

Contribuições da ABRAGE à Consulta Pública Nº 042/2017 do Ministério de Minas e Energia

1. Do objeto da Consulta Pública

A CP 42/2017 propõe questões sobre a implantação do preço horário no Mercado de Curto Prazo (“MCP”) de modo a fomentar discussões sobre o tema. Na visão do Ministério de Minas e Energia (“MME”), a formação de preços com granularidade horária permite melhorar a sinalização econômica do valor da energia elétrica ao longo do tempo e aproxima este sinal da realidade operativa do Sistema Interligado Nacional (“SIN”), tornando-o mais crível e adequado para aperfeiçoar a resposta do mercado nas atividades de planejamento da operação, da expansão e na comercialização.

Ainda na visão do MME, a maior aproximação do preço à realidade operativa do SIN poderia promover a 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 maior aprimoramento dos sistemas de gestão de risco, uma vez que a volatilidade dos preços deverá acompanhar a operação horária do SIN – agregando valor para as cadeias produtivas envolvidas.

A própria viabilização dos produtos, negócios e serviços vislumbrados para nos beneficiarmos da melhor sinalização econômica do valor da energia elétrica, a exemplo mais óbvio da Geração Distribuída, dependerá da adoção do preço horário na estrutura atual de tarifa, sistemas e regras.

O Operador Nacional do Sistema (“ONS”) já opera em base horária, assim como as regras de comercialização em vigor na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”) já contemplam o “período de comercialização” como parâmetro para definição da granularidade dos processos de contabilização. Na CCEE, a granularidade nos processos de contabilização sempre foi horária desde sua concepção. O que ocorre na Câmara é que os Preços de Liquidação de Diferenças (“PLDs”) são calculados por semana e patamar e os resultados no MCP são agregados desta mesma forma.

Na opinião da ABRAGE, a adoção de maior granularidade temporal para a formação de preços de energia no MCP está alinhada à visão de futuro que se deseja para o setor elétrico brasileiro ao incentivar a eficiência nos processos de tomada de decisão, aprimorar a sinalização econômica, mais próxima da operação do SIN, respeitando os contratos vigentes, os processos e os papéis definidos de cada instituição. Entretanto, há que se discutir alguns impactos advindos dessa mudança na formação do preço, como por exemplo, do ponto de vista de receita de geração de térmicas, maximização de exposição do MRE, e etc.

Independente do tipo de mudança, entende-se também que deve ser feita de maneira cautelosa. Sugere-se um período mínimo de 6 meses de operação “sombra” antes da aprovação do novo modelo de precificação, de forma que possíveis efeitos adversos possam ser devidamente identificados e endereçados.

Neste sentido, passamos a cada uma das questões apresentadas pelo Relatório “Levantamento de Questões sobre a Implantação do Preço Horário no Mercado de Curto Prazo”, componente da Consulta Pública nº 42 de 20/11/2017.

2. Das questões para fomentar a discussão sobre o tema de relevância para a Associação

Questão 1) A volatilidade do preço horário poderá viabilizar novos negócios, a exemplo de autoprodução de energia, sistemas de armazenamento, resposta da demanda e usinas hidrelétricas reversíveis. Quais outros produtos, negócios e serviços poderão ser criados ou adequados? Justifique.

O preço horário de energia, sendo base das negociações e comercialização criará diversas oportunidades de novos negócios, produtos e serviços. Tais impactos e oportunidades se darão nos diversos segmentos do setor elétrico, como geração, comercialização, consumo e serviços. Desta forma, podemos destacar alguns deles:

- **ESCOs:** a partir desta nova modalidade de precificação, mecanismos de resposta à demanda serão incentivados a desenvolver a gestão da curva de carga e contratação de energia;
- **Agregadores Independentes:** correspondem a entidades que agregam apenas carga, sem qualquer vínculo com geradores ou comercializadores, com o objetivo de participar nos mercados de energia (mercado de curto prazo, serviços ancilares, capacidade, controle de frequência), oferecendo serviços para a rede de transmissão/distribuição através de resposta da demanda. Segundo relatório da Smart Energy Demand Coalition (SEDC), quando comparada aos recursos de geração, a agregação de cargas pode satisfazer os mesmos requisitos de confiabilidade requeridos para participação em mercados de energia e alcançar níveis de desempenho comparáveis ou até melhores. A entrada deste novo tipo de agente tem os benefícios adicionais de criar competitividade no mercado, disseminar os benefícios da resposta da demanda e garantir os interesses daqueles cujo modelo de negócios é estritamente baseado na resposta da demanda. Ressalta-se que a utilização de Resposta da Demanda nos mercados de energia citados contribui, ainda, para reduzir o investimento em plantas de geração cujo objetivo é a energia de reserva.
- **Comercializador Varejista:** o comercializador varejista poderia, além de representar seus participantes na CCEE, fazer a gestão de energia e oferecer serviços para a rede, como agregador de carga. Estes serviços poderiam ser remunerados de acordo com os preços horários.
- **Produtos para segmento de clientes:** será importante avaliar e estudar o comportamento da carga seja de consumidor cativo quanto o livre a fim de entender a demanda e possível mudança no perfil de consumo a partir de definição de preço horário de energia. Com essa informação, novos produtos podem surgir para segmentos diferentes de clientes;
- **Usinas virtuais:** consistem em entidades que oferecem agregação de geração e/ou carga para comercialização ou para prestar serviços de suporte à rede de

transmissão/distribuição (controle de carga). Quando for mais vantajoso para o sistema, as usinas virtuais podem ser requeridas a operar e serem remuneradas pelo preço horário;

- **Energia auxiliar:** será estimulado também o suprimento de energia auxiliar a consumidores, como geradores a gás e diesel nos horários de ponta, quando há chances de que o preço seja mais elevado;
- **Comercialização:** outro produto que pode ser desenvolvido na comercialização de energia pode ser chamado de produto modular. Podem ser negociados montantes de energia em determinadas horas ou por períodos menores dentro de um mês via contratos bilaterais ou leilões de energia;
- **Consultorias:** Quanto a serviços, as consultorias podem ser impulsionadas. A mudança para o preço horário exigirá que modelos de otimização e preço sejam mais dinâmicos e ágeis a ponto de definir em pouco tempo o preço de um produto. Serviços serão prestados a empresas que ainda não tenham desenvolvido métodos de análise de preço ou que não possuam infraestrutura adequada. Serão exigidas também plataformas, computadores e banco de dados mais robustos. Além disso, avaliação de impacto nos negócios e no setor elétrico como um todo será requerida, desta maneira as consultorias serão contratadas para desenvolver estes estudos.

Questão 2) A adoção do preço horário no MCP deveria ensejar mudanças na estrutura tarifária, por exemplo, impactando os períodos de ponta, ou quaisquer outros ajustes na regulação? Apresente sugestões.

Hoje já se observa uma diferença relevante entre o pico de demanda e o patamar pesado regulatório. Entendemos que uma revisão da atual estrutura tarifária deve ser necessária para viabilizar a sinalização econômica entre atacado e varejo em linha com a visão de futuro para o setor. Afinal, o ACL responde apenas com pouco mais que a quarta parte do total consumido no Brasil. Em outras palavras, os ganhos em termos econômicos com o esforço do aumento da granularidade dos preços precisam contemplar os dois ambientes para se fazerem efetivos.

Questão 3) Quais alterações serão necessárias nos Procedimentos de Rede e, de forma geral, nas atividades de operação (exemplo: Programa Mensal da Operação – PMO, programação diária, operação em tempo real e pós-operação do ONS)? Indique os pontos a serem alterados e apresente sugestões.

A ABRAGE entende que os insumos necessários para a formação dos preços devem ser ajustados de acordo com o nível de detalhamento almejado. Como exemplos; os dados de consumo, restrições operativas, dados anemométricos, previsão de vazões e volumes operativos.

Cumprir notar que o acesso aos dados e a transparência são valores fundamentais para o correto funcionamento do mercado e devem fazer parte de qualquer mudança que venha a ser implementada.

Questão 4) Quais alterações serão necessárias nas Regras e Procedimentos de Comercialização e no arcabouço comercial? Indique os pontos a serem alterados e apresente sugestões.

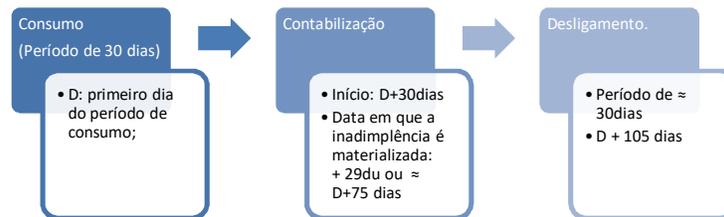
Nas Regras e Procedimentos de Comercialização já é considerado o período de comercialização mínimo horário. Dessa forma, entende-se que o principal ponto a ser alterado é a frequência do cálculo do PLD que deve ser realizado o mais frequentemente possível, refletindo a operação do sistema, de forma a melhor sinalizar a escassez de recursos e otimizar os processos decisórios dos agentes.

Outro ponto de atenção se deve à republicação de PLD. Entende-se que as regras atuais devem ser revistas em face à maior frequência de cálculo. Dado que os agentes tomam decisões e assumem posições com base nos preços publicados, o recálculo de muitos valores os expõe a riscos desnecessários e de difícil mensuração.

Questão 5) Deveria ser reavaliada a periodicidade da contabilização e liquidação do MCP, que hoje é em base mensal, em função da implementação do preço horário? Justifique e, em caso afirmativo, proponha a frequência adequada.

A implementação do preço horário não interfere na periodicidade de contabilização e liquidação. Todavia, independentemente do preço horário, a periodicidade da contabilização e liquidação poderia ser revista, mas é importante estar ciente de seus possíveis benefícios ou infortúnios.

Atualmente o prazo de contabilização e liquidação, adicionado ao prazo para desligamento do agente inadimplente, é um dos fatores determinantes do tamanho do risco de inadimplência do Mercado de Curto Prazo. Estima-se a exposição total de um agente como a energia consumida entre um dia D qualquer e o momento de desligamento do agente inadimplente. No caso brasileiro, temos aproximadamente 105 dias conforme ilustrado na figura abaixo:



Após 30 dias de consumo inicia-se a contabilização, após mais 29du (~45 dias) de consumo é que a inadimplência se materializa, e, seguindo a regulamentação sem adiamentos ou judicialização, temos mais 30 dias¹ de consumo até o desligamento. Utilizando padrões do mercado financeiro (risco medido na condição de VaR 99%), dada a elevada volatilidade do PLD, a garantia financeira necessária para assegurar o funcionamento adequado do Mercado de Curto Prazo pode atingir oitenta milhões de reais².

¹ Esse período de 30 dias é uma estimativa que engloba as seguintes etapas do processo: 1) envio do TN (Termo de Notificação) ao agente; 2) Período de manifestação ao TN (10 du); 3) Consideramos que o agente não respondeu o TN; 4) Inclusão na pauta da reunião do Cad para deliberação do desligamento.

² Estimativa: 65 MWm x 24h x 105 dias x 500 R\$/MWh = R\$ 80 * 106, onde Var 99% e PLD ≈ 500 R\$/MWh

Isto posto, o aumento da periodicidade deve colaborar na diminuição do prazo de desligamento. Possivelmente a contabilização e liquidação poderiam ser em uma base ao menos semanal, dado que em base horária poderia haver uma diferença de preços bastante elevada, e um agente poderia tomar uma posição bastante exposta, não conseguindo honrar a liquidação e, deste modo, repassando um risco (possível inadimplemento) aos agentes do mercado. Em base de contabilização semanal, o risco cairia para quarenta milhões de reais³. No entanto, a base horária ou diária tornaria mais complexa a operacionalização do aporte de garantias financeiras e geração de Notas Fiscais, além de dificultar o ajuste devido a republicação de PLD, entre outras apurações que possam necessitar de uma agilidade para a qual o mercado de energia brasileiro ainda não está preparado.

Outro risco é o tributário/fiscal, que poderia ser majorado na liquidação semanal. Uma alternativa é realizar pré-liquidações semanais e uma liquidação/contabilização definitiva mensal. Esse arranjo traz o benefício de diminuir o valor em risco sem aumentar os custos tributários.

Questão 6) Existe relação entre o preço horário e mecanismos de garantia financeira (exemplo: aporte diário e chamada de margem)? Quais? Justifique.

Uma maior volatilidade dos preços pode aumentar os valores para as liquidações, porém, o aumento da frequência dos aportes de garantias poderá aumentar ainda mais as inadimplências, depende muito do fluxo de caixa das empresas e dos custos de contratação das garantias.

Considerando que aumento na periodicidade dificulta o gerenciamento em tempo hábil do aporte financeiro para a liquidação, pode ser importante a entrada de agentes financeiros/seguradoras aportando na CCEE em nome dos agentes comerciais, de modo, a possibilitar o gerenciamento de prazos e recursos. Considerando os controles de pagamentos internos existentes nas estruturas atuais de pagamento dos agentes do setor, dificilmente se permitiria aportes diários, dessa forma, na melhor das hipóteses, a contabilização e liquidação deva ser semanal.

Assim, entendemos que o aumento na frequência dos aportes de garantias pode explicitar o agente que está no seu limite financeiro. A determinação de um critério adequado de apuração das garantias pode estimular a contratação antecipada das necessidades dos agentes.

Questão 7) Com a implantação do preço horário, seria importante rever os critérios e periodicidade de definição dos limites máximo e mínimo do PLD? Justifique.

Numa análise preliminar e teórica, ainda sem acesso aos modelos que de fato serão responsáveis pela formação dos preços horários pela CCEE, entendemos que os limites terão sim de passar por uma revisão, principalmente em função da resposta das usinas térmicas utilizadas hoje para referência destes limites. Usinas com resposta mais lenta, em tese, serão deslocadas por aquelas com resposta mais rápida. As usinas com resposta mais rápida ocuparão um espaço maior no modelo e provavelmente serão as eleitas a ocuparem o lugar do PLD máximo, sinalizando adequadamente o custo da geração.

A reavaliação do preço teto do PLD se torna importante com a adoção do preço horário, visto que o limite superior adequado será responsável por manter o sinal de escassez do recurso,

³ Estimativa: 65 MWm x 24h x 50 dias x 500 R\$/MWh = R\$ 39* 106, onde Var 99% e PLD ≈ 500 R\$/MWh

incentivando a reação da demanda. Não obstante entendemos que, independente da adoção do Preço horário, os critérios utilizados para a obtenção dos limites de PLD devem ser revistos.

Em adição, é necessário que a periodicidade de definição dos limites do PLD se mantenha anual, visto que a estratégia de risco e comercial dos fornecedores depende diretamente do conhecimento destes valores. Um aumento na periodicidade de definição dos limites do PLD tornaria complicada a limitação do nível de risco para tomadas de decisão como as que ocorrem anualmente na sazonalização de contratos e recursos.

Questão 8) Quais necessidades de adaptação a adoção de preço horário traz às práticas de planejamento e implantação da expansão, incluindo critérios de seleção de projetos em leilões e forma de contratação da oferta (contratos por energia ou por energia e ponta ou com obrigações de entrega horárias, etc)? Justifique.

A ABRAGE entende que os preços horários servem como um incentivo adicional e facilitador para a captura de atributos desejáveis para o atendimento necessário à ponta e à reserva operativa, por exemplo. Tais consequências são mapeadas adequadamente no Relatório divulgado pelo MME, exemplificadas por mecanismos de resposta da demanda, usinas reversíveis e o conceito de armazenamento distribuído de energia, apenas para citar alguns.

Com a adoção de preços horários, ficarão mais evidentes:

- O valor econômico agregado à operação por fontes que naturalmente geram energia nas horas de maior preço – como as usinas solares, considerando o deslocamento da ponta de consumo do sistema para o período da tarde – ou que possuem capacidade de modular sua operação em função das variações diárias de preços – como as hidráulicas ou as térmicas flexíveis
- O valor econômico agregado por fontes de geração que podem absorver excedentes em um determinado horário de menor preço para disponibilizar energia em horários de maior preço. Nesse rol podem estar, no futuro, os sistemas de armazenamento, as usinas reversíveis e pode-se dizer que a resposta da demanda ao preço executa esse tipo de ação. Mas, o grande fornecedor desse tipo de flexibilidade é o gerador hidráulico que tenha, no mínimo, capacidade de regularização diária.

Assim, para se alcançar a otimização que todos os tipos de resposta à variação de preços horários podem proporcionar, é preciso que as práticas de planejamento da expansão, critérios de seleção de projetos em leilões e sua forma de contratação evoluam.

No que concerne ao planejamento da expansão, que hoje é realizado em bases mensais, será preciso calcular o valor dessas capacidades intra-diárias para se antever de forma mais realista a maneira como o mercado futuro de energia será atendido. Não está claro para a Abrace, nesse momento, se a melhor forma de fazer isso é com a incorporação explícita de simulações a nível horário (ou mesmo se isso é viável fazê-lo) ou se há alguma maneira de se parametrizar essas capacidades de forma a incorporá-las nas avaliações em nível mensal.

No tocante ao critério de seleção de projetos em leilões, será preciso reconhecer como essas distintas capacidades compõe a valorização final de cada tipo de fonte candidata à contratação e criar critérios de classificação que reconheçam essa valorização.

Finalmente, como a contratação levará em conta essa capacidade de atendimento à ponta, será preciso que os contratos e as Regras de Comercialização prevejam formas de verificar não apenas o volume da energia entregue, mas também sua distribuição ao longo das horas do dia.

Questão 9) Devem ser consideradas nos modelos de otimização energética e de formação de preços as limitações operacionais das usinas (a exemplo de: rampas de subida e descida, tempos mínimos de operação e de parada, potência mínima de operação e outras características técnicas)? Qual a melhor forma de lidar com as decisões discretas associadas à partida e a estas limitações na formação de preços horários? Em caso de tratamento regulatório externo ao modelo, como devem ser remunerados estes custos? Justifique.

Sim, devem ser consideradas. A melhor forma de lidar com estas limitações é incorporando-as explicitamente no modelo de otimização que será utilizado. Tais restrições são características para cada empreendimento e devem ser declaradas pelo próprio agente gerados.

Algumas usinas térmicas têm processos de tomada de carga que demandam muito tempo, o que inviabiliza economicamente a operação para um despacho de poucas horas no dia. Como solução, propõe-se que os agentes possam declarar CVUs diferentes por período e volume, o que garante que a decisão do despacho seja tomada com a melhor informação possível.

Questões 10 e 11) Existe necessidade de adequação dos contratos do Ambiente de Contratação Livre (“ACL”) e das diretrizes para contratação de energia para o Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”)? Justifique.

Sim existe necessidade de adequação desses contratos para contratos a serem celebrados no futuro. Importante explicitar na regulação que os contratos já assinados serão respeitados, principalmente no ACR.

Atualmente já existem propostas e/ou contratos assinados para 2020 e que tem preços e regras atuais, ou seja não são horários.

No ACL é necessário garantir juridicamente a validade das propostas para entrega pós 2018, acertadas anteriormente à assinatura dos contratos.

Paralelamente no ACR, os contratos resultados do Leilão A-4 e A-6 que serão realizados em dezembro de 2017 só serão assinados em março de 2018 ou até no segundo semestre de 2018 nos casos em que é necessária outorga. O mesmo pode ocorrer nos leilões a serem realizados em 2018.

Importante regulamentar o atendimento à valoração dos ressarcimentos dos contratos por disponibilidade

Em relação aos contratos tanto no ambiente livre como no ambiente regulado, é necessário considerar os custos associados à flexibilidade de modulação para captura dos benefícios com a adoção dos preços horários no equilíbrio destes instrumentos contratuais. A resposta desejada ao sinal de preços deve ser refletida neste equilíbrio para prevenir perdas ou vantagens desproporcionais aos agentes envolvidos na operação exatamente para preservar a segurança jurídica deste princípio, que é a estabilidade dos acordos comerciais firmados e garantidora da financiabilidade do setor.

Os contratos celebrados com fontes eólica e solar apresentarão maior risco com o preço horário em função da variabilidade e imprevisibilidade de sua geração, mesmo considerando os avanços nos processos de previsão. Importante quantificar esse risco para avaliar a viabilidade econômica e incentivos para a instalação de dispositivos de armazenamento (baterias) da

geração nos momentos de PLD mais baixo e disponibilização da energia ao sistema nos preços horários mais altos. Serão criadas oportunidades de aperfeiçoar estratégias de hedge.

Maior risco para os contratos celebrados com fontes de geração hidráulica no MRE em função do deslocamento da geração hidráulica pela geração distribuída e pelo programa de resposta da demanda nos períodos de maior PLD.

No ACR, para as distribuidores, os contratos de compra são flat, e modulados conforme a carga. Acredita-se que os contratos flat serão menos disponibilizados, podendo desaparecer.

Questão 12) Quais os impactos do preço horário no negócio de cada agente de mercado?

Entendemos que o impacto da adoção dos preços horários deve implicar apenas os negócios e contratos firmados a partir da adoção de tal medida pela CCEE para contabilização do MCP. Para as novas operações, os riscos deverão ser precificados e contemplados pelos agentes envolvidos de acordo com as novas regras, assim como quando o mercado passou dos preços mensais para os preços semanais com a adoção do modelo DECOMP.

Questão 13) Na sua visão, o custo que poderá ser incorrido pelas instituições do Setor Elétrico Brasileiro – SEB, em especial CCEE e ONS, compensará o benefício a ser auferido? Comente.

Os preços patamarizados, juntamente com o atual arcabouço tarifário, não são capazes de sinalizar adequadamente ao consumidor o verdadeiro preço da energia, uma vez que este se dá pela confrontação entre os montantes ofertados e os demandados. Os primeiros variam sazonalmente e os últimos além de sazonalmente, variam dentro do dia.

Com preços horários, os investimentos em potência instantânea seriam viáveis e os consumidores poderiam alterar seu perfil de consumo de forma a evitar períodos de preços elevados que ocorreriam nos horários de maior demanda instantânea. Estes fatos combinados seriam benéficos ao sistema e a sociedade ao promover de forma sustentável a expansão pelo lado da oferta e a melhor gestão pelo lado do consumo. Se comparados aos custos incorridos pelas instituições, os benefícios citados compensam com muita folga.

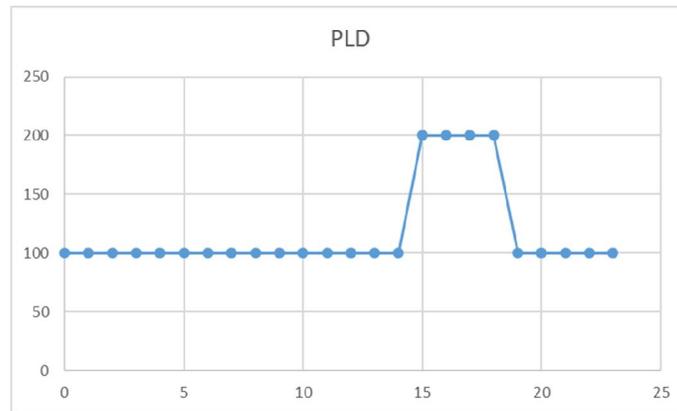
Questão 14) Há outras adequações necessárias ou pontos de atenção não mencionados nas questões acima que você julgue relevantes para viabilizar a implantação do preço horário?

14.1 - MRE

Desde 2014, os agentes hidrelétricos participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”) têm sofrido perdas consideráveis decorrentes de externalidades de origem não hidrológica, sendo condenados a suportar custos decorrentes da garantia da segurança energética do sistema. A Lei 13.203/2015 reconheceu este efeito ao permitir a repactuação destes riscos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração.

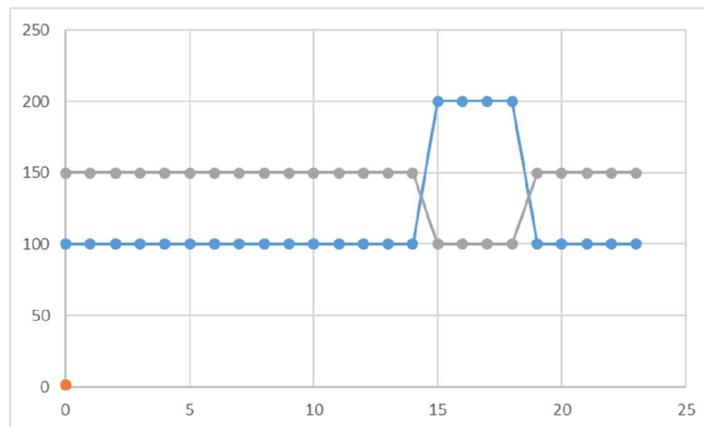
A ABRAGE entende que mais uma vez torna-se urgente a discussão do MRE para a adoção da maior granularidade para a formação do preço de curto prazo pelo mercado em termos da alocação adequada da natureza dos riscos entre os agentes de geração. Isto ocorre porque com a divulgação dos preços horários de um dia para o outro, o consumidor será estimulado a

responder a este sinal, justamente em benefício da otimização dos recursos disponíveis do sistema. Melhorando a sinalização da escassez dos recursos no sistema.

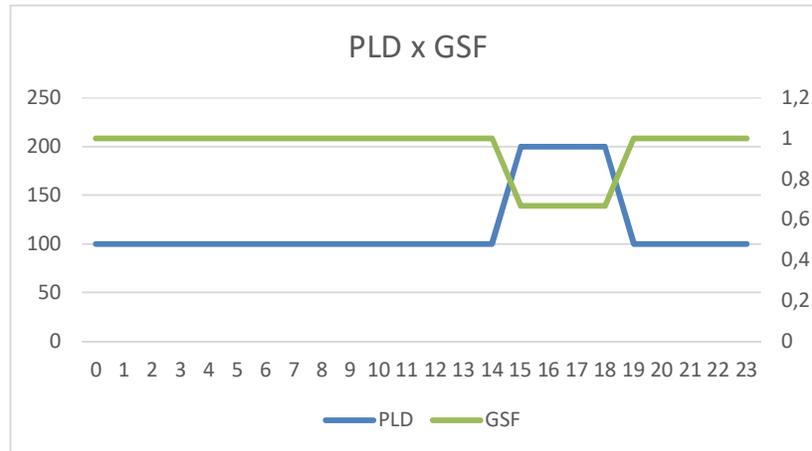


No exemplo simplificado acima, para um determinado dia, o preço PLD calculado pelo DESSEM dobra no período entre 15 e 18 horas.

Hipoteticamente, o consumo de energia, representado em cinza no gráfico a seguir, tende a responder a esta diferença de preços, como é de se esperar.



Consequentemente, o GSF associado ao consumo do período tende a ser menor, em prejuízo do MRE e seus participantes – justamente a um PLD maior.



14.2 – Distância entre o CMO e o PLD

É de longa data a noção de que é desejável que o valor do PLD seja o mais próximo possível do valor do CMO – Custo Marginal de Operação. Por exemplo, o PLD remunera as termelétricas, e o CMO decide sobre seu despacho ótimo. Nesse exemplo, a diferença entre esses custos marginais pode aumentar os Encargos de Serviço de Sistema.

Nos modelos NEWAVE e DECOMP, a diferença entre o PLD e o CMO se dá pela desconsideração, por parte da CCEE, das restrições elétricas internas aos submercados e das restrições conjunturais de intercâmbio.

No processo vigente de validação do modelo DESSEM, o que se pôde perceber é que a CCEE, além das diferenças citadas nos outros modelos, pretende desconsiderar outros detalhes a serem considerados pelo ONS na formação do CMO.

O ONS pretende realizar o despacho em intervalos de 30 minutos, ou seja, o CMO do modelo DESSEM será semi-horário. Já a CCEE terá estágios horários, ou seja, PLD do DESSEM será horário nas rodadas da CCEE.

Outra diferença se dará pelo fato de que o ONS pretende considerar no modelo DESSEM a rede elétrica, isto é, considerar na otimização o desempenho elétrico do sistema, e não somente as questões energéticas. Com isso, o CMO será dado por Barramento Elétrico.

A CCEE, dado que por definição o PLD não pode levar em conta as restrições elétricas internas aos submercados, tende a não considerar a representação da rede elétrica nos seus casos de PLD, e assim o PLD será por Submercado.

Essa situação pode gerar um desequilíbrio entre despacho e sua correta remuneração.

14.3 – Desgaste x Risco Comercial das usinas termelétricas

O CMO do modelo DESSEM, que a princípio será semi-horário, poderá provocar o indesejável efeito “liga-desliga” para a maioria das térmicas existentes, por elevar consideravelmente o número de partidas equivalentes.

Uma saída operativa para essa variação do CMO seria a declaração, pelo agente de geração, de restrições de Unit-Commitment, rampa de subida, descida, e etc.

Atualmente, em virtude da prolongada crise hídrica e forte participação de fontes intermitentes (eólicas) no Nordeste, várias térmicas desse subsistema passam por desgastes adicionais decorrentes das modulações solicitadas pelo ONS, principalmente para suprir a reserva operativa, que preferencialmente deveria ser suprida pelas hidráulicas.

O despacho semi-horário a ser dado pelo modelo DESSEM executado pelo ONS poderá trazer essa modulação para outras térmicas do SIN, não por decisão exógena ao modelo, mas por variação do Custo Marginal de Operação calculado pelo mesmo. Assim, quando necessário, os geradores termelétricos deverão declarar restrições a essas modulações para garantir a integridade de suas unidades geradoras, ficando expostos à diferença de PLD e CMO, pois na regra vigente essas restrições declaradas são vistas como “necessidade do agente”, não cabendo complementação via ESS quando o PLD é menor que o CVU.

14.4 – Usinas Térmicas Existentes com Despacho Antecipado

Por questões contratuais, principalmente associadas aos contratos de fornecimento de combustível, as usinas termelétricas com despacho antecipado, dado pela variável BENGNL do modelo DECOMP, devem permanecer assim, ou seja, o despacho deve permanecer sendo definido uma vez por semana, que atualmente acontece nas sextas-feiras.

A execução diária do modelo DESSEM, se fosse utilizada para definir o despacho antecipado da usina apenas para UM DIA, ainda que respeitando o prazo de antecedência, poderá levar o agente gerador a ter de solicitar volumes de gás que não cabem nas cláusulas com o fornecedor do combustível para volumes mínimos diários e semanais. E nesse caso, se o agente gerador então tivesse de pedir o volume mínimo de combustível para atender seu contrato, estaria sujeito a prejuízos nos momentos em que o PLD estivesse menor que o CVU, pois não há na regra de comercialização recebimento de ESS quando a geração é por necessidade do agente. Na época dos leilões dessas usinas, não era previsto encomendas antecipadas diárias de gás, e sim encomendas semanais.

3. Conclusões

A ABRAGE entende como avanço à estrutura vigente de operação e comercialização o estabelecimento de mecanismos para formação de preços no mercado de curto prazo com granularidade horária. Entendemos que tal medida dará maior credibilidade na formação de preços de curto prazo, pode promover a redução de encargos e viabilizar novos produtos de mercado para fomentar a otimização dos recursos energéticos disponíveis no país em benefício de todos os agentes.

Entretanto, como apontado neste documento, faz-se necessário quantificar adequadamente os custos envolvidos com a adoção desta medida tanto pela CCEE quanto pelo ONS em relação às adaptações dos sistemas, rotinas e procedimentos que ainda se fizerem necessárias para correta avaliação dos agentes e sociedade. Igualmente necessária e talvez mais complexa será a redefinição da estrutura tarifária para compatibilizar os benefícios desta medida pelo ACR e ACL, viabilizando soluções de interesse para a otimização dos recursos energéticos existentes e seu potencial, tais como as usinas hidroelétricas reversíveis e as soluções de geração distribuída, apenas para citar dois exemplos.



Associação Brasileira das Empresas
Geradoras de Energia Elétrica

Por fim, a discussão acerca da correta alocação de riscos entre os agentes do setor é fundamental para avançarmos no aperfeiçoamento do arcabouço regulatório em vigor. Sem esta discussão, o equilíbrio entre os diferentes tipos de agentes e as especificidades de cada fonte e seus atributos será sempre objeto de questionamento e incerteza, inviabilizando novos projetos e investimentos necessários para o desenvolvimento do país.