Contribuições APINE

CP 071 – "Modelo DESSEM, com foco na adoção operacional do modelo e formação do preço da liquidação das diferenças horário "

1 Considerações Iniciais

Em 30 de abril de 2019, foi publicada a Portaria MME nº 219, de 29 de abril de 2019, por meio da qual o Ministério de Minas e Energia ("MME") divulga, para consulta pública (CP 071/2019), documentação técnica do Grupo de Trabalho de Metodologia da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata do Modelo DESSEM (Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo), com foco na adoção operacional do modelo e formação do preço da liquidação das diferenças horário. A presente consulta tem como objetivo obter a ampla participação dos agentes setoriais para respaldar a tomada de decisão com o conhecimento do próprio mercado e conferir maior legitimidade às decisões a serem tomadas acerca dos diversos desafios a serem enfrentados pelo mercado de energia elétrica com a adoção do preço horário.

Na visão do MME, a formação de preços com granularidade horária vai permitir melhorar a sinalização econômica do valor da energia elétrica ao longo do tempo, além de aproximar este sinal da realidade operativa do Sistema Interligado Nacional ("SIN"), tornando-o mais crível e adequado, aperfeiçoando a resposta do mercado às atividades de planejamento da operação, expansão do parque gerador e comercialização de energia.

A proposta de implantação dos preços horários busca maior aproximação do preço à realidade operativa do SIN, podendo promover redução de encargos, viabilizar novos produtos de mercado para fomentar a otimização dos recursos energéticos disponíveis no país, além de precificar tais recursos de forma mais assertiva.

As mudanças previstas nos sistemas e procedimentos comerciais e operativos deverão motivar adaptações nos contratos futuros no Ambiente de Contratação Livre ("ACL") e Regulada ("ACR") de modo a permitir maior flexibilização operacional, o que exigirá aprimoramento dos sistemas de gestão de risco, uma vez que a curva dos preços deverá acompanhar a operação horária do SIN – podendo agregar valor para as cadeias produtivas envolvidas.

Para a APINE, a adoção de maior granularidade temporal para a formação de preços de energia no Mercado de Curto Prazo ("MCP"), apesar de trazer desafios operacionais, está totalmente alinhada à visão de futuro que se deseja para o setor elétrico brasileiro ao incentivar a eficiência nos processos de tomada de decisão e aprimorar a sinalização econômica, corrigindo distorções da atual formação de preços que impactam nas decisões comerciais de contratação e despacho.

2 Questões Referentes ao Processo de Cálculo de Preços Horários:

Gostaríamos de preliminarmente, nas contribuições da Apine, discorrer sobre pontos referentes ao processo de estabelecimento do preço horário e programação diária com resultados da execução do modelo Dessem. Para isto, utilizamos como base o conjunto de pontos que foram levantado em 28 de março de 2018, quando as associações Apine, Abrage e Abragel encaminharam ao Ministério das Minas e Energia uma Carta Conjunta (001/2018) na qual reiteram apoio ao aprimoramento dos modelos computacionais utilizados pelo ONS para definição das diretrizes da operação eletroenergética e pela CCEE para cálculo do preço de liquidação das diferenças (PLD), bem como a evolução metodológica que permitirá a migração para o estabelecimento de preços horários no mercado de energia brasileiro.

Adicionalmente ao apoio declarado pelas associações, a carta estabelece algumas questões que precisavam ser equacionadas para estabelecimento da migração do preço horário de forma segura, eficiente, transparente e confortável aos seus associados.

Agora, após cerca de um ano de árduo trabalho, amadurecimento e evolução do modelo Dessem gostaríamos de revisar 14 questões levantadas pelas Associações, para estabelecimento da metodologia do preço horário, bem como alguns pontos necessários para a operação sombra de preço, programação diária e contabilização. Complementarmente a essa análise, emitimos nosso juízo para cada uma das questões levantadas, procurando responder se a pendência existente é, em nossa visão, impeditiva ou não para implantação do preço horário em 2020. Os itens não impeditivos são importantes, mas, na avaliação por nós realizada, poderiam ser encaminhados posteriormente. Em resumo, abaixo as nossas considerações da situação atual das questões levantadas pela Apine:

1) <u>Atualização da previsão de vazões</u>: houve avanços, da proposta inicial de previsões com periodicidade semanal, o ONS informou aos agentes que o processo de previsão deverá ser diário, com exceção das bacias que ainda não estão com o modelo chuva vazão implementado. Outro ponto em aberto é com relação à abrangência do uso do modelo chuva-vazão (SMAP), neste caso foi informado que até o final do ano há expectativa de mais bacias do SIN estarem com a modelagem implementada. Neste sentido consideramos a questão parcialmente cumprida, porém não impeditivo para implantação do Preço Horário;

2) <u>Utilização de previsão de vazões não horária (valor constante no dia ou na semana)</u>: o assunto não evoluiu, a posição do ONS e do Cepel é de que não há ganhos significativos com a utilização de previsão de vazões horárias, no entanto não houve apresentação de resultados que corroborassem com esta afirmativa. Neste sentido consideramos a questão pendente, porém não impeditivo para implantação do Preço Horário;

3) Representação das usinas térmicas e homologação de parâmetros: este ponto foi o que apresentou maior avanço, dado que a implementação do *unit commitment* considerando as principais características operativas das usinas térmicas foi implementada e testada, considerando rampas, tempos de operação mínimo, tempo de partida, tempo de desligamento e configuração de composição de unidades térmicas de usinas a ciclo combinado (configuração turbina a gás + turbina a vapor). Entretanto, definições quanto as incorporações dos custos associados a estas implementações ainda não estão regulamentadas, há um conjunto de questões em aberto que relataremos em capitulo a parte que são condicionantes de não impedimento. Neste sentido consideramos a questão parcialmente cumprida, porém não impeditivo para implantação do Preço Horário caso um conjunto de solicitações apresentadas no capitulo 4 sejam estabelecidas até o início da implantação do Preço Horário;

4) Representação das usinas hidráulicas: não houve avanço neste ponto, a incorporação de relações não-lineares para melhor caracterização das usinas hidráulicas altera a concepção do modelo Dessem baseado em representação linearizada. Ainda não há sinalização de que o Grupo de Metodologia ou o Cepel venha a avaliar a utilização de funções não lineares no modelo. Adicionalmente, recomendamos que seja publicado periodicamente a lista de restrições operativas hidráulicas (FSAR-H) que estão sendo representadas no Dessem, identificada nos decks de entrada e listadas no "*Inventário das Restrições Operativas Hidráulicas dos Aproveitamentos Hidrelétricos*" publicado pelo ONS. Neste sentido consideramos a questão parcialmente cumprida, porém não impeditivo para implantação do Preço Horário;

5) Cálculo do CMO/PLD no *unit commitment*: A proposta atual é a consideração dos custos marginais condicionados ao status (on/off) de operação das unidades térmicas (opção 1). Nos relatórios disponibilizados, não fica claro e não foi aprofundado resultados que justificaram seu uso e implicações dessa técnica e, avaliação de comparações com metodologias alternativas. Neste sentido consideramos a questão pendente, porém não impeditivo caso os estudos que subsidiaram a decisão de optar pelo cálculo dos custos marginais condicionados a fixação do status on/off das UG's térmicas (opção 01) sejam apresentados até 31/jul/2019;

6) Diferenças entre CMO e PLD: Faz parte do objeto da CP contribuições a respeito da questão da consideração ou não da representação da rede elétrica no cálculo do PLD. Destaca-se que a regulamentação atual estabelece que restrições elétricas conjunturais não devem ser consideradas no preço, visto que a arquitetura de mercado do SIN foi definida como um sistema zonal. Assim, a nossa recomendação é pela formação de preços sem rede e manutenção de operação sombra para o deck com rede, verificar futuramente se há benefícios para o PLD com rede;

7) Procedimentos de Rede e Regras de Comercialização: Em andamento. As Regras de Comercialização referentes ao preço horário já foram aprovadas, mas alguns ajustes estão em avaliação pela CCEE e deverão ser submetidos à AP pela Aneel em 2019. A proposta de Procedimentos de Rede já foi apresentada pelo ONS e a previsão é de abertura de AP pela Aneel no final de mai/19. Neste sentido, consideremos necessário estabelecer até 31/jul/2019: (i) plano de contingência do cálculo do PLD; (ii) 30 dias ininterruptos do processo de cálculo de PLD e Programação Diária conforme prazos propostos pelo ONS em minuta dos Procedimentos de Rede;

8) Modelos "satélite": os modelos de previsão de vazões e geração eólica estão sendo apresentados como parte integrante dos relatórios objeto desta consulta pública, na operação sombra os modelos têm sido utilizados como conjunto dos dados de entrada do modelo Dessem. O modelo de carga inicialmente previsto para entrega pelo Cepel não foi apresentado, como contingência, será considerada a carga utilizada para a programação conforme é elaborada atualmente com base nos resultados do modelo ANNSTLF e posteriormente a previsão do modelo é ajustada por heurísticas próprias do processo atual de previsão de carga da programação diária. É importante observar que esta heurística utilizada no tratamento dos dados de saída do modelo dificulta a reprodutibilidade dos dados de carga pelos agentes. Neste sentido consideramos a questão parcialmente cumprida, porém não impeditivo para implantação do Preço Horário, desde que até 31/jul/2019 sejam disponibilizados os resultados do modelo de previsão de carga aos agentes, em termos bruto e após aplicação de heurística com as devidas justificativas desta aplicação de ajuste da previsão. Adicionalmente é necessário que seja disponibilizado o histórico de carga horária utilizado como base de dados de previsão;

9) Necessidade de reavaliação dos limites do PLD: Em andamento, com previsão de abertura de AP pela Aneel no final de mai/19. Neste sentido consideramos a questão não impeditivo para implantação do Preço Horário caso a questão seja definida até 31/jul/2019;

10) Disponibilização do pacote de otimização CPLEX aos agentes: o processo de licenciamento do pacote de Otimização (CPLEX) está em discussão entre o Cepel e a IBM. Segundo o Centro, as discussões estão avançadas e uma proposta deverá ser apresentada em breve. Neste sentido consideramos a questão não impeditivo para implantação do Preço Horário;

11) Homologação dos dados de entrada de usinas hidráulicas pela ANEEL: O ONS, em conjunto com os agentes, tem trabalhado no intuito de atualizar dados cadastrais das usinas hidrelétricas, em especial, curvas de rendimentos, tabelas de vazão turbinada, perdas hidráulicas, e polinômios de cota de jusante de forma a atualizar e homogeneizar a metodologia de cálculo destas informações nos cadastros do ONS. Adicionalmente, em atendimento a Res. Conjunta ANA/ANEEL 03/12, os agentes já entregaram os estudos de atualização das curvas cota-área-volume (CAV), e estes

dados estão em análise pelas agências. Alguns dados de usinas térmicas também foram solicitados. Ainda não se tem uma posição de prazo de homologação destas informações pela ANEEL. Neste sentido consideramos a questão pendente, porém não impeditivo para implantação do Preço Horário;

12) Representação da reserva de potência: Essa funcionalidade está implementada no modelo DESSEM e foram efetuados ajustes para que a representação ficasse compatível com a realidade operativa. Entretanto, sob o ponto de vista de formação de preço, não há definição de qual será o tratamento regulatório, por exemplo, parte da necessidade de reserva de potência pode advir de restrições intra submercado que não impacta o intercâmbio entre regiões. Além disso, o valor de reserva de potência é determinado na etapa de validação elétrica da programação diária, ou seja, posterior a rodada do modelo Dessem. Neste sentido consideramos que a representação da reserva de potência componha o deck de programação diária, no entanto não seja considerada no deck de formação de preços;

13) Acoplamento entre modelos e datas para simulação/atualização: Foi observado que em algumas situações, o acoplamento entre os modelos Dessem/Decomp/Newave podem sofrer uma inconsistência. Para exemplificação, quando o último dia do mês cai na sexta, a rodada de DESSEM no dia anterior teria apenas 1 dia de horizonte, acoplando com a última revisão do DECOMP, que teria apenas uma semana no primeiro mês. Este horizonte muito curto de apenas 1 dia acarretaria dificuldades no *unit commitment*, uma vez que as rampas de algumas térmicas ultrapassam 24h. Assim, torna-se necessário ou alterar horizonte dos modelos ou antecipar as reuniões do PMO. Neste sentido consideramos a questão pendente, porém não impeditivo para implantação do Preço Horário; e

14) Disponibilização de plataforma de dados do ONS: O ONS e a CCEE têm trabalhado para que os agentes possam ter condições de reproduzir os resultados da programação diária e formação de preços. Entretanto, até o momento grande parte destas informações estão esparsas ou sua atualização não está condizente com os prazos necessários para que aos agentes possam realizar seus estudos. Ainda há a necessidade de se disponibilizar uma plataforma que contenha de forma centralizada os dados de entrada, informações de cadastro e consulta de fatos relevantes para os agentes. Além disso, posteriormente a cada rodada, a plataforma deve disponibilizar análises dos dados efetivamente realizados, com as devidas justificativas caso ocorra diferenças no despacho ao longo do dia. A outra finalidade da disponibilização dessa plataforma é a transparência, de forma a prover simetria de informações a todos os agentes do mercado e inibir arbitragens na alteração dos dados. Neste sentido consideramos a questão pendente, porém não impeditivo para implantação do Preço Horário.

Além das questões necessárias para estabelecimento do preço horário apontadas anteriormente, ratificamos nossa preocupação no sentido de que para a execução do processo de operação "sombra", deva-se cumpridos alguns importantes pré-requisitos:

- A operação "sombra" deve representar o mais fielmente possível o processo que se pretende implementar. Em outras palavras, para que se cumpra o efeito almejado a operação "sombra" deve ser iniciada já com todos os sistemas (modelos matemáticos principais e satélites), regras (especialmente entradas de dados e premissas) e processos prontos. Esse ponto não foi atendido.

- Ela deve cobrir um período suficiente para considerar a sazonalidade hidrológica e da carga ao longo do ano, processados em uma mesma versão do modelo, com um escopo metodológico mínimo, podendo em certas ocasiões, considerar versões diferentes que não apresentem diferenças metodológicas e de resultados com desvios relevantes. Esse ponto também não foi atendido, neste sentido, consideramos necessário que até a aprovação da CPAMP, sejam realizados os *backtests* dos casos com a versão estável do modelo (16.8.1) desde 01/jul/2018 até 31/jul/2019, entendemos que o não atendimento deste pleito conduziria a um impedimento do estabelecimento do Preço Horário em 2020. Após 31/jul/2019, o processo sombra com todas as condições apresentadas deve continuar ininterrupto até 31/dez/2019.

- A operação sombra do preço horário deve ser estendida à divulgação dos resultados individuais da contabilização dos agentes, considerando as propostas de Regras de Comercialização aprovadas. Este requisito é de fundamental importância para que os agentes, que finalmente arcarão com os desdobramentos econômico–financeiros da nova estrutura de preços, estejam preparados para o novo paradigma. Esse ponto foi atendido, no entanto, consideramos importante que a contabilização sombra deva considerar a retitulação das usinas térmicas (reclassificações dos despachos das usinas que em um primeiro momento foram despachadas fora da ordem de mérito e passaram, após simulação do DESSEM, para ordem de mérito, e vice versa), conforme o despacho definido pelo DESSEM e utilize os dados de saída do modelo DESSEM (geração hidráulica e térmica) para refletir os reais impactos da inserção do modelo de preço horário nos resultados individuais dos agentes, considerando que a operação do sistema estará aderente às diretrizes do modelo DESSEM.

- Alguns pontos da regulamentação pertinentes à migração ao preço horário devem estar definidos, em especial aqueles que independem de definições ainda em aberto objeto desta CP. Os demais temas, que serão definidos após a CP devem ser endereçados para regulamentação logo após o fechamento da Consulta Pública, respeitando os critérios estabelecidos na Res. CNPE 07/2016.

Por fim, é necessário o empenho do ONS e CCEE no intuito de se proceder diária e ininterruptamente o processo de formação de preços e programação diária em operação

sombra de 31/jul/2019 até o início da entrada comercial do preço horário. Esta conduta denota ao mercado a capacidade, das instituições responsáveis pelos dois processos, indicando que toda a cadeia de atividades já estará em curso antes da efetiva migração para o estabelecimento do preço horário, compatível com os prazos de tempo de divulgação de informações que constam na proposta de procedimento de rede apresentada pelo ONS em abr/2019.

As principais atividades e horários informados nas minutas de Procedimentos de Rede disponibilizadas aos Agentes são os seguintes:

Dia D-2:

- Elaboração das previsões de vazões do dia D, para serem utilizadas na execução do DESSEM no dia D-1.

Dia D-1:

- Até 12h: captação dos dados.
- De 12h às 16h: execução do DESSEM e retirada das inviabilidades.
- 16h: envio do deck para a CCEE. Após o processamento divulgação do PLD horário.
- De 16h às 17h: interação com os agentes para análise da viabilidade das curvas de geração.
- De 16h às 18h: ajustes na programação diária (no processo sombra, divulgação aos agentes).
- Até 19h: validação elétrica (não necessário na operação sombra).
- Até 19:30: envio dos resultados para as salas de controle (não necessário na operação sombra).

Somente desta maneira teremos a confirmação e segurança de que o processo de estabelecimento de preço horário e programação diária tem sido de fato executado em caráter de operação sombra.

3 Questões Metodológicas e Regulatórias:

No que se refere a formação de preços em base horária, o principal ponto pendente refere-se as opções de cálculo de preço: (i) Preço sem representação da Rede; ou (ii) Preço com representação da Rede. Os resultados apresentados nos documentos divulgados na CP não permitem um posicionamento conclusivo, o que nos leva a necessidade de uma discussão conceitual. Antes de tudo, devemos considerar que as duas opções em análise derivam da dúvida: a formação de preços que prescinde da modelagem da malha de transmissão é suficientemente representativa, em termos do sinal econômico de preços, em comparação à operação do sistema? Se sim, pelo princípio da parcimônia não haveria a necessidade de se modelar a rede para fins de cálculo de preço.

O processo atual de elaboração da programação diária de operação não leva em consideração a utilização do resultado do modelo Dessem, nesse sentido, ao se comparar os dados das

execuções do modelo "com" e sem "rede" com a operação real, pode-se levar a uma conclusão distorcida quando o intuito é de se verificar a qualidade da formação de preços sem rede, versus a programação com rede. O correto seria comparar a operação real, definido pelas diretrizes do modelo para programação diária.

Neste sentido, uma alternativa seria a adoção do preço horário "sem rede" concomitante ao início da programação diária baseado no modelo Dessem e a manutenção do preço sombra "com rede" durante o período de no mínimo 12 meses, desta forma teríamos uma condição mais adequada de resultados da operação do sistema para a real avaliação das possíveis vantagens em se considerar as informações de rede na formação do PLD. Duas vantagens nesta proposta é que o caso do problema sem rede tem um tempo de processamento mais rápido e não haverá a necessidade de alterações significativas na regulamentação quanto a incorporações de restrições intra-submercados.

Com relação a transformação dos resultados semi-horário em horários, observa-se nos relatórios que a diferença entre as 3 alternativas, (i) média aritmética, (ii) média ponderada pela carga; e (iii) máximo entre as duas meias-hora, não são significativamente diferentes. Ainda no sentido parcimonioso, sugerimos a adoção da média simples entre duas meias-hora e posterior avaliação quando da operacionalização do modelo de previsão de carga sem a aplicação de ajustes heurísticos dos resultados.

De uma forma geral, todo conjunto de regulamentação que trata da formação de preços e da programação diária deverá ser revisada e estar pronta para janeiro de 2020, dentre as quais identificamos a Resolução Aneel 843/2019, recentemente publicada, que deverá passar a considerar a incorporação do modelo de curtíssimo prazo (Dessem) e o processo de programação diária. É necessário a elaboração e regulamentação de um plano de contingência, até 31/jul/2019, prevendo os procedimentos a serem adotados caso não seja possível a elaboração da programação diária e a publicação do preço no prazo normal de cada processo.

4 Definições Sobre a Titulação do Despacho Térmico:

Este capítulo versa sobre um maior detalhamento das condições apontadas na questão 3 "*Representação das usinas térmicas e homologação de parâmetros*" da carta conjunta Abrage/Abragel/Apine, como apontamento de item necessário para implantação do Preço Horário.

A lógica de formação de preço dos modelos atuais (Newave e Decomp) considera que o custo marginal é o sinal para a decisão do despacho térmico no período, com a adoção do *unit commitement* térmico (UCT) e implementação de restrições operativas destas unidades geradoras (UG), o despacho térmico já não segue mais a lógica comparativa de CMO e CVU.

Hoje, a condição econômica do despacho térmico da parcela flexível da usina é dada quando o valor do CVU da térmica é inferior ao CMO, definindo sua titulação como despachada por ordem de mérito econômico.

No modelo Dessem, o despacho das UG's pode ser definido de forma diferenciada, em situações de atendimento de restrições operativas onde a condição comparativa CVU < PLD não é atendida:

- Rampa de tomada de carga (RUP);
- Tempo de operação mínimo ligada (TON);
- Rampa de desligamento (RDOWN);
- Tempo mínimo de desligamento (TOFF);
- Máximo número de acionamentos e desligamentos no dia/semana;

Nestas condições, de operação transitória das UG's térmicas, o despacho da usina não forma preço, pois o modelo executa duas etapas de otimização, a primeira para resolver o despacho do UCT onde é atendido o conjunto de restrições operativas das usinas, na segunda etapa a condição da UG é fixada, como ligada ou desligada e se procede a determinação do custo marginal de operação (CMO).

Além disso, cabe observar que em termos comerciais, a referência dos agentes de mercado é o preço de liquidação das diferenças (PLD), logo, pode haver situações onde o despacho da usina é compatível com o CMO e incompatível com PLD (PLD<CVU<CMO) nestes casos a usina é despachada pelo CMO mas, ao liquidar sua posição na CCEE aufere receita sobre o PLD, que é inferior ao seu custo de geração (CVU). E isto deverá acontecer devido ao caráter nodal do CMO e zonal do PLD.

Diante disto, duas situações podem ocorrer, na determinação do despacho pelo Dessem sob a ótica atual em comparação ao PLD:

- A usina está ligada com PLD menor que o CVU (RUP, TON ou RDOWN); ou
- A usina está desligada com PLD maior que o CVU (TOFF).

Nosso entendimento é de que nestas situações, a titulação do despacho deva ser considerada como restrição operativa do tipo *constrained on* e *contrained off*, respectivamente, para ressarcimento do custo de operação via encargo com base no CVU da usina. <u>Esta condição é necessária para que o Preço Horário seja implantado em 2020, caso contrário entendemos como impeditivo ao estabelecimento do Preço Horário</u>. Este procedimento deve perdurar até a regulamentação dos CVU's diferenciados para cada uma das etapas de operação transitória das UG's térmicas. O fato é que o gerador térmico não pode arcar com este custo.

Adicionalmente, há questões referentes aos custos diferenciados de operação térmica a serem endereçadas como prioritárias para definição, no entanto, em cumprido a condição acima, não categorizada pela Apine como impeditiva ao Preço Horário:

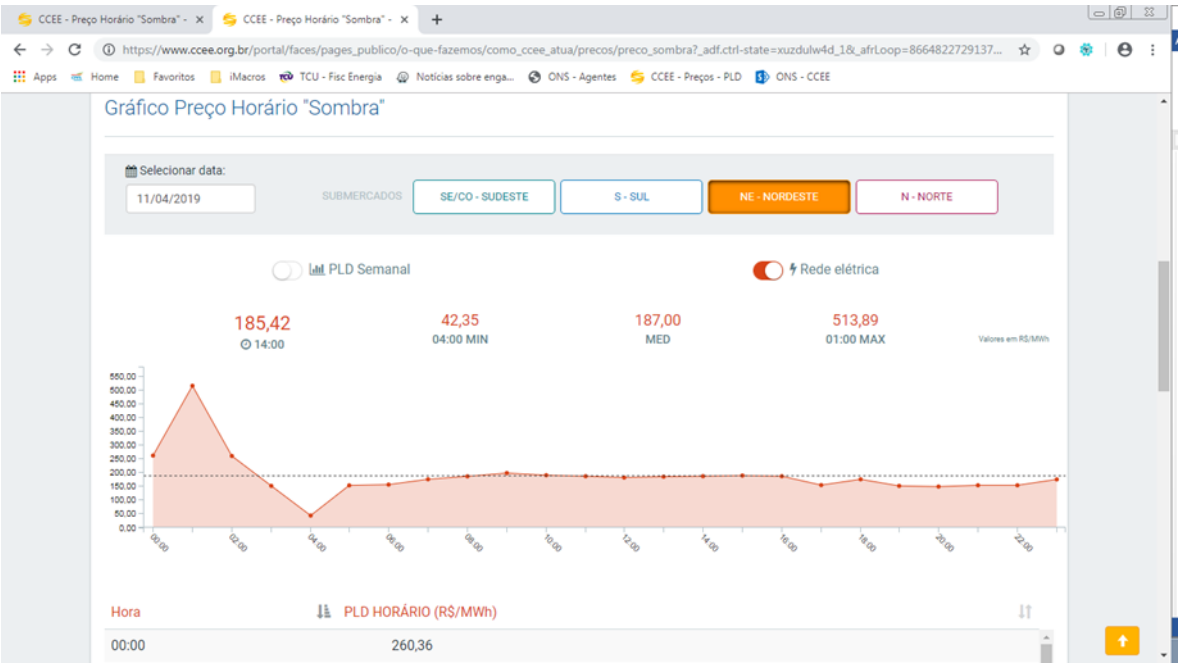
- Custos de partida e parada;
- Custos de Rampa;
- Custos de operação por configuração de composição de UG's;

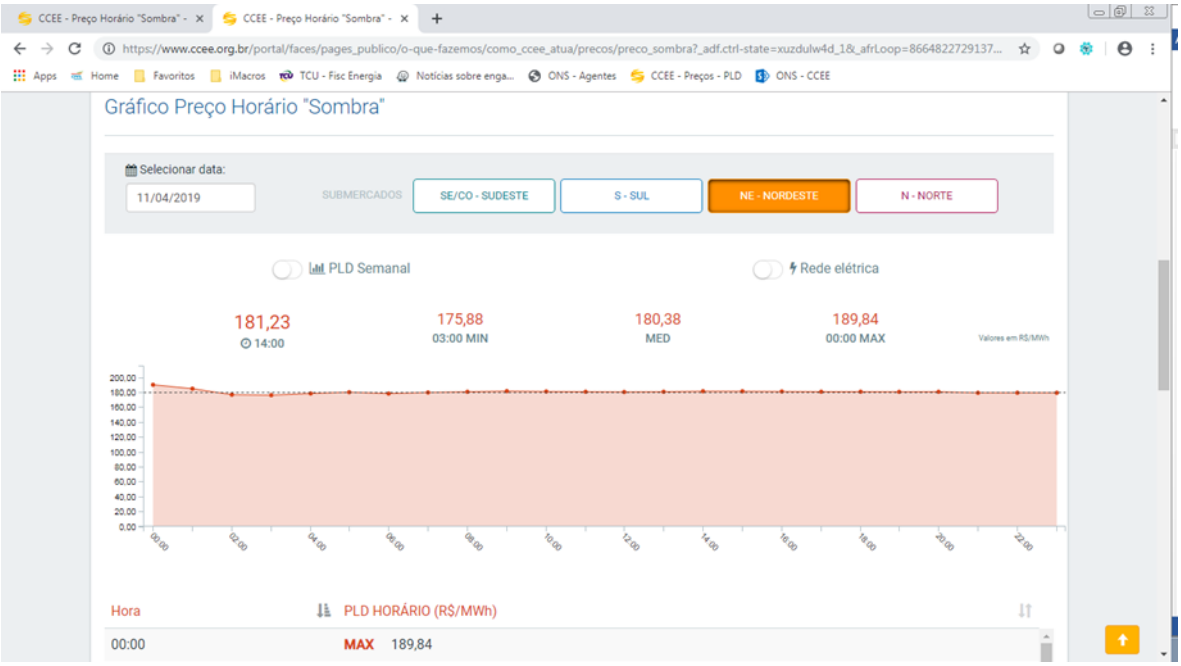
A caracterização destes custos não é possível de ser implantada nos modelos atuais de formação de preço, onde a abordagem metodológica é de discretização por patamar sem acoplamento temporal, o que dificulta a aplicação do UCT no problema. Com advento do modelo Dessem, a utilização de custos diferenciados pelas nuances de operação térmica pode ser caracterizada no modelo, sendo necessário a regulamentação e homologação dos valores por parte da Aneel. Apesar de considerarmos importante, a definição destes pontos após 31/ju/2019 não configura como ponto impeditivo para o estabelecimento do Preço Horário.

5 Instabilidade de Preço na Transição de Diária:

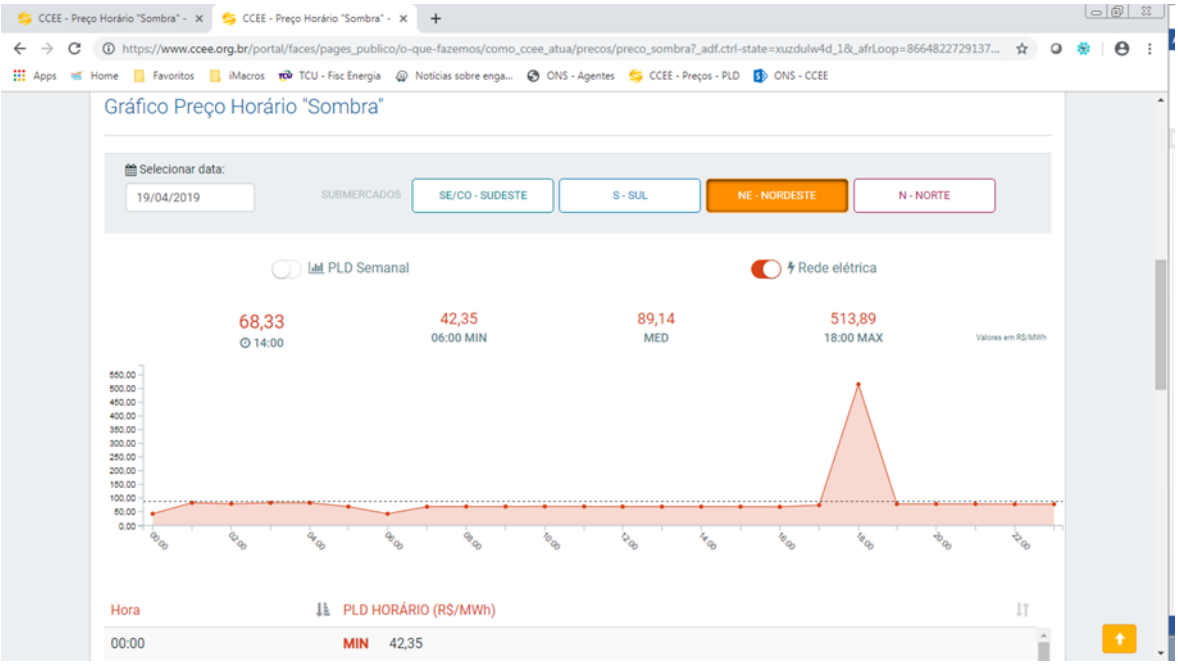
Com relação aos resultados dos preços horários publicados pela CCEE no período de operação sombra, observamos alguns resultados contra intuitivos em análise comparativa dos decks com e sem rede. Nos casos com rede, para o submercado Nordeste, houve em alguns dias picos de preços onde, comparativamente ao deck sem rede não é observada esta tendência.

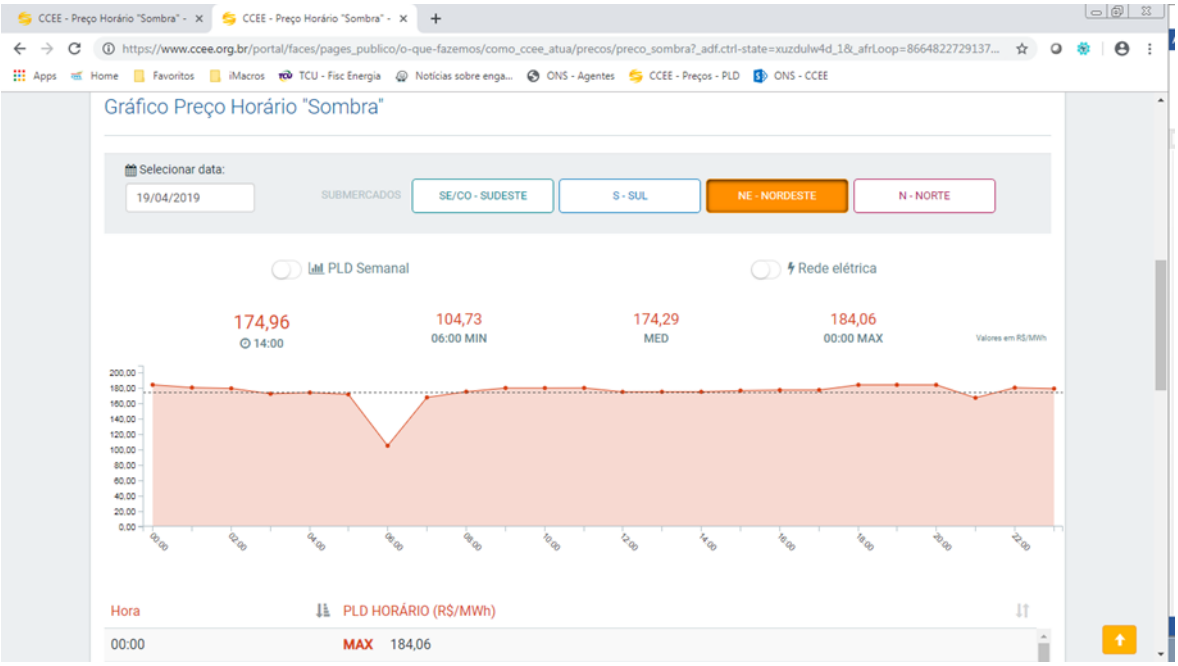
Exemplo do dia 11/abr/2019: o deck com rede apresenta valores entre o piso e teto dentro do mesmo patamar de carga. O que não ocorre com o caso sem rede.





Exemplo do dia 19/abr/2019: observa-se um pico em uma hora do dia no deck com rede, e que não se replica ao deck sem rede.





Outros exemplos de diferenças significativas dos casos com rede e sem rede podem ser observados nos meses de março e abril, período avaliado dos casos CCEE com execução do modelo pós versão 16.2, no mês de março os dias 13 a 16, 19, 21, 22, 24 a 26, 29 e 31; no mês de abril os dias 2, 8, 11, 16 e 19.

Em parte, estes resultados corroboram com nossa recomendação de adoção inicial do Preço Horário com base no deck sem rede, e nossa sugestão para avaliação do caso com rede em continuidade a operação sombra.

6 Considerações Finais:

Reiteramos nosso apoio, de forma condicional, com o cumprimento dos pontos levantados pela Apine no sentido de dar mais segurança na transição ao Preço Horário para os associados, que reforçamos de forma resumida na tabela abaixo.

Questões	Condicionantes
Procedimentos de Rede e Regras de Comercialização	Até 31/jul/2019: (i) 30 dias ininterruptos do processo de cálculo de PLD e Programação Diária conforme cronograma diário proposto pelo ONS; (ii) implementação do plano de contingência para o cálculo do PLD.
Cálculo do CMO/PLD no *unit commitment*	Até 31/jul/2019: apresentação dos estudos que subsidiaram a decisão de optar pelo cálculo dos custos marginais condicionados a fixação do status on/off das termelétricas para análise dos agentes.
Previsão de Carga	Até 31/jul/2019: disponibilização do histórico de carga horária utilizado como base de dados de previsão.
Necessidade de reavaliação dos limites do PLD	Até 31/jul/2019: Necessário definir a questão.
Realização de *backtests*	Até 31/jul/2019: realização de *backtests* com o modelo estável a partir de jul/2018, contemplando o preço e a contabilização, para testar o desempenho do modelo em diferentes condições sazonais e operativas. A partir de 31/jul/2019 o processo sombra deve continuar estável e ininterrupto até 31/dez/2019.
Representação das usinas termelétricas e homologação de parâmetros	Necessário que os custos de rampa sejam remunerados pelo CVU das usinas, bem como a rápida regulamentação dos custos adicionais de operação associados a partidas e paradas.

Além disso, ressalta-se que pelos resultados verificados até o momento da operação sombra, a adoção do preço horário está conduzindo a uma maior volatilidade dos preços e que aliado à uma redefinição dos limites de PLD (AP Aneel nº22/2019), poderá agravar ainda mais os impactos financeiros gerados pelo GSF. Desta maneira, é de igual importância e merece a mesma prioridade dedicada à implementação do Preço Horário, objeto desta CP, que o MME e as instituições do setor, tratem como prioritário a busca por uma solução estrutural do GSF, sobretudo sanar os efeitos de deslocamento hidráulico dos riscos não hidrológicos imputados aos geradores hidráulicos, que causam ônus extraordinários aos empreendedores e tem contribuído para a judicialização do mercado.

Adicionalmente a Apine reconhece que o ONS, a CCEE e o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL têm envidado esforços no sentido de validar o modelo DESSEM, etapa crucial à implantação dos preços horários e sem dúvida importantes avanços foram obtidos nos últimos meses. Aneel tem caminhado em paralelo, mas no mesmo sentido de interagir junto ao Mercado nas questões regulatórias para implantação do Preço Horário que precedem das decisões a serem tomadas em 31/jul/2019, entendemos que ao longo do segundo semestre de 2019 a Agência deverá tomar protagonismo de igual nível das demais instituições.

Por fim, nesse processo de aprimoramento, destacamos o avanço alcançado com a publicação da Resolução CNPE nº 7, no final de 2016, definindo as competências e diretrizes para alteração dos dados de entrada, dos parâmetros e das metodologias da cadeia de modelos computacionais utilizados pelo setor elétrico. Tal Resolução conferiu mais estabilidade e previsibilidade para os agentes, permitindo aos mesmos adaptar suas estratégias e procedimentos em função da evolução dos modelos para cálculo do CMO e PLD. Com isso, reforçamos nosso entendimento da importância de atendimento do rito de governança estabelecido por esta resolução no processo de implantação do Preço Horário.