

São Paulo, 19 de janeiro de 2017.

Ao Sr. Fernando Filho  
Ministro de Minas e Energia

### **CONTRIBUIÇÕES PARA A CONSULTA PÚBLICA Nº 42 DE 2017**

**ASSUNTO:** Relatório "Levantamento de Questões sobre a Implantação do Preço Horário no Mercado de Curto Prazo".

A Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica, instituição que congrega mais de 100 empresas da Indústria de Energia Eólica, vem, respeitosamente, apresentar sua manifestação no que tange as questões apresentadas pelo Ministério de Minas e Energia – MME para CP Nº 42/2017.

Em 20 de novembro de 2017, foi publicada a Portaria MME nº 446, de 17 de novembro de 2017, por meio da qual o MME divulgou, para consulta pública (CP Nº 42/2017), o relatório “Levantamento de questões sobre a implantação do preço horário no mercado de curto prazo” tendo 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 enfrentadas pelo mercado de energia elétrica com a adoção do preço horário.

Cabe reconhecer esse ministério pela continuidade de diálogo transparente com a sociedade sobre o aprimoramento do setor elétrico brasileiro e pela demonstração de pro atividade em aperfeiçoar as metodologias e processos aplicados nesse setor, no entanto, devemos inferir ainda que mudanças estruturais ensejam períodos robustos de teste, aprendizado, transição e reeducação.

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 as atividades de planejamento da operação, expansão do parque gerador e comercialização de energia. Assim, a maior aproximação do preço à realidade operativa pode 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 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.

Na visão da ABEEólica, **o direcionamento apresentado pelo MME é de fato o caminho a ser percorrido**, uma realidade de preços projetados que seja *pari passu* com o andamento da operação do sistema é ideal para a valoração mais correta da energia no Brasil. Ou seja, 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 nas escolhas de consumo e geração.

Apesar do exposto, destacamos que a implementação sugerida deve ser feita precedida de período de testes exaustivos, por exemplo, para identificação de possíveis efeitos adversos que impactem o funcionamento do setor. Além disso, é de extrema importância o respeito aos contratos vigentes e a transparência no processo de formação do preço, incluindo a abertura do código dos modelos.

Assim, acreditamos que **a implementação do modelo DESSEM e, conseqüentemente, dos preços horários no MCP deve ocorrer de acordo com o planejado desde que o período de testes, aprovação do modelo e operação sombra apresente estabilidade, eficácia e ausência de grandes riscos para o mercado. De forma que, se necessário, possa haver uma postergação de prazo quando da aprovação do uso do modelo DESSEM pela CPAMP em julho de 2018 assim como quando da entrada em operação do preço horário para eventual mitigação de falhas que ainda estejam ocorrendo.**

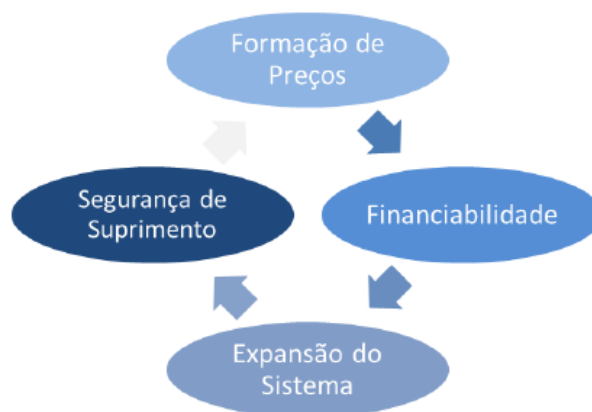
A preocupação acima colocada se dá pela garantia de maior segurança dos resultados a serem obtidos e maior previsibilidade quanto a seus impactos nas operações dos agentes. Isso porque a implementação deste modelo horário é extremamente complexa já que envolve um aumento substancial nos dados de entrada e decisões sobre aspectos fundamentais da modelagem horária como, por exemplo, a consideração de restrições de rede, rampas e contingências operativas e o possível desenvolvimento de uma ferramenta de simulação e projeção de preços horários no longo prazo.

Para o setor eólico, destacamos ainda que essa mudança é extremamente delicada e trará impacto na contabilização da CCEE (modulação de contratos), que deverá ser grande. Além disso, a própria atratividade da fonte eólica do ponto de vista da expansão pode sofrer algum tipo de baixa de atratividade à medida que sua energia pode ser desvalorizada com preços horários sem a adoção de um modelo seguro e com ferramentas para suportá-lo como, por exemplo, adequações nos instrumentos atuais de contratação da expansão e produtos de hedge para modulação.

Adicionalmente, ressalta-se também a importância de, antes da implementação do preço horário, que **haja também um período de “operação sombra” para cálculo do Custo Marginal de Operação – CMO, cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD e contabilização na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, de forma a se conhecer os impactos desse novo modelo de precificação.** Fica clara, então, a imprescindível implementação de um modelo de transição com o adequado tratamento para os contratos legados de forma a preservar a estabilidade regulatória e o respeito aos direitos adquiridos, por exemplo.

Além da CP Nº 42/2017, a CP Nº 33/2017 também do MME já apontava o desejo de se perseguir com o aumento da granularidade temporal do preço, além de maior credibilidade na sua formação, com o máximo acoplamento possível da formação do preço com as decisões de operação.

Importa recordar que contribuimos inclusive corroborando com **o aperfeiçoamento do modelo de formação de preço, sendo esse pilar essencial para garantir a expansão da Matriz Elétrica Brasileira,** conforme ilustração abaixo.



*Figura 1: Ciclo Virtuoso de Expansão da Matriz Elétrica – Fonte: ABEEólica*

O ciclo acima inicia o encadeamento das propostas ao demonstrar um fluxo necessário para garantia de segurança de suprimento. Assim, temos o pilar “formação de preço” com maior relevância, pois a credibilidade deste garantirá a financiabilidade dos projetos de energia nova, que garantirão a expansão do sistema, alcançando o bem comum necessário a sociedade: energia com segurança de suprimento.

Também, na mesma linha, entendemos, por coerência, que **os recursos de geração sejam adequadamente modelados o mais proximamente possível da realidade,** o que remete, por exemplo, ao

uso de um maior número de reservatórios equivalentes de energia e que, no limite, todas as usinas, independentemente de tecnologia sejam modeladas individualmente.

Considerando a relevância deste tema, apesar da ânsia em aperfeiçoar o setor elétrico, reforçamos que **é necessária uma aprovação do modelo consciente com análises e testes exaustivos que garantam a maior excelência possível do novo modelo.** Além disso, devemos percorrer não só o caminho da maior granularidade dos preços, mas sim aquele que permita que junto ao preço horário esteja ajustado todo o funcionamento do setor elétrico, incluindo, por exemplo, os novos produtos que permitirão o aproveitamento da formação de preço horária.

Dito isso, seguimos com esclarecimentos aos questionamentos postos no relatório da CP Nº 42/2017.

*Objetivo: identificar oportunidades de novos produtos, negócios e serviços.*

**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.**

A medida que o preço horário melhor represente as reais condições operativas, os recursos mais escassos serão mais valorizados. Assim, estimula-se o desenvolvimento de produtos, serviços e novos modelos de negócios capazes de oferecer soluções para as restrições operativas.

Em um sistema com capacidade de regularização suficientemente grande e com capacidade de transmissão suficientemente robusta, espera-se que o preço horário seja igual nas diferentes horas do período de formação do preço enquanto a oferta de potência disponível das usinas hidrelétricas for maior que a demanda máxima deduzida da geração termelétrica inflexível. Esta conclusão decorre da capacidade de modulação das usinas hidrelétricas, sem acréscimo de custo ao sistema.

Conforme a “ponta grátis” vai se esgotando, é esperada uma reação no sentido de implementar imediatamente algum mecanismo de adequação do suprimento, como lastro de potência. Consideramos essa solução equivocada. Antes, é necessário sinalizar economicamente a escassez e verificar se o mercado não agirá adequadamente a essa escassez. Com precificação adequada, esperamos as seguintes reações:

- Geradores deverão aperfeiçoar a sua gestão de risco das variáveis "preço" e "geração". Por exemplo, geradores não despachados centralizadamente irão modular sua geração, alocando-a no momento que o sistema mais precisa. Também poderá surgir um mercado secundário entre geradores, na qual, por exemplo, as fontes não controláveis se associarão às fontes hidrelétricas para garantir segurança de

recebimento. Assim como a proliferação de projetos híbridos com sinergia de fontes, como por exemplo, um projeto de eólica e solar ou projeto de eólica associada à bateria.

- No mercado livre poderão ser ofertados produtos físicos ou financeiros para hedges customizados a diferentes perfis de risco. Pode haver a oferta de produtos com blocos horários com preços distintos, atendimento a preço fixo para um bloco de energia e vinculado ao PLD para outro bloco, e produtos com maior propensão ao risco como produtos financeiros de curto-prazo, onde o preço da energia fica limitado a um valor, mesmo que o PLD esteja mais elevado (normalmente aplicado quando há percepções bastante distintas de preços). Outro produto financeiro que pode ser ofertado por Comercializadores, é a gestão das receitas dos geradores.

- Comercializadores, inclusive varejistas, desenvolverão mecanismos de precificação para compartilhar o risco de preço com seus clientes, assegurando que os sinais econômicos do preço horário cheguem, inclusive, aos consumidores não diretamente participantes da CCEE.

- Para os consumidores, a possibilidade de preços horários deve gerar oportunidades para uma maior gestão de consumo, ou seja, gerenciamento pelo lado da demanda. Os consumidores alterarão hábitos de consumo, tanto por reação comportamental aos preços e tarifas, quanto por meio de mecanismos contratuais de resposta da demanda, diretamente junto ao ONS ou por meio de intermediação. Com o amadurecimento do mercado, aplicações como controle direto de carga e uso de resposta da demanda para serviços ancilares devem se desenvolver.

- Sistemas de armazenamento, em particular baterias químicas, por exigirem significativos investimentos, tendem a entrar no mercado mais tarde, após os recursos citados acima que necessitam de menores investimentos. E produtos de telecomunicação e medição em tempo real serão fundamentais para viabilizar a gestão da demanda e novos produtos.

Outras oportunidades indiretas surgirão da **necessidade de substituição do pátio de medidores, pois para que a variabilidade de preços possa de fato ser eficaz, o sinal adequado desses preços deve alcançar o consumidor final**, vide detalhamento exposto na questão 2.

*Objetivo: identificar rebatimentos da adoção do preço horário na estrutura atual de tarifa, sistemas, regras e procedimentos.*

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

De forma simplificada, as tarifas para o consumidor final envolvem componentes de custo associadas a energia, encargos e uso do sistema de distribuição. Com relação a componente energia, a exposição do portfólio da distribuidora no mercado de curto prazo aos preços horários envolve, entre outros fatores, a relação entre as características dos CCEARs e o efeito portfólio do conjunto de consumidores que compõe sua carga agregada.

A transposição do efeito de preços horários de energia no mercado de atacado para as tarifas finais, deve considerar uma relação de compromisso entre a sinalização necessária para induzir uma resposta da carga e a complexidade e custos de transação associados. É importante lembrar que, para os consumidores conectados à rede de distribuição, os períodos de ponta visam também induzir o uso eficiente da capacidade da rede, fator que não é levado em consideração na formação do preço horário no nível da transmissão. Neste contexto, os períodos de ponta podem ser aperfeiçoados para incluir a dinâmica de deslocamento da ponta no tempo e espaço, possibilitando a ponta ser sazonal, regional e com reavaliação periódica na revisão tarifária de cada distribuidora para considerar possíveis modificações na configuração do sistema.

Outro fator bastante relevante para a adoção de modalidades tarifárias horárias é a necessidade de modernização do sistema de medição de faturamento e a instalação de medidores inteligentes para todos os consumidores do Grupo B. Nesse sentido, é importante que a adoção destas novas modalidades tarifárias esteja alinhada com um cronograma de implantação desta infraestrutura.

Por fim, sugere-se monitorar os resultados da recém implantada Tarifa Branca para subsidiar os próximos passos, além de uma discussão ampla sobre a regulação tarifária considerando os reflexos da adoção de preço horário no SIN.

***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.***

Para fins de PMO será necessário ajustar as demandas de informações dos agentes em função dos detalhamentos definidos nos modelos de planejamento/operação. Deve-se também definir regras para dados anemométricos e consumo, baseados nos procedimentos e metodologias similares, por exemplo, aos vigentes para previsão da vazão a ser considerada nos modelos.

No tempo real, pré e pós operação, os procedimentos atuais já consideram uma discretização inferior ou igual a horária.

É fundamental dar total transparência aos dados necessários aos agentes, de forma a possibilitar as simulações de preços para tomadas de decisão e hedge dos riscos.

**Questão 4) Quais alterações serão necessárias nas Regras e Procedimentos de Comercialização (exemplo: processo de cálculo do PLD, modulação de contratos e da garantia física, desconto e encargos) e no arcabouço comercial? Indique os pontos a serem alterados e apresente sugestões.**

Para a adoção do preço horário, é necessária a incorporação de mais um modelo matemático para a etapa de planejamento diário na cadeia de modelos de planejamento energético utilizados no processo de cálculo do CMO. Isso posto, **entendemos que a configuração do deck, utilizado para o cálculo em base horária do PLD e do CMO, deve ser a mesma.**

Logo, se partirmos da premissa de que a contabilização e a liquidação passariam a ser semanais, e o cálculo do preço/programação da operação a ser diário, o processo de cálculo do PLD exigiria maior agilidade e os sistemas da CCEE exigiriam que fosse possível uma discretização horária e em tempo real da posição do agente. Para fins de simplificação, o agrupamento de consumidores (na figura de um varejista) pode facilitar as operações comerciais de mercado, tais como registro, validação, aporte de garantias na CCEE e etc.

No que se refere à modulação dos contratos e da garantia física, desconto e encargos, atualmente estas informações já são tratadas em base horária no sistema CliqCCEE, e as informações são divulgadas por semana e patamar de carga. Caso seja adotado o preço horário, o maior impacto será na divulgação das informações, destacando a quantidade de dados que serão divulgados, tratados e armazenados. Porém, deve-se discutir sobre possíveis mudanças na sazonalização da garantia física dos agentes, mantendo o compromisso de enviar os dados, discretizados mensalmente, do ano seguinte ainda em dezembro do ano atual, mas possibilitando que o agente, ao longo do ano seguinte e antes do mês em questão, tenha a opção de poder distribuir entre as semanas ou dias o montante já sazonalizado para aquele determinado mês.

No arcabouço comercial o principal impacto será na modulação dos contratos. Neste sentido, é fundamental que durante a operação paralela da contabilização, que deve preceder a aprovação do cálculo do preço horário, os impactos do preço horário na modulação dos contratos sejam quantificados para que possíveis alternativas sejam avaliadas.

**Questão 5) Deveria ser reavaliada a periodicidade da contabilização e liquidação do Mercado de Curto Prazo, 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:

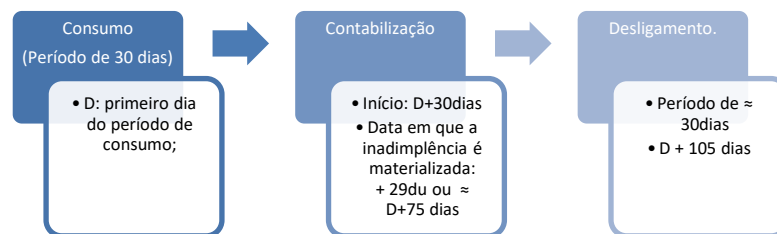


Figura 2: Prazo de contabilização, liquidação e desligamento na CCEE – Fonte: ABEEólica

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 dias<sup>1</sup> 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 reais<sup>2</sup>.

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

<sup>1</sup> 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.

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



quarenta milhões de reais<sup>3</sup>. 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.

Ainda devemos considerar os possíveis impactos em toda cadeia dentre eles exposição contratual, modulação de contratos, atributos para expansão (GF, ICB, COP e CEC), operação, regras de comercialização e desenho de mercado (limites de PLD, periodicidade de contabilização, etc), conforme destaca esta própria CP.

Isto posto, acreditamos que neste primeiro momento a **periodicidade da contabilização e liquidação do Mercado de Curto Prazo não deve ser alterada, mantendo-se em base mensal.**

***Questão 6) Existe relação entre 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.

Consideramos que a chamada de margem é um aprimoramento a ser considerado no processo da CCEE, mas a sua implementação em uma liquidação/contabilização com periodicidade mensal pode ser inviabilizada devido ao grande montante financeiro envolvido.

---

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

**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 poderão 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. O próprio CVU das térmicas, hoje definido em base mensal, terá de ser adaptado para contemplar esta nova dinâmica.

Dessa maneira, como há um vínculo natural entre a frequência de despacho das usinas e os critérios de definição dos limites do PLD e ainda não há informação suficiente para avaliar os impactos no despacho da implementação dos preços horários, a ABEEólica sugere que os limites de PLD possam ser revistos em qualquer momento do processo de operação sombra do DESSEM.

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 adoção de preços horários, no curto prazo, aumenta a incerteza sobre o fluxo de receitas de uma usina descontratada. Por sua vez, a forma como a expansão do sistema é contratada estabelece em que medida esse risco é mitigado e, portanto, é um mecanismo para equacionar a financiabilidade de um projeto de capital intensivo. O objetivo é encontrar o ponto de equilíbrio que represente o menor custo para o consumidor final. De um lado o agente gerador tem maior conhecimento para estimar o perfil de geração de sua usina, entretanto está sujeito a percepções de risco dos agentes de financiamento que tendem a encarecer o projeto. Do outro, o consumidor, representado pelos agentes de distribuição, não possuem os incentivos adequados e não tem como identificar os riscos de geração e de variação de preço, porém

possuem um natural efeito mitigador associado ao seu portfólio de contratos e de consumo. Considerando a inexistência de um mercado maduro para financiamento dos projetos de expansão, entende-se que a transposição de riscos associados ao perfil de geração e preço horário para os agentes geradores deva ser realizada de forma gradativa. Recomenda-se que sejam feitos estudos e simulações abrangentes visando identificar as alternativas de menor custo global.

Especificamente com relação à necessidade de contratação de ponta, reafirmamos os comentários expostos na Questão 1. Eventual contratação de lastro de potência para atendimento à ponta deveria ser considerada somente após a sinalização adequada da escassez ao mercado, para que outras soluções possam ser exploradas, como resposta da demanda, por exemplo.

Com a adoção do preço horário, é importante considerar a possibilidade de, nos novos leilões de expansão, incluir o aprimoramento de critérios de projetos ao aplicar a valoração dos atributos das fontes para atender o perfil de consumo das distribuidoras ou à sua escassez.

***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 de 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 essas limitações na formação de preços horários? Em caso de tratamento regulatório externo ao modelo, como devem ser remunerados esses custos? Justifique.***

Mantendo a lógica de operação baseada em despacho por custo, é importante representar adequadamente todas as restrições operacionais do parque gerador, incluindo, mas não se limitando, às suas restrições termodinâmicas. Destaca-se que as restrições operacionais das unidades geradoras dependem das peculiaridades de cada projeto de geração e devem ser declaradas pelo agente (rampa de carga e possibilidade de modulação), sendo que a alteração dessas características deve ser decorrente de mudanças no projeto ou justificada tecnicamente. No modelo de despacho horário as usinas termelétricas terão uma maior frequência de ligamento/desligamento.

O processo de tomada de carga das usinas pode demorar horas ou até dias e devem ser recuperados ao longo do período de despacho. No despacho horário é possível que uma usina termelétrica seja solicitada a despachar somente “uma” hora no dia, o que inviabilizaria a recuperação destes custos. Para equacionar esse problema propõe-se que seja possível a declaração, por parte do agente, de CVUs diferentes por período e volume de despacho, possivelmente em base semanal. Também é importante que

o modelo represente adequadamente as usinas com rampa maior de 24 horas, para permitir o despacho antecipado, análogo ao problema do despacho antecipado do GNL representado no modelo NEWAVE.

Caso as restrições operativas não sejam adequadamente modeladas, o despacho comercial produzirá uma ordem de mérito inviável operacionalmente, que acarretará em redespacho com custos por “constrained on” e “constrained off” e consequente necessidade de recuperá-los por meio de encargos. Este descolamento entre o comercial e o físico é indesejável, pois limita a capacidade do preço de curto prazo de representar as reais condições do sistema que, o que, por sua vez, impede o desenvolvimento de novos produtos, serviços e modelos de negócios que possam contribuir para a operação do sistema.

No que se refere as projeções de geração eólica e consumo de energia é imprescindível que tais informações sejam reproduzíveis. Assim, propõem-se que tais informações sejam oriundas de modelos e procedimentos de projeção oficiais e públicos, tais como os vigentes para previsão de vazão no âmbito do DECOMP.

Em caso de não serem definidas regras/modelos/procedimentos, torna-se inviável a projeção de preços e fechamento de posições ex-ante pelos agentes, o que aumenta o risco do gerador e, conseqüentemente, os custos de venda para o consumidor final.

*Objetivo: identificar rebatimentos da adoção do preço horário na estrutura dos contratos de energia.*

**Questão 10) Existe necessidade de adequação dos contratos do Ambiente de Contratação Livre - ACL? Justifique.**

Com relação aos contratos vigentes do ACL, alterações na regulação podem demandar renegociações, que podem ser relativas a ajustes dos preços em função do perfil da curva de consumo, da localização da carga e das restrições de transmissão.

A implantação de preços horários imputa riscos tanto a parte vendedora quanto para a parte compradora. Dada a incerteza associada à geração (vendedor) e ao consumo (comprador), os contratos devem refletir as necessidades de repasse de custos incrementais, como o custo com serviços ancilares, e as variações de custos operativos ao longo do dia, na qual o consumidor deve ser estimulado a consumir em períodos onde o portfólio da geradora tenha melhor condições de supri-lo. Será necessário precificar flexibilidades horárias ou ao longo do dia para os consumidores com demanda mais volátil.

Outro ponto importante é a cobrança das garantias financeiras feita pelos fornecedores de energia, mais difícil de precificar dado que, possivelmente, haverá produtos com diversos patamares de preços. É possível que se abra mercado para bancos ou corretoras oferecem produtos para garantir uma carteira de clientes (como forma de diversificar riscos). Além disso, diversos preços recaem sobre o problema fiscal de

declaração de preços na receita. O fisco monitora variações abruptas ao longo do ano de receita de contratos, fato que ocorreria caso fosse ofertado preços bem distintos para montantes grandes de energia.

**Questão 11) Existe necessidade de adequação das diretrizes para contratação de energia para o Ambiente de Contratação Regulado - ACR? Justifique.**

No que tange os contratos vigentes no ACR, entendemos que **estes devem ser mantidos e respeitados**. Apesar disso, há uma questão específica que deve ser previamente observada: existem contratos por disponibilidade (CCEAR e CER), especificamente de fonte eólica, que possuem o PLD médio como valoração do ressarcimento por desvios negativos de geração. Neste sentido, deve-se discutir se o PLD médio será calculado a partir da média aritmética simples de todas as horas do quadriênio ou outra forma de determinação do PLD para valoração do ressarcimento, de forma a manter o princípio de previsibilidade dos signatários dos contratos. Aproveitando o ensejo, reforçamos que a análise deste ponto é mais uma motivação para um maior tempo de análise do preço horário.

*Objetivo: identificar impactos e custo-benefício da adoção do preço horário.*

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

É inevitável que a precificação horária ocasione aumento de custos operacionais para os agentes de mercado, demandando reestruturações e aplicação de recursos que ainda serão mensurados. Por outro lado, a precificação horária aprimora a sinalização econômica e consequentemente estimula eficiência relacionada ao uso dos recursos energéticos. Eficiência essa relacionada ao aprimoramento da alocação do despacho e também ao desenvolvimento inerente do hábito de consumo racional.

Considerando a ordem de grandeza dos montantes financeiros envolvidos, espera-se que a economia resultante da utilização de preços horários seja muito superior ao aumento de custo de transação considerando que sua implementação traga maior credibilidade a formação de preços acoplando-a com a operação do sistema.

Para os **consumidores**, entendemos que poderão ter oportunidade de acessar preços mais competitivos, caso consigam fazer gestão do uso da energia nas horas de menor preço, ou incorrerá um aumento da necessidade de se proteger dado aumento da volatilidade de preços ao longo do dia. Algumas classes de consumidores não conseguirão fazer uma resposta à demanda efetiva, a exemplo do comércio que tem horas padrão de funcionamento, de forma que poderão ser incentivados a se tornarem autoprodutores, parcialmente ou não, caso os preços de liquidação aumentem muito em relação ao atual. É necessário verificar o impacto econômico nestes agentes menos flexíveis.

Comercializadoras: Oportunidade para criação de novos produtos, e necessidade de uma melhor gestão junto a CCEE (pode-se ter uma necessidade de aportes horários na CCEE). Dado que as comercializadoras dependem de compra das geradoras para fazer suas vendas, será necessário um controle maior do portfólio horário de compras e vendas, o que pode limitar a contratação ou aumentar o risco.

Geradoras: Melhor gestão do risco. Explicitação do valor das diferentes tecnologias de geração. Espaço para contratos entre geradoras que possam se complementar em perfil de geração, a saber, eólicas e fotovoltaicas.

Distribuidoras: Devem ser estimuladas a gerenciar o seu portfólio de consumo, de tal modo, a utilizar a sinalização de preços para trazer ganhos operacionais ao sistema e melhorar a estimativa das necessidades de expansão.

Transmissoras: Podem desenvolver mecanismos para convite à redução de carga dos consumidores conectados na Rede Básica.

***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.***

Espera-se que o acréscimo de custo associado a este avanço de mercado seja baixo em relação ao benefício com o ganho de eficiência obtido com a precificação realista dos custos e demanda do mercado e o incentivo a um novo comportamento de consumo. Outros benefícios podem ser considerados como a evolução para um mercado mais dinâmico e o surgimento de novas oportunidades de negócios.

O preço de curto prazo é o sinal econômico fundamental para coordenar a tomada de decisão dos agentes tanto no curto como no longo prazo. E uma formação de preço deficiente ou pouco crível acarreta em graves implicações ao bom funcionamento do mercado, exigindo intervenções (possivelmente com efeitos colaterais indesejáveis) na tentativa de corrigir as distorções na formação de preço.

Quanto ao processamento das operações de mercado pela CCEE, quanto mais curto o prazo da contabilização e liquidação, mais investimento em sistemas de comunicação e infraestrutura de TI, os quais quando aplicados a diversa gama de consumidores dificultam o gerenciamento. Deste modo, a figura do agregador de carga (varejista) facilitaria imensamente a implantação deste mecanismo.

***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?***

Ressaltamos a importância da representação adequada do sistema, principalmente das restrições de transmissão, restrições operativas das diferentes usinas, da disponibilidade dos recursos energéticos, bem como dos critérios de segurança adotados no planejamento da operação do sistema.

Também é importante salientar que, com a adoção do preço horário calculado pelo modelo DESSEM, permanece a característica de cálculo de preço ex-ante a operação do SIN. Nestes moldes, são utilizadas previsões de dados de entrada no modelo de otimização, como por exemplo, previsão de carga, de vazão das usinas hidrelétricas e de geração das usinas intermitentes. Estas previsões adicionam incertezas ao modelo otimizado.

Diante da atual da matriz elétrica e da perspectiva de expansão das fontes renováveis, o paradigma de um modelo hidrotérmico deve ser repensado. A estocacidade das fontes variáveis, principalmente a fonte eólica, deve ser incorporada ao modelo de formação de preço. Sugere-se avaliar também a representação da carga de forma estocástica. Naturalmente estes aperfeiçoamentos devem ser realizados de forma gradual, buscando-se sempre priorizar as melhorias que produzem o maior impacto no aperfeiçoamento da operação do sistema.

Complementarmente às análises de todos os questionamentos anteriores, pontuamos que a adoção do preço horário, juntamente com os novos produtos, tais como resposta a demanda, podem acrescentar componentes aos atuais problemas do MRE (GSF).

Desde 2014, os agentes hidrelétricos participantes do 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 ABEEólica entende que mais uma vez **torna-se urgente a discussão de soluções para o MRE** de forma a possibilitar 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, a partir da divulgação dos preços horários, o consumidor será estimulado a responder este sinal, justamente em benefício da otimização dos recursos disponíveis do sistema.

Como pode ser visto no Gráfico 1, para um determinado dia, o preço PLD calculado pelo DESSEM dobra no período entre 15 e 18 horas.

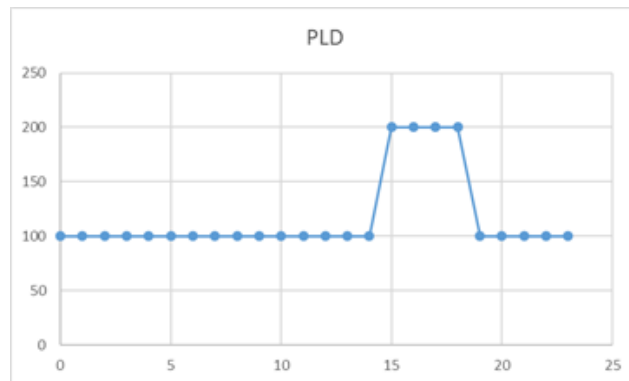


Gráfico 1: PLD calculado pelo DESSEM – Fonte: ENGIE

Hipoteticamente, conforme esperado, o consumo de energia, representado em cinza no Gráfico 2, tende a responder a esta diferença de preços.

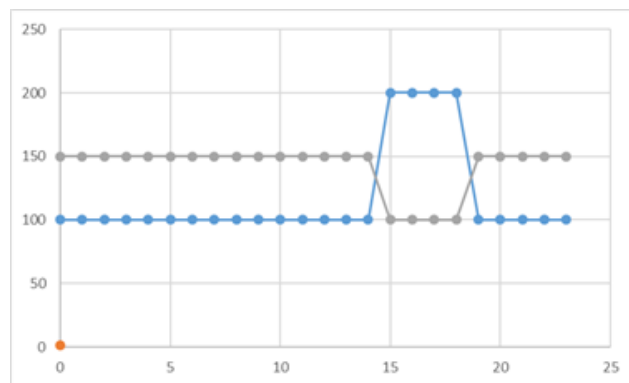


Gráfico 2: PLD calculado pelo DESSEM x consumo de energia – Fonte: ENGIE

Como consequência, o GSF associado ao consumo do período de maior PLD tende a ser menor em prejuízo do MRE e seus participantes (Gráfico 3).

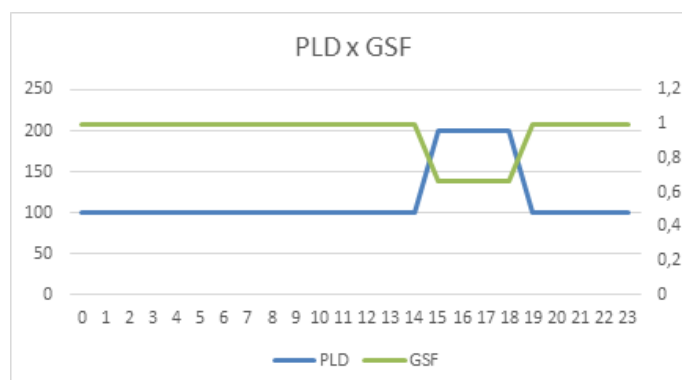


Gráfico 3: PLD calculado pelo DESSEM x GSF – Fonte: ENGIE



Por fim, **concluimos que a ABEÉólica é favorável ao estabelecimento de mecanismos para formação de preços no mercado de curto prazo com granularidade horária, entendendo que tal medida dará maior credibilidade na formação de preços de curto prazo, ressalvadas as ponderações citadas ao longo desta contribuição.**

Assim, também entendemos ser necessário quantificar adequadamente os impactos e custos envolvidos com a adoção desta medida pela CCEE, pelo ONS e pelos demais agentes do setor 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.

A periodicidade da contabilização e liquidação do MCP além de outros benefícios citados pode viabilizar novos mecanismos de garantia financeira e reduzir custos de inadimplência nas liquidações, mas entendemos que cabe aprofundar a relação entre os custos e benefícios. Por conta disso, acreditamos que a periodicidade não deve ser alterada inicialmente.

Sem mais para o momento, indicamos que **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, a qual aqui solicitamos, 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.

Certos de contarmos com vossa habitual atenção, finalizamos agradecendo pela oportunidade em nos manifestar.