



Na Mídia

12/07/2019 | [Canal Energia](#)

Preço horário: ter ou não ter, eis a questão

A data para o CPAMP tomar a decisão acerca do preço horário se aproxima, agentes apontam a necessidade de que se realize mais testes para validar o modelo Dessem, mas há uma corrente que apoia sua introdução já em janeiro de 2020

Maurício Godoi

A partir desta sexta-feira, 12 de julho, a Comissão Permanente para Análise e Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) terá menos de 20 dias para tomar uma decisão estrutural para o mercado: a adoção ou não do preço horário a partir de janeiro de 2020. Essa medida já foi postergada em 12 meses. E ao tomar como termômetro as opiniões dos agentes, não há uma opinião unânime sobre o tema. De outro lado, membros da comissão afirmam que o modelo Dessem está pronto para ser implantado a partir do ano que vem. Do outro, agentes apontam ainda a necessidade de mais testes e mais informações para ter mais segurança nas operações.

Um levantamento feito pela Agência CanalEnergia com base nas 31 contribuições à Consulta Pública no. 71/2019 no Ministério de Minas e Energia apontou que 51% das opiniões são contrárias à entrada do preço horário a partir de janeiro do ano que vem. São 16 manifestações nesse sentido. Outras 12 são favoráveis à entrada, desde que atendidas condicionantes. Outras três não manifestaram posicionamento. Em geral, todos apontam que a medida trará benefícios ao setor elétrico. Vale lembrar que esses documentos datam do início de junho, período em que se encerrou o prazo de envio dessas contribuições.

As sugestões, explicou o presidente do conselho de administração da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Rui Altieri Silva, estão sendo analisadas. E que, por isso, ainda não há uma previsão de quando a decisão deverá ser tomada. Mas garantiu que há tempo até a data limite para esse posicionamento, ou seja, 31 de julho. A tendência, comentou ele, é de que haja apenas mais uma reunião para debater o tema, seja esta decisão a de iniciar em janeiro próximo ou postergar por mais 12 meses.



Estaremos prontos em janeiro de 2020, não há impedimento para a introdução do preço horário.

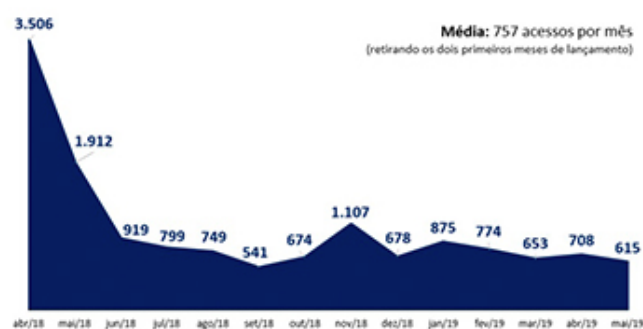
Rui Altieri, da CCEE

“Agora são questões pontuais que precisam ser deliberadas, como por exemplo, se o preço será com rede ou sem rede. Estaremos prontos em janeiro de 2020, não há impedimento para a introdução do preço horário no país”, afirmou o executivo, que classificou as correções a serem feitas como de fácil solução.

Ele lembrou que a contabilização sombra feita pela CCEE tem sido a ferramenta usada pela entidade para balizar o processo de aculturação à granularidade de valores do PLD pretendida. Contudo, demonstrou certa preocupação com o baixo volume de acessos aos dados do preço horário disponibilizados pela câmara. Segundo dados da entidade, desde que houve o início da publicação, em abril de 2018, a média de consultas é de 757 ao mês. Essa informação exclui os dois primeiros meses desse horizonte cujo número de acessos somou 3.506 e 1.912 visitas, respectivamente. No aplicativo, acrescentou o executivo o número é mais baixo ainda, 208 acessos ao mês. Já na contabilização sombra a média de acessos ao mês é de 11 tendo o máximo de 41 acessos.

O diretor geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico, Luiz Eduardo Barata, confirmou que o grupo está processando o material da audiência pública. Ele afirmou que os membros do CPAMP continuam convictos de que é factível a entrada em vigor do preço horário. Ele reconhece, assim como Silva, da CCEE, que o modelo precisa de aprimoramentos, mas que até o início do ano que vem é possível de preparar o sistema.

Engajamento do mercado (site – espaço do Preço Horário)



Engajamento do mercado (APP – seção do preço horário)



Engajamento do mercado (DRI – contabilização sombra)



Volume de acessos à contabilização sombra e preço horário. Fonte: CCEE

“Essa insegurança ocorreu da mesma forma 20 anos atrás com o preço mensal. Não era o ideal mas sabíamos que deveríamos ir para o semanal e depois o horário. O modelo é o ideal? Não, há uma série de aproximações que qualquer modelo tem e na medida que avançamos são aplicados os aprimoramentos, assim como foi feito com o Newave e o Decomp com o tempo”, afirmou Barata.

A avaliação é de que o Dessem está pronto e funcionando de forma consistente. O modelo tem como característica resolver um problema complexo, com um número enorme de restrições operativas que não fazem sentido num modelo por patamar, como são o Newave e o Decomp. A massa de dados que utiliza é enorme, dados horários de vazão, vento, carga líquida além de uma representação detalhada da curva de produção das usinas. Na avaliação de um membro do CPAMP, alguns agentes ainda se sentem desconfortáveis, pois não se tem experiência com o comportamento do sistema ao nível horário e detalhado por usina.

Em geral, os itens de desconforto apontados pelos agentes são comuns, tanto por aqueles que dizem ser contrários à entrada em operação quanto aqueles que são favoráveis à medida, desde que esses pontos estejam equacionados. O perfil de participação na CP foi bem diverso, além de associações, enviaram contribuições geradores eólicos, comercializadoras, empresas integradas com atuação em mais de um segmento do setor elétrico.



À medida que avançamos o modelo vai receber aprimoramentos, assim como foi com o Newave e o Decomp.

Luiz Eduardo Barata, do ONS

Nesse sentido, resumiu a Abraceel, estão a previsão de cargas, *unit commitment* (que se refere ao despacho das usinas térmicas), isonomia de acesso a informações por todos os agentes, governança e transparência quanto à definição do rito de divulgação do preço, segurança de que o modelo Dessem esteja estabilizado, testado e validado pelos agentes. E ainda, que a operação sombra seja célere e completa com o reprocessamento de todos os decks na base aprovada e testes com aprimoramentos, além das definições de piso e teto do PLD. Essa última, classificada como uma questão “indispensável ampliação do sinal de preço com a adoção do preço horário”.

“Nós acreditamos que o preço horário é fundamental sim, mas deverá entrar apenas se houver segurança, previsibilidade, e reprodutibilidade aos agentes”, defendeu o presidente executivo da entidade, Reginaldo Medeiros. “Acreditamos que o preço deve refletir as condições de despacho e o preço é a condição básica para o equilíbrio do mercado que deve trabalhar de acordo com as condições de oferta e demanda do sistema”, acrescentou o executivo, que preferiu não expressar opinião sobre um novo adiamento da medida ou não.

Por sua vez, a Associação Brasileira da Energia Eólica é contrária à adoção do preço horário neste momento. Até porque, relatou a presidente executiva da entidade, Élbis Gannoum, está em curso a discussão sobre a modernização do setor que inclui esse tema em seus debates. Em sua análise há dois problemas quanto a essa questão. Um é técnico e outro conceitual. O primeiro refere-se à aplicação do sistema que não estaria preparado para o mercado, nem mesmo depois do adiamento por 12 meses. O outro é justamente sobre os benefícios que essa mudança traria para o mercado que está se revisitando o modelo setorial.

“Este é apenas um item de modernização ante uma série de mudanças que estão em discussão. Não faz sentido implementar apenas o preço horário dessa forma uma vez que se fala em uma alteração estrutural do modelo setorial”, afirmou Élbis.



Há um problema conceitual com o preço horário, pois este é apenas um item no âmbito da modernização do setor elétrico como um todo.

Élbis Gannoum, da ABEEólica

Dentre as críticas da entidade ao preço horário, a principal delas está centrada no baixo volume de dados que estão disponíveis, como a falta de análise de um ciclo hidrológico completo. Essa medida afeta diretamente todos os agentes, é um ponto sensível que facilmente pode chegar a bilhões de Reais. Por isso, defendeu a executiva, não se pode adotar um sistema sem a sua reprodutibilidade e com confiança de que será crível, pois é com base nesse modelo que os agentes fazem suas apostas. Em função deste fator pede que seja tomado bastante cuidado com a decisão, mais tempo para a adaptação e testes.

“Do ponto de vista técnico é razoável que entre em vigor apenas em 2021, mas conceitualmente falando, o preço horário depende dos rumos da discussão acerca da modernização do setor”, defendeu a executiva. “A questão é, qual o benefício real e imediato de termos essa precificação agora?”, questionou.

Assim como outras associações, a ABEEólica apresentou sua contribuição à CP 71. A entidade argumenta ainda que os mecanismos de hedge para os geradores ainda não estão disponíveis para que os agentes possam se preparar ao preço horário. A presidente executiva da entidade ressalta que o segmento eólico é a favor da modernização do marco regulatório, mas não há esse nível de sofisticação no país, um problema que poderá ser resolvido no âmbito da modernização do setor.

A Echoenergia é contundente em sua contribuição ao cobrar a necessidade de uma avaliação minuciosa por parte do governo a respeito dos impactos da adoção do PLD Horário em projetos existentes antes da decisão de sua implementação. Para a geradora que possui 970 MW na fonte eólica, a adoção do PLD horário é capaz e causar um

impacto financeiro extremamente prejudicial aos projetos eólicos existentes, que em determinadas condições, pode inclusive levar a exposições financeiras mensais classificadas pela empresa como elevadíssimas.

Essa exposição, continuou a empresa, tem potencial de inviabilizar o pagamento das parcelas de financiamento e dos custos de operação e manutenção dos projetos, e conseqüentemente, culminar no vencimento antecipado dos contratos, acabando com a viabilidade econômico-financeira de projetos de geração de energia eólica.

“Acreditamos que a não avaliação dos impactos financeiros e a não discussão de possíveis compensações previamente à pretendida adoção do PLD Horário trará insegurança jurídica e regulatória para os empreendedores de geração de energia eólica, contrariando sumariamente os pilares e princípios adotados pelo MME”, alertou.

Risco é justamente uma das palavras mais citadas nas contribuições à CP 71. A contribuição da Abradee demonstra preocupação para afastar riscos adicionais às distribuidoras e evitar o sobrestamento da implantação do PLD horário. Nesse sentido alerta que é necessário manter uma camada específica de integração dos PLD horários às distribuidoras enquanto as flexibilidades contratuais e/ou os repasses sincronizados de preço de curto prazo da energia às tarifas finais forem inexecutáveis. Que as regras precisam definir os períodos de integração da camada específica às distribuidoras nas condições atuais para neutralizar os efeitos da volatilidade às distribuidoras, afastando riscos adicionais sem justificativas e expectativas de performances mais eficientes.



Acreditamos que o preço horário é fundamental sim, mas deverá entrar apenas se houver segurança, previsibilidade, e reprodutibilidade aos agentes.

Reginaldo Medeiros, da Abraceel

Na contribuição da Abrage, enquanto não forem pacificados os pontos em aberto e esclarecidas todas as dúvidas dos agentes, sejam elas de caráter metodológico, operacional, comercial ou regulatório, as incertezas relacionadas aos resultados apresentados nos documentos dessa consulta pública serão impeditivas para qualquer aprovação do modelo.

A Apine ressalta que pelos resultados verificados até o momento da operação sombra, a adoção do preço horário está conduzindo a uma maior volatilidade dos preços e que aliado a uma redefinição dos limites de PLD, poderá agravar ainda mais os impactos financeiros gerados pelo GSF.

Essa incerteza acerca do Dessem foi expressada pela Abragel. A entidade lembrou que desde o início do processo sombra em abril de 2018, mais de 20 versões do modelo foram disponibilizadas para os agentes. Nesse período foram agregadas novas funcionalidades e corrigidas outras. Desta forma, afirmou ser impossível uma comparação justa entre os resultados de todo o período sombra com tamanha diversidade de versões e modelagem.

Por sua vez, o presidente executivo da ABSOLAR, Rodrigo Sauaia, destaca que o preço horário é um processo natural de evolução de modo que reflita melhor a realidade dos custos e dos preços no país, uma vez que os volumes e os valores são variáveis ao longo do dia. Ele lembra que essa medida tem impactos diretos sobre os novos projetos de geração que estão vendendo parte da garantia física em leilões da Aneel e deixando outra parcela significativa para vender no mercado livre. No caso da solar há projetos alocando apenas 30% no ACR e os 70% restantes no ACL. Com a adoção da precificação horária, esses projetos deverão sentir mais o impacto seja para mais ou para menos. Por isso, ele prega cautela com a adoção da medida.

“Nossa visão é de que o processo precisa avançar, nós apoiamos a inserção do preço horário, mas essa adoção precisa ser feita no tempo adequado. Com base na opinião de nossos associados, para que possam melhor compreender, se familiarizar e incorporar nos modelos e nos projetos as mudanças, recomendamos mais um ano de trabalho para que em 2021 possa ser implementado e assim ter um mínimo de impactos negativos”, afirmou Sauaia.

Apesar disso, até o início de junho, diversas avaliações corroboravam a imprecisão dos dados disponíveis aos agentes. Para a Neoenergia, “fica claro que o modelo ainda não está estabilizado, ou no mínimo que não se tem certeza disso, em função das recentes mudanças”. A empresa destacou que não se tem um histórico de resultados que possa embasar a validação do modelo. O que se tem é uma série de testes, que foram muito relevantes, através dos quais se identificou que havia problemas e erros que comprometiam a qualidade dos resultados obtidos.

“Finalmente, ainda não há resultados suficientes para a deliberação a respeito da utilização do modelo Dessem para formação de preço horário a partir de janeiro de 2020”, ressaltou.



Preço horário terá impacto sobre os novos projetos que estão vendendo parte da garantia física no ACR e parte no ACL.

Rodrigo Savaia, da ABSOLAR

Mikio Kawai Junior, diretor executivo da Safira, concorda com o argumento de que o mercado não está pronto para o preço horário e corrobora com a opinião de que o modelo não está totalmente estruturado. “Alguns pontos ainda estão abertos, como, por exemplo, definição do PLD com ou sem rede e horário ou semi-horário, metodologia de previsão de carga, isonomia de acesso aos dados por todos os agentes, definição do cronograma de divulgação dos decks e resultados, plano de contingência, dentre outros”, disse ele à Agência CanalEnergia.

Para o executivo, se a opção se der pela implantação da medida não se dará da melhor maneira para o mercado e para os agentes. Para ele, esse momento chegará quando todos os pontos em questão forem sanados. Além disso, ressaltou que é de extrema importância para todos os envolvidos que exista um período completo de preço horário sombra, com o objetivo de entender o comportamento do modelo. “Quando tiver preço sombra cumprindo os requisitos de cronograma de divulgação, e, principalmente, quando qualquer agente conseguir reproduzir o modelo Dessem”, acrescentou. Mas, ressalta que entre os benefícios o preço horário trará mais liquidez ao mercado.

Benefícios

Apesar das opiniões refratárias ao preço horário a partir de janeiro de 2020, a avaliação é de que há benefícios em sua adoção em praticamente todas as contribuições à CP 71. Além disso, agentes avaliam que a medida é acertada para o país. De acordo com contribuição do Grupo Enel, o preço horário é importante para que os agentes tenham um sinal econômico que corresponda à operação real do sistema. A empresa diz que espera-se, com este modelo, haver maior aderência do preço à realidade operativa, dada sua maior granularidade, maior assertividade na previsão das variáveis que impactam o resultado, como afluências, previsão de vento, disponibilidade de geração e transmissão, e previsibilidade de curva de carga.

Entre os diversos benefícios que são apontados pela maioria das contribuições, com a maior granularidade na formação de preço traz impactos em todos os tipos de agentes. Entre eles está a possibilidade de criação de novos produtos, com maior dinamismo aos contratos de energia, produtos estes com inúmeras combinações de prazos e flexibilidades, de capacidade, e de entrega de ponta. Além disso, permite o desenvolvimento do mercado de serviços ancilares, de novas tecnologias de armazenamento, a aceleração do desenvolvimento da resposta da demanda, bem como a possibilidade mais clara de projetos híbridos.



Com maior granularidade de preços a geração solar deverá ter um importante papel na questão da modulação de contratos para clientes.

Alessandro de Brito Cunha, da BC Energia

O presidente do Grupo BC Energia, Alessandro de Brito Cunha, destacou que com o preço horário o investimento na fonte solar fotovoltaica ganha relevância na questão da expansão da capacidade de geração do país. A empresa vem dedicando tempo a estudos para avaliar a viabilidade de atuar como autoprodutor e atender a demanda de clientes no mercado livre. Ele considera ainda que com maior granularidade de preços a geração solar deverá ter um importante papel na questão da modulação de contratos para clientes.

Segundo um resultado preliminar, utilizando dados do preço sombra da CCEE e tomando como base um cliente de carga de 2 MW médios, em três meses houve uma economia de R\$ 90 mil por mês. A diferença é de quase R\$60/MWh, relatou ele. “É necessário entender que a energia custa mais caro em um determinado período do dia, aqueles que não conseguirem dar uma resposta devem buscar nova contratação de carga por meio de fontes com atributos adequados e remuneração por estes serviços”, comentou o executivo. “Esse mecanismo é essencial para a evolução do mercado nos próximos anos”, adicionou.

Sauaia, da ABSOLAR, lembrou que com a estratégia de vender parte do projeto no ACR e outra parcela no ACL a solar ganha mais competitividade, uma vez que o pico de geração deverá se dar no momento de valor mais elevado. Inclusive, ressaltou, esse pode ser um incentivador não somente para a os empreendimentos solares mas também para a evolução de tecnologias de armazenamento em outros tipos de plantas. “Eu diria que o preço horário permitirá ao governo planejar modelos de contratação baseado de perfil de entrega, de energia ou potência para suprir uma demanda específica”, apontou o executivo.

O presidente do conselho da CCEE relatou que a volatilidade de preços que a contabilização com base no preço horário não tem apresentado diferenças significativas quando comparada com o atual formato semanal. Em seu relato há apenas um ponto que descola do atual momento e está no Nordeste durante o período úmido. O preço apresenta maior volatilidade por conta da variação na geração eólica. “Ainda precisamos ter cuidado com isso porque é apenas o primeiro período úmido que utilizamos, mas faz sentido essa variação pela variabilidade da carga e da geração pelas eólicas. Neste período, de dezembro a maio, a oscilação do preço mínimo ao preço máximo do PLD em 2019 passou do piso de R\$ 42,35/MWh a R\$ 513,89/MWh”.



Se a opção for pela implantação da medida esta não será feita da melhor maneira para o mercado e nem para os agentes.

Mikio Kawai Jr., da Safra

De acordo com o presidente da consultoria PSR, Luiz Augusto Barroso, os preços horários são essenciais para alcançar sinais econômicos melhores. Ele defende que a medida entre o mais rápido possível, mas frisou que essa ação deve ser adotada com responsabilidade. “O que está em jogo é mais transparência para a operação e mercado, e oportunidades para novos produtos e serviços. Naturalmente, existirão novos riscos e mais complexidade. A sensação que temos é que há muito ruído nas discussões, que infelizmente podem provocar o adiamento de sua implementação em 2020, o que seria uma decisão ruim. Talvez o mercado tenha subestimado implementação real em 2020”, avaliou.

Segundo ele, a operação deveria ser guiada pelo modelo, e se há alguma restrição da vida real que não está sendo capturada pelo modelo, a mesma deve ser incorporada. “Na opinião da PSR, não há nenhuma justificativa técnica para postergar a implementação do modelo. Temos trabalhado na análise detalhada dos resultados do modelo Dessem, comparando seus resultados com o Decom e com a nossa própria cadeia de modelos, e não encontramos nenhum bug no modelo que justifique postergar a sua implementação”, revelou o executivo.



Temos trabalhado na análise detalhada dos resultados do modelo Dessem. Não encontramos nenhum bug no modelo que justifique postergar a sua implementação.

Luiz Barroso, da PSR

Ele admite que a insegurança, além de ser o resultado de uma investigação insuficiente do modelo pelos agentes, se dá por conta de possíveis impactos. Mas, acontece que ninguém sabe ainda o tamanho desses impactos. As simulações prospectivas não estão sendo realizadas, e aí existe uma ancoragem que resultados adversos irão se repetir para sempre. “Uma ferramenta de simulação futura dos preços horários ajudaria muito. A PSR vem, há algum tempo, realizando simulações para alguns agentes e vemos que os impactos são bem pequenos em agentes que imaginam grandes ganhos, e há o caso de ganhos para agentes que estimam perdas. Ou seja, é importante ter números para qualificar a discussão”, explicou.

Judicialização à vista?

Élbia, da ABEEólica, descarta que esse tema possa levar a uma judicialização do setor elétrico, justamente quando o tema GSF começa a dar passos importantes no Congresso Nacional. Em sua análise não há o que

judicializar, há a necessidade sim de o governo procurar olhar para os contratos legados, as mudanças não podem valer para o passado. Agora a questão da modulação é ponto central das preocupações para a eólica já que os investidores avaliaram os investimentos com uma base de cálculo e agora isso pode mudar.

Barroso, da PSR, também aponta esse item. Essa é uma dificuldade com a entrada do modelo Dessem, como será o tratamento das cláusulas de modulação dos contratos. Estas cláusulas, disse ele, nunca foram tratadas com o devido “carinho” devido aos preços serem praticamente *flat* ao longo do dia. “Com a implementação do preço horário os agentes passarão a ter que precificar corretamente o prêmio de risco da modulação e negociar com quem ficará este risco. Com isso, os investidores terão que ter mais atenção a riscos que sempre existiram mas que nunca apareceram”, apontou.

Raphael Gomes, sócio do escritório Demarest, lembra que qualquer mudança deve ser considerada como regime jurídico diferente. Uma judicialização, comentou ele, é difícil, até porque ainda é necessário que o fato ocorra como perdas ou prejuízos. A adoção do preço horário pode ser encarada como um rearranjo comercial que constitui em um regime jurídico novo. Mas, ponderou ele, a transição jurídica dos contratos existentes não está no centro das discussões.



*A transição jurídica dos contratos existentes
não está no centro das discussões.*

Raphael Gomes, do Demarest

Agora, alertou, é preciso encontrar como alocar os custos adicionais com as novas variáveis que serão parte da realidade do setor caso o preço horário passe a valer em janeiro do ano que vem. Qualquer coisa que fique em aberto pode dar margem a recorrer ao Judiciário. “Não importa se a solução seja boa, ruim, ou bem fundamentada, se não for discutida abre margem à judicialização”, comentou.

O especialista em energia do escritório Souto Correa Advogados, Fabio Di Lallo, corrobora essa avaliação de que dificilmente esse impasse pode chegar à Justiça como ocorreu com o GSF. Até porque a adoção do preço horário é uma atribuição legítima do CPAMP. Em termos jurídicos, não há vício aparente ou irregularidade que determine a ilegalidade. “O que podemos ter é apenas insatisfação”, pontuou.

Em sua análise, a única vertente para se judicializar essa questão está no fato de que a divulgação de dados ainda não é a ideal. Há relatos de agentes com dificuldades de obter informações. E diante desse fato pode-se recorrer ao judiciário para poder acessar esses pontos. Mas isso, ressaltou, são casos pontuais.



Não há vício aparente que aponte ilegalidade no processo da implantação do preço horário.

Fábio Di Lallo, do Souto Corrêa Advogados

Ele avalia que as opiniões expressas quanto ao PLD horário refletem não uma ideia contrária à medida, mas se referem ao tempo para a sua implementação. Ele é mais um que julga ser melhor o adiamento por falta de referências para um ciclo completo. Afinal, quanto mais desenvolvido e previsível for, a operação e a realidade se aproximam. “Às vezes postergar para dialogar é mais benéfico”, finalizou.