

Análise Preliminar sobre a Implementação de Preços Horários no SEB a partir dos valores de Preço Sombra

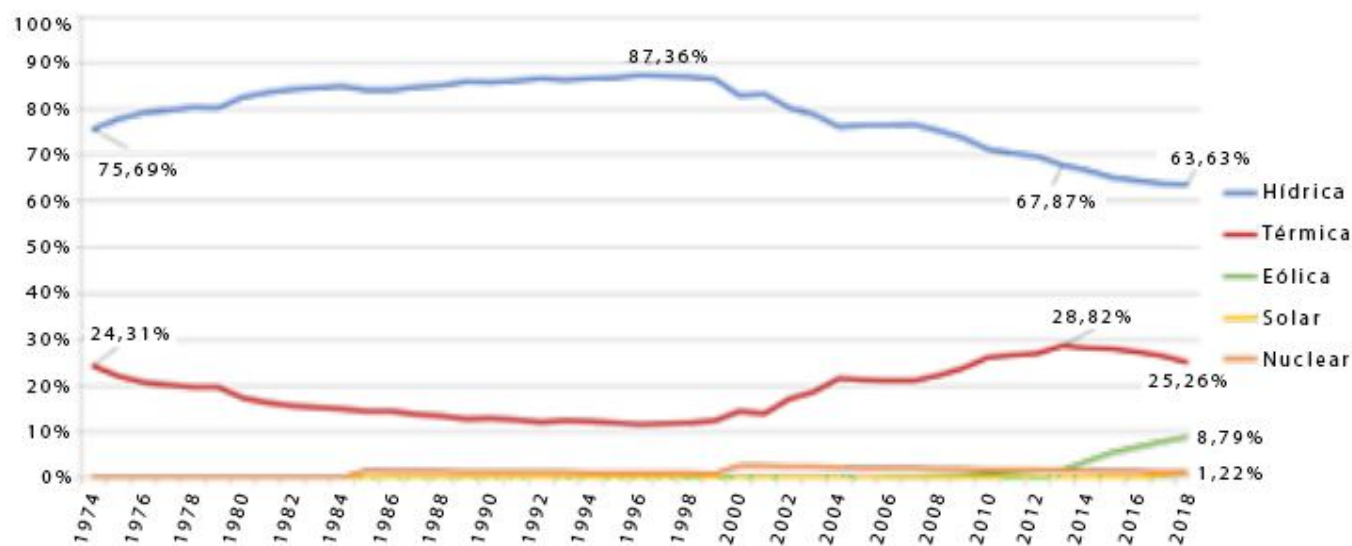
BRANDÃO, Roberto; MOSZKOWICZ, Maurício; MONTEATH, Lilian; VARDIERO, Pedro; CASTRO, Bianca de. "Análise Preliminar sobre a Implementação de Preços Horários no SEB a partir dos valores de Preço Sombra". Agência CanalEnergia. Rio de Janeiro, 31 de janeiro de 2020.

INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) vem experimentando uma irreversível transição em termos técnicos e operativos, que refletem profundas alterações no perfil da matriz de geração.

Neste sentido, está em curso um movimento de transição do SEB, capitaneado por três vetores principais. Um primeiro vetor está associado à redução da participação hídrica na capacidade instalada total do Sistema Interligado Nacional (SIN). O Gráfico 1 ilustra este movimento ao apresentar a evolução da participação na capacidade instalada total do SIN, entre os anos de 1974 e 2018.

Gráfico 1 – Evolução da Participação na Capacidade Instalada do SIN por Tipo de Fonte: 1974 – 2018 (em %)



Fonte: Elaboração própria, com base em MME; EPE (2015; 2017; 2018; 2019).

Um segundo vetor desta transição diz respeito à expansão hídrica recente, fundamentada quase que exclusivamente na construção de usinas a fio d'água sem grandes capacidades de armazenamento. Estas novas usinas não contribuem, portanto, com a capacidade de regularização do sistema e aumentam a exposição do sistema às oscilações e ao caráter sazonal das afluições (condição hidrológica).

O terceiro vetor está associado a um forte movimento de expansão de renováveis alternativas no SEB, sobretudo das fontes eólica e solar. De acordo com dados do Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (MME; EPE, 2019), apresentados na Tabela 1, abaixo, a participação da fonte eólica mais que dobrará de tamanho até 2029, partindo de uma capacidade instalada de 15 GW, em 2019, para 39,5 GW, em 2029, e alcançando 17,9% do total da potência instalada no SIN. Em movimento

semelhante, projeta-se que a fonte solar fotovoltaica irá experimentar um aumento de 8,44 GW, até 2029, passando a representar 4,8% da potência total instalada no SIN.

Tabela 1 – Projeção da Evolução da Capacidade Instalada (MW) e Participação Relativa (%) por Fonte em Relação à Potência Instalada no SIN: 2019 – 2029

Fonte	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
PCH	6.385	6.610	6.787	6.898	7.207	7.545	7.845	8.145	8.445	8.745	9.045
	4,0%	4,0%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,2%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%
Eólica	15.017	15.370	15.477	15.742	20.263	24.475	27.475	30.475	33.475	36.475	39.475
	9,3%	9,3%	9,3%	9,4%	11,5%	13,3%	14,6%	15,5%	16,4%	17,3%	17,9%
Biomassa	13.412	13.643	13.790	13.840	14.135	14.415	14.695	14.975	15.255	15.535	15.815
	8,3%	8,3%	8,3%	8,2%	8,0%	7,9%	7,8%	7,6%	7,5%	7,4%	7,2%
Solar	2.182	2.480	3.037	3.622	4.622	5.622	6.622	7.622	8.622	9.622	10.622
	1,4%	1,5%	1,8%	2,2%	2,6%	3,1%	3,5%	3,9%	4,2%	4,6%	4,8%
Total	160.956	164.476	166.805	167.814	176.070	183.489	188.015	196.855	204.059	210.729	220.974
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fonte: Elaboração própria, com base em MME; EPE, 2019.

No entanto, deve-se ressaltar que, apesar de contribuir para o equilíbrio energético do setor elétrico, as fontes eólica e solar apresentam característica de intermitência. Isto significa que a expansão de sua participação na matriz energética impõe maior dificuldade à operação do sistema.

Concluindo, na medida em que a expansão hídrica aconteça com base em usinas fio d'água e mais plantas intermitentes sejam adicionadas ao sistema, torna-se imperativa uma maior participação de usinas de caráter controlável, ou seja, unidades capazes de serem despachadas por solicitação do Operador Nacional do Sistema (ONS). Nestas condições destacam-se:

- i. Usinas termelétricas de partida rápida (termelétricas ciclo aberto);
- ii. Repotenciação ou instalação de unidades geradoras adicionais em usinas hidrelétricas existentes;
- iii. Usinas hidrelétricas reversíveis;
- iv. Armazenamento químico de energia (sistemas de baterias);
- v. Aumento da flexibilidade do parque hídrico atual, via estratégia operativa ou via contratação de geração termoeletrica de base que libere o parque hídrico para operar em regime de acompanhamento de carga; e
- vi. Gerenciamento pelo lado da demanda.

Considerando o cenário exposto, é inevitável que o setor evolua para a adoção de preços horários de energia elétrica, os quais apresentam diversos benefícios, diretos e indiretos, ao sistema. Esta representação mais granular, em base horária, permitirá maior aderência à realidade operativa, sendo mais adequada à variabilidade das fontes não despacháveis, como eólica e solar, além de permitir melhor representação das curvas de carga dos subsistemas do SIN.

Adicionalmente, a maior compreensão da dinâmica operativa permitirá a criação de um novo ambiente regulatório e econômico, o qual poderá contribuir para viabilizar alternativas planejadas pelo

Entretanto, apesar dos diversos benefícios associados à implementação de preços horários, é recomendável que se busque antecipar e mapear os diversos impactos que esta decisão trará sobre o setor e seus diversos agentes. Neste sentido, com intuito de auxiliar e subsidiar estudos acerca da implementação do preço horário, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) iniciou, em abril de 2018, a denominada “Operação Sombra”. Esta operação ocorrerá até a data da efetiva implementação do preço horário para fins comerciais, sendo publicada em paralelo à divulgação do preço semanal (PLD semanal), através do cálculo do chamado preço-sombra. Ressalta-se, no entanto, que a Operação Sombra não possui caráter de vigência, sendo divulgada, portanto, apenas para fins de análises e estudos.

CONTORNOS DA ANÁLISE PRELIMINAR COM PREÇO-SOMBRA

O cálculo do preço-sombra é realizado de forma ex-ante, com base em informações previstas e a partir da utilização do modelo DESSEM, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Em linhas gerais, o DESSEM procura minimizar o custo total de operação por meio da resolução de problemas de otimização. Assim, o modelo busca minimizar o uso de geração térmica e operar o sistema de maneira mais eficiente, contribuindo para a redução dos custos operativos e dos riscos de déficit.

Considerando a oportunidade da operação com preço-sombra, torna-se relevante a produção de simulações e análises acerca dos impactos que esta transição poderá causar. Diante disso, este artigo possui o objetivo de contribuir com a discussão em torno desta evolução, compreendendo que o setor está mobilizado para que esta transição ocorra da forma consistente. Busca-se, assim, estimar o impacto que uma liquidação em base horária traria em termos financeiros aos agentes que porventura estejam expostos no sistema.

Para esta análise preliminar, estruturaram-se duas bases de dados, uma para os subsistemas Nordeste e outra para o Sudeste/Centro-Oeste, considerando-se os dados de PLD semanal, o preço-sombra (horário) e a carga horária para os onze primeiros meses de 2019. A escolha deste período se deve ao fato de o DESSEM ter passado por algumas rodadas de aperfeiçoamento e calibragem, o que torna os dados das rodadas mais antigas não comparáveis aos dados mais recentes.

Adicionalmente, para a realização deste exercício, converteu-se a base de PLD semanal em uma nova base estruturada em termos horários, atribuindo-se o valor do PLD para cada hora em função do patamar de carga definido para aquele dia/mês.

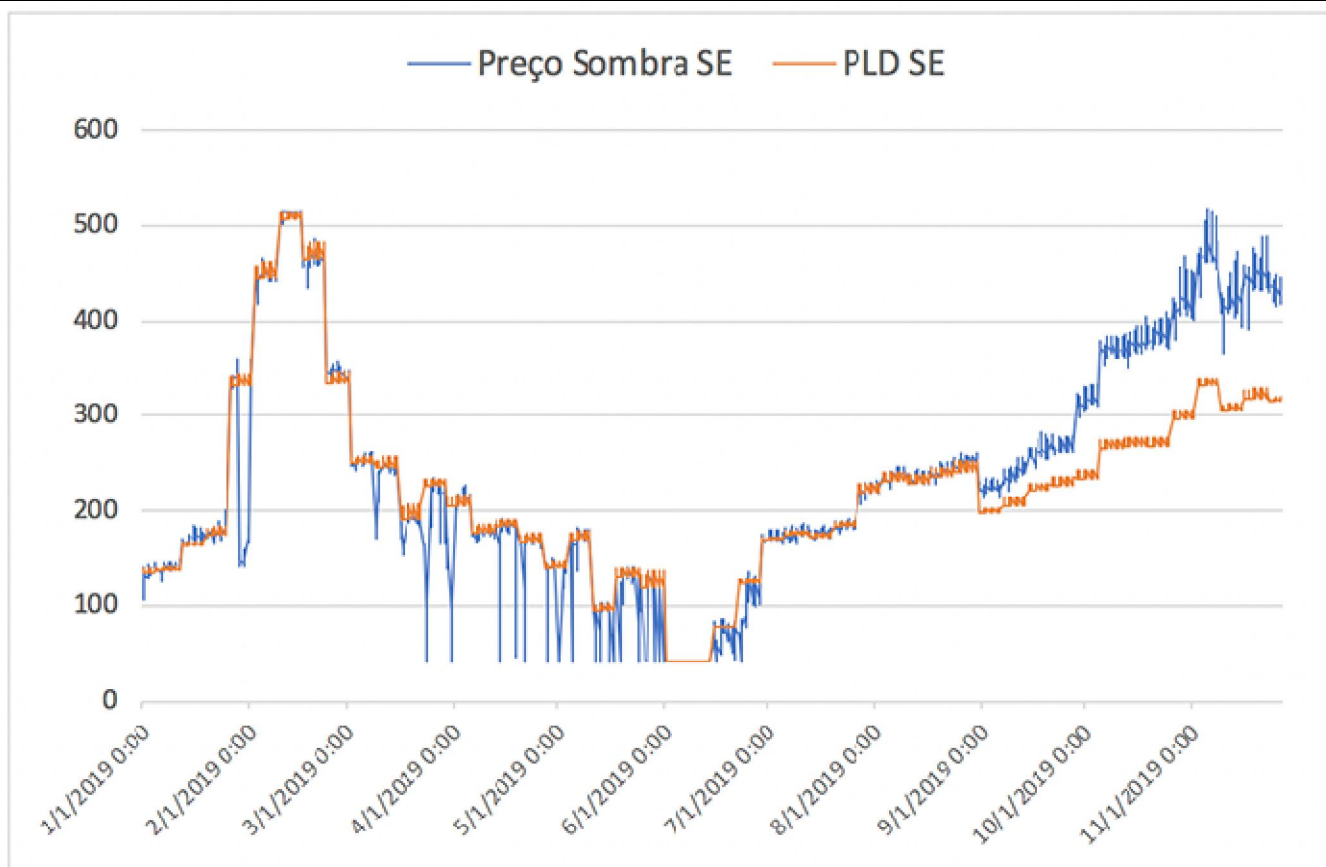
Por fim, supôs-se, como uma simplificação, que 15% da carga horária estaria sendo liquidada ao PLD vigente. Esta simplificação se mostrou necessária diante da impossibilidade de levantamento do percentual da carga efetivamente liquidada ao PLD para cada hora do período analisado. Ressalta-se, portanto, que este exercício tem caráter preliminar, porém é útil para se compreender a dimensão que uma contabilização em termos horários traria ao sistema.

RESULTADOS DA ANÁLISE PRELIMINAR COM PREÇO-SOMBRA

Com base nos bancos de dados estruturados, pôde-se comparar a diferença em termos financeiros de uma liquidação realizada com o preço-sombra em relação ao PLD semanal. O comparativo de preços (preço-sombra X PLD semanal) e o resultado da contabilização hipotética da carga pela diferença dos preços, para cada subsistema analisado, são apresentados nos Gráficos 2, 3, 4 e 5, abaixo.

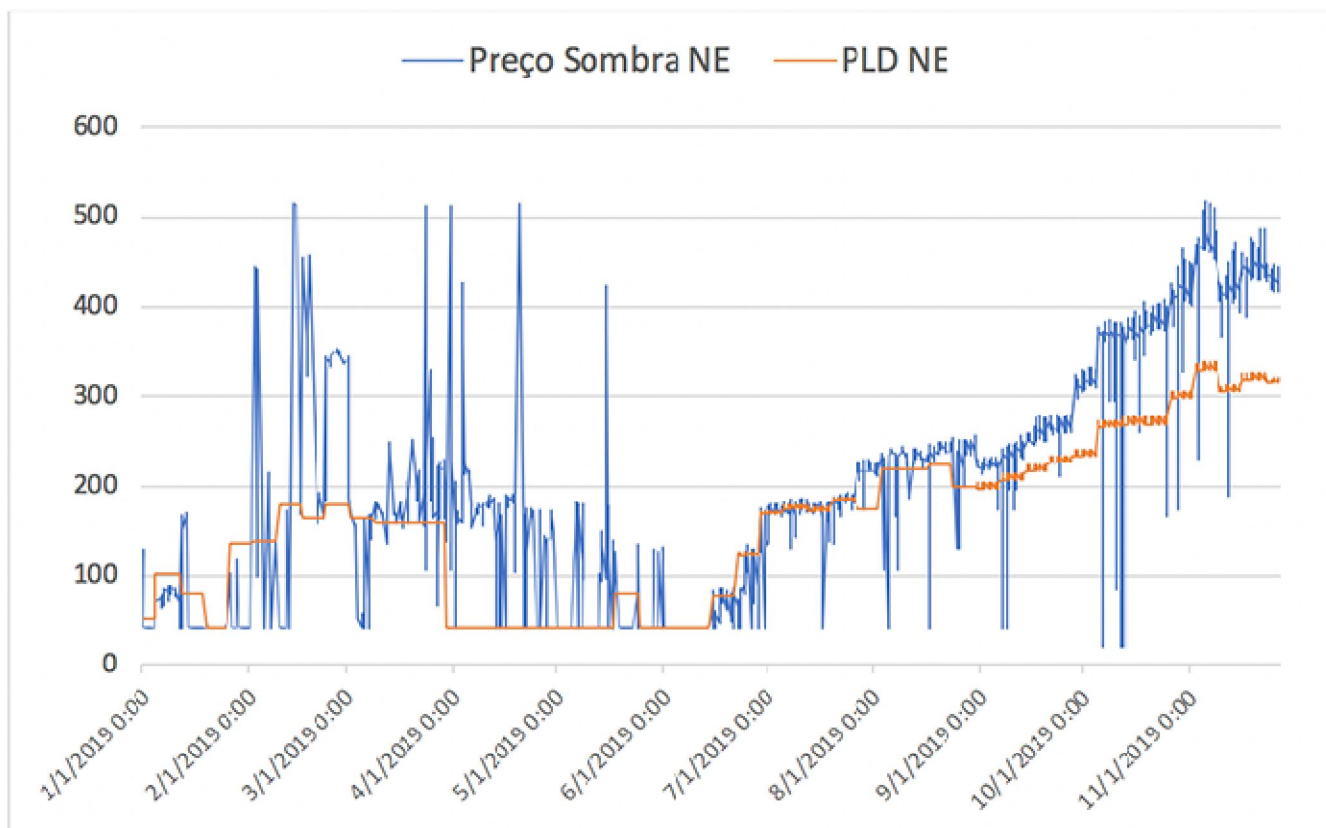
Nos Gráficos 4 e 5, observa-se que as linhas em vermelho representam situações onde o preço-sombra é inferior ao valor do PLD semanal e as linhas em azul sinalizam a situação contrária (preço-sombra maior que o PLD semanal).

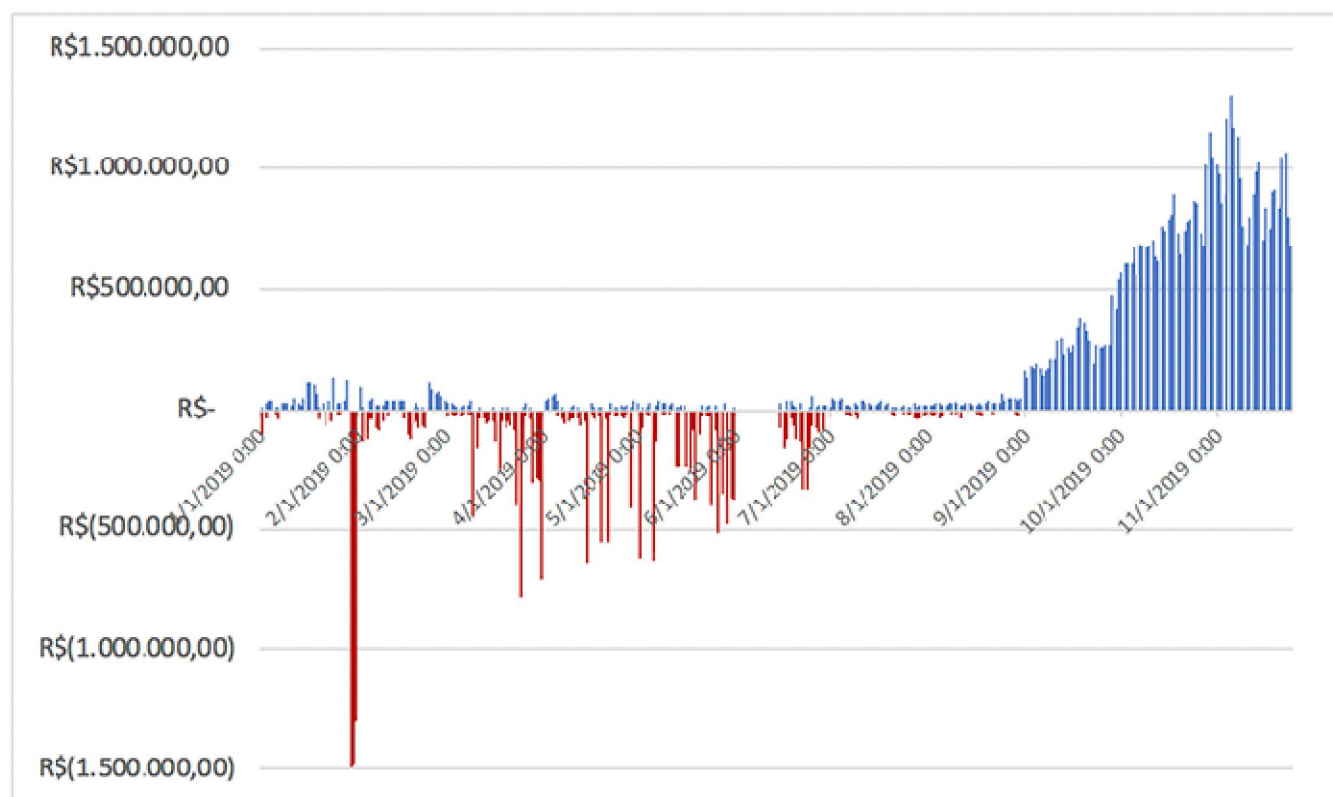
Gráfico 2 – Comparativo entre Preço-Sombra e PLD Semanal – Sudeste – Jan.-Nov. de 2019 (R\$/MWh)



Fonte: Elaboração própria, com base em CCEE, 2019.

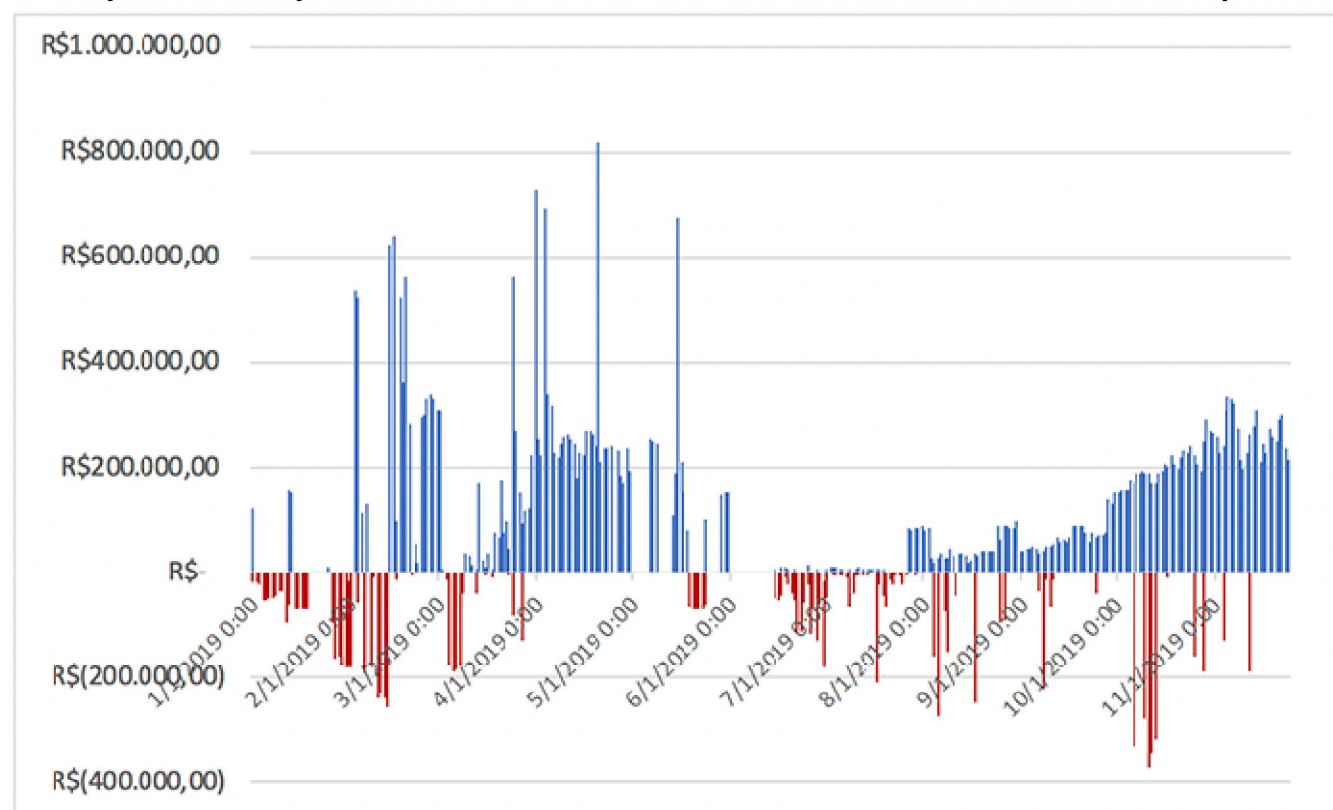
Gráfico 3 – Comparativo entre Preço-Sombra e PLD Semanal – Nordeste – Jan.-Nov. de 2019 (R\$/MWh)





Fonte: Elaboração própria, com base em CCEE (2019); ONS (2019).

Gráfico 5 – Contabilização de uma Liquidação Hipotética de 15% da Carga Horária pela Diferença entre Preço-Sombra e PLD Semanal – Nordeste – Jan.-Nov. de 2019 (R\$/MWh)



Fonte: Elaboração própria, com base em CCEE (2019); ONS (2019).

curvas de preço-sombra, como era de se esperar. Por fim, no último trimestre do período, observa-se um descolamento entre as curvas, com o preço-sombra constantemente acima do PLD semanal, independentemente de suas flutuações intradiárias. Estes padrões distintos podem ser atribuídos a aperfeiçoamentos e modificações do próprio modelo DESSEM e, portanto, não necessariamente refletem a realidade operativa do sistema.

CONCLUSÕES DA ANÁLISE PRELIMINAR COM PREÇO-SOMBRA

No comparativo entre os preços, é possível constatar que o preço-sombra apresenta um preço médio maior do que o PLD semanal em ambos os subsistemas: R\$ 242,08/MWh do preço-sombra contra R\$ 224,66/MWh do PLD semanal, no Sudeste, e R\$ 202,51/MWh do preço-sombra contra R\$ 159,53/MWh do PLD semanal, no Nordeste. Relativo aos preços do Sudeste, observa-se que a maior diferença positiva (preço-sombra acima do PLD semanal) foi de R\$ 178,62/MWh, enquanto a negativa (preço-sombra abaixo do PLD semanal) foi de R\$ -197,52/MWh. No caso do Nordeste, a maior diferença positiva foi de R\$ 471,54/MWh, enquanto a negativa (preço-sombra abaixo do PLD semanal) foi de R\$ -257,35/MWh.

Em relação às contabilizações da carga horária pela diferença dos preços, considerando que o preço-sombra, em ambos subsistemas, apresenta um maior período acima do PLD semanal, é de se esperar que o resultado seja de uma contabilização positiva. Isto é, haveria um montante a ser pago maior no caso de uma liquidação com preço-sombra em relação a uma liquidação com PLD semanal, em ambos os subsistemas.

No caso do Sudeste, esta diferença alcançaria R\$ 793.758.794,85, no período analisado, suportados por qualquer agente que porventura estivesse exposto ao preço de curto prazo. Por outro lado, no caso do Nordeste, a diferença contabilizada seria de R\$ 569.227.000,38. Portanto, nota-se que, mesmo o Sudeste apresentando uma diferença maior, o Nordeste teria um impacto proporcionalmente mais importante, tendo em vista que a carga do Sudeste equivale a 3,5 vezes a carga do Nordeste.

Diante dos resultados apresentados, é possível se formular algumas considerações. O preço-sombra, como é de se esperar, apresenta variações mais intensas de curto prazo, possivelmente decorrentes das oscilações previstas na geração das fontes intermitentes e da variação da carga horária.

Adicionalmente, deve-se destacar que, além dos agentes expostos no Mercado de Curto Prazo da CCEE, o PLD em base horária afetaria todos os agentes que atuam no Mercado Livre, tendo em vista que o PLD é o custo de oportunidade para quem atua neste mercado, e os agentes que firmarem contratos de curto prazo, os quais utilizam o PLD esperado como base para seu preço, considerando que verão os preços serem majorados caso persista a tendência de um PLD horário maior que o atual PLD semanal.

Considerando a importância da contratação de usinas flexíveis para operação do sistema nos próximos anos, as oscilações de curto prazo do preço horário, mais aderente à realidade operativa, poderiam ser peças importantes na viabilização de algumas alternativas elencadas no horizonte do planejamento energético.

Entretanto, na medida em que novas usinas, térmicas, por exemplo, sejam contratadas por disponibilidade, o PLD horário afetará financeiramente os contratantes e não as usinas. Além disso, as hidroelétricas, que operam no mercado através do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), estão expostas ao preço horário apenas na média da geração do parque hídrico e não na medida de sua geração efetiva. Não obstante tais ressalvas, a economicidade da geração controlável tende a se mostrar melhorada, na medida em que tanto hídricas quanto térmicas tendem a ser mais acionadas em horários de preços elevados. As fontes não controláveis, por outro lado, não conseguem alocar sua geração nas horas de preços mais altos e, por isso, tendem a ser, na média, menos valorizadas.

Por fim, é compreensível que a implementação da representação de preços em base horária seja o caminho a ser seguido pelo SEB. Entretanto, realizar esta migração de forma estruturada e consistente é fundamental para se evitar traumas e impactos mais fortes no setor e em seus agentes.

Iniciativas como a publicação da Operação Sombra são fundamentais para isto, pois permitem que sejam realizados estudos e análises acerca deste importante avanço. Justamente em busca disto, recentemente anunciou-se que a implementação do preço horário para fins comerciais, originalmente prevista para acontecer em janeiro de 2020, foi postergada para janeiro de 2021, permitindo que mais discussões ocorram e conhecimentos sejam gerados sobre o assunto, o que fortalece esta opção.

Roberto Brandão é Pesquisador Sênior do GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico – da UFRJ.

Mauricio Moszkowicz é Pesquisador Sênior do GESEL-UFRJ.

Lilian Monteath é Pesquisadora Associada do GESEL-UFRJ.

Pedro Vardiero é Doutorando do PPE- COPPE-UFRJ.

Bianca de Castro é Pesquisadora do GESEL-UFRJ