considerar a realidade física do sistema. O papel do mercado é enviar os sinais para a operação e os investimentos. De forma geral, quando introduzimos alguma liberdade de transação entre os agentes, precisamos de um mecanismo de coordenação entre estas transações. No caso do sistema elétrico, a infraestrutura física requer alto grau de coordenação. No entanto, antes da liberalização, em empresas verticalizadas a operação do sistema e geração se encontravam na mesma empresa e seguiam uma lógica de *command-and-control*. Substituir essa relação intrafirma por relações contratuais é o cerne da desverticalização no Brasil e no mundo do setor. A separação (*unbundling*) entre geração e operação implicou um amplo redesenho de regras, relações contratuais para manutenção da integração das transações econômicas e física.

Como o operador decide quem opera? Como os serviços ancilares são contratados e remunerados, e custeados? Quando uma linha de transmissão está congestionada, quais são os procedimentos? Como os contratos bilaterais e futuros se relacionam com a

⁷ Considere-se que nossa referência a preços inclui o conceito de determinação de tarifas.

⁸ Ainda que não seja objeto do presente document, cabe considerar que crescentemente mercados devem ser capazes de produzir soluções resilientes.

operação? Como os *imbalances* são liquidados? Quem compra e vende e a que preço? E principalmente, uma pergunta que é bem menos simples do que à primeira vista: Quais são os incentivos para todos participantes seguirem o comando do operador e do operador de tomar a decisão mais eficiente (sujeita a restrições)?

Devido ao fato de que no mercado de eletricidade o operador toma as decisões a cada momento, sem a possibilidade de negociar em tempo real cada decisão, é necessário que os agentes (vendedores, compradores e operador) entendam que as regras são o que chamamos compatíveis com incentivos (*incentive compatible*). Essa necessidade de ter um ente coordenando a entrega do produto de forma centralizada é único do sistema elétrico, e por isso requer que as instituições do mercado de eletricidade sejam desenhadas.

Na reestruturação do setor, o Brasil optou por uma operação centralizada baseada em custos. Isso é geralmente justificado pelo fato de o país ter um sistema com predominância da geração hidrelétrica, com grandes reservatórios e capacidade de regularização além da presença de usinas em cascada. Essa opção teria então, naquele momento, menor risco de abuso de poder de mercado por parte de geradores. Mas, principalmente, um sistema de transmissão ainda incipiente e poucos (e grandes) agentes na geração não eram suficientes para que um mercado com base em *bids* funcionasse de forma eficiente naquele momento.⁹ No entanto, essas condições iniciais se alteraram.

A integração das transações econômicas e físicas é o desafio para o desenho de mercado e adaptação do Operador à nova realidade. Se o Brasil optar por um desenho com oferta de preços, a operação do sistema e do mercado precisam ser coordenadas. A construção de um mercado precisa ser entendida como uma ferramenta que aumenta a eficiência desta operação, através da formação mais coerente de preços.

O que são preços de equilíbrio?

Mercados centralizados possuem um alto grau de transparência. Centralização do equilíbrio de mercado e do despacho conjuntamente são, de forma geral, necessários para eficiência e confiabilidade.¹⁰ A integração do mercado e do despacho podem

⁹ Wolak 2003.

¹⁰ Cramton 2018.

produzir resultados cada vez melhores com os avanços tecnológicos e de técnicas de otimização.

Este sinal de preço dado pelo mercado é necessário para a eficiência de curto prazo - melhor uso possível da rede e dos recursos - e de longo prazo - investimento eficiente em novos recursos. Assim, o sinal de preço deve ser determinado pelos agentes e não por modelos centralizados. Bushnell *et al* (2017) apresenta uma revisão da literatura dos efeitos da reestruturação do setor elétrico nos EUA. Ali há várias referências de evidência do aumento de produtividade dos geradores atribuídos à construção do mercado de eletricidade (nos referimos aqui a um mercado centralizado, no qual o despacho é baseado em ofertas de preço, e não custo). Cicala (2017) também apresenta evidências de que a introdução de mecanismos de mercados aumentou a produtividade dos geradores nos EUA. **Como foi salientado no Workshop, um preço resultante de ofertas de agentes (ao invés de modelos computacionais) tem o poder não só de agregar mais informações, como de descartar informação ruim.**

Mercados de curto prazo revelam o valor de Recursos Distribuídos e são fundamentais na coordenação destes. Com o crescimento da geração distribuída e da Resposta da Demanda, o mercado auxilia a operação do sistema ao prover um sinal de preço para coordenação descentralizada. Ao revelar o valor real da eletricidade em diferentes locais ou nós do sistema, preços locais LMP (*locational marginal prices*) dão um sinal transparente para guiar decisões de operação e investimento. **Essa granularidade geográfica só não seria relevante se não houvesse congestões na rede.**

Preços de equilíbrio são custo de oportunidade. O custo marginal de operação não é uma *proxy* correta de preços, principalmente quando o sistema não está com excesso de capacidade.¹¹ A incerteza da demanda, pouca – embora crescente – sensibilidade aos preços, alto custo para armazenar energia e congestão podem causar alta volatilidade dos preços. Volatilidade na carga (demanda) e na geração de energia (oferta) resultam em custos voláteis. Esse custo engloba não somente o custo marginal da operação,¹² mas também o valor da energia armazenada, o valor marginal de um incremento de demanda, e o valor marginal das reservas operativas e outros serviços ancilares.

Preços de mercado agregam melhor e a menor custo informacional dados como preferência dos agentes, previsões de vazões, de tempo, eventos extremos quando

¹¹ Hogan 2005.

¹² No Brasil calculado por modelos computacionais sendo o custo da água por submercado, ou seja, custo resultante da solução ótima de equilíbrio entre o benefício do uso presente da água e o benefício futuro do seu armazenamento – o CMO reflete o valor da térmica mais cara despachada de forma a encontrar essa solução ótima de despacho do sistema hidrotérmico).

comparados a modelos de otimização a custo. Ademais, são superiores em sua capacidade de incorporar mudanças de expectativas nessas e em outras variáveis relevantes a choques futuros - o que inegavelmente ganha crescente relevância nas decisões de operação e expansão do sistema em um mundo de mudanças climáticas e transição energética. Modelos de preços não são bancáveis segundo as melhores práticas pois não refletem/captam/valoram adequadamente riscos.

Além disso, países que optaram por um modelo de despacho centralizado baseado em custos (ao invés de despacho por lances) enfrentam também problemas informacionais, como acessar qual é o custo de oportunidade de cada gerador.

O custo de oportunidade intertemporal do uso da água de geradores hidrotérmicos é o que países como Brasil e Chile tentam capturar com os modelos de otimização (SDDP) usados. No entanto, com a descentralização da penetração de renováveis, a assimetria informacional vai (apenas) aumentar. A título ilustrativo, uma usina termoelétrica com um contrato *take-or-pay* de combustível pode ter um custo de oportunidade menor que seu custo variável e preferir operar por um preço menor do que não ser despachada. Mas o despacho por custo ignora essa condição. Perdem consumidor e gerador.

Políticas de incentivo para fontes renováveis também desafiam o modelo de despacho por custos. A transição ainda está em curso e essas mudanças são dinâmicas. As políticas de incentivos mudam com o tempo, assim como o custo de oportunidade dos geradores, realçando a importância de deixar que os agentes revelem a informação privada. Observe-se os preços negativos em mercados spot observados em diversos sistemas (Texas, Califórnia, Alemanha, Inglaterra mais recentemente). Mesmo podendo desligar suas plantas, alguns geradores com custo marginal próximo de zero preferem operar e pagar, devido por exemplo a políticas como o *Investment Tax Credit*, e recolher os créditos. É importante ter em mente que não é possível prever todas as transformações pelas quais o setor de energia irá passar. Como disse W. Hogan em sua apresentação no Seminário, “não será surpresa que surpresas irão ocorrer”. Neste sentido, devemos estar prontos para deixar o mercado absorver e prover as informações que surgirão – e fazer ajustes ao longo do caminho.

O custo de oportunidade é o custo de atender a um incremento da demanda, seja com acréscimo de geração ou via redução da carga. Esse custo incorpora o sinal de escassez; e na ausência de imperfeições e distorções, provê incentivos em períodos nos quais o sistema está operando próximo a sua capacidade para sinalizar a necessidade de investimento e garantir a adequação de recursos. Grosso modo, se o sistema está

operando em sua capacidade máxima, e a demanda ao custo marginal de produção da unidade mais cara é maior do que esta capacidade, o lado da demanda tem incentivos a fazer ofertas até que os preços se equilibrem. Os geradores seriam remunerados por estes preços (de escassez), possibilitando a recuperação de seus custos fixos. No caso de geradores que têm contratos fixos, maiores são os incentivos para eles estarem prontos a operar; ou seja, maior a contribuição para confiabilidade do sistema. Estes preços de escassez seriam também o sinal para os novos investimentos.¹³

Permitir que os preços aumentem para refletir a escassez do sistema dá incentivo para que geradores mantenham suas plantas prontas para operar, pois perder receitas num momento de pico de demanda com capacidade restrita aonde o preço reflita é muito mais custoso do perder o custo variável unitário. Estes preços de escassez são também um incentivo para os agentes firmem contratos bilaterais para se protegerem da volatilidade dos preços.

Galetovic *et al.* (2015) apresentam um exercício inspirado no mercado chileno de despacho - baseado em custo com pagamento por capacidade. Os autores simulam o mercado sem o pagamento de capacidade, aumentando o parâmetro custo de escassez (o custo do déficit)¹⁴ até que os geradores recuperem seus custos integralmente pelo mercado de energia - o valor presente esperado das receitas no mercado de energia se iguale à receita recebida no desenho com pagamento por capacidade. Os autores mostram que uma estrutura de contratação futura é suficiente para lidar com os riscos associados a maior volatilidade dos preços. Podemos ressaltar aqui que um aumento no custo de escassez, ou preço teto, não acarreta as mesmas preocupações com relação a abuso de poder de mercado quanto num mercado baseado em *bids*.

No entanto, “falhas” do lado da demanda e a impossibilidade de encontrar uma política ótima de apagões seletivos impedem que os preços se equilibrem.¹⁵ Nos encontramos presos agora a um ciclo vicioso: a pouca elasticidade da demanda diminui a eficiência dos mercados de curto prazo de eletricidade, mas a falta de preços que revelem o real valor da energia no tempo e espaço restringem as possibilidades de programas de resposta da demanda.

A seguir, falaremos sobre o problema da adequação de recursos (*resource adequacy* – RA) e da insuficiência de recursos (*missing money*) com detalhes.

¹³ Teoria do *peak-loading pricing*.

¹⁴ Um detalhe interessante é que este é o custo por MW de um corte de 10% de energia por um mês e é o mesmo preço teto do sistema.

¹⁵ Cramton *et al* (2013).

Resource Adequacy - RA

A literatura acadêmica e experiência internacional trazem valiosas lições a respeito do desafio do assegurar *Resource Adequacy* (RA). A grosso modo, isto significa definir como contar com recursos suficientes para garantir a demanda e requisitos de confiabilidade.¹⁶ O conceito de adequação de suprimento se restringia a capacidade de suprimento adequado durante períodos de pico ou falhas na geração; entretanto, cada vez mais este conceito engloba a capacidade de suprimento adequado durante condições de rampa, ou seja, capacidade de garantir a flexibilidade requerida para manter a confiabilidade almejada. Frequentemente, argumenta-se na literatura que o problema central do RA é o “*missing money*” (Bushnell *et al*, 2017).

A confiabilidade do suprimento de energia pode ser dividida em três pontos: confiabilidade da oferta de combustível, confiabilidade da operação do sistema e adequação de recursos (*resource adequacy - RA*).¹⁷ Mecanismos de capacidade resultantes da política de adequação de recursos requerem padrões de confiabilidade pré-definidos (administrativamente). Uma meta comum é estabelecer 1 em 10 anos *Loss of Load Expectation* (LOLE)¹⁸. A partir desta meta, o operador pode, por exemplo calcular qual a margem de reserva (percentagem acima da capacidade instalada acima da demanda de pico) a ser contratada por um mecanismo de capacidade. Note que esta meta de confiabilidade se baseia na capacidade instalada (e não em falhas nas linhas de transmissão).

O ERCOT, um mercado de tipo *Energy-Only*, possui uma curva de reserva operativa baseada no critério N-1 nas linhas de transmissão.¹⁹ Resta claro que nenhum mercado de

¹⁶ Para mais sobre a importância do desenho de mercado no Brasil e no mundo ver as contribuições do CER/FGV as CP 33 e 42: http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=DbDeYysS&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_objId=1020&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_javax.portlet.action=downloadParticipacao e http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=DbDeYysS&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_objId=867&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_javax.portlet.action=downloadParticipacao.

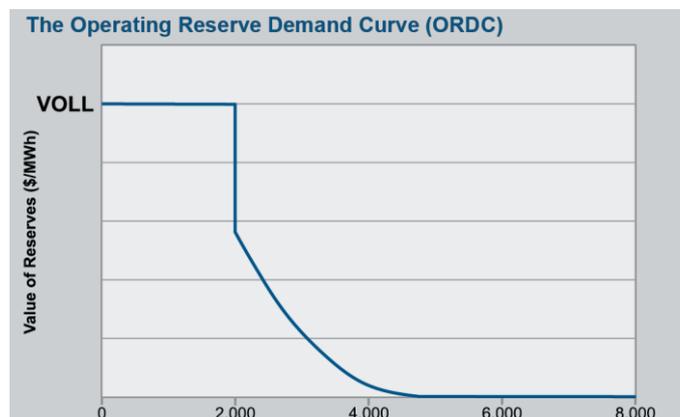
¹⁷ Os padrões de confiabilidade nos EUA são definidos pelo NERC. É preciso entender a confiabilidade a luz da adequação de recursos. Falaremos aqui brevemente do conceito, pois a partir deste pensamos no desenho do nosso mercado.

¹⁸ Existem vários problemas reconhecidos com essa generalização, que pode ser um evento em 10 anos, 24 horas em 10 anos. Para desta ver Brattle 2013.

¹⁹

eletricidade está livre de medidas administrativas. No ERCOT, por exemplo, para garantir a confiabilidade requerida (N-1), resta definida uma margem mínima de reserva operativa. Se o sistema atingir um pico de demanda e as reservas operativas chegarem a este mínimo, o preço atinge o VOLL (*price cap* neste mercado). A partir deste ponto, se a demanda aumenta, o sistema sofre cortes seletivos. Quando as reservas operativas estão acima deste mínimo (quase sempre), os preços no mercado *wholesale* refletem também a oferta de reserva operativa. A figura a seguir apresenta a curva de adição ao preço da curva de reservas operativas:

Figura 1.



Fonte: ERCOT 2014

Todos os sistemas (RTOs e ISOs) nos Estados Unidos precisam satisfazer os critérios de preços de escassez da Comissão Reguladora Federal de Energia (FERC), estabelecidos no FERC ORDER 719, que determina que a formação de preços do mercado de energia deve contemplar regras que diminuam barreiras à participação da resposta da demanda em períodos de escassez. Ademais, demandam propostas para que os preços de equilíbrio durante escassez de reservas operativas reflitam o real valor da energia.

No Brasil utiliza-se bastante os conceitos de confiabilidade e segurança quando se trata da rede elétrica e do fornecimento de energia. O conceito de confiabilidade está relacionado à capacidade da manutenção do funcionamento do sistema da maneira esperada, sob às condições operativas existentes, respeitando um limite aceitável pré-definido de interrupções. Para avaliação de confiabilidade dos sistemas existem índices e até mesmo programas de autoria do CEPEL, como o NH2.

A confiabilidade abrange equipamento (incluindo sistemas de proteção), a rede de transmissão e a rede de distribuição. Os índices e as avaliações de confiabilidade dos equipamentos do setor elétrico e dos equipamentos de transmissão são definidos pelo Operador. O conceito de segurança é tido como elemento de robustez do sistema para

suportar ocorrências. A segurança do suprimento no Brasil é garantida pela margem de reservas na geração e por critérios N-1 nas redes de transmissão (em alguns pontos mais restritivos). Para criarmos um mercado de capacidade, precisamos de definições mais formais das nossas metas de confiabilidade e margem resultante desta meta.²⁰

Adequação de recursos em mercados estruturados

Existem dois paradigmas para a adequação de recursos em mercados estruturados: baseado em preços (*Energy-Only*) e baseado em quantidade (com algum mecanismo de capacidade). Para entender com mais detalhes porque os mercados de eletricidade “falham”, vamos primeiro entender por que não necessitaríamos de um mercado de capacidade.

Mercados de curto prazo precisam – e podem – abordar/endereçar desafios da operação: controlabilidade da geração distribuída, adequação de recursos no curto prazo, requerimentos de rampa, incertezas climatológicas, etc.. O mercado de dia seguinte (da operação) (*Day Ahead Market – DAM*) é crucial para a programação (eficiente) do despacho do dia seguinte; e o mercado de tempo real (*Real Time Market – RTM*), para ajuste no despacho que vai ocorrer de fato, considerando as condições da rede, dos geradores e da demanda no momento.

Os preços locacionais, como já mencionado, revelam o valor da energia elétrica em diferentes locais do sistema e dão os sinais para os investimentos (geração e transmissão) e para a demanda (por exemplo, para uma indústria se instalar). Mercados de longo prazo são muitas vezes usados para contratação de capacidade (embora não necessariamente mercados de capacidade sejam mercados de longo prazo).

A necessidade de implementar mecanismos de capacidade em paralelo ao mercado de curto prazo é justificada pelas falhas de mercado. De forma geral, mercados bem desenhados reduzem a quantidade de medidas administrativas (*Out-Of-Market*). Conseqüentemente, diminui o espaço para discricionariedade técnica.

Na teoria, mercados de curto prazo seriam superiores para promover eficiência, tanto no curto prazo – uso eficiente de rede e recursos ao menor custo possível, respeitando requisitos de confiabilidade –, quanto no longo prazo – investimento eficiente em recursos. Se não fosse custoso prover incentivos para que os agentes forneçam informações precisas, o despacho centralizado baseado em custos poderia promover uma alocação socialmente ótima. Na prática, existem distorções como subsídios, medidas de comando-

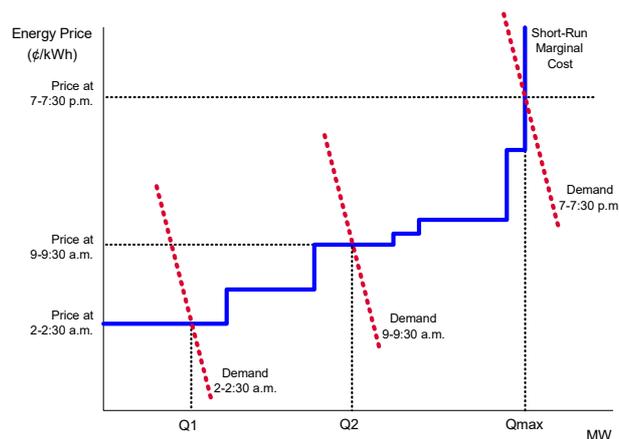
²⁰ (<http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/qualidade-do-suprimento>)

e-controle, imperfeição de medidas de mitigação de poder de mercado e precificação de externalidades. Em consequência, mecanismos de mercado são mais capazes de alcançar resultados informacionalmente eficientes.

Mercados Energy-Only

Na teoria, mercados de curto prazo atrairiam o nível ótimo de investimentos por refletirem o verdadeiro custo marginal do Sistema.

SHORT-RUN ELECTRICITY MARKET



W. Hogan, 2018.

Desta forma, quando os preços atingissem, por exemplo, R\$2.000,00 os consumidores que não valorassem tanto a eletricidade (que atribuísem valor menor), deixariam de consumir. Lembrando que durante períodos de pico de demanda, ou escassez de oferta, o custo marginal pode englobar o valor marginal das reservas operativas, de resposta da demanda emergencial, do corte de carga. Em outras palavras, o lucro marginal do um novo entrante nestes momentos equivale à redução marginal do custo social que ele possibilita.

O gerador tem incentivos para entrar com um novo MW de capacidade se a redução anual do custo social é for maior do que o custo fixo anual (capital anualizado mais os custos fixos). A quantidade instalada no sistema $Q_{máx}$ seria tal que a renda de escassez total que o gerador ganhou recuperaria seus custos fixos.²¹

No entanto, diversos desafios emergem. Primeiro, o mais claro de todos, a baixa participação da demanda. Grande parte dos consumidores residenciais não têm acesso a tarifas que reflitam o custo (subjacente) de eletricidade. Limitações tecnológicas e de

²¹ Para mais detalhes Joskow 2006 e Léautier 2018.

sistemas de medição e cobrança, além de questões políticas que caracterizavam o modelo antigo, crescentemente deixam de impeditivos para aumentar a responsividade da demanda. Tecnologias que permitem comunicação bidirecional aliadas a controles inteligentes possibilitam o surgimento de uma miríade de serviços relacionados à provisão de eletricidade ou outros serviços elétricos com participação mais ativa dos consumidores. Mas sem preços que sinalizem a escassez, a demanda não tem como reagir de forma eficiente a esta escassez. Ao não concentrar esforços na formação de preços do mercado de curto prazo estamos comprometendo os ganhos possíveis com o engajamento dos consumidores e da transição energética.

Outro problema constantemente levantado é o fato de mercados de eletricidade serem especialmente sujeitos a abuso de poder de mercado. Então, tetos de preço são relevantes para conter abuso de poder de mercado. Na ausência de um teto, os geradores teriam incentivos para aumentar os preços a níveis abusivos – lembrando a baixa responsividade da demanda²² - quando o sistema estivesse se aproximando do limite de sua capacidade. No entanto, os geradores recuperam os investimentos fixos justamente nestes momentos. No mercado australiano, por exemplo, 20% de toda a receita do mercado de curto prazo é proveniente de 2% do tempo.²³ Este teto, definido pelo regulador, em geral é um valor inferior ao VOLL (*value of lost load*), afinal normalmente preços extremamente altos não são politicamente viáveis. Ainda que se defina um teto igual ao VOLL, o VOLL em si e os preços definidos durante os eventos de escassez que o regulador entra com oferta adicional é estimado pelo regulador, processo este com seus próprios desafios.²⁴

Incentivos para mitigar o exercício do poder de mercado são parte fundamental do desenho. O sistema de geração elétrica brasileiro, e conseqüentemente o mercado de produção de energia elétrica, é composto em sua maioria por geradores hidráulicos, seguidos por termelétricas. Os aproveitamentos hidrelétricos podem ser divididos entre usinas com reservatórios e usinas a fio d'água. Diante disso, introduz-se o problema de decisão relacionado aos geradores hidrelétricos com reservatórios, que é um problema dinâmico – a quantidade de energia gerada em um período, impacta a quantidade de insumo para geração nos períodos subsequentes - e estocástico – incerteza quanto a

²² Quanto mais elástica é a demanda residual para o ofertante menor o poder de Mercado que ele pode exercer.

²³ Dutra and Menezes, 2017.

²⁴ Cramton *et al*, 2013.

fatores que afetam a vazão da água e nível dos reservatórios, diferente de termoelétricas.²⁵

Missing Money

O conceito de “*missing money*” se refere à insuficiência de recursos que os geradores conseguem obter no Mercado Atacadista para recuperar seus custos fixos e variáveis. Medidas administrativas, como descrito acima, impedem que os preços no mercado atacadista atinjam valores altos em momentos de escassez que seriam necessários para geradores recuperarem seus investimentos. Conseqüentemente, os incentivos para investir são reduzidos. Além disso, devido a especificidades da rede, existe um problema de *free-rider*: os consumidores não assinam contratos personalizados por confiabilidade que podem ser executados. Este é o problema apontado por Joskow e Tirole (2007) da impossibilidade de otimizar a quantidade de apagões. A oferta também se torna menos elástica à medida que o sistema se aproxima de sua capacidade (principalmente enquanto os custos de armazenamento ainda estão muito altos), e existe a possibilidade de apagões seletivos.

Uma grande contribuição da teoria econômica é que mercados de eletricidade não conseguem otimizar os apagões. A duração ótima de apagões depende da capacidade existente, e os incentivos para investimento em capacidade para evitar apagões dependem do preço pago durante os próprios eventos; entretanto, durante apagões, não existe um preço de equilíbrio do mercado.²⁶ Por isso, mesmo em mercados *Energy-Only*, durante apagões seletivos, os preços precisam ser definidos de forma administrativa.

Quando a geração se aproxima da capacidade do sistema, aumenta a probabilidade de um colapso da rede; e o mercado colapsa quando a rede colapsa. Medidas administrativas relacionadas às preferências dos operadores e reguladores por confiabilidade, com o objetivo de evitar que o sistema não passe por períodos de escassez ou stress, acabam por amplificar o problema.²⁷ Muitos operadores e reguladores contam com contratos “*reliability-must-run*” para garantir que plantas consideradas essenciais para a integridade do sistema não se aposentem por não conseguirem nos mercados a remuneração necessária. Estas intervenções por fora do mercado (OOM –

²⁵ Moita e Montes 2016.

²⁶ Cramton *et al*, 2013.

²⁷ Não se está a argumentar que estas medidas estão erradas, apenas avalia-se as possíveis consequências para o problema do *missing money*. Cramton and Stoft (2006)

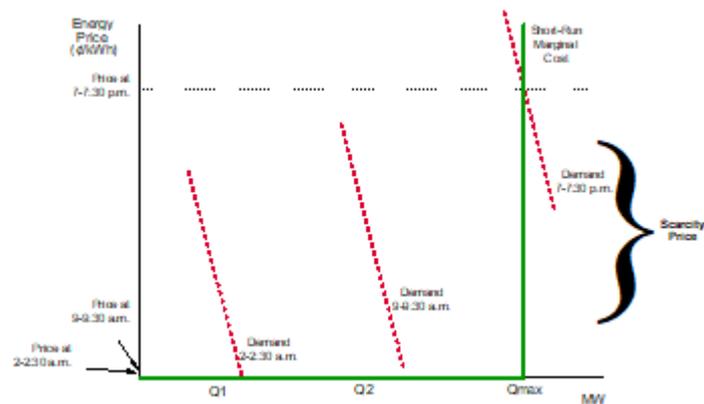
Out-Of-Market) criam uma oferta adicional de geração, comprimindo/distorcendo o preço exatamente em momentos de escassez em que os preços subiriam mais.

Por diversas razões, muitas vezes técnicas (o software para calcular o despacho não consegue incluir todas as restrições físicas da rede, por exemplo), e o custo marginal da operação final não é exatamente igual ao o preço de equilíbrio da eletricidade e serviços ancilares. Neste caso, os ajustes são remunerados pelos pagamentos chamados *uplift*. Plantas inflexíveis que não participam da formação de preços também são remuneradas desta forma. Em 2014, o FERC fez uma análise dos pagamentos e custos *uplift* dos sistemas americanos, para tentar entender os maiores causadores, aonde estão concentrados, e dar de *input* para pensar como o desenho do mercado pode impactar esses eventos/comportamento, trazendo mais transparência e, conseqüentemente, confiabilidade para os agentes. Ainda carecemos de estudos deste tipo no Brasil. Este é uma linha que precisa ser perseguida, pois pode nos ajudar a entender a origem no nosso *missing money*. Outros fatores a considerar são aversão ao risco de investidores e consumidores, e ciclos de investimentos resultantes da incerteza com relação a preços futuros.²⁸

Políticas de incentivos a fontes renováveis que têm custo marginal de operação (próximo de) zero – como subsídios e prioridade no despacho – pressionam os preços do mercado de curto prazo. Geradores convencionais, considerados necessários para garantir a integridade do Sistema, acabam por receber pagamentos por fora do mercado, muitas vezes tecnológico-específicos, depreciando (distorcendo) ainda mais os preços e exacerbando o problema do *missing money*. Aqui não estamos argumentando que a entrada de fontes intermitentes requer a criação de mecanismos de capacidade sem antes aprimorar os mercados de energia e serviços ancilares. Como apresentou o professor Hogan no Seminário, ao contrário, a mesma lógica econômica se aplica a um mercado com participação massiva de renováveis, e não haveria a necessidade de mecanismos de capacidade não fossem as falhas no mercado de energia.

²⁸ Para mais detalhes ver Hogan 2017 e Cramton e Stoft 2006.

Figura 1 Short-Run Electricity Market - With Zero Costs Renewables



Fonte: W. Hogan, 2018

Se o lado da demanda fosse perfeitamente sensível/reactivo aos preços e não existissem restrições administrativas a estes, o equilíbrio de mercado seria atingido. Neste caso, os consumidores nunca sofreriam apagões involuntários. Medidores inteligentes e outras tecnologias possibilitam uma participação maior da demanda. O fornecimento de energia elétrica confiável ao menor preço depende também da exposição dos consumidores aos sinais de preços e métodos criativos para engajá-los, pois mais opções e maior granularidade significa maiores oportunidades de aumentar a eficiência, porém também impõe mais custos transacionais.

No entanto, vemos com alguma preocupação a falta de uma definição clara no Brasil do que é a resposta da demanda, dos objetivos a serem atingidos com o uso deste recurso, e do como incorporá-lo de modo efetivo como recurso. Tal afirmação é corroborada pelo texto da Resolução Normativa 792.

“Resposta da demanda - redução do consumo de consumidores previamente habilitados, como recurso alternativo ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito, de modo a se obter resultados mais vantajosos tanto para a confiabilidade do sistema elétrico como para a modicidade tarifária dos consumidores finais.”

Ela não representa um recurso alternativo ao despacho fora da ordem de mérito, e sim à própria geração. De acordo com a metodologia para o acionamento das bandeiras tarifárias, algumas das variáveis que definem o patamar (PLD e GHband) resultam da programação mensal de operação (PMO),²⁹ logo, dos modelos de despacho. Portanto,

²⁹ https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_642700. Ver Nota Técnica nº 040/2018-SRG-SRM-SGT/ANEEL.

problemas na formação do preço e no despacho contaminam também a formação do mecanismo das bandeiras tarifárias e, conseqüentemente, o sinal para o consumidor. O sistema de bandeiras é de simples compreensão, mas além de problemas na metodologia, é definida uma única bandeira para todo o território nacional.

É essencial compreender a raiz do “*missing money*” para um desenho de mercado eficiente. O Brasil ainda possui uma demanda crescente por energia elétrica, e por isso o planejamento de adequação de recursos é entendido como o planejamento da expansão da capacidade. No entanto, um desenho de mercado que seja continuamente aprimorado é capaz de passar por transições e acomodar mudanças, disruptivas ou não, esperadas ou não (como crises econômicas) com mais eficiência.

Como solucionar o *Missing Money* no Brasil?

Além do ponto que defendemos persistentemente focar no aprimoramento dos mecanismos de competição do mercado de curto prazo, ainda temos que reconhecer que existem duas frentes a serem perseguidas: mecanismos de resposta da demanda (correção de uma falha) e mecanismos de capacidade. Mas como já mencionado acima, aprimoramento de mecanismos de resposta da demanda demandam aprimoramento dos preços do mercado atacadista.

O primeiro ponto é ressaltar que a formação de preços no *wholesale* é crucial. Saber o valor da eletricidade (e serviços ancilares) em cada lugar a cada momento é a forma mais confiável de determinar a necessidade e, conseqüentemente, o valor da flexibilidade para o sistema local e temporalmente. Os preços no mercado atacadista são também o principal *input* na construção de programas de resposta da demanda dinâmicos (*critical peak pricing, real time pricing*). Uma das principais características e desafio em mercados de eletricidade é a baixa responsividade (elasticidade) da demanda.

Na ausência de preços nodais, o preço de equilíbrio pode ser maior que o custo variável de um gerador localizado numa região e que não será chamado a operar enquanto outros localizados em outra região (com o mesmo preço devido à ausência de preços nodais) precisarão operar. As implicações são ainda mais profundas num momento que precisamos do sinal do real valor da eletricidade em diferentes lugares/tempo para revelar o valor da flexibilidade que o sistema demanda. E remunerar esta flexibilidade é chave para maximizar os ganhos da transição energética. Este sinal é essencial para conseguirmos aumentar a elasticidade e responsividade da demanda, uma das principais fontes de ineficiência de mercados de eletricidade.

Além disso, esta baixa granularidade geográfica pode impactar não somente as

possibilidades de programas de resposta da demanda, como a implementação destes pelas distribuidoras que precisam recuperar os custos da rede. Como a baixa granularidade geográfica impacta o modelo de negócios das distribuidoras? Isso potencializa possíveis divergências entre a ponta da geração e da distribuição? Isso dificulta enormemente o desafio de desenhar uma tarifa que alinhe incentivos do consumidor em diminuir seus custos com a redução dos custos do sistema, afinal sinalizar na tarifa duas pontas pode levar a uma perda de compreensão do consumidor.³⁰

Muito tem se falado no desequilíbrio entre os dois ambientes de contratação, livre (ACL) e regulado (ACR), principalmente pelo fato das térmicas, que recebem por disponibilidade, serem contratadas (quase que) apenas no ambiente regulado. Aqui fica evidenciado o problema de não termos um mercado de energia e preços de escassez. A proposta visa combater esta distorção sem aprimorar o mecanismo de remunerar as térmicas pelo mercado de energia, o que reduziria o desequilíbrio sem aumentar as distorções nos preços.

De forma radicalmente oposta à proposta pela CP, mas em linha com a literatura econômica, um mecanismo de capacidade deveria ser criado (pelo menos) em paralelo à mudança na forma de remuneração atual dos geradores, inclusive térmicas. Após reforma no mercado de energia, criação de preços de escassez, retirada de pagamento por disponibilidade (que é um tipo de pagamento por capacidade financiado apenas pelo ACR), a criação do mecanismo de capacidade tecnologicamente neutro com participação ampla deve ser criada de forma a complementar o mercado de energia.

Mecanismos de capacidade

A necessidade de um mecanismo de capacidade para garantir a adequação de recursos é tema de debate contínuo em todos os países, entre governos, reguladores e acadêmicos. Ao longo do tempo, alguns sistemas (como no caso dos operadores nos EUA, à exceção do ERCOT) criaram mercados de capacidade (complementares ao de energia) para garantir capacidade suficiente para necessidades da adequação de recursos. **Mercados de capacidade são construídos para garantir a quantidade adequada de recursos necessários (almejadas), não para incentivar e remunerar flexibilidade cada vez mais requisitada. Esta é contemplada no mercado de energia.** E é preciso ainda ter em mente que este mecanismo pode ter o efeito de suprimir os preços do mercado de energia que devem dar os incentivos corretos para entrada e saída eficiente, além de provisão de

³⁰ Lazar e Gonzales 2015.

serviços relacionados a flexibilidade. Em sua mais recente Diretiva, a Comissão Europeia requer explicitamente que os Estados Membros demonstrem a necessidade de um mecanismo de capacidade, porquê o mercado de energia não é suficiente. Ademais, cabe especificar a necessidade de neutralidade tecnológica e provisões para participação de resposta da demanda.³¹

Alguns adotam políticas de mandatos de capacidade para cada LSE, como é o caso do operador da Califórnia, o CAISO. LSEs na Califórnia são obrigadas a contratar 115% da sua carga agregada mensal. Elas podem fornecer elas mesmo esta capacidade, ou através de contratos bilaterais. Em outros, os operadores operam também um mercado de capacidade – como é o caso do PJM, ISO New England e NYISO. Vários progressos foram feitos (e continuam sendo) ao longo dos anos nestes mercados. É importante ressaltar que estes operadores têm em mente um contínuo aprimoramento do mercado de energia e formação de preços. A título de ilustração deste ponto, o documento “*A Proposal for Enhancing Energy Price Formation*”³² de 2017 do PJM³³ - e usamos aqui um sistema que acredita no mercado de capacidade para prover previsibilidade de receitas - mostra vários pontos de preocupação do operador com relação a formação dos preços do mercado de energia. O relatório aponta a ineficiência de não permitir que geradores inflexíveis participem da formação de preços³⁴. Esta regra tem um impacto no preço final do mercado de energia, e conseqüentemente na remuneração e incentivos de todos agentes no mercado de energia. Em outra parte, o documento aponta que “*in order to avoid an over-reliance on the capacity market for revenue sufficiency, it is imperative that an effective shortage pricing mechanism be in place even with the existence of a capacity market*”. Então, além de abordar mudanças nas regras dos geradores inflexíveis e proporem um novo LMP, eles propõem um aprimoramento no preço de escassez (*shortage pricing*).

No entanto, a literatura econômica é clara ao afirmar que mercados de capacidade não podem ser desenhados para resolver problemas no desenho do mercado atacadista. Primeiro cabe promover o aperfeiçoamento do mercado wholesale com

³¹ IEA, 2016.

³² <https://www.pjm.com/-/media/library/reports-notices/special-reports/20171115-proposed-enhancements-to-energy-price-formation.ashx>.

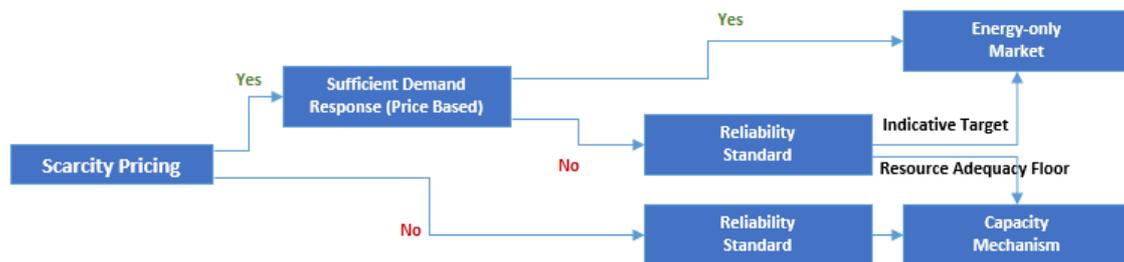
³³ O PJM segue os princípios para o desenho de Mercado estabelecidos em FERC (2002) pelo regulador americano, o *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC): no documento consta que preços marginais locais devem ser usados para gerenciamento de conseqüências, e o operador do sistema deveria operar um mercado centralizado para energia, serviços ancilares – especificamente regulação e reservas operativas - e serviços de transmissão. Estes mercados deveriam ser com oferta de preços pelos agentes em mercados de curto prazo, que consiste no mercado de dia anterior (*day ahead markets* - DAM – e de tempo real (*real time markets* – RTM). Ver

³⁴ Eles são remunerados por pagamentos *uplift*.

preços de escassez e depois implementar mercado de capacidade. E quanto mais evoluídos forem os mercados de curto prazo, menor seria a necessidade do mercado de capacidade. A valoração de externalidades também deveria ser perseguida no desenho do mercado. Do contrário, o governo cederá à tentação de impor alguma restrição a fontes mais sujas no *wholesale*, distorcendo o processo alocativo. É importante manter a neutralidade tecnológica nos mercados de energia e capacidade.

Quando mecanismos de capacidade são implementados para contornar/remediar as falhas de mercado de energia nos quais preços não refletem os custos marginais de todas as ações necessárias para satisfazer a demanda por eletricidade e confiabilidade (chamados de *balancing services*), perde-se a referência para remunerar a flexibilidade. **Um dos riscos de implementar um mecanismo de capacidade sem aprimorar o mercado de energia, é amplificar o desafio de prover flexibilidade para um sistema que demandará cada vez mais deste atributo. E cada vez menos conseguiremos valorá-lo se diminuirmos o valor do sinal da eletricidade.** A Figura 2 ilustra esta questão.

Figura 2 Árvore de decisão simplificada, Energy-only Market versus Mecanismo de capacidade



Fonte: IEA, 2016

No caso brasileiro, ainda não abordamos adequadamente o preço de escassez. Após trabalhar o preço de escassez, precisa-se desenvolver mecanismos para aumentar a participação da resposta da demanda. Quais são os incentivos e desafios a enfrentar para melhorias no preço de escassez? Primeiro, do ponto de vista técnico, estamos falando do teto do PLD e do custo do déficit³⁵ do modelo de otimização. Em uma operação baseada em custo, o regulador tem sempre incentivo a definir um valor baixo para este parâmetro, pois isso resulta em preços mais baixos. O *trade-off* subjacente é aumentar o risco de déficit de energia elétrica: se o custo de faltar é baixo, guarda-se menos água, utiliza-se menos térmicas caras, mas arrisca-se mais. Segundo a lógica de um modelo de

³⁵ Isso é uma simplificação, devido a parâmetro de aversão ao risco incluídas no modelo de despacho brasileiro. Mas devido a ocorrências de despachos por fora em anos com hidrologia ruim a lógica da explicação não se altera.

programação estocástico dinâmico, menor o custo de déficit, menor os preços e maior a frequência de déficit. No entanto, o que acontece no Brasil, são o uso “por fora” sempre que se vislumbra uma possibilidade politicamente desagradável de falta de energia elétrica. São os despachos por segurança energética (fora da ordem de mérito). Se o modelo que forma o preço (que já tem um teto muito abaixo do VOLL) não indica um preço de escassez em momentos críticos, é certo que não temos preços de escassez.

Claro que este é um ponto sensível à robustez institucional do país. Noruega e Suécia, ambos países participantes do *Nordpool*³⁶, possuem também alta participação da geração hidrelétrica, especialmente Noruega. A Suécia possui um mecanismo de reservas estratégicas. No entanto estas não são usadas desde 2012, e o preço da energia nesta situação é o VOLL.

O incentivo para participação de empresas privadas ou públicas é outro ponto fundamental a ser analisado. Se por um lado uma maior participação de empresas privadas no setor de geração pode ser uma ameaça maior de abuso de poder de Mercado, por outro lado, em mercados com oferta de preços, elas têm melhores incentivos em ofertar preços altos em momentos de escassez. Potenciais entrantes, percebendo estes incentivos, serão mais agressivos em mercados dominados pela iniciativa privada. Todos esses *tradeoffs* dependerão também da participação da demanda, robustez institucional, e do desenho do Mercado propriamente dito. O volume de transações nos mercados futuros nos países do *Nordpool* para períodos mais longos (mais do que três anos) indicam os agentes não estão dispostos a pagar um prêmio para se protegerem, e o mercado de curto-prazo está provendo os incentivos para investirem.

CASO 1: Colômbia

O caso Colombiano é interessante para o Brasil pelos seguintes motivos: é um sistema hidrotérmico com uma matriz predominantemente hidroelétrica, sujeito então a períodos de secas em que a oferta sofre choques exógenos. O Brasil também vem sofrendo com anos de baixas afluências. Estes sistemas podem necessitar de usinas térmicas que funcionem somente em curtos períodos, o que faz com que seja mais difícil recuperar os custos fixos e atrair investimentos, devido a imperfeições e falhas nos mercados de

³⁶ <https://www.nordpoolspot.com/>

eletricidade, como descritas acima.³⁷ Apesar de ambos países terem um despacho centralizado, o Brasil ainda não migrou para a oferta de preços.³⁸

O mercado atacadista Colombiano inclui ainda um mecanismo de capacidade chamado *Firm Energy Market* introduzido em 2006, com o objetivo de garantir que o sistema tenha capacidade suficiente para suprir a demanda mesmo em anos de secas e alta demanda, como anos de El Niño. O mecanismo de capacidade foi desenhado com o objetivo de prevenir o exercício de poder de mercado: *reliability options* funcionam como hedge para flutuações além de incentivos a não diminuir a produção em momentos de escassez.³⁹

Os geradores recebem um pagamento (determinado em leilão) por sua energia firme. Quando o preço no mercado atacadista ultrapassa o preço de escassez (regulado), eles precisam suprir a energia contratada pelo preço de escassez e pagam uma multa no valor da diferença entre o preço do mercado e o preço de escassez multiplicado pela sua energia não suprida. O montante produzido além da energia firme pode ser vendido/negociado pelo preço de mercado. Eles então têm incentivo a produzir volume além da sua energia firme. Cada gerador pode oferecer um limite chamado de ENFICC (*Energia Firme para el Cargo por Confiabilidad*). Apesar destes pagamentos representarem em torno de 15% da receita dos maiores geradores, para termoeletricas eles chegam a 50%.⁴⁰

As três maiores empresas, EPM, Emgesa e Isagen possuem 60% da capacidade instalada. Então, em anos de margens apertadas, a ameaça de exercício de poder de mercado é de grande preocupação.⁴¹ No entanto, McRae e Wolak (2019) estudam os incentivos de plantas de geração de segurar a produção em momentos de baixas afluições para ativar o preço de escassez.

É importante ressaltar ainda que o Mercado de energia firme na Colômbia tem como base a chamada bolsa de energia. O desenho de mercado da Colômbia era o único⁴² na América Latina com uma estrutura de despacho centralizado por oferta de preços no mercado *day-ahead*. Os geradores podem ofertar um único preço para o dia seguinte

³⁷ Tanto por razões técnicas como políticas. Ver Cramton e Stoff (2006).

³⁸ Apesar desta proposta ter sido mantida na proposta compilada resultante da CP 33/2017.

http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultaid=33&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_mvcPath=%2Fhtml%2Fpublico%2FdadosConsultaPublica.jsp

³⁹ Cramton e Stoff 2008.

⁴⁰ McRae e Wolak 2016.

⁴¹ McRae e Wolak 2016,2019.

⁴² México aprovou e já está funcionando o mercado de eletricidade por oferta de preços.

com quantidades horárias. Este mercado é operado pela empresa XM, que opera também o sistema elétrico (assim como o ONS no Brasil).

Como mostram McRae e Wolak (2016), um mercado líquido para contratos futuros também contribui para desincentivar/mitigar o exercício de poder de mercado. Os valores horários das quantidades dos contratos *forward* estão disponíveis no website do operador XP para acesso a todos os agentes. No entanto, a interação deste com os contratos de energia firme podem ter incentivos perversos. Ainda, de acordo com os autores, o mecanismo não atingiu o objetivo principal: atrair a quantidade adequada de investimentos em geração.

Caso 2: Estado de Nova Iorque

No operador do Estado de Nova Iorque (*New York Independent System Operator - NYISO*), a capacidade é contratada em mercados de até seis meses. Além de capacidade, contratos de longo prazo incluem mecanismos de *Feed-in-Tariff* (FiT) e contratos de comercialização de energia (*Purchase Power Agreement – PPA*). Mercados de médio prazo (contratos bilaterais) permitem aos agentes que gerenciem riscos (de preços de combustível, por exemplo), se protejam da volatilidade de preços, mitiguem incentivos de exercício de poder de mercado e ainda dão incentivos aos agentes para ofertarem perto de seu preço de custo. Estes mecanismos, no entanto, dependem de regras sólidas. Direitos financeiros de transmissão também podem ser e, em muitos casos, são negociados em mercados futuros para fazer cobertura contra diferenças locais de preços.

Considerações Finais

Quando o Brasil optou por um modelo de despacho econômico centralizado baseado em custos, existia uma crença – talvez ainda presente no setor – de que a grande participação de geração hidrelétrica na matriz energética brasileira comprometeria retornos e/ou não viabilizaria a produção por termelétricas diante de longos períodos de cheia ou dos preços baixos observados no sistema na maior parte do tempo. O preço semanal PLD é usado na contabilização das diferenças. De fato, custos marginais baixos, inclusive zero, são uma preocupação em todos os mercados em um momento no qual as fontes renováveis de custo marginal zero de produção estão aumentando sua participação na matriz energética mundial.

Muitos operadores e reguladores contam com contratos “*reliability must run*” para garantir que plantas consideradas essenciais para a integridade do sistema não se aposentem por não conseguirem auferir remuneração necessária nos mercados. De um lado, isso mostra a complexidade de desenhar um mercado que de fato remunere os serviços e a energia. Mas também evidencia a necessidade de aprimorar os preços de curto prazo, única forma de revelar o valor da flexibilidade.

O requisito de confiabilidade da rede, a insuficiente resposta do lado da demanda, e a dificuldade de acessar as preferências por confiabilidade, aliados às distorções já citadas, diminuem também a eficiência de longo prazo. Diferentes mercados têm diferentes abordagens para garantir a confiabilidade.

Ainda assim, temos exemplos de mercados de curto prazo que garantem os investimentos necessários no curto e no longo prazo para adequação de recursos, como é o caso do Texas e Alberta (e já foi o caso da Argentina). **E mecanismos de capacidade são criados sem prescindir da necessidade de aprimoramento dos preços de escassez, como demandam o FERC e a Comissão Europeia.**⁴³

Desenhos de Mercado não são livres de falhas; ao contrário, dependem de processo contínuo de monitoramento e aperfeiçoamento. É importante construir reputação, confiança, credibilidade ao longo desse caminho. Neste sentido, lições internacionais são importantes, mas devem ser olhadas com cautelas. Por outro lado, assim como as leis da física são as mesmas para todos os sistemas, antes e depois da reestruturação, isso vale também para fundamentos econômicos. São os mesmos. Isso é importante ressaltar. É essencial analisar cuidadosamente as melhores práticas e lições, um objetivo e construir sem comprometer a reputação e confiança no regulador.

A entrada massiva de renováveis sem um mercado de energia com preços que reflitam o real custo de eletricidade e um mercado de capacidade para garantir o suprimento vai resultar num sistema com baixa participação eficiente da demanda e consequente cortes (interrupções) no fornecimento de eletricidade em momentos que o próprio consumidor poderia reagir; ou a preços excessivos associados a uma sobrecapacidade para evitá-los, penalizando e onerando excessivamente os consumidores residenciais e a competitividade para usuários comerciais e industriais. Isso terá impactos negativos na eletrificação de outros usos— um dos pilares da transição energética – e em investimentos em baterias.

⁴³ FERC 2014 e EC2014.

Para um diagnóstico adequado, uma série de análises, que considerem adequadamente riscos, precisam ser feitas:

- Enfrentar o Dilema “Galinha e ovo”: demanda e preços do *wholesale*. O aprimoramento do mercado de energia tem efeitos amplificados pela possibilidade de aumento da elasticidade da demanda.
- Perfil da remuneração dos geradores? (Disponibilidade, energia).
- Quem participa e como funciona o Mercado de Imbalances? Liquidez.
- Estudo de pagamentos *uplift*
- Simulações aumentando teto e custo de *shortage*,
- Entrada de preços de escassez e ODRC: efeito na remuneração de térmicas?

A estrutura atual não provê incentivos adequados para a contratação no ambiente livre. Também peca ao não em endereçar adequadamente financiamento e entendimento do risco para promover expansão do sistema compatível com o crescimento esperado da economia. Esse cenário é agravado por mudanças recentes no setor que pressionam na direção de um aumento da participação do ambiente livre.

A proposta em discussão nesta CP083/2019, que propõe um mecanismo centralizado para contratação de capacidade para todo o sistema, esbarra em uma série de complexidades. O objetivo explicitado é contratação ao custo total mínimo. Essa função objetivo já incorpora uma ampla gama de premissas. Necessariamente, se está a falar de um leilão multidimensional onde a comparação entre competidores e seus lances - que embutem diferentes tecnologias e atributos - requer comparar scores. Ora a mera definição dessas funções score está, portanto, sujeita a ponderações arbitrárias. Em consequência desses processos, emergirão contratações em que se define, supostamente, parcela de remuneração associada a produção (receita produção), lastro de produção (Receita Lastro de Produção) e capacidade (Receita Lastro de Capacidade).

A tarefa de desenhar um leilão com propriedades de eficiência nesse contexto é de (muito) elevada complexidade. E o custo de não alcançar eficiência é selecionar competidores que não sejam aqueles mais adequados para o sistema em termos dos atributos que se pretende valorar ou contratar.

Em síntese, a definição da *score function* que valora os pares alternativos de energia e capacidade a serem submetidos pelos competidores envolve definições discricionárias muito sujeitas a distorções - as quais teriam consequências duradouras e significativas. A esse respeito, a função score correspondente ao ICB ao longo do tempo acarretou uma série de desvios entre o comportamento esperado de despacho dos geradores

termelétricos e o comportamento observado. Abundam casos de despacho muito maior que a produção esperada ou considerada no momento de submissão de lance nos leilões. Tais desvios penalizam os competidores e/ou vendedores, pois essa incerteza repercute no custo de capital dos agentes. Um segundo ponto de atenção é a efetiva capacidade de o leilão atender a seu objetivo - se houver ineficiência, obviamente não terá sido alcançada a contratação ao custo total mínimo para o sistema.

A esse respeito, a literatura econômica é farta em resultados de ineficiência e/ou inexistência de equilíbrios (bem-comportados). Significa dizer que o planejador central (leiloeiro) corre enorme risco de não ser bem-sucedido no atendimento dos objetivos explicitados.

A título ilustrativo, Araujo et al. (2016) analisam problemas (*Shortcomings*) do desenho então prospectivo para os leilões de petróleo no regime de partilha através de um mecanismo de leilão com repartição de receitas. A avaliação do novo regime a partir de resultados teóricos e numéricos revela que o mecanismo não apresenta melhorias relativamente ao regime anterior. A receita esperada seria menor do que no regime de concessão. Ademais, a proposta acarretaria aumento dos custos de monitoramento.

O esforço de pesquisa envolvendo ferramentas de desenho de mecanismo e análise experimental do leilão para o novo regime de partilha persistiu por longo tempo para que se pudessem alcançar insights relevantes. Em outro artigo, Monteiro et al. (2016) estudam leilão de valor comum simétrico com adaptação capaz de reproduzir incentivos presentes no novo marco da partilha. Os resultados são de inexistência de equilíbrio em estratégias puras. Evidencia-se, portanto, a complexidade e a necessidade de investigações teóricas e empíricas sólidas. E o problema na contratação da partilha era consideravelmente menos complexo: objetivo era arrecadar maior receita. O produto/bem era o direito de exploração de petróleo. Não se tratava de produto heterogêneo; ao contrário, competição pelo direito de explorar e produzir petróleo em determinada área.

A proposta em discussão para a contratação em separado de lastro e energia carece de clareza quanto à identificação do 'problema'. Em nossa avaliação, o "problema" é a necessidade de garantir expansão do sistema, cujos custos não são no momento alocados otimamente entre os ambientes regulado e livre; isto é, o ambiente regulado suporta os custos da expansão do sistema. Em vários momentos há referência quanto a confiabilidade como bem público, o que revela preocupação com a efetiva contribuição

do ambiente livre para a expansão. (Observe-se que não se está a julgar comportamento dos agentes, que reagem a incentivos presentes no ambiente).

Um problema se destaca no contexto presente: como a separação entre lastro e energia via realização dos leilões combinatórios é capaz e efetivamente vai gerar uma alocação eficiente do custo de expansão entre os dois ambientes? Esse problema se relaciona ao particular algoritmo de otimização, como referenciado acima, e seus efeitos sobre a alocação do leilão considerando que nem a demanda nem os custos são conhecidos. O leilão duplo visa exatamente revelar demanda e custos. Em geral, a função objetivo de leilões combinatórios é – por exemplo, maximizar a receita (soma dos lances) ou minimizar custo total sujeita a um conjunto de restrições.

Existem muitas outras dificuldades com os leilões propostos, como supor que o preço que vai resultar do leilão (um preço implícito por cada um dos três atributos) vai garantir eficiência dada a observação acima.

Além disso, se o problema é garantir novos investimentos, caberia começar buscando soluções mais simples como alternativas ao uso de mecanismo para contratação conjunta de tão elevada complexidade. Uma solução mais simples seria o Operador do Sistema identificar as necessidades (como no modelo proposto) e então “procure” a capacidade requerida. A transição permitiria uma redução gradual e mais simples do mercado regulado, convergindo para o ambiente livre, mediante a adoção de regras prudenciais, etc.

O objetivo de assegurar contratação e expansão do sistema é crucial na indústria de eletricidade e na política energética. É legítimo perseguir contratação com as características (atributos) identificadas como necessários ao atendimento dos usuários. Nesse processo, contudo, é fundamental estabelecer critérios que explicitem como a contratação pretendida atende a esses objetivos. Desenhar mecanismos complexos com elevados custos de transação dificilmente atende aos objetivos de eficiência subjacentes.

Reconhecemos e cumprimos o esforço e o compromisso com a busca de soluções e aperfeiçoamentos no setor elétrico no contexto dos trabalhos do GT de Modernização, que buscaram com transparência discutir proposta de separação de lastro e energia.

Por óbvio, nossa contribuição é superficial, pois reputamos fundamental investigar com ferramentas adequadas tão relevante proposta e sua capacidade de atender aos objetivos pactuados, eventualmente identificando mecanismos com custos informacionais e de transação menores mais capacidade de promover eficiência, contribuindo para o sucesso da reforma no setor em discussão.

Referências:

Mcrae, S. D., & Wolak, F. A. *Diagnosing the Causes of the Recent El Niño Event and Recommendations for Reform*, 2016 retirado de https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/diagnosing-el-nino_mcrae_wolak.pdf

Joskow, P., Tirole, J., 2007. *Reliability and competitive electricity markets*. RAND Journal of Economics 38, 60–84.

RATE DESIGN: *Smart Rate Design for a Smart Future*, Jim Lazar e Wilson Gonzalez 2015.

William W. Hogan, *Virtual Bidding and Electricity Market Design*, WP 2016

Erik Ela, Michael Milligan, Aaron Bloom, Audun Botterud, Aaron Townsend and Todd Levin, *Long-Term Resource Adequacy, Long-Term Flexibility Requirements, and Revenue Sufficiency de Electricity Markets with Increasing Levels of Renewable Generation: Structure, Operation, Agent-based Simulation, and Emerging Designs*, Springer, 2018.

ERCOT. (2014). *About the Operating Reserve Demand Curve and Wholesale Electric Prices*. ERCOT. Retirado de <http://www.ercot.com/content/news/presentations/2014/ORDCUpdate-FINAL.pdf>

Moita, Rodrigo and Montez, Daniel *Competition in Cascades*, 2016.

Hogan, W.W. (2005). *On an “Energy-Only” Electricity Design for Resource Adequacy*, Center for Business and Government John F. Kennedy School of Government Harvard University Cambridge, WP 02138.

IEA, “Re-powering Markets: Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems”, International Energy Agency, 2016.

Cramton, Peter “Competitive Bidding Behavior in Uniform-price Auction Markets”, Proceedings of the Hawaii International Conference on System Sciences, 2004.

Cramton, Peter, Ockenfels, Axel, and Stoft, Steven. “Capacity Market Fundamentals”, *Economics of Energy & Environmental Policy*, 2:2, September 2013.

Cramton, Peter. “Electricity /market Design”, *Oxford Review of Economic Policy*, Volume 33, Number 4, 2017.

As manifestações expressas pela Equipe do CERl nesse documento representam as opiniões de seus autores e não necessariamente a posição institucional da FGV.