



Rio de Janeiro, 19 de janeiro de 2018.

### **CONTRIBUIÇÕES DA NEOENERGIA PARA A CP 042/2017**

A Neoenergia é o maior grupo privado do Setor Elétrico Brasileiro - SEB em atendimento a número de clientes, por meio das suas quatro concessionárias de distribuição. Presente em mais de doze estados brasileiros, o Grupo atua em todos os segmentos do setor, quais sejam, Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização de energia.

No segmento de Geração, a capacidade instalada em implantação e em operação supera 4 GW, destacando-se aí a atuação em todas as fontes primárias de geração - hidroelétrica, termoelétrica, eólica e fonte solar fotovoltaica.

Neste contexto dentro do SEB, a Companhia elaborou suas contribuições ao processo de Consulta Pública da CP 042, com objetivo de contribuir para um modelo sustentável de longo prazo para toda a cadeia da indústria de energia no país.

Para tanto, antes de apresentar as respostas a cada um dos questionamentos objeto da referida Consulta Pública, apresentamos posicionamento relativo ao processo de implementação dos Preços Horários no SEB. Tal posição relativa aos prazos e processos necessários para uma robusta implantação dos preços horários no mercado brasileiro, possui correlação direta com as respostas relativas às questões colocadas pelo Ministério de Minas e energia.



## INTRODUÇÃO

A maior discretização temporal da formação de preços de curto prazo objeto da CP042 aumenta o acoplamento do mercado de energia com a operação eletro-energética do sistema. A despeito do planejamento da operação ser realizado semanalmente considerando três patamares de carga<sup>1</sup>, a programação da operação diária (pré-despacho) realizada pelo ONS leva em consideração patamares de despacho semi-horários. Em linha com o planejamento da operação, a formação de preços de curto prazo na CCEE é realizada semanalmente com discretização temporal em três patamares de carga, a despeito da previsão da regulamentação para a utilização de preços horários já estar contemplada na regulamentação setorial desde o ano 2000<sup>2</sup>.

A adoção de preços de curto prazo em bases horárias, mais compatível com a atual discretização utilizada pelo Operador do Sistema, traz benefícios sistêmicos ao setor na medida em que aperfeiçoa os sinais de preço para os segmentos de geração e de consumo, uma vez que: i) melhor representa o comportamento da carga e a variabilidade das fontes intermitentes de geração; ii) reduz os erros de previsão de geração de usinas não simuladas individualmente; iii) permite representação mais detalhada das restrições operativas de fontes de geração e dos sistemas de transmissão; iv) aproxima os preços de mercado dos custos marginais de operação em tempo real, reduzindo o valor de Encargos de Serviço de Sistema – ESS; v) dentre outros.

Não parece haver dúvida de que qualquer ação tomada no sentido de dar maior acoplamento entre o mercado de energia e a operação real do sistema vem ao encontro do desenvolvimento deste importante setor da economia.

Não obstante o desenvolvimento pretendido, é importante que sua implementação seja eficaz para os agentes da indústria de energia elétrica. Para tanto, os agentes de mercado precisam conhecer os detalhes do funcionamento da formação do Custo Marginal de Operação - CMO e do Preço de Liquidação das diferenças – PLD em base horária antes de sua implementação definitiva de forma a não haver assimetria de informações na cadeia setorial.

Neste cenário, o que denominamos por operação sombra (operação em paralelo da formação de CMO e PLD e da contabilização na CCEE em bases horárias em relação às atuais regras de mercado vigentes), possui papel fundamental no aumento da eficiência da curva de aprendizado de todos os agentes. Manter as regras atuais avaliando quais seriam os impactos na operação e no mercado decorrente da utilização de preços horários, de forma transparente

---

<sup>1</sup> O Programa Mensal de Operação é realizado mensalmente e revisto semanalmente em três patamares de carga não cronológicos, ou seja, são considerados de maneira aglutinada em base semanal.

<sup>2</sup> A Resolução ANEEL n° 290, de agosto de 2000, que trata das regras e diretrizes para implementação do mercado atacadista no Brasil, já indicava em seu artigo 6° inciso V a implementação de preços com granularidade horária.



e sem assimetria de informações, torna-se imprescindível para que se realize a transição de um mercado de preços semanais para preços horários.

Agentes vendedores e compradores no mercado necessitarão da operação sombra para mapear com precisão os impactos que a nova discretização temporal de preços trará em suas relações comerciais já firmadas e por serem concretizadas.

Para os agentes geradores, a nova sinalização de preços intra-dia poderá ocasionar, por exemplo, alterações nos programas de manutenção das unidades geradoras, reavaliação das cláusulas de sazonalização e modulação dos contratos de venda de energia no sentido de se levantar a necessidade de adaptações em sua redação atual, modificação do perfil de geração e operação dos geradores não intermitentes e não despachados centralizadamente, dentre outros.

Já as distribuidoras de energia terão tempo necessário de avaliar o efetivo impacto da adoção de preços horários em relação às suas atuais carteiras de contratos no ACR (Fontes Alternativas, Energia de Reserva, Leilão de Energia Existente, Leilão de Energia Nova, dentre outros), tanto no âmbito do mercado de curto prazo quanto no âmbito dos processos de reajuste e revisão tarifária.

Na linha dos dois exemplos apresentados (segmento dos geradores e das distribuidoras), toda a cadeia de agentes teria a oportunidade de estabelecer sua curva de aprendizado. E não só isso! A utilização de uma operação em paralelo permitiria aos agentes, às instituições de Governo bem como à sociedade em geral, levantar a efetiva eficácia do modelo DESSEM, ao analisar as respostas deste novo modelo de otimização em relação às expectativas dos agentes, do Operador, da CCEE e da sociedade em relação ao que era “esperado” quando da alteração das condições de contorno dos modelos de otimização, em situações de realidade operacional como durante o período úmido e o período seco.

Neste sentido, e segundo a apresentação realizada pela CCEE no dia 13/12/2017, já há a previsão da implantação de uma operação em paralelo. A contribuição da Neoenergia é no sentido de que a formação de preços em base horária só seja aprovada pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP após a realização da operação sombra do DESSEM e da contabilização da CCEE e da análise de seus resultados para a sociedade com irrestrita divulgação dos estudos e participação efetiva de todos os agentes da CCEE.

Tendo em vista a atual regulamentação do CNPE, que prevê que mudanças na cadeia de modelos computacionais só podem ser realizadas até julho de cada ano para implementação no ano seguinte de forma a dar previsibilidade aos agentes em suas tomadas de decisão, a primeira contribuição da Neoenergia se dá no processo e cronograma de implantação do DESSEM, conforme segue:

- Até abril de 2018: Estudo e recomendação da metodologia e do universo de dados de entrada utilizados pelo modelo DESSEM para programação da operação e formação de preço, com posterior validação pelos Agentes de Mercado;
- Até maio de 2018: aprovação pela CPAMP e/ou ANEEL das Regras e Procedimentos a serem adotados durante a operação do modelo horário em paralelo (formação de preços sombra horários em paralelo ao atual processo de formação de preços semanais);
- De junho de 2018 a Abril de 2019: implantação do modelo sombra horário tanto no ONS quanto na CCEE, nos termos aprovados pela CPAMP e/ou ANEEL. Levantamento, em conjunto com os Agentes de Mercado: i) das adequações necessárias nas Regras de Comercialização e nos Procedimentos de Rede; ii) das adequações nos sistemas CliqCCEE e plataformas de comunicação entre Agentes e o ONS; iii) das adequações nos contratos de compra e venda de energia no ACR e no ACL; iii) da necessidade de alteração no processo de divulgação dos dados de contabilização e liquidação pela CCEE, e de pré e pós operação pelo ONS; iv) revisão do processo de atendimento aos agentes na CCEE e relação com Agentes no ONS; v) levantamento e validação das restrições operativas das unidades geradoras e dos sistemas de transmissão a serem utilizadas no despacho pelo Operador e na formação de preços pela CCEE; vi) de necessidade de aprimoramento de tecnologia; vii) de necessidade e escopo de revisão dos acordos para troca de informações com outras instituições; viii) necessidade de estabelecimento de turnos de trabalho na CCEE e ONS, bem como seu reflexo nos agentes que integram estas duas organizações; ix) dos impactos e das possíveis sinergias com as tarifas de distribuição de energia; x) das adequações regulatórias necessárias em diversas Resoluções e Despachos publicados pela ANEEL; xi) da necessidade de Audiência Pública no âmbito da ANEEL após a realização e avaliação do período de vigência do modelo sombra, com publicação de relatório de impactos regulatórios; dentre outros.
- Julho de 2019: validação e aprovação dos modelos pela CPAMP e/ou ANEEL, de seus parâmetros operativos, procedimentos de mercado, procedimentos de rede, portarias e Resoluções da ANEEL, canais de comunicação com agentes, para, somente após aprovação, ser determinada sua efetiva implantação a partir de janeiro de 2020.

Desta forma, se buscaria o pretendido desenvolvimento de maior acoplamento entre as regras de mercado e as regras de operação em tempo real, sem “solavancos” de comportamento entre os agentes na transição dos ambientes de formação de CMO e PLD (de semanal para horário). Total publicidade de resultados eliminando a assimetria de informações entre todos os agentes e pleno conhecimento do modelo de formação de preços em todos os seus detalhes induziria a comportamentos econômicos eficientes. Uma fase de transição bem realizada mediante a aplicação da operação sombra é fundamental para o sucesso da implantação de preços horários.



Espera-se que a operação em paralelo permita a criação de um ambiente que evite “erros” que não puderem ser levantados na fase de planejamento. A experiência internacional é rica de exemplos de políticas, legislações e regulamentações que, apesar de partirem de um diagnóstico correto, tiveram impactos negativos por consequências não identificadas nos estudos de impacto regulatório *ex-ante* e, por isso, acabaram sendo alterados posteriormente. Um exemplo recente é a introdução de um mecanismo de capacidade no Reino Unido com uma interação não identificada a priori com as tarifas de rede de pequenos geradores conectados na distribuição.

Por fim, acredita-se que somente após a realização do cronograma proposto acima se poderia responder plenamente as perguntas objeto da CP 042 de forma detalhada e assertiva (com fatos, dados e análises detalhadas da operação do modelo sombra e seus impactos para operação do sistema e formação de preços).

Posto isso, apresenta-se as respostas aos questionamentos realizados no âmbito da CP 042/2017 com o nível de informações que atualmente se dispõe.

**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 aproximação dos preços do mercado de curto prazo aos reais custos marginais de operação do sistema é desejável e, no contexto do sistema elétrico brasileiro, tende a aumentar a variabilidade dos preços introduzindo novos riscos de exposição para agentes de consumo e geração. Possibilita, também, a valorização de novos serviços e produtos físicos e financeiros voltados ao gerenciamento dos riscos que decorrem da maior granularidade dos preços de curto prazo.

Em um primeiro momento espera-se a criação imediata de novos produtos, tais como contratos modulados com flexibilidade horária, geração distribuída despachável ao longo do dia, além de uma maior participação da demanda na formação de preços. Do ponto de vista da expansão centralizada, projetos com geração flexível ou com curva de geração modular horária próxima à curva de carga tendem a ser mais competitivos nos certames de contratação do Ambiente Regulado. Além disso, deve haver mudanças no comportamento de alguns agentes no intuito de aproveitar o benefício econômico dessa variabilidade diária de preços, ajustando seus padrões de consumo e geração.

A utilização de preços horários, necessária ao maior acoplamento entre formação de preços e despacho real do sistema elétrico de potência (dada a maior penetração de fontes de geração renováveis intermitentes), também permite maior integração dos sistemas de informação e comunicação das indústrias de eletricidade, gás natural, telecomunicações e transporte, fomentando o desenvolvimento de tecnologias distribuídas e centralizadas que tendem a flexibilizar e efficientizar tanto o consumo como a geração de eletricidade.

Importante destacar que a previsibilidade de preços futuros também passa a tomar outra dimensão. Somente a operação sombra poderá ajudar a elucidar as seguintes questões relativas à previsibilidade de preços futuros: i) Haverá razoabilidade na continuidade de utilização do Newave para geração das projeções de cenários de preços futuros? Ou estas projeções serão insuficientes para se efetuar uma análise probabilística do impacto do preço horário? Como iremos criar novos produtos e serviços para atendimento ao horário de ponta sem conseguir prever a volatilidade dos preços horários, e sem um histórico consistente de preços passados que ajudem a entender tendências futuras?

**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.**

A adoção de preço horário deveria ensejar mudanças na estrutura tarifária das distribuidoras, pois é importante que o sinal de preço da energia seja repassado ao agente suprido da maneira mais fidedigna possível. Somente assim seria possível dar sinais eficientes juntamente com a oportunidade de resposta pelo segmento de consumo. Isso, inclusive, está intrinsecamente relacionado à viabilização/potencialização dos novos negócios, do ponto de vista do mercado regulado.

O tema é complexo, pois, apesar dos mencionados novos negócios se relacionarem ao produto energia (enquanto commodity), a tarifa de distribuição também agrega outros custos, como o de uso da rede e encargos setoriais. Além disso, há limitações operacionais relacionadas à inexistência de infraestrutura de medição com granularidade horária para todos os consumidores e mesmo às possibilidades da distribuidora alterar sua estrutura e modalidades tarifárias com agilidade, para induzir nos demais agentes respostas econômicas aos preços de energia. Nesse sentido, entendemos ser recomendável a realização de um estudo aprofundado sobre o tema, eventualmente via P&D.

**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 procedimentos de operação de curto prazo do ONS trabalham atualmente com programação da operação do dia seguinte em base intra-horária. Dessa maneira, não se esperaria profundas alterações nos Procedimentos de Rede quando se trata da rotina da pré-operação relativa ao aumento da periodicidade de envio dos dados das usinas como níveis de reservatório, disponibilidade de combustível, rampas de parada e partida e indisponibilidade.

No âmbito da pós-operação acredita-se que deva haver maior detalhamento dos boletins do Operador, dado o grande aumento da base de dados utilizada na programação da operação bem como sua correlação com os Custos Marginais de Operação em base horária.

No que tange à otimização do sistema, há a necessidade de se estudar profundamente a modelagem das diversas novas variáveis existentes quando da adoção da base horária, tais como restrições de Unidades Geradoras, restrições ambientais, modelagem de reservatórios que atualmente são considerados como fio d'água, restrições dos sistemas de transmissão, tempo de viagem entre reservatórios, dentre diversos outros.

No que tange o segmento de consumo, deve-se observar a necessidade de novos canais de comunicação entre o Operador e seus representantes, de forma a viabilizar um maior entendimento do seu comportamento no âmbito da programação da operação, bem como seus reflexos no âmbito da CCEE.

Do ponto de vista do processo de validação do DESSEM, deve-se estabelecer procedimentos e regramentos específicos para incorporação e publicidade dos dados de entrada especialmente aqueles que são fruto de modelos de previsão. Os modelos satélites utilizados para previsão, por exemplo, de vazões, carga e geração eólica, devem ser disponibilizados, validados e aprovados pela ANEEL assim como acontece com o DESSEM. Recomenda-se, adicionalmente, a criação de uma plataforma única de disponibilização desses dados para facilitar acesso dos agentes e da sociedade em geral.

Ademais, analisando a estrutura mensal do processo de revisão de preços e da cadeia de modelos, entendemos que as revisões semanais devam ser mais estruturadas, com relatórios mais detalhados, possivelmente apresentados semanalmente pelo Operador.

Por fim, ao longo do processo de análise e revisão da estrutura atual da formação de despacho e preço, deve-se identificar e mapear problemas e aprimoramentos nos modelos computacionais e estabelecer um calendário coerente e compatível para resolvê-los acoplados com outras melhorias já em estudo como a consideração de usinas individualizadas e a estocasticidade da energia eólica no NEWAVE.

Não obstante aos apontamentos iniciais ora apresentados, detalhamentos da adequação do Programa Mensal de Operação, programação diária da operação, operação em tempo real e pós-operação, só poderiam ser plenamente identificados após a operacionalização da operação horária em paralelo, conforme abordado na Introdução deste documento.

**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.**

Apesar de atualmente os sistemas da CCEE já possuírem dados de geração e consumo horários, estas informações são agrupadas em patamar/semana para os cálculos financeiros que utilizam o PLD. Assim, a CCEE teria que readequar seu sistema de modo a disponibilizar os dados com discretização horária. Segundo um levantamento preliminar efetuado pela CCEE, esta readequação impacta 11 dos 24 módulos de regras de comercialização. Os sistemas da CCEE, tal como CliqCCEE, Divulgação de Resultados e Informações e ferramentas de apoio também necessitam ser ajustados.



Da mesma forma com que apontado na resposta ao questionamento anterior, o levantamento completo e detalhado quanto às necessárias adaptações nas Regras e Procedimentos de Comercialização deverá ser realizada no decorrer da operação em paralelo do modelo e contabilização da 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.**

A implantação do preço horário por si só já será uma mudança significativa no mercado. A princípio, sua implantação não implica em mudança na periodicidade da contabilização e liquidação do Mercado de Curto Prazo. Dessa forma, em um primeiro momento, parece ser mais prudente apenas implantar o preço horário sem alterar a periodicidade da contabilização e liquidação. Após um período de funcionamento do preço horário essas questões poderiam ser reavaliadas.

Caso se opte por um eventual aumento da periodicidade de contabilização e liquidação no mercado de curto prazo, é importante se levar em consideração os prazos necessários para correção de falhas no processo de medição, seja por problemas no medidor ou no canal de transmissão dos dados, assim como os prazos para ajuste dos dados de medição no âmbito da CCEE devem ser contemplados de forma apropriada.

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

Entende-se que o preço horário pode ser implementado sem alteração nos mecanismos de garantia financeira, sendo inclusive mais recomendável que se proceda desta forma em um primeiro momento, até que os impactos dos preços horários sejam absorvidos pelo mercado.

Aportes diários e chamadas de margem estão mais relacionados ao mecanismo de garantia propriamente dito do que com a periodicidade e granularidade do cálculo do preço.

**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.**

Como é de conhecimento geral, a ANEEL define os limites do PLD com periodicidade anual tendo por base os custos variáveis de operação das fontes de geração relevantes para atendimento da carga. De acordo com a Resolução Normativa ANEEL 633/2014, o PLD mínimo é estabelecido com base no maior valor entre (i) a RAG excluído valores relacionados à remuneração e reintegração de investimentos e incluído o CFURH e (ii) a estimativa dos custos de geração de Itaipu. A mesma Resolução estabelece que o PLD máximo seja definido com base no CVU da termelétrica mais cara contratada no

Ambiente Regulado. Atualmente, seguindo o conceito estabelecido de termelétrica relevante, o CVU da UTE Mario Lago é utilizado como PLD máximo.

Considerando a deterioração da capacidade de armazenamento do sistema e o aumento da penetração de fontes intermitentes, espera-se com a formação de preço diária e consideração de patamares horários que estados operativos extremos do sistema sejam mais frequentes. Isso poderia ensejar a análise quanto à necessidade de reavaliação dos limites do PLD.

Desta forma, recomenda-se que a alteração dos limites do PLD seja avaliada somente quando estiverem disponíveis os resultados do modelo DESSEM em sua versão final e com a modelagem que efetivamente será usada para a formação de preços.

Em relação à periodicidade de atualização dos limites do PLD, há processos fundamentais que têm base anual, como a sazonalização dos contratos das distribuidoras e de Garantia Física dos geradores hidrelétricos do MRE. Esses processos consideram as estimativas de PLD e, conseqüentemente, seus limites. Portanto, a priori, seria desaconselhável uma periodicidade de atualização dos limites do PLD inferior à anual.

**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.**

Do ponto de vista da sinalização adequada da expansão do sistema é necessário que o benefício horário de cada fonte seja considerado como critério de seleção dos projetos na medida em que cada projeto contribui diferentemente com os custos operativos do sistema. Do ponto de vista contratual, os novos contratos de energia de longo prazo devem evoluir para considerar modulação diária, ou seja, requisitos baseados na curva de carga dos contratantes.

A migração para preços horários viabilizará a correta precificação dos atributos sistêmicos de cada fonte de geração bem como seus impactos ao sistema, fundamental, por exemplo, para uma possível futura separação dos produtos Lastro e Energia.

Ademais, sob a ótica da expansão, CMOs horários poderão dar boa sinalização quanto a gargalos de transmissão e sua respectiva curva de permanência bem como para a necessidade de reserva girante, controle de tensão e frequência ou atendimento de ponta sistêmica.

**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.**

O aumento da penetração de fontes intermitentes, em especial da região Nordeste, associado à diminuição na capacidade de armazenamento do sistema, torna cada vez mais necessário o acionamento e desligamento de máquinas e/ou usinas em intervalos de tempo intra-diários sendo esse um dos motivos da implementação de preços horários.

Ademais, o objetivo basilar da implementação dos preços horários é promover a sinalização econômica da escassez de recursos no sistema promovendo a aproximação dos preços formados ex-ante associados ao planejamento da operação com o despacho realizado (ex-post) e, em consequência, tornar o mercado mais eficiente e contribuir para redução de encargos.

Logo, como as unidades geradoras e as usinas têm limitações operacionais de taxa de variação e geração mínima que serão verificadas em tempo real, elas devem ser consideradas no planejamento da operação e no processo de formação de preço. Estas limitações operacionais se aplicam especialmente às usinas termelétricas devido a suas restrições termodinâmicas referentes a ciclos de partida, operação e parada.

Adicionalmente, considerando que existem usinas com elevado horizonte de tomada de carga ou usinas com prerrogativa de despacho antecipado, a programação da operação deve considerar níveis de programação com horizonte superior ao diário. Termelétricas a gás natural a ciclo fechado, por exemplo, têm ciclo lento de aquecimento da turbina a vapor e restrição de número de partidas e paradas anual sendo uma tecnologia compatível com operação na base e, portanto, devem ter seus despachos definidos sem realizar modulação.

Além dos limites operacionais, há custos adicionais associados à operação das usinas, especialmente as térmicas, em regimes de acionamento e desligamento ou em carga parcial. Esses custos estão relacionados (i) ao desgaste das máquinas quando partem/param, operam fora de sua faixa operativa ideal ou operam/desligam por um intervalo de tempo curto o que leva a aumento de indisponibilidade e de frequência de manutenções profundas (overhaul) e (ii) ao aumento do consumo de combustível para acionamento em rampas.

Assim, é fundamental realizar o levantamento dos custos para cada tipo de usina associado a cada regime de operação e avaliar o desenho do sistema de alocação desses custos para o mercado. Consideramos preliminarmente que a melhor opção é

alocar preferencialmente os custos dentro do mercado de curto prazo evitando a alocação dos custos via encargo.

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

Não há dúvidas que os contratos celebrados após a implantação dos preços horários serão adaptados de alguma forma, sendo dada mais atenção especificamente às cláusulas de modulação da energia contratada.

Com relação à adequação de contratos existentes, a questão passa a ser mais complexa. Se por um lado os contratos devem ser respeitados em nome da segurança jurídica, a precificação horária pode trazer exposições positivas e negativas que não foram consideradas quando da celebração dos contratos originais.

Dessa forma, é essencial que a CCEE processe as contabilizações com o PLD horário no período de operação sombra para que os impactos sejam conhecidos para os diferentes tipos de contratos e empresas. Durante e após essa etapa poderão ser avaliadas possíveis soluções e adequações dos contratos.

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

Assim como no caso dos contratos no ACL, os contratos no ACR celebrados após a implantação dos preços horários serão diferentes dos atuais.

Com relação aos contratos vigentes, é importante que os mesmos sejam respeitados. Porém, a precificação horária pode trazer exposições positivas e negativas aos diferentes tipos de agentes. No caso do ACR deve-se ter ainda mais atenção para não alterar o equilíbrio econômico financeiro de empreendimentos que participaram de leilões de energia nova, cujos investimentos ainda não foram amortizados.

Dessa forma, também é essencial que a CCEE processe as contabilizações com o PLD horário no período de operação “sombra” para que os impactos sejam conhecidos para os diferentes tipos de contratos e empresas e potenciais soluções e adequações contratuais sejam avaliadas.

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

Em termos gerais:

Comercializador: Poderá criar uma série de produtos de hedge financeiro para minimizar a exposição dos agentes no MCP devido ao PLD horário. Poderão ser oferecidos produtos de curto prazo (semanais, diários e horários) e longo prazo (derivativos físicos e financeiros). Caso haja uma maior periodicidade nos processos de

contabilização e liquidação da CCEE e/ou aporte de garantias financeiras será necessário aumentar o pessoal nas equipes de *back office*.

Gerador: Alteração da curva de geração dos pequenos geradores, oferecimento de serviços adicionais como, por exemplo, atendimento à ponta, geração distribuída e armazenamento, bem como alteração da realização de manutenções programadas dada a variabilidade de preços intra-dia.

Consumidor: Os mecanismos de resposta da demanda possivelmente se tornarão mais atrativos.

Distribuição: Do ponto de vista do negócio de distribuição, entendemos que a maior granularização do preço provavelmente trará maior risco associado ao seu caixa, caso se verifique uma maior volatilidade dos preços nesse cenário. Espera-se que com tal medida certos custos, hoje recuperados por meio de Encargos de Serviços de Sistema, sejam incorporados no PLD. É importante ressaltar que as distribuidoras não possuem cobertura para as exposições ao PLD no Mercado de Curto Prazo, mas possuem uma cobertura para ESS, que atualmente ajuda a dar fôlego para o seu caixa. A mudança no processo de formação de preço, na medida em que afeta a alocação desses custos entre PLD e ESS, também pode afetar o risco de caixa dessas empresas. Uma eventual mitigação para isso seria o aprimoramento dos mecanismos de contratação e gestão do portfólio das distribuidoras, buscando proporcioná-las a oportunidade de ajustar sua posição contratual com a mesma granularidade. Por outro lado, esse movimento introduziria uma complexidade considerável ao processo de compra de energia das distribuidoras, cuja relação custo/benefício precisa ser avaliada antes de sua implementação, especialmente num momento em que há a sinalização pelo aumento da elegibilidade de consumidores ao mercado livre.

**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 princípio sim, pois a implantação do preço horário permitirá que o sistema seja operado de forma mais eficiente, com uma representação do sistema mais próxima da realidade nos modelos de otimização.

De qualquer forma é importante conhecer uma estimativa de custos do ONS e CCEE para implantação do preço horário. Além disso, durante a operação paralela devem ser calculados os ganhos obtidos de forma a assegurar que os benefícios compensarão os custos.

**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?**

Conforme expresso ao longo de toda contribuição, a avaliação da Neoenergia é que a implementação de preços horários é necessária no mercado brasileiro e que sua



efetivação deve ser realizada seguindo o princípio da prudência, de maneira a antecipar impactos imprevisíveis por meio da operação em paralelo do cálculo do CMO, PLD e contabilização da CCEE em base horária.

No cenário de manutenção do cronograma original da implementação de preços horários para 2020, conforme expresso na Consulta Pública MME nº 33/2017, reforça-se a necessidade de tratamento dos impactos ao MRE relativos ao desacoplamento entre formação de preços e operação realizada. O tratamento das exposições residuais fruto da operação do intercâmbio para manutenção de reserva girante no Nordeste deve ser célere e evitar impactos recorrentes ao MRE pela prestação de serviços em benefício do sistema.