



Rio de Janeiro, 17 de janeiro de 2018.

Ministério de Minas e Energia

Consulta Pública 042/2017 - Questões sobre a Implantação do Preço Horário no Mercado de Curto Prazo.

Esplanada dos Ministérios, Bloco "U".

CEP 70065-900.

Brasília – DF.

A ABRAGET – Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas vem apresentar suas contribuições que considera relevantes ao questionário elaborado pelo MME nesta CP 042/2017, para a Implantação do Preço Horário no Mercado de Curto Prazo.

A ABRAGET defende que a proposta para implementação do preço horário seja avaliada pelo MME/ ONS/ CCEE/ EPE e ANEEL em conjunto com Associações e Agentes, com metas e prazos bem definidos com o objetivo de dar transparência e visibilidade ao processo.

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.

Comentários da ABRAGET: O preço de curto prazo representa o sinal econômico para os agentes de mercado e **sua correta formação é indispensável para o adequado funcionamento do mercado de energia elétrica.** Para a sua eficaz implementação, o

processo de formação do preço de curto prazo deve ser coerente com as decisões operativas e com os critérios utilizados no planejamento da expansão no sentido de oferecer a correta sinalização para o uso eficiente dos recursos em toda a cadeia de energia elétrica. Neste sentido, é fundamental que os critérios estabelecidos para operação e planejamento da expansão sejam os mais próximos possíveis da realidade, respeitando as características intrínsecas de cada fonte.

As termelétricas deverão ser remuneradas pelos seus serviços, tais como:

- ✓ Atendimento à ponta de carga do SIN;
- ✓ Controle de tensão;
- ✓ Controle de intermitências em razão do aumento de fontes de geração variável (eólica e solar)
- ✓ Outros.

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.

Comentários da ABRAGET: A estrutura tarifária para todos os consumidores deverá ter aderência com o custo marginal horário do sistema. Além disso, o sistema deverá **indicar o benefício econômico correto para cada agente não apenas no momento certo, mas também em cada local correspondente.** Por exemplo, a metodologia nodal aplicada atualmente para o cálculo da TUST, não captura o melhor uso da rede pelas térmicas próximas ao centro de consumo.

No entendimento da ABRAGET em um sistema hidrotérmico, com predominância hidrelétrica e com introdução considerável de fontes intermitentes, **não se deve desatrelar a Formação do Preço do Custo Marginal da Operação, ou seja, a sistemática de formação do preço deve respeitar os parâmetros da operação.** Neste sentido, a ABRAGET apresenta algumas propostas nas próximas questões.

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.

Comentários da ABRAGET: Temas que devem ser objeto de discussão para a correta implementação do processo de formação de preço:

- ✓ Modelagem probabilística das usinas não despachadas centralizadamente como, por exemplo, usinas eólicas e solares.
- ✓ Impacto da variabilidade horária das fontes renováveis nos patamares de carga, o que deverá tomar uma importância crescente no futuro.
- ✓ Parâmetros de calibração do algoritmo de otimização, geração de séries sintéticas, modelos de chuva-vazão e modelos auto regressivos.
- ✓ Alterações referentes à representação e modelagem das usinas e de limites de transmissão de energia entre submercados nos modelos.
- ✓ Estudos de desvios sistemáticos das afluições em relação às respectivas Médias de Longo Termo (MLT) como, por exemplo, o que vem ocorrendo no Nordeste, bem como eventuais providências para adequações de dados nos históricos de vazões.
- ✓ Representação das restrições de Unit Commitment, a serem utilizadas para o despacho das usinas termelétricas, nos modelos de otimização da operação.
- ✓ Outra contribuição é no sentido de que tipos de despachos, como por Segurança Energética e Restrição Elétrica, possam ser realizados através de oferta de custos (CP 014/2016 - ANEEL).

Um aspecto relevante que cabe destacar, é que atualmente, os requisitos de geração podem ser diferentes para cada um dos patamares de carga em razão do valor do CMO nestes patamares. Como consequência, atualmente alguns geradores termelétricos vêm sofrendo perdas financeiras em razão do ONS ter consistentemente titulado a geração

das usinas, que se encontra fora da ordem de mérito no patamar de carga leve e/ou média, como *constrained-on*.

Portanto, com o objetivo deste problema não continuar incorrendo em perdas financeiras para os geradores termelétricos, a sistemática de preços horários deverá levar em consideração os requisitos operacionais dos geradores. Por exemplo, usinas termelétricas a carvão necessitam de tempo para serem ligadas e posteriormente desligadas (rampa) e como consequência não poderão ser despachadas de acordo com as variações horárias de preços.

No Brasil, o modelo matemático de otimização (DECOMP), utilizado para despacho das usinas termelétricas, não considera as restrições *unit commitment* (“UC”) dos geradores, que tipicamente são: mínimos tempos de partida (*start-up*) e parada (*shut-down*) e custos associados, custos de operação a vazio (unidades sincronizadas e sem carga), mínimos tempos durante os quais as unidades ou plantas devem permanecer desligadas após paradas ou ligadas após partidas e máximas taxas de incremento ou decréscimo de potência.

A representação das restrições de UC nos modelos de otimização da operação faz com que a decisão ótima efetivamente minimize os custos operativos totais, incluindo, por exemplo, os custos de partida das plantas.

Outra contribuição está relacionada ao atual critério de despacho por carga de GNL. Atualmente, o despacho realizado pelo ONS traz imprevisibilidades que não favorecem a obtenção de melhores condições comerciais e o armazenamento eficiente de cargas discretas de GNL.

Um modelo de despacho considerando critérios relacionados às cargas discretas de GNL, garantindo ao gerador termelétrico o despacho de toda a carga contratada, poderia refletir em menores preços e menores perdas.

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.

Comentários da ABRAGET: Cumpre destacar que os preços do mercado de curto prazo são essenciais para dar os sinais econômicos adequados aos investidores e apoiar os agentes na comercialização e gestão de seus riscos, contribuindo para o funcionamento eficiente do mercado. No Brasil o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) tem sofrido significativa volatilidade e imprevisibilidade, tornando o Mercado de Curto prazo (MCP) um ambiente caracterizado por elevada incerteza.

O pleito da ABRAGET reside na remuneração adequada da geração termelétrica, compatível aos custos incorridos pelo gerador.

Os riscos assumidos pelo agente gerador termelétrico descontratado, associados à incerteza do despacho, são elevados, desta forma, as UTEs *Merchant* deverão ter liberdade para declarar seus respectivos preços.

A formulação algébrica das Regras de Comercialização deve estar adequada para contemplar o preço em base diária com discretização horária.

Também é importante uma análise mais atenta sobre o rateio das inadimplências no MCP da CCEE. Atualmente, esse rateio é realizado somente entre os credores da liquidação e, portanto, representa um critério desequilibrado na participação dos agentes nas liquidações, onerando consideravelmente um grupo de agentes que, conjuntamente, apresentam créditos nas suas contabilizações. Os demais agentes ficam isentos desse ônus, mesmo possuindo grandes volumes comercializados na CCEE.

A ABRAGET entende como necessária a alteração da legislação para constar que o rateio da inadimplência e dos não pagamentos seja feito entre todos os agentes de mercado.

Além de todo o exposto, seria importantíssimo reavaliar e se for o caso melhorar o processo de Garantias Financeiras e desligamento de agentes inadimplentes na CCEE.

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.

Comentários da ABRAGET: O critério para a formação de preços tem que ser diária.

A periodicidade da contabilização e liquidação do MCP deverá ser no mínimo em base semanal.

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

Comentários da ABRAGET: A premissa para a implantação do Preço Horário no Mercado de Curto Prazo aflora a necessidade do estabelecimento de estrutura de garantia financeira robusta.

Assim, a ABRAGET entende que é primordial a escolha de instituições financeiras para estabelecer para cada agente o seu limite operacional para atuação no mercado, de forma a garantir as suas operações de compra e venda de energia.

Outro aspecto de extrema relevância é a criação de um Fundo Garantidor para as operações no Mercado de Curto Prazo (MCP), que objetiva absorver eventuais inadimplências.

Para garantia de atendimento ao mercado, deverá ser estabelecida regulação específica com o objetivo de:

- a) definir limites operacionais de atuação para cada um dos agentes em função das garantias financeiras apresentadas, as quais deverão ter como lastro apólices com bancos de primeira linha;
- b) criar um Fundo Garantidor para as Operações do Mercado de Curto Prazo, visando mitigar os efeitos de eventuais inadimplências no mercado.

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.

Comentários da ABRAGET: O critério para a formação de preços tem que ser diária. Quanto ao limite máximo de PLD, a preocupação reside na aplicação de penalidades e ressarcimentos atrelados ao valor do PLD. Desta forma os critérios para definição dos limites máximo e mínimo do PLD carecem de uma melhor avaliação.

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.

Comentários da ABRAGET: Nos Leilões de energia, **o Índice Custo Benefício (ICB) deveria ser utilizado apenas para comparar projetos candidatos ao leilão.** Para ser transformado em “preço equivalente”, ou previsão de “custo para o consumidor”, é fundamental incluir atributos na metodologia de cálculo do ICB equivalente. De forma a garantir a isonomia entre as fontes, o poder concedente deveria avaliar uma metodologia justa para precificação correta destes atributos para inclusão no Índice Custo Benefício.

Um outro aspecto, conforme abordado na CP nº 033/2017 referente ao Novo Marco Legal do Setor Elétrico Brasileiro, não necessariamente as distribuidoras se manterão responsáveis pela real projeção de demanda para atendimento da expansão do parque de geração uma vez que estas estão desobrigadas a contratar 100% de sua carga. A ABRAGET se mostra preocupada com os riscos associados à expansão da oferta de geração do SIN.

Ressalta-se a necessidade de equacionamento dos mecanismos relativos à financiabilidade da expansão e à separação dos produtos lastro e energia com definição de abrangência, metodologia de cálculo, sistemática dos leilões e precificação.

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.

Comentários da ABRAGET: A decisão de despacho de cada usina deve considerar o custo total de partida e parada, dentre outros, de cada unidade geradora. O modelo de operação atual, com despacho por mérito por menor CVU desconsidera os custos de partida/parada, tomada de rampa, manutenção em hot stand-by, entre outros. Uma usina com menor CVU pode ter custo total maior para o sistema se for ligada múltiplas vezes por dia, ou se for utilizada por pouco período de tempo.

No Brasil, o modelo matemático de otimização (DECOMP), utilizado para despacho das usinas termelétricas, não considera as restrições *unit commitment* (“UC”) dos geradores, que tipicamente são: mínimos tempos de partida (*start-up*) e parada (*shut-down*) e custos associados, custos de operação a vazio (unidades sincronizadas e sem carga), mínimos tempos durante os quais as unidades ou plantas devem permanecer desligadas após paradas ou ligadas após partidas e máximas taxas de incremento ou decréscimo de potência.

A representação das restrições de UC nos modelos de otimização da operação faz com que a decisão ótima efetivamente minimize os custos operativos totais, incluindo, por exemplo, os custos de partida das plantas.

Por outro lado, recentemente a ABRAGET apresentou à SRG/ANEEL, proposta para que os agentes façam ofertas para o despacho fora da ordem de mérito. Estas ofertas seriam multiprodutos, contendo o preço pela geração acima do despacho por mérito, preço de partida, preço de parada, preço pela rampa, entre outros. A ABRAGET entende ser fundamental que o MME considere a proposta apresentada para a SRG/ANEEL para o despacho fora da ordem de mérito e também inclua, de maneira semelhante, este conceito na formação de preço horária.

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.

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

Comentários da ABRAGET referentes às questões 10 e 11: A contratação de empreendimentos termelétricos no ACL traz grandes riscos para o vendedor, dado que o resultado é dependente tanto do valor do PLD, quanto dos custos variáveis de geração, estando este último diretamente ligado aos preços das commodities e a variação cambial. A alta volatilidade destes parâmetros pode inviabilizar a venda neste ambiente de contratação.

Uma possível desmobilização das termelétricas existentes, por falta de condições contratuais satisfatórias irá degradar a segurança elétrica e energética do SIN. Implicará também na necessidade de contratação de usinas novas, onerando o consumidor, uma vez que haverá necessidade de reinvestir em infraestrutura, o que para as usinas existentes não seria necessário.

Os atributos (despachabilidade, confiabilidade, etc) da geração termelétrica independem da fonte de geração ser “nova” ou “existente”.

A ABRAGET propõe a unificação dos leilões de energia nova e existente como objetivo de promover uma competição na qual o vencedor do leilão seja o empreendimento mais eficiente e econômico para o consumidor, seja ele novo ou existente.

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?

Comentários da ABRAGET: A proposta deve ser precedida de um debate metodológico intenso, incluindo o setor financeiro (Bancos de investimentos), dada às condições matriz ainda predominantemente hidrelétrica e a participação cada vez maior de fontes não controláveis.

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.

Comentários da ABRAGET: os custos ferramentais para operacionalização do preço horário e também o custo de aquisição de medidores devem ser mensurados e avaliados. Neste aspecto, o conjunto completo de mudanças é grande e uma implantação em etapas seria o mais recomendável.

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?

No momento não há comentários adicionais. A ABRAGET apenas reforça a solicitação para que todo o processo seja estudado e debatido em conjunto com os agentes e associações setoriais.

Mais uma vez, agradecemos a atenção e subscrevemo-nos.

Atenciosamente,

Xisto Vieira Filho

Diretor Presidente