



GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

IMPLEMENTAÇÃO DO MECANISMO DE PREÇO POR OFERTA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN) – UMA DISCUSSÃO ESTRUTURADA

**VICTOR HUGO RIBEIRO DOS SANTOS(1); JOÃO CARLOS MELLO(1); ALEXANDRE GUEDES VIANA(1); GUSTAVO PIRES DE CARVALHO(1); LUCAS NUNES CECETTO(1); VINÍCIUS RAGAZI DAVID(1); LEONARDO CALABRÓ(1); PEDRO YAMAMOTO MORO(1)
THYMOS ENERGIA(1)**

RESUMO

O desenho do mercado brasileiro de energia elétrica segue uma lógica por custos, num mecanismo conhecido como *tight pool*. Entretanto, discussões sobre a utilização do modelo baseado em preços, ou *loose pool*, têm sido intensificadas nos últimos anos. Essas discussões são ancoradas, principalmente, na maior competição para a formação de preços, menor risco de judicialização e melhores sinais econômicos para o mercado que esse modelo proporcionaria. No entanto, para que a transição entre modelos seja realizada de maneira confiável, alguns pontos precisam ser observados e endereçados. Nesse artigo buscamos elencar alguns desses pontos de maneira não exaustiva, contribuindo para a pavimentação do caminho da transição.

PALAVRAS-CHAVE

Desenhos de mercado de eletricidade, novo modelo de operação, preço por ofertas

1.0 INTRODUÇÃO

Em modelos de despacho econômico, um Operador de Mercado seleciona usinas para a geração de energia elétrica com base em critérios de menor custo ou preço para os consumidores em um formato de *pool*, através do qual as usinas são automaticamente consideradas em um processo de contabilização e liquidação centralizado e o seu despacho só ocorre se solicitado diretamente por um mecanismo central comandado pelo Operador. Esse mecanismo central de despacho das usinas pode ser do tipo *tight pool (cost-based model)* ou *loose pool (price-based model)*.

Em mecanismos do tipo *tight pool*, todos os geradores estão sujeitos ao controle do Operador do Mercado quanto à disponibilidade e aos custos de geração, sendo ambos fortemente regulados. Nesse formato, o gerador deve obedecer ao comando central do Operador do Mercado, quanto à quantidade e horário em que deverá gerar e quais tipos de serviços ancilares serão prestados. Caso o gerador falhe em patamares acima das taxas de referência, é aplicada penalidade, e alterações nos custos de produção das usinas só são aceitos mediante auditoria e autorização do regulador. O preço de liquidação do tempo real é formado pela lógica de ordem de mérito de custos e esse mecanismo é adotado especialmente em países da América Latina, Ásia e África.

Por outro lado, em mecanismos do tipo *loose pool*, todos os geradores participam de um mecanismo central com o Operador do Mercado, mas se comprometem a gerar por meio de uma oferta voluntária de preços e quantidades para as horas de um determinado período, em geral, um dia. Não existe um controle direto sobre o preço e a quantidade a serem submetidos, apenas estímulos regulatórios para que os geradores participem dos leilões e estejam disponíveis para o Operador. Os geradores só são penalizados se não gerarem energia após terem se comprometido nos leilões (*Day-Ahead-Market*) DAM ou (*Intra-Day-Market*) IDM-RTM, ou ainda em algum mercado de serviços ancilares. O preço de liquidação do tempo real é formado pela lógica de ordem de mérito de preços e esse mecanismo é adotado especialmente na América do Norte, nos países nórdicos, na Austrália e na Nova Zelândia.

No Brasil, o modelo adotado e ainda vigente é o *tight pool*, onde não ocorre a realização dos leilões DAM e IDM para a operação do sistema. Discussões sobre a utilização do modelo *loose pool* ocorrem no País desde 1998 quando das discussões do RESEB (Reestruturação do Sistema Elétrico Brasileiro), tendo sido intensificadas nos últimos anos, uma vez que após quase três décadas de utilização dos modelos de otimização são percebidos inúmeros

desgastes em sua operação, levando a questionamentos com relação à correta sinalização da realidade operativa no processo de formação do preço de curto prazo (PLD).

Diante desse quadro, no presente artigo propomos cinco passos para a migração do mercado baseado em custos auditados para um mercado baseado em preço por ofertas no Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Para isso, é oferecida uma descrição do atual modelo vigente do SEB à luz do *tight pool*, os cinco principais passos para a adoção do modelo de preço por ofertas no País e, por fim, as conclusões. Importa destacar que os cinco passos propostos para a modificação do desenho de mercado do SEB são abrangentes, porém, não exaustivos.

2.0 O MODELO CENTRALIZADO ADOTADO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O Brasil é um País de natureza hidrológica e de acordo com dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), aproximadamente 65% da matriz elétrica do País é de fonte hidráulica. Assim, o setor conta com o chamado “acoplamento temporal”, ou seja, uma decisão operativa realizada num instante afeta a decisão do instante seguinte. Tendo em vista essa dependência, o modelo de operação do sistema elétrico brasileiro foi desenhado sob a ótica do despacho centralizado por custos (*tight pool*) pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), visando a otimização global do uso desses recursos.

Nesse sentido, a fim de definir a política operativa ótima, o ONS se utiliza de uma cascata de modelos de otimização, a saber, NEWAVE, DECOMP e DESSEM, cujo objetivo é o atendimento presente e futuro da demanda, por meio da minimização do custo total de operação. Esses modelos consideram como dados de entrada a oferta estocástica dos recursos energéticos, levando em consideração um conjunto de cenários sintéticos de afluência, as indisponibilidades programadas das usinas, os preços de combustíveis, a previsão de geração das usinas não despachadas centralizadamente, o cronograma de expansão do parque gerador, entre outros.

Os modelos de despacho hidrotérmico utilizados pelo ONS além de definirem a política operativa ótima, também calculam o Custo Marginal de Operação do Sistema (CMO) e são utilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para definição do PLD. Apesar de na origem serem gerados pelos mesmos modelos matemáticos, verificam-se diferenças conceituais importantes entre o CMO e o PLD.

O PLD utiliza uma abordagem comercial, sendo estabelecido a partir do CMO limitado por um valor de piso e teto. Adicionalmente, para o cálculo do PLD são retiradas as restrições internas dos submercados, implicando em um preço único dentro de uma mesma zona. As restrições de intercâmbio entre os quatro submercados (zonas) presentes no Brasil (SE/CO, S, NE e N) são, entretanto, mantidas.

A contabilização e liquidação das diferenças entre as quantidades contratadas (compradas/vendidas) e realizadas fisicamente (geradas/consumidas) obedecem ao *net pool* obrigatório. Esse processo é conhecido como contabilização e liquidação do Mercado de Curto Prazo (MCP) e é realizado pela CCEE, sendo consolidado em base mensal considerando as diferenças entre recursos e requisitos horários, onde as diferenças são valoradas ao PLD. É chamado *net pool* obrigatório, pois todos os agentes integrantes do mercado são participantes compulsórios e liquidam somente o líquido das posições contratuais e físicas.

Um dos principais argumentos para utilizar um modelo de despacho centralizado por custo é a preponderância das usinas hidroelétricas no parque brasileiro. No entanto, conforme comentado anteriormente, discussões sobre a utilização do modelo *loose pool* tem sido intensificadas no País nos últimos anos. Essas discussões são ancoradas, principalmente, na maior competição para a formação de preços, menor risco de judicialização e melhores sinais econômicos para o mercado que esse modelo proporcionaria.

A lógica principal da continuidade do despacho centralizado baseado em minimização de custos alcançado por modelo computacional até hoje, 21 anos após o início do mercado, é a busca pelos ganhos da otimização hidrotérmica, sem participação dos agentes na formação do despacho e por consequência do preço de curto prazo. Devido a este princípio básico a operação foi desacoplada da comercialização, criando o lastro de venda no mercado para todos os geradores, a chamada garantia física (GF). Além disso, como consequência, também foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) para mitigar os riscos hidrológicos. No entanto, observa-se uma mudança na matriz com a forte entrada das usinas renováveis intermitentes, a qual tende a se intensificar nos próximos anos. Assim, os ganhos energéticos e mecanismos especiais derivados da obrigação do despacho centralizado já podem ser revisitados dentro de um plano de ação no âmbito da modernização do setor elétrico, conduzida pelo MME.

No entanto, para que a transição entre os modelos seja realizada de maneira confiável, alguns pontos precisam ser observados e endereçados. Assim, a seguir são indicados 5 passos que devem ser avaliados visando pavimentar o caminho para a transição.

3.0 CINCO PASSOS PARA A ADOÇÃO DO MODELO DE PREÇO POR OFERTAS

3.1 Poder de mercado – questões e soluções

A migração de um modelo centralizado de precificação para uma formação de preço por oferta suscita a discussão sobre a existência ou não de poder de mercado, uma vez que, nesse contexto, sem competição poderia haver maior tendência de preços elevados, com pressões sobre os consumidores em um produto estratégico e sem substituto perfeito (a energia elétrica). No caso do Brasil, a preocupação maior é relacionada às usinas hidroelétricas, dado a sua representatividade na capacidade instalada e, conseqüentemente, sua importância para o atendimento do suprimento.

Em mercados de energia elétrica, um dos índices comumente utilizados para medir o poder de mercado é o Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI). A aplicação do HHI no SEB foi realizada por Hochstetler (2017) e aponta de forma clara que poderia haver poder de mercado em uma migração para uma formação de preço por oferta, destacando-se o papel pivotal do grupo Eletrobrás. Considerando o grupo como uma única empresa, classifica-se o SEB como altamente concentrado nas três abordagens de análise, ou seja, capacidade instalada de geração hidroelétrica, capacidade de armazenamento e geração hidroelétrica controlável. É importante ressaltar que, conforme a lei 14.182/21, o grupo Eletrobrás deverá ser privatizado em 2022 como um único bloco de controle.

Por fim, pode-se verificar o poder de mercado por meio da capacidade total instalada dos maiores geradores do país, conforme apresentado na Tabela 1 a seguir. Os dez maiores geradores representavam 31% do total da capacidade instalada em setembro/2021 (fonte: ANEEL), o que pode ser entendido como um considerável poder de mercado, dado que sem a presença dos mesmos não seria possível atender a demanda, especialmente se realizarem acordos comerciais ou se exercerem o poder de mercado de forma natural e implícita ao seguir o comportamento dos demais. Tal análise fica mais evidente se considerarmos somente os geradores com maior influência do grupo Eletrobrás (Chesf, Furnas, Eletronorte, Itaipu e Norte Energia), o que representaria 21% do total da capacidade instalada.

TABELA 1 - Dez maiores geradores do SEB em Capacidade Instalada

Agente	Potência (MW)
Centrais Elétricas Do Norte Do Brasil S/A Eletronorte	9.979
Companhia Hidro Elétrica Do São Francisco	10.457
Energia Sustentável Do Brasil S.A.	3.750
Engie Brasil Energia S.A.	4.396
Furnas-Centrais Elétricas S.A.	9.402
Itaipu Binacional	7.000
Norte Energia S/A	11.233
Petróleo Brasileiro S A Petrobras	6.294
Rio Paraná Energia S.A	4.995
Santo Antônio Energia S.A.	3.568
Total	71.074

A adoção de um modelo *loose pool* requer das entidades responsáveis pela concorrência (CADE no caso brasileiro), e das entidades setoriais, discussões e métodos para a mitigação do poder de mercado. Como demonstrado pode haver poder de mercado no SEB e este está fortemente relacionado ao papel central das hidroelétricas e sua concentração em poucos agentes. Assim, para mitigar o poder de mercado, este trabalho propõe duas ações: (i) leiloar o direito de comercialização das usinas hidroelétricas e (ii) contratar térmicas de base.

Apesar da lei 14.182/21 incluir a venda em bloco do controle do grupo Eletrobrás, abre espaço para estes potenciais ajustes de mercado, e existem mecanismos de controle do governo federal (*“golden share”*) na nova corporação para evitar excessos contra os consumidores. Na lei 14.182/21 está prevista a mudança do regime de cotas para (Produtor Independente de Energia) PIE das usinas da Eletrobrás, mediante pagamento de outorga para a União. A mesma lei inclui ainda a entrada a partir de 2026 de 8 GW de térmicas de gás natural no mercado de capacidade brasileiro com inflexibilidade de 70%.

Com o fim do Regime de Cotas de Garantia Física das empresas do grupo Eletrobrás, e com a fusão desse regime de custo do serviço com o Mercado de Capacidade, seria possível realizar em algum momento no futuro um leilão do direito à comercialização da energia e, consequentemente, do direito a submeter lances nos leilões DAM e IDM. A renda auferida com esse leilão do direito à comercialização seria compartilhada em partes iguais entre a União e o novo controlador da Eletrobrás, e descontado da outorga da União calculada no momento de privatização.

Observa-se que não haveria quebra de contrato, pois uma parcela seria paga na lógica do Mercado de Capacidade e, com a divisão do direito à comercialização, as usinas não teriam o poder individual de determinar o preço *spot* (*price maker*). Esta seria uma opção do novo controlador da Eletrobrás, em troca da redução no valor da outorga a ser pago para a União. Outros caminhos poderiam ser adotados, tais como a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), prevista na lei 14.182/21.

Essa lógica de leiloar o direito à comercialização é conhecida como *Virtual Power Plant* (VPP) e já foi utilizada em outros países com elevada concentração, os quais passaram por um processo de liberalização, com destaque para a Espanha. Entende-se ainda que tal proposta é elegante do ponto de vista conceitual e não inviabilizaria, por exemplo, a solução de leiloar o grupo Eletrobrás como uma única empresa ao invés de realizar uma cisão em quatro subsidiárias e se leiloar para controladores distintos.

A segunda solução complementar seria contratar térmicas de base em leilões na lógica do Mercado de Capacidade, obedecendo a abordagem teórica de um preço teto (*price cap*) para essas usinas na submissão de lances em leilões DAM e IDM. Também poderia se considerar que, se a estrutura de mercado para as usinas térmicas fosse competitiva, haveria uma submissão de lances que refletiria os custos marginais, incluindo o custo de capital. O objetivo de colocar as usinas térmicas é que, seja com a formação de preço por modelo, seja por oferta, ter térmicas de base com um CVU competitivo funcionaria como um teto natural para o PLD e, com leilões DAM e IDM, essas térmicas quebrariam o poder de mercado das usinas hidroelétricas, desde que representassem um percentual relevante.

3.2 Modelagem do comportamento do mercado

A introdução de uma formação de preço por oferta mudaria a forma como os agentes de mercado se comportam e, em um processo de adoção de um mecanismo com leilões DAM e IDM, é recomendável uma cenarização do comportamento do mercado e como isso refletiria nos preços.

É relevante que as entidades setoriais tenham à sua disposição um significativo número de cenários e planos de como agir em situações distintas. Os fundamentos físicos do sistema (demanda, nível dos reservatórios, capacidade instalada) podem estar indicando uma situação de *stress*, embora isso não ocorra com os preços, o que pode refletir um comportamento especulativo dos agentes apostando, por exemplo, em situações *too big too fail*, e que, ao final, haverá alguma ajuda aos agentes de mercado por meio de transferências do Tesouro ou ainda repasse de todos os custos aos consumidores. Por outro lado, os preços podem estar extremamente elevados em uma situação “não estressada” dos fundamentos físicos do sistema, simbolizando um exercício do poder de mercado.

No processo de introduzir os leilões DAM e IDM no SEB, é necessário modelar o comportamento esperado dos agentes de mercado e como isso refletiria nos preços do mercado *spot*. Algo interessante é que o processo de desregulamentação dos mercados de energia elétrica e do uso de leilões na formação do preço *spot* é fato recente, do ponto de vista histórico, algo que se iniciou com maior vigor na década de 1990, intensificando-se após o ano 2000, o que, em perspectiva histórica, limita a comparação de experiência e a formulação de uma maior variedade de cenários. Em contrapartida, a evolução das ferramentas estatísticas e computacionais dos últimos 20 anos favorece a utilização de diversas técnicas para estimativa dos preços dos mercados de energia elétrica, o que é conhecido na literatura internacional como *Electricity Price Forecasting* (EPF).

EPF é um campo de estudo recente, com diversos trabalhos acadêmicos sendo desenvolvidos nos últimos anos, dos quais o SEB pode se beneficiar no processo de transição, até mesmo promovendo uma competição de diversas abordagens de modelagem e, a partir disso, adotar aquela que mais faça sentido para a estrutura de mercado do Brasil.

Weron & Misiorek (2006) e Weron (2014) apresentam cinco grupos de modelos que podem ser utilizados para estimar o comportamento do mercado e, consequentemente, os preços do mercado *spot*, os quais são apresentados na Figura 1.

Os modelos multi-agentes são aqueles que simulam a operação do mercado com agentes heterogêneos, os quais realizam diversas interações comerciais para formar o preço de equilíbrio de mercado. Os modelos do tipo “fundamentos” são aqueles que descrevem a dinâmica de funcionamento do mercado e obtêm as estimativas a partir dos fundamentos físicos do mercado como níveis dos reservatórios, temperaturas, custos dos combustíveis, etc. Estes são aqueles que ainda utilizarão modelos computacionais próprios para tentar estimar o valor da energia, cada um com suas premissas próprias de futuro. Os modelos conhecidos como “forma reduzida” (quantitativos, estocásticos) são fortemente ancorados em metodologias estatísticas, observando as variáveis ao longo do tempo, e normalmente são utilizados na avaliação de instrumentos financeiros. Também há outro grupo conhecido como “estatístico”, que utiliza ferramentas de econometria e é utilizado quase que somente pela relação estatística das variáveis. Por fim, têm-se os modelos do grupo “inteligência computacional” (inteligência artificial, baseado em parâmetros não paramétricos e não lineares), os quais combinam diversos elementos de inteligência, tais como *machine-learning* e lógica *fuzzy*.

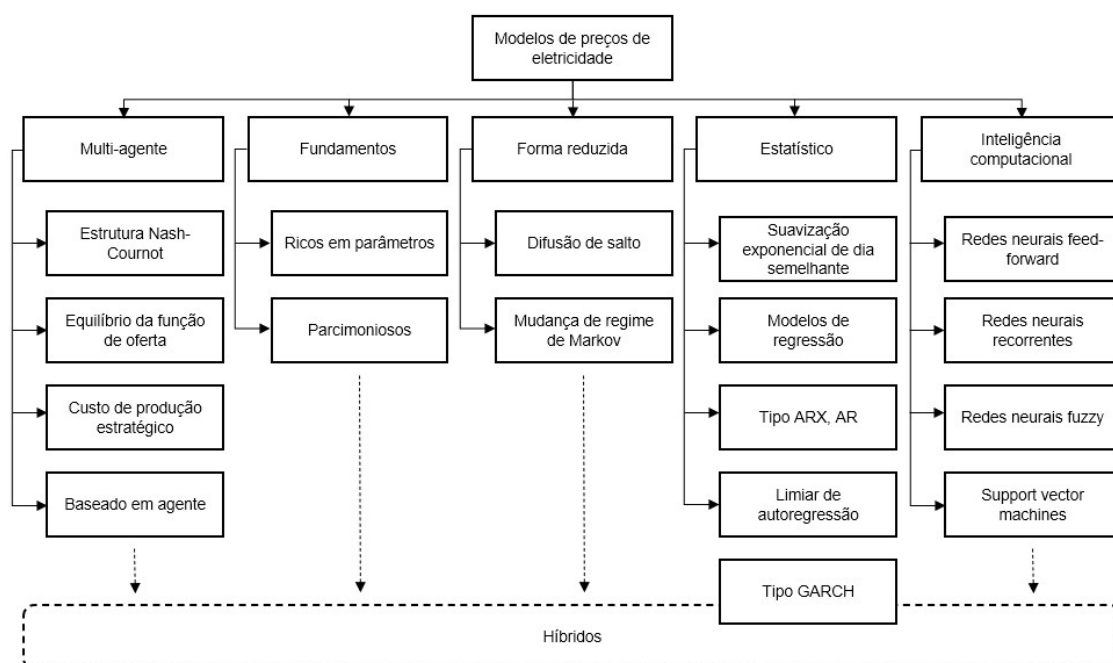


FIGURA 1 - Modelagens para preços *spot* em mercados de energia elétrica.

Considerando a dificuldade em se realizar análises quantitativas mais assertivas no atual cenário do SEB, visando a migração para formação de preço por oferta, recomenda-se a utilização do grupo de modelos de EPF conhecido como multi-agentes, especificamente uma combinação de *Agent Based Model* (ABM) com uma abordagem de equilíbrio e teoria dos jogos. Tal combinação é apropriada para mercados com forte regulação e em situações em que não há histórico de preços e que é necessária uma série de considerações sobre o comportamento dos agentes no processo de submissão de lances.

3.3 Abordagem das cascatas brasileiras

Diferentemente de mercados em que a capacidade instalada possui alta capacidade de controle e independência da decisão de produção, o SEB possui uma capacidade instalada na qual a decisão de produção de um gerador ou usina hidroelétrica pode impactar sensivelmente a decisão de produção do outro gerador. Assim, migrar para um modelo de mercado na formação de preços por oferta requer um debate profundo sobre o tratamento das cascatas brasileiras. Como dar liberdade de geração para os geradores sem colocar o sistema em risco de suprimento? Altieri (2017) destacou as preocupações no relacionamento entre diferentes empresas proprietárias de diferentes usinas em uma mesma cascata, e como exemplo citou a Bacia do Grande. Como operar conjuntamente essas usinas seria um dos desafios a serem superados para que ocorra uma migração que faça sentido econômico e que não acabe por redundar em judicializações. De fato, a Bacia do Grande permite uma análise interessante sobre os diferentes proprietários e uma eventual coordenação de geração, algo que se torna mais complexo com os diferentes proprietários privados.

Na Bacia do Grande (ver Figura 2 a seguir), por exemplo, a decisão de produzir das usinas Furnas (1.312 MW) e Mascarenhas de Moraes (478 MW) de propriedade de Furnas influenciariam fortemente a produção da usina L.C. Barreto (1.104 MW) que é da própria empresa, como também de Jaguará (424 MW) da Engie, Igarapava (210 MW) da Cemig e Volta Grande (380,0 MW) da ENEL. Por fim, todas essas usinas produzindo em conjunto influenciam na decisão de produzir e no nível dos reservatórios de Marimbondo (1448 MW) de Furnas e Água Vermelha (1.396 MW) da AES-Tietê. Em outras palavras, nessa bacia as usinas pivotais são Furnas e Mascarenhas de Moraes, de propriedade de Furnas, as quais podem influenciar mais fortemente a formação do preço em leilões DAM e IDM, submetendo lances que não refletem os custos marginais de produção, o que pode fazer com que o preço *spot* seja mais elevado (poder de mercado) ou reduzido (razões políticas). A complexidade maior é que a decisão de produzir dessas usinas impactam a geração de usinas de propriedade estatal estadual (Cemig) e privadas (Engie, ENEL e AES-Tietê). Assim, a solução do problema pode se dar de três formas: (i) submissão de lance em conjunto; (ii) divisão entre o direito de alocação e a produção de energia; e (iii) criação de um mecanismo de compensações - COASE.

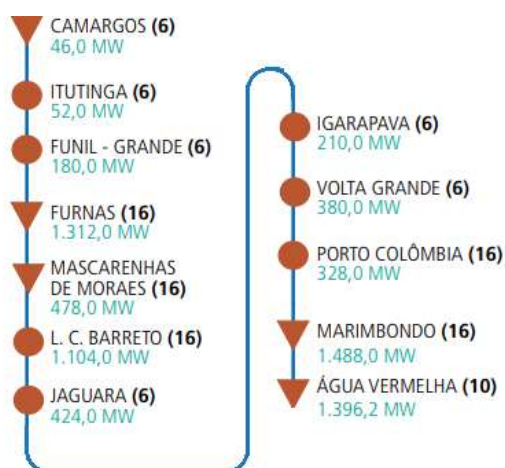


FIGURA 2 - Diagrama Esquemático das usinas hidroelétricas na Bacia do Grande

A submissão de lance em conjunto significaria que, para a apresentação do lance de oferta, seria considerado o desejo agregado de produzir de todos os geradores, sendo o preço uma média ponderada dos valores informados por usina. O Operador teria a liberdade de escolher qual usina geraria o montante ofertado, visando a otimizar na bacia a quantidade a ser produzida. Os montantes de geração seriam alocados proporcionalmente aos lances submetidos e o Operador poderia criar um cálculo contábil do direito aos créditos de energia na bacia, dado que suas decisões influenciam na quantidade armazenada futura e, consequentemente, na quantidade que as usinas poderão gerar no futuro.

A divisão entre o direito à alocação e produção de energia significa que o Operador continuaria a definir o montante total de geração hidráulica que seria despachada, seja por cascata, seja para todo o Sistema Interligado Nacional (SIN), e os agentes submeteriam livremente os preços, sendo que a quantidade a gerar por usina seria definida pelo Operador e o direito à alocação seria fruto de um rateio com base em algum critério estabelecido (GF, capacidade instalada da cascata ou do SIN, etc.). Essa abordagem tenta combinar o melhor dos dois métodos, ou seja, otimiza-se o volume de produção e permite que os agentes valorem esse volume de produção, porém ainda se mantém a fragilidade da definição central do montante de produção, o que pode ser judicializado pelos agentes que se sintam prejudicados.

A criação de um mecanismo COASE significa que as usinas, que por meio de sua decisão de geração causam uma piora na geração das outras usinas, deveriam ressarcir-las por meio de um valor e metodologia previamente estabelecidos. No exemplo da Bacia do Grande, se as usinas pivotais Furnas e Mascarenhas desotimizam a geração das demais usinas, deverão pagar uma compensação. Em outras palavras, caso as usinas decidam produzir abaixo ou acima de um certo volume deverão pagar essa compensação, o que certamente será refletido no preço submetido nos leilões DAM e IDM. A discussão sobre como coordenar a geração das usinas hidroelétricas e, consequentemente, o gerenciamento das cascatas, tende a ser a mais polêmica no SEB, dados os efeitos alocativos e distributivos. Logo, na transição, deverão ser exploradas diversas alternativas com uma ampla consulta aos agentes e à sociedade e, dada a relevância do tema, a solução escolhida deve ser posteriormente estabelecida por uma lei específica.

3.4 Desenvolvimento dos novos modelos matemáticos

Para o desenvolvimento dos novos modelos matemáticos a serem utilizados pelo Operador, recomenda-se a formação de um Comitê Gestor com especialistas do setor elétrico indicados pelas entidades setoriais, tais como a CCEE, ONS, ANEEL, EPE e Ministério de Minas e Energia (MME) e, ao menos, um membro com reconhecido saber vinculado à academia.

Também seria salutar realizar um convênio com os operadores dos *Independent System Operators* (ISO) americanos e canadenses e com os *Transmission System Operators* (TSO) da região do Nordpool. A escolha dos ISOs americanos e canadenses deve-se à estrutura de desenho de mercado similar à que é proposta neste trabalho para o SEB, com uma formação de preços *loose pool*. E, no caso do Canadá, ressalta-se a presença de hidroelétricas e/ou conexão com regiões (importação e exportação) que possuem base hídrica relevante. A escolha do Nordpool é pela expressiva participação hídrica, em especial na Noruega. Para desenvolver os modelos, sugere-se uma competição entre consórcios, observando-se como critério básico para formação dos consórcios a presença de ao menos uma empresa de consultoria ou centro de pesquisa do Brasil, com experiência no setor elétrico, e de uma empresa com experiência em trabalhos de desenvolvimento para ISOs da América do Norte ou TSOs da Europa.

No processo de desenvolvimento será necessário realizar uma revisão dos modelos matemáticos utilizados por diversos operadores internacionais para otimizar a captura de lances submetidos pelos participantes em leilões DAM e IDM. Essa revisão deve incorporar modelos com premissas de agentes *price-taking* e *price-making*, como também modelos que incluem programação linear e não linear.

Kwon & Frances (2012) apresentam uma revisão bibliográfica dos modelos matemáticos e da abordagem a ser utilizada pelos Operadores de Mercado, considerando modelos com estratégia, ou seja, modelos em que os participantes realizam estratégia para maximizar seus lucros, enquanto o operador busca reduzir os custos de operação do sistema. Essa revisão é reproduzida a seguir na Tabela 2.

TABELA 2 - Modelos acadêmicos com lógica de estratégia para despacho

Modelos estratégicos	Ano	Tipo do modelo / técnica de solução	Recursos	Mercado pretendido
Wen e David	2001	Programação inteira mista / algoritmos genéticos	Integra duas estratégias de <i>bidding</i> : (1) benefício por hora e (2) <i>output</i> mínimo estável	Califórnia (pré crise, i.e., antes de 2000)
Attaviryanupap et al.	2005	Programação inteira mista / heurísticas evolucionárias	Mercados de energia e reserva são incorporados	
Swider	2007	Otimização estocástica não linear	Mercados de energia são assumidos como <i>price taking</i> ; comportamento estratégico em mercados de reserva	Alemanha
Zhang et al.	2000	Programação inteira mista / relaxação lagrangeana	O problema no ISO tem solução analítica	Nova Inglaterra
Gross e Finlay	2000	Programação inteira mista / relaxação lagrangeana	Solução analítica sob competição perfeita	Inglaterra e País de Gales
Guan et al.	2001	Programação inteira mista / relaxação lagrangeana	Soluções aproximadas obtidas através da teoria de otimização ordinal	Califórnia
Bakirtzis et al.	2007	Modelo matemático com restrições de equilíbrio (MPEC) / Programação inteira mista	Modelo MPEC é convertido em um modelo de programação inteira mista	Grécia
Gountis et al.	2004	Programação <i>bi-level</i> / algoritmos genéticos	Incorpora aversão ao risco e é utilizada simulação de Monte Carlo para calcular lucro esperado	
Weber e Overbye	1999	Programação <i>bi-level</i>	Restrições de transmissão são incorporadas	

Isto evidencia a complexidade que é a adoção de um modelo de otimização para o recebimento de lances em um contexto de formação de preço por oferta. Estima-se que os estudos para se decidir qual modelo utilizar consumiriam um tempo razoável de alguns anos, e que, após a decisão do modelo e da abordagem a ser utilizada, iniciar-se-ia um processo de desenvolvimento de mais alguns anos.

3.5 Novas práticas e procedimentos na regulação, operação e mercado

Atualmente, a formação de preços no mercado é realizada de forma compartilhada pelo ONS e CCEE, com práticas e procedimentos próprios aprovados pela ANEEL. Com o novo modelo de formação de preços este ambiente vai ser amplamente modificado. Este não é um debate trivial, uma vez que é uma nova abordagem no setor elétrico brasileiro, que é familiarizado com o despacho centralizado desde a década de 70 com a criação do GCOI. O papel do ONS é fundamental neste ambiente, uma vez que o operador será a entidade encarregada de viabilizar a operação em tempo real com segurança e economia a partir da coleta das ofertas dos agentes de mercado. Esta é uma nova forma comportamental do Operador, o que muda a sua forma de atuação, os modelos a serem aplicados, e os procedimentos adotados.

Debates importantes surgem das novas práticas para o Operador, tais como: (i) os agentes de mercado, que farão as ofertas no Operador; (ii) diferenças entre o despacho realizado com todas as restrições operativas *ex-ante* e *ex-post* e aquele projetado na modelagem com as ofertas do mercado; e (iii) interações com a CCEE e os agentes de mercado. Na CCEE o impacto será na sua relação com todos os agentes de mercado, com base na nova precificação e potenciais encargos setoriais derivados. Isto envolve o nível da precificação (barramento, regional, submercados) e procedimentos de contabilização e liquidação no novo ambiente. Evidentemente, a nova regulação da ANEEL deverá acomodar esta transição e as respectivas mudanças.

4.0 CONCLUSÕES

Neste artigo buscou-se oferecer cinco passos para uma transição entre o modelo vigente no SEB, qual seja, o de custos auditados (modelo *tight pool*), para o modelo por ofertas de preços (modelo *loose pool*). Os passos elencados não são exaustivos e outros pontos podem ser endereçados. No entanto, os passos destacados pavimentam o caminho para uma transição segura e confiável entre os modelos no SEB.

É relevante observar que, ao contrário do que é propagado nas discussões do SEB por vários agentes, mesmo uma formação de preço por oferta necessita de modelos computacionais complexos, os quais são utilizados pelo: (i) Operador, no sentido de minimizar o custo de operação, dada as características e condições físicas do sistema; e (ii) geradores, com o objetivo de definir a estratégia de submissão de lances, visando a maximização de receitas.

Por fim, destacamos que o processo de mudança é laborioso e de grande complexidade técnica e regulatória, de sorte que, para ser bem-feita, a referida transição demandaria tempo, esforço e contribuição de diversos agentes, entre eles, os organismos setoriais, seus agentes, consultorias e a academia.

É necessária uma forte vontade política que acredite no ambiente de competição como solução para preços justos ao consumidor final nesta mudança de precificação, conforme já assinalado em projetos de lei na assembleia legislativa. O fato é que o planejamento das mudanças é fundamental, já que envolve novos elementos, tais como modelagem, práticas, procedimentos e regulação. Além disto, outras mudanças em regras de mercado, tais como cálculo de GF, MRE, entre outros, serão também consequências da nova precificação. O ideal é que o poder concedente, no âmbito da modernização do setor elétrico, estructure com as diversas instituições setoriais e especialistas um “plano de ação” para adoção da nova precificação. Caso contrário, as barreiras a serem enfrentadas não serão resolvidas e a oportunidade de avanço no desenho de mercado será desperdiçada.

5.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) VIANA, ALEXANDRE GUEDES. LEILÕES COMO MECANISMO ALOCATIVO PARA UM NOVO DESENHO DE MERCADO NO BRASIL. 2017. TESE (DOCTORADO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA) - ESCOLA POLITÉCNICA, UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO, SÃO PAULO, 2017.

(2) MUNHOZ, F. C. THE NECESSITY OF MORE TEMPORAL GRANULARITY IN THE BRAZILIAN SHORT-TERM ELECTRICITY MARKET. SUSTAINABLE ENERGY, GRIDS AND NETWORKS, AMSTERDAM, VOLUME 11, SEPTEMBER 2017.

(3) ALTIERI, R. BLOCO II - DA PRANCHETA PARA A REALIDADE - GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO – PAINEL DE DEBATE. IN: BRAZIL ENERGY FRONTIERS 2017. SÃO PAULO, 20 DE SETEMBRO DE 2017.

(5) ANTWEILER, W. ENERGY ECONOMICS WITH ZERO MARGINAL COSTS. UBC SAUDER SCHOOL OF BUSINESS, UNIVERSITY OF BRITISH COLUMBIA, 2015.

(6) BAKIRTZIS, ET AL. ELECTRICITY PRODUCER OFFERING STRATEGIES IN DAY-AHEAD ENERGY MARKET WITH STEP-WISE OFFERS. IEEE TRANS. POWER SYST. 22(4):1804–1818, 2007.

(7) BIGGAR, DARRYL R., HESAMZADEH, MOHAMMAD REZA. THE ECONOMICS OF ELECTRICITY MARKETS. JOHN WILEY & SONS, WEST SUSSEX, 2014.

(8) BUNN, D. W., OLIVEIRA, F.S. EVALUATING INDIVIDUAL MARKET POWER IN ELECTRICITY MARKETS VIA AGENT-BASED SIMULATION. ANNALS OF OPERATIONS RESEARCH, SPRINGER, JULY 2003.

(9) CCEE – CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, ET AL. CONSTRUINDO UM MERCADO INTELIGENTE DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL. SÃO PAULO, 2012.

DADOS BIOGRÁFICOS



Gerente Regulatório na Thymos Energia, 24 anos de experiência no setor elétrico brasileiro, Consultor Gerente de Regulação na Thymos desde junho de 2020. Trabalha no setor elétrico há 25 anos em empresas como Elera, Queiroz Galvão Comercializadora, Vale, Furnas, Light e Enel RJ. Mestrando em Engenharia Elétrica pela PUC Minas, Pós graduação em Engenharia Econômico-Financeira pela UFF - Universidade Federal Fluminense, Diversos cursos de extensão nas áreas de Operação de Sistemas Elétricos, Market Design, Regulação Econômica e Finanças pela UNICAMP - Universidade Estadual de Campinas, UNIFEI - Universidade Federal de Itajubá, PUC Rio e FGV.

(2) JOÃO CARLOS MELLO

João Carlos de Oliveira Mello é Doutor em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio, Presidente da Thymos Energia e Coordenador do Comitê de Estudos C5, Mercados e Regulação, no Cigré Brasil. Teve relevante participação na discussão do Setor Elétrico Brasileiro nos aspectos elétrico, energético e comercial. Participou do desenvolvimento de modelos computacionais elétricos e energéticos no CEPEL, sendo responsável na ASMAE pela área de preços de mercado, coordenando projetos visando à implantação da CCEE.

(3) ALEXANDRE GUEDES VIANA

Pós-Doutor (2020) e Doutor (2018) em Ciências pelo núcleo de Sistemas de Potência da Poli-USP, Mestre em Economia Política pela PUC-SP (2007) e graduado em Economia pelo Centro Universitário Fundação Santo André (2002). Desde 2019 é sócio-diretor de mercados de energia e regulação na Thymos Energia. Anteriormente atuou como diretor de comercialização na SPIC - Pacific Hydro Brazil, sendo responsável pela montagem da mesa de trading. Também atuou por aproximadamente 18 anos (2000-2018) na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), ocupando diversas funções, destacando a organização dos leilões de energia elétrica e projetos relacionados a desenho de mercado.

(4) GUSTAVO PIRES DE CARVALHO

Gustavo Carvalho é graduado em Engenharia Elétrica (Otimização) com extensão em Análise de Riscos pela PUC Rio. Possui MBA Executivo em Finanças pela FGV SP e atualmente cursa o Mestrado em Pesquisa Operacional pela PUC Rio. Atua há mais de 10 anos no Setor Elétrico Brasileiro, tendo sido responsável pela reestruturação da área de portfólio de uma das maiores multinacionais de geração do Brasil, construindo as ferramentas, processos e equipe, com resultados superiores a R\$60MM/ano. Atualmente é Gerente Associado na Thymos Energia, sendo responsável pela área de Preços e Estudos de Mercado.

(5) LUCAS NUNES CECETTO

Formado em Engenharia de Produção Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2019) e Mestrando em Sistemas de Energia Elétrica pela mesma Universidade, vinculado ao Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LabPlan-UFSC). Tem se dedicado a estudos relacionados ao planejamento energético, regulação de mercados de energia, desenho de mercados de energia elétrica, confiabilidade de sistemas elétricos e gerenciamento de riscos em comercialização de energia. Atua no Setor Elétrico Brasileiro desde 2017, com passagens pela Statkraft, Norus e Thymos Energia.

(6) VINÍCIUS RAGAZI DAVID

Estudos de previsão de oferta e demanda, preço, infraestrutura e suprimento elétrico, gás natural e mercados relacionados. Além da análise financeira de nova geração, quanto à localização, fornecimento de combustível e outras variáveis de importância. Análise das relações do preço com as principais variantes, como chuva, reservatório, carga e geração de energias renováveis para o curtíssimo, curto, médio e longo prazo (modelos de despacho e preço DESSEM, DECOMP e NEWAVE). Engenheiro de Controle e Automação (Mecatrônica) pela UNICAMP. Conhecimento avançado em inglês e pacote Office, intercâmbio na República Tcheca, intermediário nas linguagens de programação C, Assembly, Matlab, VBA.

(7) LEONARDO CALABRÓ

Engenheiro Elétrico – Universidade Mauá, Consultor Sr na Thymos Energia para assuntos regulatórios, energéticos e comercialização de energia. Foi presidente da NC Energia, com enfoque em operações de comercialização de médio e longo prazo. Conselheiro da CCEE por 8 anos, sendo responsável pela estruturação regulatória e operacional de relevantes serviços para o SEB. Experiência de mais de 20 anos na CESP, discutindo planejamento energético e reflexos comerciais.

(8) PEDRO YAMAMOTO MORO

Formação Acadêmica- Engenharia Elétrica com ênfase em Energia e Automação - Escola Politécnica da USP (Universidade de São Paulo) – concluído em 2016 Experiências Práticas-Estagiário de gestão na Delta Energia de jun. 2016 – dez. de 2016-Analista Comercial na Delta Energia de jan. de 2017 – nov. de 2017-Analista Trader de

Energia na Beta Energia de dez. 2017 – nov. de 2018-Analista de Preço e Estudo de mercado na Beta Energia de dez. 2018 – nov. de 2019-Analista consultor de Preço e Estudo de mercado de Energia na Thymos Energia desde