



Grupo de Estudo de Comercialização, Economia e Regulação do Mercado de Energia Elétrica-GCR

Uma metodologia para ofertas de preços no Setor Elétrico Brasileiro: Avaliação e impactos

**FELIPE LUCAS FARIAS GOMES NAZARE(1); GABRIEL ROCHA CUNHA(1); JOÃO PEDRO BASTOS(1)
PSR(1)**

RESUMO

Este trabalho apresenta uma sistematização de formulações matemáticas para descrever o mecanismo de oferta de preços e contrastá-lo com outras alternativas, e apresenta uma discussão de elementos-chave do desenho regulatório que precisam ser levados em conta para que a implementação deste mecanismo leve a equilíbrios de mercado desejáveis. Contribuições importantes são a apresentação de propostas metodológicas para incorporar as ofertas de preços no modelo do setor elétrico brasileiro atual e para incorporar a aversão ao risco do operador do sistema. São apresentadas análises quantitativas do benefício potencial da implementação de tal modelo de decisões descentralizadas no Brasil.

PALAVRAS-CHAVE

Oferta de preços, Desenho de mecanismo, Equilíbrio de mercado, Aversão ao risco

1.0 - INTRODUÇÃO

O tema da metodologia aplicada para formação de preços no setor elétrico é extremamente atual para o Brasil, tendo sido tema de uma série de análises e iniciativas regulatórias. Em Consulta Pública iniciada pelo Ministério de Minas e Energia em 2017 (1), por exemplo, colocou-se como um ponto estratégico para o setor a “aproximação da formação do preço de curto prazo ao custo de operação do sistema” – e, embora o Ministério tenha concluído que é necessário a realização de uma série de estudos e testes adicionais, manteve-se a recomendação de que em algum momento posterior a janeiro de 2022 seja implementada a formação de preços no setor elétrico brasileiro por meio de ofertas de preços dos agentes.

A inovação fundamental em um mecanismo de “oferta de preços” é que cada agente individual é livre para fazer ofertas de preços e quantidades no mercado de eletricidade como preferir, utilizando sua própria informação privada sobre o mercado, sobre características físicas da própria usina, ou qualquer outro fator. Em contraste, a modalidade aplicada atualmente no Brasil, que pode ser descrita como “oferta de custos”, os preços e quantidades ofertados pelos agentes de geração estão necessariamente atrelados a uma auditoria de custos por parte do regulador. A grande vantagem de um mecanismo de oferta de preços é a possibilidade de agregação da informação descentralizada dos agentes, o que poderia levar a um conjunto de decisões de despacho preferíveis para a sociedade.

De modo a analisar não apenas os custos, como também potenciais *ganhos sociais* associados à oferta de preços, este estudo admite que o mercado responsável pela formação de preços por ofertas será competitivo: isto é, nenhum agente individual terá a possibilidade de influenciar preços. A afirmação de que um mercado competitivo leva ao mesmo ótimo social obtido do planejamento centralizado é fortemente respaldada pela teoria

econômica (2)(3)(4), embora uma hipótese subjacente importante seja que os agentes devem ser incapazes de exercer poder de mercado de qualquer tipo. Nota-se que governos e agências regulatórias em todo o mundo fazem grandes esforços para mitigar o poder de mercado dos agentes, usualmente respaldados por literatura científica que analisa o comportamento dos agentes e os equilíbrios alcançados sob o ambiente de mercado proposto, tais como (5)(6) (7)(8). O presente trabalho foca nos potenciais *benefícios* da descentralização da tomada de decisão por meio da oferta de preços, admitindo que os esforços de mitigação do regulador são bem sucedidos – contrastar este benefício com os potenciais custos sociais da descentralização, ou o “custo da anarquia” (9)(10), é desejável como um trabalho futuro.

2.0 - MODELOS MATEMÁTICOS DE DESPACHO E FORMAÇÃO DE PREÇO

A proposta fundamental discutida e modelada em detalhe neste trabalho se baseia na possibilidade de agentes comercializarem energia armazenada no sistema. Sob este mecanismo, a energia armazenada total do sistema (de cada reservatório) é transformada em um ativo que pode ser comercializado: os agentes passam a ser donos de fatias dos reservatórios e devem informar sua disposição a pagar ou a receber para alterar a sua posição financeira, comprando ou vendendo direitos sobre a energia armazenada. Nota-se que esta não é uma proposta totalmente inovadora: um mecanismo de oferta de preços centrado na comercialização de cotas de reservatório virtual havia sido explorada em análises da CCEE em 2002 (11), embora pouca literatura tenha sido desenvolvida sobre este tema desde então. Ao longo deste paper, nos referiremos ao produto comercializado como energia armazenada (EAR) ou como “cotas de reservatório virtual” (chamando a atenção para a natureza financeira da agregação).

O objetivo desta seção em particular é construir uma definição matemática para o modelo físico-financeiro proposto neste estudo. Veremos o que chamamos de modelo “financeiro puro”, no qual o *trading* do produto energia armazenada pode ser idealizado sem relação estrita com propriedades físicas, o “físico puro”, no qual a alocação de energia armazenada a cada agente depende de uma otimização centralizada de recursos respeitando as características físicas detalhadas do sistema; e propomos um modelo “físico-financeiro” que combina características desejáveis das abordagens propostas anteriormente.

2.1 Modelo financeiro puro

Um modelo puramente financeiro para a comercialização de energia armazenada pode ser instituído tão somente com o cruzamento de ofertas de compra e venda dos agentes por este produto. Este modelo é genérico para qualquer mercado em que pode haver interesse de agentes em realizar trocas devido a diferenças de expectativas, e já foi muito explorado em bolsas e outros mercados: o alto grau de abstração tipicamente utilizado permite a representação de uma grande gama de produtos, inclusive a energia armazenada. Formalmente, a liquidação do mercado envolve a solução do problema de otimização abaixo, maximizando o bem-estar social (ou, de forma equivalente, o *excedente* de cada transação individual) fazendo o *match* entre compradores e vendedores interessados:

$$\begin{aligned} \max \sum_i y_i \cdot q_i \cdot b_i \\ \sum_i y_i \cdot q_i = 0 \\ y_i \in [0, 1] \end{aligned}$$

Onde:

y_i denota qual oferta será aceita e qual será rejeitada

q_i são as ofertas (quantidades) de venda (se positivo) e compra (se negativo)

b_i é o preço do produto transacionado

Algumas hipóteses utilizadas para a adoção do modelo acima são que as variáveis de aceitação das ofertas são lineares: isto é, é possível aceitar parte da oferta já que y_i varia no intervalo $[0, 1]$. Evidentemente, seria possível estender o modelo e trabalhar com uma representação binária (sem vendas parciais). Uma outra hipótese essencial é que “nada se cria ou se destrói”, isto é, toda quantidade comprada por um agente é vendida

por outro e vice-versa. Observamos ainda que o custo marginal do produto EAR (preço de equilíbrio) sob tal implementação é dado pela variável dual (preço-sombra) associada à restrição $\sum_i y_i \cdot q_i = 0$. Intuitivamente, é de se esperar que um agente comercializador tem interesse em comprar o produto EAR se ele tiver a expectativa de que pode vender esse produto ao mesmo preço (ou maior) nos períodos seguintes: assim, o “valor da água” no mercado de energia é dado pelo equilíbrio da percepção de valor de todos os agentes em relação a este produto, assim como em mercados competitivos clássicos.

Nota-se que não há nenhum elemento de decisão centralizada nessa representação do problema: todos os dados de entrada relevantes (q_i e b_i) são informados pelos agentes individuais. Com isto, há a possibilidade de ganhos provenientes da “sabedoria coletiva” dos agentes, que em situações de mercado competitivo (como assumido ao longo deste trabalho) pode resultar em uma valoração da EAR mais adequada do que a realizada por um operador centralizado (devido a assimetrias de informações privadas, como perfil de risco, expectativas de valorizações futuras do produto etc.). Por outro lado, visto que toda quantidade de EAR comprada por um agente deve ser vendida por outro, nota-se que qualquer operação neste mercado não traz nenhuma consequência física para o sistema: embora exista um ganho de bem-estar líquido devido à diferente valoração do produto EAR por diferentes agentes, esta representação simples não permite que as ofertas submetidas pelos agentes tenham qualquer efeito sobre as decisões operativas do sistema.

2.2 Modelo físico puro

O que chamamos de modelo físico puro é a representação que valora a energia armazenada do sistema com representação detalhada de suas restrições físicas, tipicamente realizadas por um operador centralizado. Para que o leitor se familiarize com tal implementação, podemos caracterizá-la como sendo o que se realiza atualmente no Brasil: o operador nacional realiza uma modelagem detalhada do sistema elétrico brasileiro e, de forma centralizada, otimiza a operação do sistema, o que envolve o cálculo de um “valor da água” que representa o custo de oportunidade sob o ponto de vista da sociedade (como caracterizado pelo operador). Em contraste com o modelo anterior, este modelo não considera nenhum elemento de ofertas individuais dos agentes, mas resolve sob uma ótica centralizada um problema de minimização de custos (sociais) que determinará o valor da energia armazenada do sistema. Formalmente, este método depende de uma série de elementos físicos da operação do sistema, que podem ser representados de forma compacta como o problema de otimização abaixo. Nota-se que interpretaremos v como o volume de um único reservatório sistêmico (ou uma “energia armazenada” agregada), embora seja simples extrapolar a interpretação para múltiplos reservatórios:

$$\begin{aligned} \min_{g, v} C(g) + \alpha(v) \\ B(g, d, v) \leq 0 \\ v = v_0 + a - u(g) \end{aligned}$$

Onde:

$C(g)$ é o custo (“imediate”) de geração no período

$\alpha(v)$ é a função de custo futuro (definida classicamente, por exemplo, através de Programação Dinâmica Dual Estocástica).

$B(g, d, v)$ é o conjunto de restrições físicas, que dependem da geração g , demanda d , e volumes v , e que inclui (entre outros) balanço de energia, restrições de start-up, de transmissão, rampas, turbinamento, restrições ambientais etc.

v é o volume ao final do período

v_0 é o volume no início do período

a são as afluências do período

$u(g)$ é a função turbinamento, que determina a quantidade de armazenamento que precisa ser consumida para produzir a geração g

Neste modelo, o valor da água é determinado pela variável dual da última restrição, que determina o volume armazenado ao final do período. Ao contrário do modelo anterior, que tinha natureza totalmente *alocativa*, este modelo tem natureza física, buscando tomar uma decisão com respeito ao volume armazenado nos reservatórios ao final do período v . Por outro lado, nota-se que não há nenhum elemento de descentralização nas variáveis de decisão do problema: as funções C, B, u, α são todas de inteira responsabilidade de um operador central do sistema, e fica evidente que eventuais distorções causadas por erros de parametrização de alguma dessas funções resultarão inevitavelmente em tomadas de decisão subótimas. Como pode haver imprecisão com respeito a certas informações individuais (inclusive físicas) de cada agente sobre as quais o operador não tem conhecimento, esta tomada de decisão centralizada fica especialmente contestável, motivando a exploração de uma implementação alternativa.

2.3 Modelo físico-financeiro

Finalmente, introduzimos uma terceira alternativa que envolve uma combinação de elementos desejáveis dos dois casos anteriores. Neste modelo, aqui chamado de “físico-financeiro”, temos um mercado com consequências físicas (como no modelo físico) mas também um papel para os agentes individuais (como no modelo financeiro), que podem tomar decisões de cunho alocativo. Uma forma de se fazer isso é estabelecer que as quantidades compradas e vendidas em um mercado para a variável v não mais precisam somar zero, e em vez disso podem somar um valor positivo ou negativo em função da decisão operativa. Na sua forma mais simples, temos a representação formal abaixo, no qual a representação da função de custo futuro é totalmente substituída pelo bem-estar das transações descentralizadas – o que significa que o valor da água ao final de cada período depende da disposição de cada agente a pagar por energia armazenada.

$$\begin{aligned} \min_{g, y, v} C(g) + \sum_i y_i \cdot q_i \cdot b_i \\ B(g, d, v) \leq 0 \\ v = v_0 + a - u(g) \\ \sum_i y_i \cdot q_i = v - v_0 \\ y_i \in [0, 1] \end{aligned}$$

Nota-se que nesta representação, embora as funções C, B, u ainda sejam definidas de forma centralizada pelo operador do sistema, o operador não tem qualquer controle sobre a função de custo futuro, de modo que a decisão de esvaziar ou encher os reservatórios do sistema cabe exclusivamente à combinação das ofertas descentralizadas dos agentes individuais – e, conseqüentemente, à percepção dos agentes quanto ao preço futuro da EAR. Fica evidente, portanto, a extrema importância de garantir que compras de EAR por parte dos agentes possam ser convertidas em uma receita financeira nos períodos subsequentes, dando credibilidade às negociações e assegurando que os agentes terão interesse em manter determinado nível de EAR no seu portfólio como uma proteção contra o risco.

3.0 - ELEMENTOS DE DESENHO DE MECANISMO

Uma implementação prática do mecanismo exige a consideração de uma série de elementos mais concretos da regulamentação e funcionamento do mecanismo, e evidentemente há uma grande gama de possibilidades que poderiam ser adotadas para o desenho da oferta de preços. Em particular, destaca-se que não é possível propor que a formação de preços no mercado elétrico brasileiro passe a ser com base em ofertas submetidas pelos agentes sem entrar em detalhes de como a metodologia proposta interagiria com outros elementos do marco regulatório, tais como o preço horário, o preço-teto, e a aplicação de aversão ao risco na operação do sistema. Embora não seja objetivo deste trabalho tratar de todos os detalhes e ramificações da implementação, levantamos neste capítulo alguns dos pontos chave que precisariam ser definidos na regulação específica para assegurar o bom funcionamento do modelo proposto.

3.1 Grau de detalhamento das ofertas de preços

Uma característica que chama a atenção no mecanismo proposto na seção 2 é que as ofertas de preços limitam-se à determinação do nível de energia armazenada no final do período: todas as decisões intermediárias, inclusive o despacho horário das usinas e o preço horário de cada nó da rede, seguem determinadas pelo modelo de despacho. Implicitamente, portanto, outros parâmetros operativos tais como o custo variável das termelétricas e restrições físicas operativas tais como start-up e rampa não seriam parte das ofertas de preços dos agentes, e se manteriam regulados e auditados pelo regulador tal como ocorre hoje.

O grande benefício desta implementação (estudada no Brasil originalmente em 2002) é a sua *simplicidade*. Muitas implementações internacionais de mercados de eletricidade com oferta de preços permitem *ofertas complexas* por parte dos agentes que visam incorporar as diferentes restrições físicas da operação e a intertemporalidade das decisões de despacho no mecanismo de formação de preços. Entretanto, há uma gama de possibilidades para a forma como os agentes podem submeter este tipo de oferta, e a tarefa de monitoramento do exercício de poder de mercado dos agentes também torna-se mais complexa. O desenho de mecanismo mexicano, por exemplo, permite que os agentes submetam o seu custo de *startup* e restrições de mínimo *uptime* e *downtime* como parte da sua oferta do dia seguinte além das curvas quantidade-preço. Na Turquia, por outro lado, os agentes podem apenas submeter relações de interdependência entre as ofertas horárias: por exemplo, informando que determinado bloco de horas pode apenas ser aceito ou rejeitado em conjunto.

Cabe ressaltar, entretanto, que a implementação de um mecanismo de oferta de preços por cotas de reservatório virtual (focado portanto no médio prazo) não impede que no futuro seja implementado também um mecanismo de oferta de preços mais detalhado para o curto prazo em linha com as experiências internacionais. De um ponto de vista econômico, a realização de múltiplas liquidações consecutivas, em que os agentes podem iteradamente ajustar suas posições, é positiva, como ilustrado pela implementação em diferentes países de um mercado do dia seguinte separado do mercado de tempo real. O Brasil está atualmente realizando um esforço para representar decisões de despacho e preços em base horária nos seus modelos computacionais (1), e é desejável tratar este refinamento de forma separada da descentralização por meio da oferta de preço (inclusive pela independência conceitual dos temas) – embora mantendo a possibilidade de introduzir ofertas de preço para o despacho horário no futuro.

3.2 Incentivos aos agentes e o risco da subvalorização do armazenamento

Uma consideração chave para o desenho regulatório de um modelo de formação de preços por oferta é que é importante assegurar que os *incentivos aos agentes* sejam alinhados com as preferências da sociedade – caso contrário, a metodologia resultará em ineficiências caso seja aplicada. Em particular, nota-se que a principal motivação para que um agente comercializador compre cotas em um reservatório virtual do sistema é a expectativa de que ele poderá vender estas cotas a um preço mais elevado no futuro. Desta forma, a *credibilidade* dos sinais de preços futuros e o seu *alinhamento* com os custos reais para o sistema são condições necessárias para que o valor da energia armazenada obtido do equilíbrio das ofertas de preços seja compatível com o valor da água de uma operação “ideal” do sistema.

Mesmo na operação centralizada do sistema (que descrevemos na seção 2.2 como o modelo físico puro), nota-se que um elemento importante para a determinação do valor da água é o custo de oportunidade associado ao *custo do déficit* – que por sua vez depende da probabilidade implícita de déficit futuro. Um modelo físico-financeiro seguiria esta mesma lógica, exceto que o custo de oportunidade estaria implícito nas declarações de disposição a pagar dos consumidores por cotas nos reservatórios no lugar de ser incorporado como um valor regulado nos cálculos de valor da água. O modelo de oferta de preços permite, portanto, que cada agente individual tome suas decisões de redução de demanda com base nos sinais de preço vigentes, e que informe esta sua disposição a pagar ao operador por meio de suas ofertas de compra de cotas no reservatório virtual. A expectativa, portanto, é que o modelo de oferta de preços permitiria com mais facilidade que a resposta da demanda dos agentes consumidores seja convertida em benefício social – o que é levado em conta nas análises quantitativas deste paper.

Uma observação pertinente, entretanto, é que para que os próprios consumidores tenham incentivo de fato para agir desta forma é necessário que exista a possibilidade de um custo muito alto para a compra de energia: o preço-teto (PLD máximo) muito baixo aplicado no sistema elétrico brasileiro atualmente, de apenas 514 R\$/MWh ao passo que o custo do déficit é de 4945 R\$/MWh, significa que a resposta da demanda a preços seria bastante limitada e que o incentivo para agentes consumidores ou comercializadores comprarem cotas nos reservatórios

de armazenamento seria bastante limitado. Esta é talvez uma das maiores ameaças ao funcionamento de um mecanismo de oferta de preços: caso não exista credibilidade de que os preços podem se elevar substancialmente no futuro, o incentivo é que os agentes de mercado vendam as suas cotas de energia armazenada, sinalizando (erroneamente) que os reservatórios deveriam ser deplecionados. Consequentemente, um desenho de mecanismo de oferta de preços robusto não é compatível com um preço de curto prazo máximo para a energia que esteja abaixo do nível dos primeiros patamares do custo do déficit (para os quais há resposta da demanda significativa).

3.3 Aplicabilidade da aversão a risco

Uma consideração adicional relevante diz respeito à representação da *aversão ao risco* na operação do sistema, que atualmente é aplicada no Brasil por meio da metodologia “CVaR intertemporal” (onde CVaR refere-se à métrica de risco *Conditional Value at Risk*) aplicado com parâmetros $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 40\%$ oficiais. De uma forma geral, este tipo de metodologia de internalização da aversão ao risco funciona aumentando o peso de séries hidrológicas com custos operativos mais elevados na tomada de decisão, resultando em maior despacho termelétrico e reservatórios com níveis mais elevados devido a este maior incentivo para evitar os cenários de *downside* (12)(13).

Cabe notar, entretanto, que a representação da aversão ao risco em um modelo descentralizado de escolhas dos agentes é fundamentalmente diferente de uma representação de aversão ao risco centralizada: em particular, no lugar de representar o CVaR calculado sobre o *custo total* do sistema como motor da tomada de decisão, a preferência social deve depender de uma ponderação dos CVaR calculados para o portfólio de cada agente individual (de geração ou de consumo). Esta característica do problema evidentemente traz desafios de modelagem adicionais, já que o equilíbrio de mercado com aversão ao risco passa a depender da estrutura de propriedade dos ativos no mercado e dos contratos de longo prazo já existentes (14).

Para fins deste artigo, de modo a limitar a complexidade da modelagem do equilíbrio de mercado, admitimos que o mercado como um todo opera como se os agentes fossem *neutros ao risco*. Em particular, nota-se que caso exista número suficiente de comercializadores com capacidade financeira para absorver o risco dos agentes, as *decisões operativas sistêmicas* seriam bastante próximas desta premissa de neutralidade ao risco, embora em termos de alocação de custo o resultado possa ser diferente (com os agentes comercializadores sendo devidamente remunerados pelo risco). Uma representação mais detalhada deste equilíbrio de mercado é algo que pode ser explorado em trabalhos futuros.

4.0 - ESTUDO DE CASO

O objetivo desta seção é apresentar resultados quantitativos para diferentes representações para a tomada de decisão de despacho. Todos os resultados apresentados nesta seção foram obtidos utilizando como ponto de partida a configuração de 2023 do sistema elétrico brasileiro presente nos arquivos divulgados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) através do Plano Mensal da Operação (PMO) de janeiro de 2019. Estes dados foram transformados em uma estrutura da simulação característica de uma rodada estática (com um mesmo ano se repetindo de forma cíclica) e a demanda energética do caso foi ajustada aplicando-se um multiplicador até obter a igualdade de $CME = E[CMO]$, representando um sistema em equilíbrio de oferta e demanda de acordo com a visão do despacho centralizado do operador do sistema: esta mesma configuração de oferta e demanda foi utilizada em todas as análises realizadas. O caso foi então simulado utilizando 1200 cenários hidrológicos através do *software* SDDP, que permite a representação individualizada dos reservatórios do sistema.

4.1 Contraste da operação centralizada com a operação ideal do sistema

Em linha com o apresentado ao longo deste estudo, buscou-se quantificar os principais ganhos em potencial que poderiam ser conseguidos com uma operação ideal do sistema realizada por meio de oferta de preços. Os principais benefícios que poderiam ser conseguidos estão na linha de: (i) permitir uma participação mais ativa dos agentes no que diz respeito à resposta da demanda, em particular motivando a redução de demanda voluntária por meio dos sinais de preço e (ii) evitar a aplicação de uma aversão ao risco excessiva nas decisões operativas do sistema, em particular quando a simples redistribuição de riscos entre diferentes agentes poderia ser mais eficiente (como introduzido na seção 3.3). O tema da aversão ao risco será retomado mais adiante, e tratado em mais detalhe na seção 4.2.

De modo a representar estes dois contrastes, foram feitas duas alterações à base original (denominada “ONS” e envolvendo decisões centralizadas) para obter a base idealizada que denominamos “Ótimo social”. Em primeiro lugar, a base “Ótimo social” foi representada com um critério de tomada de decisão *neutro ao risco*, eliminando portanto os parâmetros do CVaR de acordo com as hipóteses subjacentes apresentadas na seção 3.3. A segunda alteração é que o patamar único de déficit utilizado na base de dados ONS foi substituído pela função custo de déficit em quatro patamares utilizada historicamente pelo ONS (15)(16): a representação do custo do déficit em patamares tem o propósito de garantir que a demanda possui sua parcela de participação na tomada de decisão para a operação do sistema, em linha com o explorado em (17), por exemplo. Nesta simulação, o acionamento dos três primeiros patamares de déficit, que em conjunto representam 20% da demanda, deve ser interpretado como uma redução *voluntária* da demanda em resposta aos sinais de preço: atualizando o valor destes patamares a valores de janeiro de 2019 com base no índice de preços IGP-M, tem-se que 5% da demanda é capaz de responder a um custo de 1795 R\$/MWh, 5% adicionais a um custo de 3872 R\$/MWh, e 10% adicionais a um custo de 8093 R\$/MWh. A hipótese subjacente é que, embora o ONS tenha dificuldade (por razões políticas e regulatórias) em decretar um racionamento parcial que reduzisse essas parcelas de carga, a presença de incentivos financeiros seria suficiente para que o corte ocorresse voluntariamente.

Por meio do gráfico abaixo, compara-se o custo operacional total médio das 1200 séries simuladas do caso ONS (déficit em patamar único avesso ao risco) com o caso ótimo social (déficit em quatro patamares neutro ao risco). É notável que a operação do sistema com a aversão ao risco torna-se significativamente mais custosa.

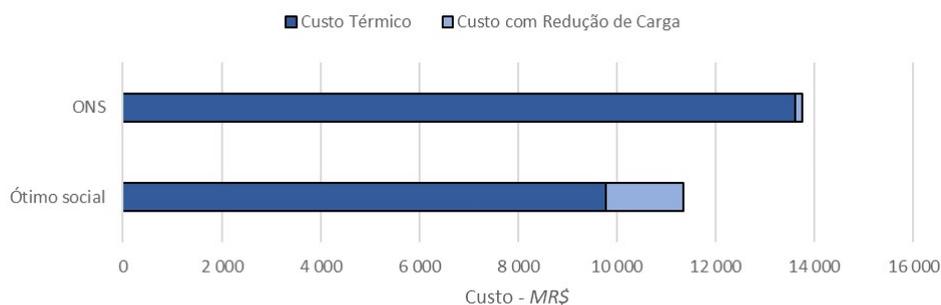


FIGURA 1 – Custo total anual: casos ONS e Ótimo Social

Como discutido nas seções anteriores, cabe ressaltar que a diferença de custo entre os dois resultados, calculada em 2,4 bilhões de reais por ano, deve ser interpretada como um *limite superior* para o benefício máximo que pode ser obtido com a implementação do mecanismo de oferta de preços, devido às seguintes hipóteses subjacentes que foram assumidas:

- Os agentes devem ser incapazes de exercer poder de mercado: caso contrário, isto poderia levar a um custo em bem-estar
- Os agentes devem ser capazes de diversificar o seu risco por meio da comercialização de produtos no mercado de modo que a sua aversão ao risco tenha papel desprezível na determinação do equilíbrio
- O preço-teto deve ser alto o suficiente e crível o suficiente para motivar que os agentes atuem no mercado de acordo com as suas preferências e enxergando oportunidades de ganhos futuros
- A capacidade dos agentes de demanda em responder a sinais de preço deve ser compatível com as referências utilizadas: há certo grau de incerteza nesses parâmetros, que podem ser melhor calibrados com realizações do sistema após a implementação da oferta de preços

Um risco, entretanto, de se implementar um modelo de oferta de preços que permita decisões descentralizadas sem o controle do ONS é a possibilidade de deplecionamento dos reservatórios: como discutido na seção 3.2, isto comumente ocorre como consequência de um preço máximo da energia muito baixo ou falta de credibilidade no valor da energia armazenada futura, o que reduz a percepção dos agentes sobre o valor das cotas de energia armazenada. Em uma situação como essa, caso o operador permitisse que o mercado chegasse ao seu equilíbrio, os reservatórios tenderiam a deplecionar e atingir níveis muito abaixo de níveis seguros com frequência elevada.

Com isto, cabe uma reflexão sobre o que seria um nível de aversão ao risco “razoável” para o sistema. Por um lado, a operação centralizada do sistema tende a estar sujeita à aplicação de uma aversão ao risco excessiva devido à dificuldade e (compreensível) aversão das autoridades de se decretar um racionamento. Por outro lado, a ausência de qualquer tipo de proteção contra o deplecionamento dos reservatórios pode deixar o sistema vulnerável a cortes de carga muito mais profundos caso a percepção dos agentes sobre a robustez do mercado não seja boa. Uma possível solução para esta questão é discutida a seguir.

4.2 Gatilhos de compra obrigatória de energia em função do volume armazenado

A metodologia proposta neste artigo para conciliar a aversão ao risco com os sinais de preços descentralizados representados pelo mercado de oferta de preços é a introdução de *gatilhos de compra obrigatória* de energia. A ideia por trás destes gatilhos é introduzir uma regra simples, do tipo: “o operador do mercado elétrico se compromete a adquirir a um preço não superior a Y uma quantidade de energia armazenada suficiente para manter o nível do armazenamento não inferior a X”. Nota-se que esta relação entre um nível de armazenamento e um preço tem relação com as curvas de valor da água, embora o valor da água nos modelos de simulação seja em geral mais sofisticado, representando o papel das vazões históricas no modelo autorregressivo de previsão bem como eventuais sinergias entre os diferentes reservatórios. O grande benefício de se ter uma regra de gatilho simples, por outro lado, é a sua *simplicidade*: isto garante que o mercado seja capaz de identificar facilmente quando o gatilho deve ser acionado, dando credibilidade ao mecanismo.

Nota-se que uma série de definições de níveis de armazenamento críticos X e preços de compra garantida Y poderiam ser testadas como gatilhos em potencial, e todos resultariam diferentes níveis de equilíbrio para o sistema em termos de custos térmicos, custos de energia não suprida, e níveis de reservatório no equilíbrio. Devido à relação íntima entre estes níveis de gatilho e o valor da água, parece natural utilizar uma simulação com determinado nível de aversão ao risco “ideal” como referência para determinar níveis desejáveis para os parâmetros X e Y. Há, entretanto, um certo grau de circularidade nesta estratégia, visto que a própria definição dos níveis de aversão ao risco desejáveis são tipicamente definidos com base em simulações operativas explorando as consequências de diferentes parametrizações (12). Para este exercício, utilizaremos a estratégia proposta em (18) de representar a aversão ao risco simplesmente como um *multiplicador* no custo do déficit: refletindo o conceito de que o operador é avesso a cenários de corte de carga mas essencialmente neutro entre cenários de custo operativo termoelétrico mais alto ou mais baixo.

Os resultados desta simulação auxiliar, aplicando um multiplicador de quatro vezes o custo do déficit de um único patamar, são ilustrados na figura a seguir. O eixo horizontal representa a energia armazenada, enquanto o eixo vertical representa o valor da água determinado para cada série. A aproximação linear representada para cada intervalo destacado na figura foi utilizada para determinar os gatilhos, nos quais o coeficiente angular das retas representa o custo em R\$/MWh: por exemplo, o mês de setembro possui dois gatilhos, o primeiro representando um compromisso de compra de energia a 1313 R\$/MWh e o segundo representando um compromisso de compra de energia a 14 957 R\$/MWh.

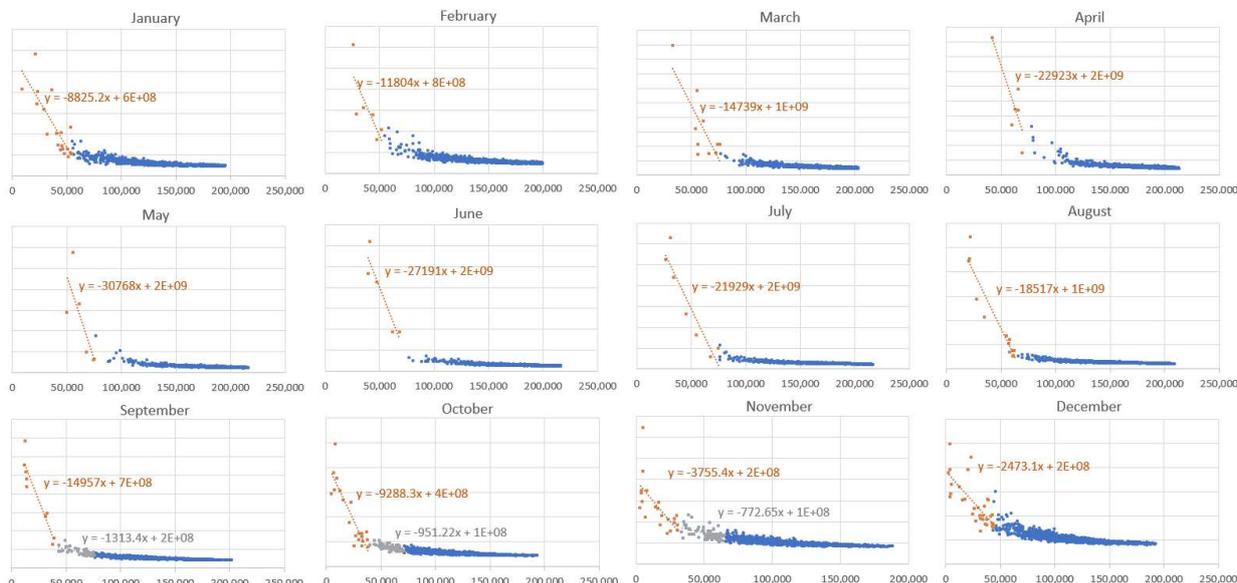


FIGURA 2 – Relação entre valor da água e volume armazenado para o caso de referência

Com base nos valores de gatilho calibrados desta forma, fizemos uma terceira rodada do modelo, denominada “Gatilho por nível crítico”, utilizando os mesmos parâmetros operativos da simulação “ótimo social” mas introduzindo

restrições de volume de reservatório nos meses de setembro, outubro e novembro representando a disposição a pagar do operador do sistema para manter os níveis de reservatório em um patamar mais elevado. Nota-se que a frequência com que o nível crítico dos reservatórios é violado é representada por uma nova componente de custos desta simulação, a “penalidade virtual por nível crítico”. Destaca-se que esta componente, portanto, não é percebida efetivamente como custo por nenhum agente, representando indiretamente a aversão ao risco do operador do sistema. Embora exista ainda uma componente *alocativa* sempre que o gatilho é acionado, nota-se que esta alocação de recursos não tem efeito negativo sobre o bem-estar total com as hipóteses apresentadas.

A figura abaixo ilustra os resultados de custo total. Notavelmente, a diferença entre o custo real total (medido pelo custo térmico mais o custo com redução da carga) entre o caso “ótimo social” e o caso “gatilho por nível crítico” é de apenas R\$ 44 milhões, 50 vezes menor que a diferença entre o caso “ótimo social” e o caso “ONS”. Chama a atenção, portanto, que foi possível introduzir algum grau de aversão ao risco ao mecanismo de oferta de preços usando um critério bastante simples de gatilho – garantindo com isso maior transparência e credibilidade ao processo e mantendo o princípio das decisões descentralizadas.

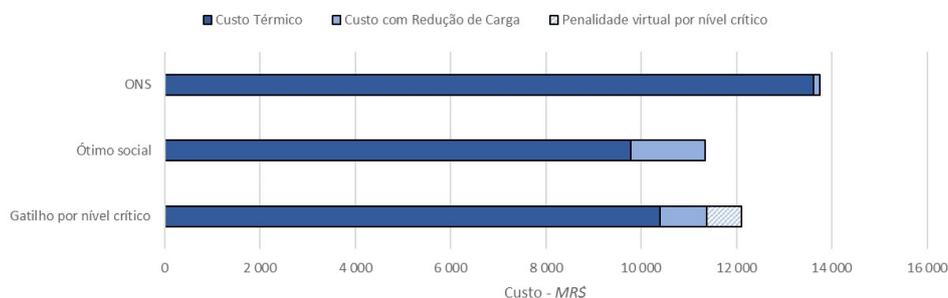


FIGURA 3 – Custo total anual: casos ONS, Ótimo Social e Gatilho por Nível Crítico

Nota-se que a representação do gatilho por nível crítico resulta um custo com redução de carga menor que o ótimo social, contrabalanceado por um maior custo termelétrico. Entretanto, a simulação com gatilhos ainda inclui

um custo com redução de carga muito maior que a simulação ONS, deixando claro o papel importante dos cortes voluntários de demanda para a eficiência do sistema.

Outra forma de visualizar este resultado é comparando a distribuição de probabilidades do volume armazenado no início de cada mês: vale notar que a simulação com gatilhos resulta no mês crítico de novembro em um volume armazenado superior a 36% com probabilidade 95% – sendo que o nível meta oficial usado pelas autoridades em 2012 para representar um nível de armazenamento razoável era de 38%. Isto indica que a representação do critério de aversão ao risco de fato impactou os resultados de energia armazenada, assegurando que os níveis de segurança mínimos foram respeitados na maior parte dos cenários. É natural que um critério operativo que represente um melhor equilíbrio entre custo operativo e aversão ao risco resulte níveis de armazenamento menos conservadores que o resultado da simulação ONS (que apresenta custo térmico muito mais elevado que as alternativas avaliadas).

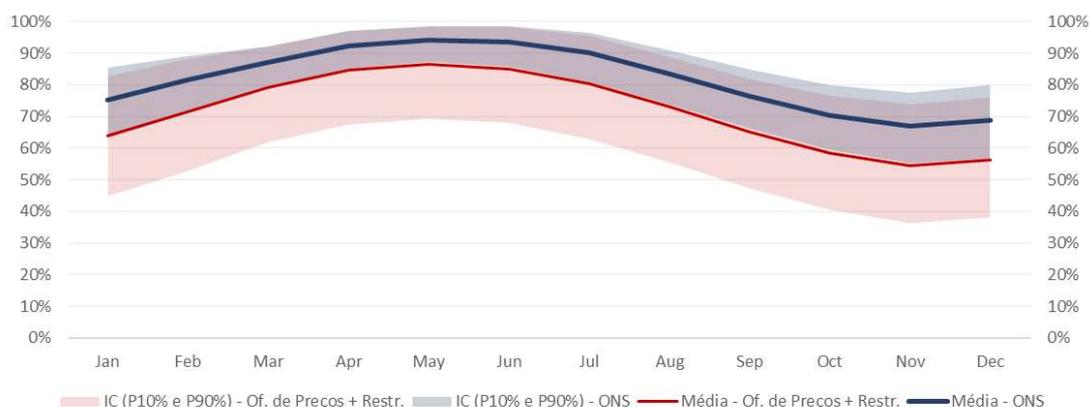


FIGURA 4 – Energia armazenada mensal: casos ONS e Gatilho por Nível Crítico

5.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho explorou a possibilidade de implementação de um mecanismo de oferta de preços para o setor elétrico brasileiro. Observou-se que há uma ampla gama de possibilidades para o desenho de mecanismo, embora este trabalho tenha focado principalmente: (i) na oferta de preços por meio de *comercialização de cotas* em reservatórios virtuais e (ii) na introdução da aversão ao risco por meio de *gatilhos de compra obrigatória* de energia com base em volumes críticos de reservatório. As diferentes estruturas de mercado apresentadas neste estudo proporcionam alternativas para que reguladores de sistemas elétricos tomem a decisão da estrutura a ser utilizada com intuito de prover uma operação eficiente e que satisfaça requisitos de segurança.

Em termos quantitativos, este trabalho explorou o potencial benefício social que poderia ser extraído da resposta voluntária dos agentes a sinais de preço no sistema – o que pode ser representado por meio de uma função custo de déficit em múltiplos patamares, admitindo que o preço da energia possa se elevar o suficiente para motivar a resposta da demanda (o que não é possível com os níveis atuais de PLD máximo praticados). Concluiu-se que, caso a introdução de um mecanismo de oferta de preços seja capaz de induzir esta resposta voluntária dos agentes, o novo desenho regulatório poderia levar a um benefício de até 2,4 bilhões de reais por ano em média.

Evidentemente, deve ser subtraído deste benefício potencial os custos associados às potenciais fricções da operação de um mercado descentralizado no lugar de centralizado, o que poderá ser explorado mais a fundo em trabalhos futuros. Neste trabalho, entretanto, avaliou-se a perda de bem-estar consequente de se representar um conjunto de restrições de *aversão ao risco* de modo a prevenir que o nível dos reservatórios caísse exageradamente; e concluiu-se que esta fricção em particular provocou uma redução de apenas 1,8% no benefício potencial estimado.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Ministério de Minas e Energia, 2017. Consulta Pública nº 33 de 05/07/2017: Aprimoramento do marco legal do setor elétrico.
- (2) A. Mas-Colell, M. Whinston, J. Green, 1995. "Microeconomic Theory". Oxford University Press, USA
- (3) W. Baumol, J. Panzar, R. Willig, 1982. "Contestable Markets and the Theory of Industry Structure". Harcourt Brace Jovanovich, San Diego.
- (4) J. Schumpeter, 1984. "The Meaning of Rationality in the Social Sciences". Journal of Institutional and Theoretical Economics, pp. 577-593.
- (5) R. Hochstetler, 2017. "Assessing Competition in Brazil's Electricity Market If Bid-based Dispatch Were Adopted". Projeto de P&D Aneel PD-0678-0314-2014.
- (6) G. Steeger, L. Barroso, S. Rebennack, 2013. "Optimal Bidding Strategies for Hydro-Electric Producers: a Literature Survey". IEEE Transactions on Power Systems
- (7) J. Garcia, R. Chabar, 2016. "Modelling power markets with multi-stage stochastic Nash equilibria". ICSP conference proceedings, Brazil.
- (8) L. Barroso, 2006. "Estratégias de ofertas ótimas sob incerteza e cálculos de equilíbrios de Nash de agentes geradores em mercados de curto prazo de energia elétrica ma abordagem por programação linear inteira". Tese de doutorado submetida à COPPE-UFRJ
- (9) P. Dubey 1986. "Inefficiency of Nash equilibria" Mathematical Operations Research, 11(1):1-8
- (10) T. Roughgarden, 2005. "Selfish routing and the price of anarchy". MIT Press. ISBN 0-262-18243-2.
- (11) Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, 2002. "Documento de apoio F: Formação de Preço por Oferta".
- (12) CPAMP, 2013. "Desenvolvimento, implementação e testes de validação das metodologias para internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço". Relatório Técnico, 19 de julho de 2013
- (13) L.C.Costa Jr, 2013. "Representação de Restrições de Aversão ao Risco de CVaR em Programação Dinâmica Dual Estocástica com Aplicação ao Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos". COPPE-UFRJ, DSc thesis.
- (14) M.A. Cavaliere, S. Granville, G.C. Oliveira, M.V.F. Pereira, 2019. "A Forward Electricity Contract Price Projection: A Market Equilibrium Approach". arXiv:1904.04225 [math.OC]
- (15) ANEEL 2003. "Resolução n. 682: Estabelece procedimentos para atualização do limite máximo do preço do mercado de curto prazo (PLD_max)". Resolução Normativa, 23 de dezembro de 2003.
- (16) EPE, 2016. "Atualização do Valor do Patamar Único de Custo de Déficit - 2016". Nota técnica EPE-DEE-RE-014/2016-r0.
- (17) FGV-CERI et al, 2018. "Metodologia de Elaboração da Função de Custo do Déficit". P&D Estratégico ANEEL, Chamada 002-2008.
- (18) G. Cunha, L. Barroso, S. Granville, M. Pereira, B. Bezerra, 2014. "A quantitative assessment of alternative operational policies for the Brazilian hydrothermal system: an implicit cost of deficit and implicit discount rate approach". XIII Sepope.
- (19) L. Barroso, S. Granville, M. Pereira, 2012. "Virtual Models for Reservoir Management in Competitive Markets". Proceedings of the 3rd conference on hydroscheduling in competitive Markets – Bergen, Norway

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Felipe Nazaré é graduado em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Potência pela UFRJ e mestrando em Métodos de Apoio a Decisão pelo Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-RJ. Ingressou na PSR em 2016, onde vem trabalhando na área de projeção de preços e planejamento do setor elétrico e energético brasileiro.





XXV SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

4127
GCR/31

Gabriel Cunha possui mestrado em planejamento energético e graduação em engenharia e é doutorando em Economia pela FGV. Ele é atualmente gerente de projetos na PSR, onde suas principais áreas de atividade têm envolvido a análise de mercados internacionais de energia, modelagem de mercado, e desenho de políticas públicas.



João Pedro Bastos é engenheiro de produção com ênfase em Engenharia Econômica, graduado pela UFRJ e mestrando em Engenharia Elétrica com ênfase em Métodos de Apoio à Decisão na PUC-Rio. Trabalha na PSR desde 2014, onde atualmente é gerente de projetos na área de estudos de mercados internacionais.

