



**Contribuição à Consulta Pública nº 42/2017 do
Ministério de Minas e Energia**

Introdução

Inicialmente, parabenizamos o Ministério de Minas e Energia - MME pela iniciativa de promover discussões sobre as principais diretrizes necessárias para a renovação do marco regulatório do setor elétrico brasileiro. A participação da sociedade nas discussões permite um maior alinhamento das expectativas dos agentes, e conseqüentemente reduz a possibilidade de eventuais questionamentos judiciais.

A formação de preços é um tema de extrema relevância e que ainda carece de aprimoramentos, que vêm sendo discutidos por este Ministério em outras ocasiões, dentre elas podemos citar a Consulta Pública nº 23 - Redefinição dos Parâmetros de Aversão a Risco, a Consulta Pública nº 22 - Governança dos Modelos Computacionais, e a Consulta Pública nº 33 - Aprimoramento do marco legal do setor elétrico.

O sucesso na implementação que qualquer evolução no marco regulatório do setor elétrico depende da capacidade de se estabelecer um processo de formação de preços que, conforme exposto pela NT 5/2017/AEREG/SE, definam “valores críveis, com regras transparentes e que desviem o mínimo possível da realidade operativa”.

A implantação do preço horário no mercado de curto prazo é um tema previsto desde a publicação da Resolução nº 290/2000 que estabelecia diretrizes para a implantação gradual das regras do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE e definia que a partir de 1º de janeiro de 2002 a definição dos preços se daria em intervalos de uma hora. Esta data foi sendo postergada até que em 2004 o Decreto nº 5.163 possibilitou que o PLD fosse calculado com periodicidade máxima semanal. A postergação desta discussão se deve em parte pela constituição predominantemente hidráulica da matriz elétrica brasileira. Contudo ao longo dos anos o crescimento da participação de fontes intermitentes, a redução da capacidade de regularização dos reservatórios e o aumento da complexidade de operação do sistema trouxeram a necessidade de se retomar o assunto.

A adoção do PLD horário, conforme já exposto por este Ministério, permite melhorar a sinalização econômica do valor da energia elétrica o que implica em uma melhor valoração dos benefícios ao sistema de recursos que estejam disponíveis nas horas em que o sistema mais necessita, dentre eles resposta da demanda, armazenamento de energia e termelétricas de partida rápida.

O Grupo Votorantim, como um dos maiores conglomerados industriais do Brasil e com atuação em diversos segmentos eletro-intensivos (metais, alumínio, cimento, celulose, siderurgia e agronegócio), buscou desde de sua origem, soluções em energia para se manter competitivo nestes segmentos, investindo continuamente em autoprodução de energia e tecnologia.

Neste sentido, destaca-se a relevância do preço horário de energia para um grande consumidor industrial e a importância deste para possibilitar a otimização do sistema face a sinalização econômica do preço, assegurando benefícios financeiros para o sistema elétrico em termos de redução de custos com expansão da capacidade, operação e manutenção, haja vista, que um grande consumidor pode realocar a produção de uma maneira mais ótima dentre de um

período diário, utilizando-se de capacidade ociosa em horários de preços mais baratos e ‘desafogando’ o sistema em momentos de alto fluxo de potência.

Os benefícios citados somente serão efetivos caso sejam precedidos de ajustes no processo de formação de preço. Adicionalmente entendemos que os limites do PLD deverão ser redefinidos caso a granularidade do mesmo passe a ser horária, no entanto os critérios só devem ser alterados depois que o mercado estiver adaptado ao novo processo de formação de preços, tendo em vista que as exposições dos geradores hidráulicos ao GSF podem ser agravadas num cenário com PLDs mais altos.

Formação de Preços

A evolução no processo de formação de preços no mercado de curto prazo é um dos pilares necessários para a evolução do marco regulatório do setor elétrico e, conseqüentemente, assegurar preços horários adequados à operação do sistema. Atualmente os modelos utilizados para a formação de preços não traduzem de forma completa a operação e a situação do sistema. O Newave (médio e longo prazo) simula o sistema de forma simplificada, utilizando reservatórios equivalentes, fazendo aproximações que comprometem seus resultados. O Decomp (curto prazo) simula apenas 2 meses, mostrando descontinuidade entre os meses de operação.

Entendemos que as questões associadas a incerteza e a pouca transparência na formação de preços são causadas por alguns motivos conjunturais e estruturais:

- 1. Os modelos de projeção de vazões não são capazes de projetar cenários robustos:** a incerteza nas projeções resulta em um nível de volatilidade que os agentes não conseguem reproduzir. A volatilidade em si é um atributo da formação de preços baseada em otimização do custo de operação em sistemas hidrotérmicos, contudo, as condições conjunturais e estruturais do sistema potencializam a variabilidade;
- 2. A curva de custo das térmicas é inadequada e descontínua:** poucas térmicas com Custo Variável Unitário - CVU baixo e muitas térmicas com CVU elevado e com degraus consideráveis quando os CVUs são empilhados. Este fato potencializa a volatilidade do CMO;
- 3. Utilização de cadeia de modelos ultrapassada em comparação a tecnologia disponível.** A utilização de sistemas equivalentes, a não representação adequada da transmissão e das fontes não despacháveis, além do tempo necessário para obter os resultados torna a criação de cenários de preços pelos agentes um processo inviável para tomada de decisão;
- 4. Falta de transparência nos processos de definição dos dados de entrada.** Recentes alterações na definição de vazão mínima de usinas do Nordeste e erros de projeção de demanda colocaram em risco a credibilidade do processo de formação de preços.

Entendemos que a alteração do processo de formação de preços baseado em modelos computacionais para um modelo de formação de preços através de oferta e demanda deve passar

pela redução na granularidade dos mesmos. Sugere-se uma implementação em etapas, conforme descrito a seguir.

1. Melhoria nos modelos computacionais vigentes: é de suma importância a melhoria dos modelos, substituindo modelos aproximados por modelos mais completos com simulação a usinas individualizadas. Além disso, deve-se avaliar a utilização de horizonte de simulação menor que o atualmente adotado para a formação de preços. Entendemos que o horizonte de cinco anos eleva o tempo de otimização sem a agregação de informação relevante ao preço.

2. Redução nos períodos de comercialização: após a melhoria nos modelos, fazendo com que estes passem a refletir melhor a operação, torna-se necessária a redução nos períodos de comercialização, fazendo com que os preços sejam em base horária com o objetivo de aprimorar a sinalização econômica.

3. Formação de Preço por Oferta x Demanda (bid de preços) – essa etapa está diretamente ligada às duas anteriores porém mais ainda conectadas à resolução de outras questões do sistema elétrico brasileiro. Consiste em garantir a migração de um sistema precificado por modelos de otimização que, apesar de cumprirem seu papel, muitas vezes não refletem o sistema de forma completa, trazendo imperfeições na precificação e podendo causar problemas na expansão do sistema e na comercialização de energia.

A seguir apresentaremos respostas aos questionamentos apresentados nesta Consulta Pública.

Questões

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 implementação do PLD horário vai permitir uma melhor representação das condições operativas do sistema, melhorando a valoração dos benefícios dos recursos que estejam disponíveis nas horas em que o sistema mais necessita possibilitando o desenvolvimento de produtos e serviços capazes de oferecer soluções para as restrições operativas.

Conforme já levantado por esse MME, o armazenamento de energia, usinas reversíveis, usinas de partida rápida, centrais de geração híbridas com fontes complementares entre si, programas de resposta da demanda e um mercado de serviços ancilares devem se desenvolver, com a adoção de preços que reflitam melhor a realidade do sistema.

Novos mecanismos de *hedge* deverão surgir como forma de proteção à volatilidade de preços, podemos citar a figura do agregador de carga que possui em sua carteira consumidores com perfis

diferentes e poderá oferecer ao operador produtos de resposta da demanda baseado em um portfólio e não em cargas individuais.

Além disso, espera-se que seja criada uma nova cadeia de tecnologia e serviços aplicados a grandes consumidores industriais, já difundida em países que possuem preços horários e resposta da demanda inerente ao modelo, trazendo para o mercado brasileiro novos investidores, equipamentos e serviços que agregam agilidade na manobra de equipamentos e telecomunicação de medição, visando assegurar a adequada resposta à otimização do sistema elétrico brasileiro.

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.

Em relação à estrutura tarifária, cabe destacar que maior parte da energia consumida é de responsabilidade de compra da distribuidora (cerca de 70% do consumo é cativo), neste sentido, a resposta horária, do ponto de vista energético, pode ser pouco eficiente em termos de atratividade para este consumidor. Por outro lado, os consumidores livres podem, de imediato, obter as vantagens do preço horário, mesmo com a estrutura tarifária vigente.

A partir de 2018 o consumidor cativo poderá optar pela tarifa branca e terá a possibilidade de pagar valores diferentes em função da hora e do dia da semana em que consome a energia elétrica. A partir de janeiro de 2018 poderão aderir à tarifa branca as novas ligações e os consumidores com média mensal de consumo superior a 500 kWh, a partir de 2019, unidades com consumo médio superior a 250 kWh/mês e, em 2020, os consumidores de baixa tensão, qualquer que seja o consumo. Esta evolução regulatória poderá sinalizar a capacidade desta classe de consumidor de responder às variações de preço, contudo cabe ressaltar que esta modalidade tarifária foi concebida para o modelo atual de formação de preços.

Entende-se que a adoção de preços horários deve estimular modalidades tarifárias “*time-of-use*”, de forma que exista um incentivo para que os consumidores cativos respondam a preços elevados, caso este tipo de modalidade tarifária não seja disseminado entre os consumidores cativos, os benefícios de um processo de formação de preços mais aderente à realidade operativa serão pouco percebidos por estes consumidores.

Para que a adoção de modalidades tarifárias horárias seja difundida entre os consumidores de baixa tensão é necessária a modernização do sistema de medição de faturamento e a instalação de medidores inteligentes para todos os consumidores do Grupo B. A adoção destas novas modalidades tarifárias deve estar alinhada com um cronograma de implantação desta infraestrutura.

Por outro lado, quanto mais houver incentivos para ampliar a participação do mercado livre, seja por abertura gradual do mercado para novos entrantes ou redução das restrições regulatórias existentes, maior será o número de consumidores já adaptados a medição horária e capazes de responder adequadamente a este modelo, requerendo mínima adequação na estrutura tarifária do ponto de vista de energia, restando ajustes, pontuais, na estrutura da tarifa de uso do sistema de distribuição (tarifa fio).

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.

Os processos e sistemas de coleta de dados deverão ser construídos e/ou atualizados. Quanto aos principais módulos dos procedimentos de rede a serem alterados podemos citar: Módulo 5: Previsão de carga, Módulo 7: 7.3 (contempla PMO da forma atual), Módulo 8: programação diária, Módulo 9: previsão de vazão, Módulo 10: submódulo 10.4 (programa diário de operação), Módulo 18: sistemas e modelos computacionais, Módulo 23: critérios para estudos.

Conforme exposto na introdução desta contribuição, entendemos ser necessária a adequação dos modelos atuais de formação de preços, a fim de trazer a modelagem para uma visão de individualização das usinas e uma tecnologia adequada aos novos padrões, e o aperfeiçoamento dos modelos de previsão de vazão, carga e geração de fontes intermitentes. Tal mudança trará impactos nas atividades de operação atual, requerendo ajustes para adequar a esta realidade horária.

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.

Deverá ser feita uma revisão dos Procedimentos de Rede do ONS, bem como das Regras e Procedimentos de Comercialização da CCEE, para que haja adequação entre processos internos e a regulamentação.

Um levantamento preliminar feito pela CCEE, identificou necessidade de adequação de 11 (de 24) módulos das Regras de Comercialização, adicionalmente deverão ser implementadas adequações aos sistemas para incorporar as novas Regras no CliqCCEE, e na divulgação de resultados.

Hoje a modulação dos contratos, da garantia física, apuração dos descontos e encargos já são tratadas em base horária no CliqCCEE, no entanto estas informações são agregadas por semana e patamar de carga.

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 implica necessariamente na redução da periodicidade de contabilização e liquidação, no entanto a redução deste intervalo e a consequente redução nos volumes a serem liquidados poderia trazer benefícios para o mercado, possibilitando também a redução do prazo para desligamento dos agentes inadimplentes.

Adicionalmente, ressaltamos que na eventual criação de uma bolsa, com negociações padronizadas e liquidação centralizada (*"clearing house"*), na qual a contraparte central deve

assumir apenas as obrigações referentes à compra e venda de energia. Assim, os valores “acessórios” (como a apuração de encargos, lastro, descontos, entre outros) deveriam ser tratados em processos apartados.

A existência de sinalização econômica horária para o mercado de energia não exige a contabilização de todos os valores acessórios com a mesma periodicidade. Isso, pois, quando não há ganho de eficiência econômica. A discretização inferior à mensal resultaria tão somente em custos de processamento e programação, sem obtenção de qualquer benefício. Dado o exposto, recomenda-se que alguns desses acessórios não tenham seus períodos de contabilização e discretização alterados, a exemplo dos encargos energéticos/expansão, apuração de insuficiência de lastro e descontos na TUSD/TUST.

Insuficiência de lastro: os recursos e requisitos de lastro hoje são apurados pela média móvel dos últimos doze meses. Esse período, de um ano, não deve ser reduzido independentemente da adoção de preços horários, uma vez que a verificação de lastro possui o conceito do equilíbrio contratual de médio ou longo prazo.

Descontos Tarifários: os descontos que são aplicados nas faturas mensais da TUSD e da TUST possuem a natureza desse intervalo de tempo, não havendo ganho econômico em criar metodologias de apuração horária para este fim.

Encargos: É importante frisar que se a relação causa-efeito de determinado custo é de médio ou longo prazo, a sua contabilização deve ser compatível com esse horizonte. Exemplo dessa questão encontra-se nos encargos de origem energética e de expansão, cuja contabilização considera integralizações mensais, na inconveniência de se considerar períodos maiores. Tal consideração não deve ser alterada.

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

A simples adoção do preço horário não implicaria na necessidade de alteração dos mecanismos de garantia financeira, contudo a redução do período de contabilização e liquidação e a adoção de uma bolsa exigiriam o fechamento diário de posições e aporte de garantias.

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.

Atualmente a confiança dos agentes na formação dos preços está fragilizada devido a problemas nas informações utilizadas nos modelos. Também é fato que os CMOs de modelos com maior discretização podem excursionar mais e com maior frequência. Assim, erros ocorridos com as premissas ou processamento do DESSEM poderão ter magnitudes elevadas.

Deve-se ponderar que mesmo após a operação sombra, pode haver um período de aprendizado e adequação de processos por parte das instituições envolvidas na construção das premissas para o modelo DESSEM. Durante esse período é prudente que a magnitude de tais erros seja controlada, se possível.

Nota-se que os limites de PLD podem limitar os possíveis erros do preço horário, embora não seja a sua legítima finalidade. Manter o atual limite máximo do PLD, durante o período de adequação dos agentes, pode reduzir temporariamente os efeitos esperados da sinalização econômica dos preços horários, porém pode trazer maior segurança aos agentes.

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.

Os contratos de energia provenientes de leilões regulados deverão ser reavaliados tendo em vista a mudança na percepção de risco pelos agentes. A contratação por meio de leilões também deve ser revista para captar os novos mercados criados, a adoção da separação de lastro e energia poderia contribuir para uma expansão mais eficiente do sistema.

A diversidade de recursos energéticos disponíveis e seus diferentes padrões de uso de energia elétrica, fazem com que sistemas elétricos adotem diferentes configurações. Cada fonte apresenta uma estrutura de custos e um conjunto de restrições operativas que precisa ser considerada no planejamento da expansão e da operação, independentemente da adoção do PLD horário.

Os critérios utilizados para a expansão do parque gerador deverão levar em conta as externalidades relacionadas à confiabilidade do suprimento. Para se fazer uma avaliação mais apropriada é preciso levar em conta estas externalidades se torna necessário definir e valorar os atributos de cada uma das fontes. Estes atributos podem ser definidos pelo planejador no caso da adoção da separação de lastro e energia já abordada por esse MME na CP nº33.

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.

Tendo em vista a intenção de aproximar a formação de preços da realidade operativa, as restrições operacionais do parque gerador, devem estar devidamente representadas, sob a pena de ser definido um despacho inviável operacionalmente que acarretará aumento de custos que serão alocados via encargos (*"constrained off"*).

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

Haverá uma mudança na percepção de risco entre os agentes, especialmente para contratos cuja modulação esteja atrelada à medição. Contudo, tendo em vista que a contratação no ACL se faz com base em contratos negociados livremente e de forma bilateral entre as partes, as implicações em cada relação deverão ser apuradas individualmente, de acordo com o estabelecido em cada instrumento contratual.

Importante considerar que os contratos bilaterais celebrados entre entidades privadas vinculam apenas aquelas e só podem, de maneira geral, ser alterados mediante negociação entre as partes ou por demanda judicial (em caso de revisão contratual por onerosidade excessiva, por exemplo). Desta forma, entendemos que eventuais adequações aos contratos do ACL dependerão de renegociações entre as partes.

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

Os contratos de energia provenientes de leilões regulados deverão ser reavaliados tendo em vista a mudança na percepção de risco pelos agentes.

Os contratos por quantidade, por exemplo, possuem modulação definida conforme o perfil da carga remanescente da distribuidora, estes contratos deverão ser revistos de forma a contemplar os novos riscos associados à modulação.

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

Dentre os benefícios esperados podemos citar melhor representação da Curva de Carga, avanço na representação e previsão de geração das Usinas não Simuladas Individualmente (UNSI), melhor valoração dos atributos atrelados às diferentes fontes, possibilidade de uma representação mais detalhada das restrições operativas e consequente redução dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), e novas oportunidades de negócio, conforme citado anteriormente nesta contribuição.

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.

A precificação horária deve incorrer em aumento de custos operacionais para os agentes de mercado, no entanto a precificação horária aprimora a sinalização econômica e consequentemente estimula eficiência relacionada ao uso dos recursos energéticos.

Tendo em vista a possibilidade da viabilização de novos produtos e serviços, e a eficiência trazida espera-se que a economia resultante seja superior ao aumento dos custos de operacionais.

Adicionalmente, espera-se que estes custos fomentem a evolução tecnológica no setor, representando um ganho de escala para empresas e instituições ao longo dos anos.

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?

A evolução do processo de formação de preços no mercado de energia elétrica, deve passar pelo aumento a granularidade dos mesmos, de forma a melhor representar a realidade operativa do sistema. Gostaríamos de ressaltar que, conforme descrito nesta contribuição, são necessários ajustes no processo de formação de preços para que depois outras alterações regulatórias sejam implementadas.

O processo de redução no período de contabilização, e mudança na definição dos limites do PLD devem ser discutidos após um período de aprendizado e adequação dos agentes à nova realidade.