



Contribuição à Consulta Pública nº 042/2017

"Preço Horário no Mercado de Curto Prazo"

Brasília, 19 de janeiro de 2018

# Sumário

---

Introdução.....	3
Precificação Horária .....	4
I. <i>A Formação do Preço no Brasil – Situação Atual</i> .....	4
II. <i>Problemática: A Intermitência</i> .....	6
III. <i>Visão EDP</i> .....	13
Questões Específicas.....	18
I. <i>Identificar oportunidades de novos produtos, negócios e serviços</i> .....	18
II. <i>Identificar rebatimentos da adoção do preço horário na estrutura atual de tarifa, sistemas, regras e procedimentos</i> .....	19
III. <i>Identificar rebatimentos da adoção do preço horário na estrutura dos contratos de energia</i> .....	30
IV. <i>Identificar impactos e custo-benefício da adoção do preço horário</i> .....	31

## Introdução

---

No dia 17 de novembro de 2017, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou no Diário Oficial da União o aviso de Consulta Pública nº 042 de 2017, doravante denominada CP042/2017, a fim de obter contribuições referente ao Relatório "*Levantamento de Questões sobre a Implantação do Preço Horário no Mercado de Curto Prazo*".

Os objetivos principais da consulta pública são:

- Identificar oportunidades de novos produtos, negócios e serviços;
- Identificar rebatimentos da adoção do preço horário na estrutura atual de tarifa, sistemas, regras e procedimentos;
- Identificar rebatimentos da adoção do preço horário na estrutura dos contratos de energia;
- Identificar impactos e custo-benefício da adoção do preço horário.

Assim, para "*respaldar a tomada de decisão com o conhecimento do próprio mercado e conferir maior legitimidade às decisões a serem tomadas*", o MME elaborou 14 questões sobre os impactos, benefícios e oportunidades da precificação horária.

A seguir, a EDP – Energias do Brasil S.A. apresenta sua análise, embasada nos dados e informações disponibilizados pelo MME, no âmbito da consulta pública.

## Precificação Horária

---

Para que a eficiência seja promovida no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), é necessário o desenvolvimento de um modelo de precificação que: (i) seja o mais próximo possível da realidade operativa do sistema e que inclua a maior parte dos custos nos preços de forma a evitar a ocorrência de encargos que provoquem sua distorção; (ii) atribua riscos aos agentes que contenham maior capacidade para geri-los; (iii) forneça sinais econômicos adequados aos investidores; e (iv) induza à utilização eficiente dos recursos pelos consumidores.

Para alcançar tais objetivos, é primordial o estabelecimento de preços críveis, com regras transparentes que se desviem o mínimo possível da realidade operativa, de maneira a permitir o adequado acoplamento entre planejamento energético, operação e precificação, induzindo comportamentos eficientes por meio do uso racional da energia elétrica.

Neste sentido, a adoção de preços horários no mercado de curto prazo, forneceria a sinalização econômica do valor da energia elétrica ao longo do tempo, permitindo a valorização econômica dos benefícios de fontes que apótem recurso nas horas em que o sistema mais necessita, a criação de novos serviços e produtos, a minimização de encargos, o consumo eficiente, a valorização adequada da flexibilidade operativa, etc.

### I. A Formação do Preço no Brasil – Situação Atual

Em sistemas majoritariamente termoelétricos, para atender à demanda ao menor custo, o despacho ótimo das usinas e, conseqüentemente, a formação de preços no curto prazo é realizada de maneira relativamente simples. Em geral, conhecendo os custos de operação e as capacidades de geração, “empilham-se” as usinas em ordem crescente de custo incremental de produção (MWh adicional) de tal forma que o gerador marginal seja a última unidade despachada. O preço da energia elétrica é determinado mediante o equilíbrio entre as curvas de oferta e demanda.

Já em sistemas hidrotérmicos com base hidráulica, como é o caso brasileiro, a determinação do despacho ótimo das usinas é uma tarefa mais complexa, uma vez que se trata de um sistema caracterizado pelo acoplamento espacial

(operação de usinas hidroelétricas a montante afeta a operação das usinas a jusante), pelo acoplamento temporal (decisões de operação no presente possuem consequências futuras) e pela estocasticidade (incertezas com relação ao regime de chuvas e aflúências futuras).

No Brasil, o despacho é realizado de forma centralizada pelo Operador Nacional do Setor Elétrico (ONS), que avalia, por meio de modelos computacionais, quais usinas devem gerar energia com o objetivo de reduzir o custo de operação em um horizonte pré-definido.

Conforme apresentado na Figura 1, os modelos computacionais oficiais são: NEWAVE, DECOMP e DESSEM.



Figura 1 – Modelos computacionais desenvolvidos pelo CEPEL.

Com base no *output* dos modelos computacionais, é estimado o despacho hidroelétrico e, por ordem de mérito, da mais barata até a mais cara, o despacho das usinas termoelétricas. Desta maneira, estabelece-se também o Custo Marginal de Operação (CMO), que corresponde ao custo para se produzir o próximo MWh que o sistema necessita, sendo estabelecido para cada submercado, semana e período de comercialização.

Para a formação do preço de curto prazo, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) também utiliza os modelos computacionais mencionados acima e, com base no CMO, calcula o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O preço é apurado semanalmente, por submercado e por patamar de carga (leve, médio e pesado), sendo limitado por um preço mínimo e por um preço máximo, estabelecidos anualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

As características destes modelos – todos desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) - são:

- **NEWAVE:** estabelece a política de operação de médio prazo (horizonte de 5 anos, com discretização mensal) considerando três patamares de carga. Define quais serão as parcelas de geração hidráulica, geração térmica e intercâmbio que minimizam o valor esperado do custo de operação, empregando uma representação agregada do sistema hidrelétrico, denominada de subsistemas equivalentes. Este modelo calcula uma função de custo futuro que é acoplada ao modelo DECOMP no final do horizonte de planejamento;
- **DECOMP:** estabelece a política de operação de curto prazo (horizonte de 2 a 6 meses, com discretização semanal para o primeiro mês e mensal para os demais meses) considerando três patamares de carga. Determina as metas individuais de geração das usinas hidráulicas e térmicas do sistema, bem como os intercâmbios de energia entre subsistemas, considerando o custo esperado de operação até o final do horizonte. Este modelo calcula uma função de custo futuro que é acoplada ao modelo DESSEM no final do horizonte de planejamento;
- **DESSEM:** determina o despacho de geração a cada meia hora considerando no final do horizonte (1 semana) a função de custo futuro calculada pelo modelo DECOMP. Há o detalhamento do sistema por todos os barramentos elétricos de interesse, com restrições hidráulicas e representação individual de cada unidade geradora. Desta etapa, origina-se a determinação do despacho por usina no próximo dia.

Os modelos NEWAVE e DECOMP são utilizados desde 2002. E, embora previsto pela Resolução ANEEL nº 290/2001, o modelo DESSEM, até hoje, não foi oficialmente implantado.

## II. Problemática: A Intermitência

O SEB atravessa um período de transformação. O aumento da participação de energias de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, aliada ao aumento da geração distribuída e da minimização do custo de tecnologias de armazenamento, no curto prazo, tornará ainda mais complexa a coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN).

O aumento da participação de fontes renováveis, devido à sua intermitência (geração em função da época do ano, do período do dia, da ocorrência de ventos ou da incidência solar) e à sua variabilidade (flutuação repentina com relação à média de geração em um determinado momento), acarreta em uma operação do sistema mais “nervosa”.

Conforme observado Figura 2, a geração eólica no Nordeste pode apresentar várias oscilações ao longo de um dia: atingiu um mínimo de 3.300 MW às 7:00hs e, antes das 9:00hs, já ultrapassava 4.600MW, atingindo um máximo de 4.818 MW às 23:30hs.

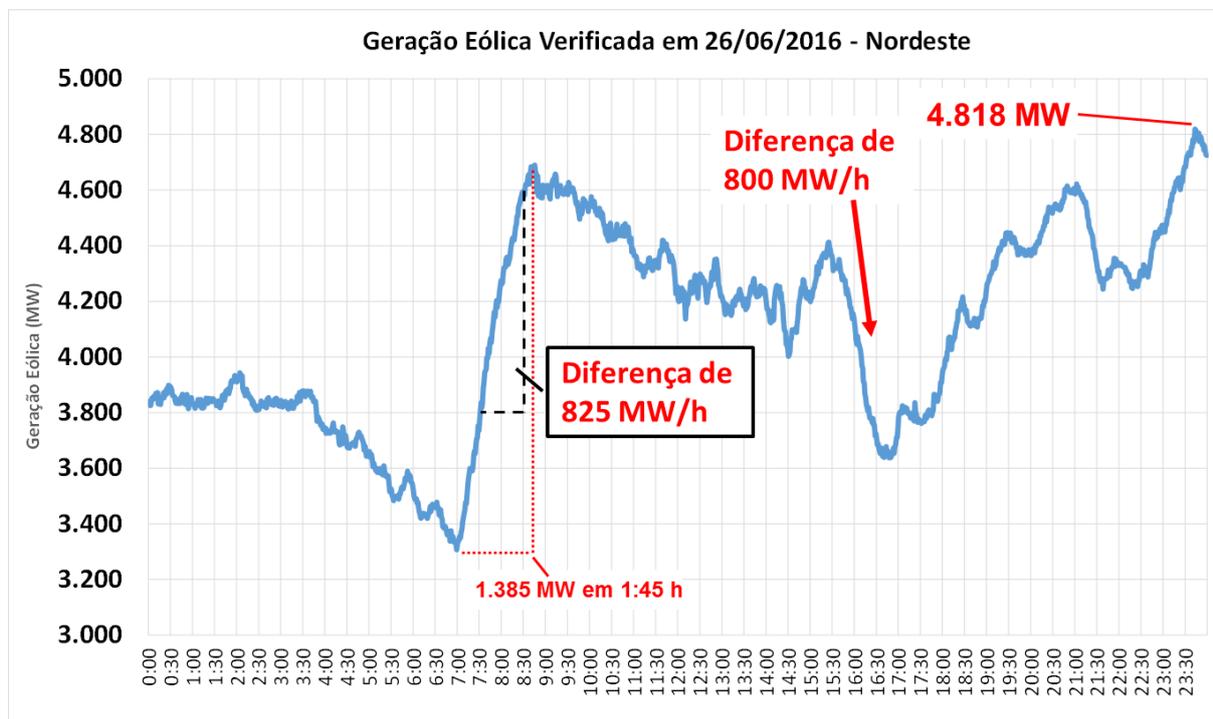


Figura 2 – Variabilidade da geração eólica ao longo de um dia. Fonte: ONS.

Além disso, para dificultar ainda mais a operação, o parque termelétrico brasileiro não foi dimensionado para ser flexível e tampouco possui custos de operação reduzidos para garantir a operação com os reservatórios cheios. Restam assim, poucas alternativas de despacho flexível para atender às oscilações horárias ou mesmo as variações sazonais.

De fato, os reservatórios brasileiros têm cada vez menor capacidade de armazenamento para prover a regularização da capacidade de geração frente à carga total do sistema, conforme observado na Figura 3.

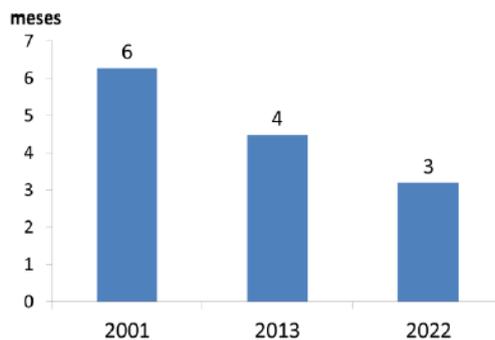


Figura 3 – Capacidade em meses de armazenamento dos reservatórios das usinas hidroelétricas do SIN.

Diante do exposto, verifica-se que os atuais patamares de carga semanais necessitam ser discretizados para o nível horário, permitindo que todas as gamas de preços sejam evidenciadas como forma de demonstrar claramente o custo da geração necessária para atendimento à demanda.

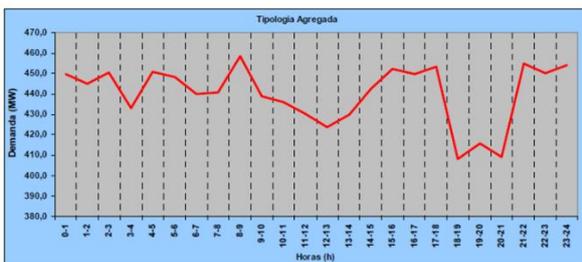
Além disso, como demonstram os perfis de carga constantes da Figura 4, é possível observar grande diversidade entre eles quando integralizados de hora em hora.

Atualmente nos atendimentos realizados em Alta Tensão (>2,3 kV), utiliza-se da tarifação binômica, onde se apura o valor da Demanda (kW) e do consumo da energia (kWh). No intuito de dar sinal econômico que induza ao uso eficiente dos sistemas de distribuição e transmissão, ambas tarifas (Demanda e Consumo) sofrem majoração no horário de ponta do sistema (usualmente das 18-20h).

Em função dessa sinalização econômica, na alta tensão (A2 e A3), observa-se que o consumo de energia elétrica é mais estável ao longo do dia, com exceção do horário de ponta – patamar pesado.

Na baixa tensão, onde ocorre apenas a apuração do consumo de energia (kWh), e no geral não há sinalização econômica na tarifa ao longo do dia, exceção à tarifa branca recentemente regulamentada, observa-se que no segmento residencial, por exemplo, um pico de consumo por volta das 18-19h.

A2



A3

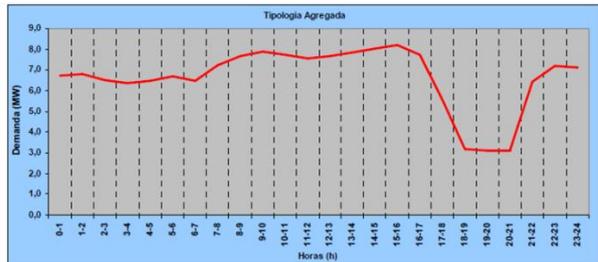
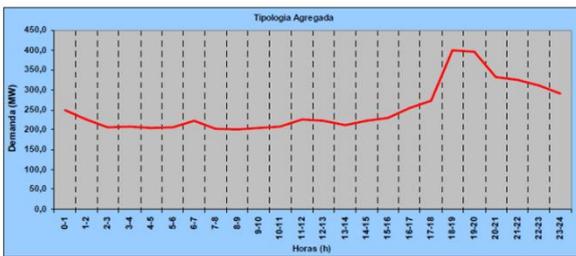
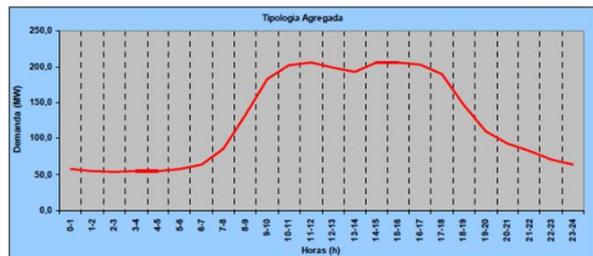
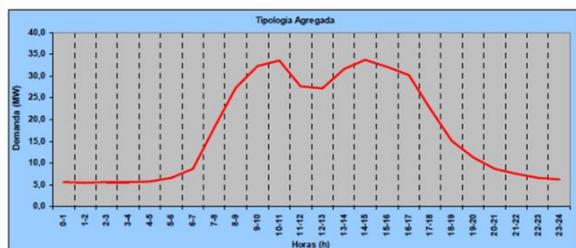
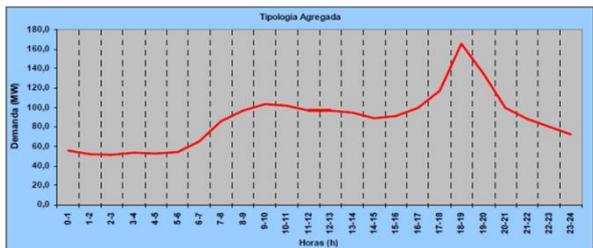
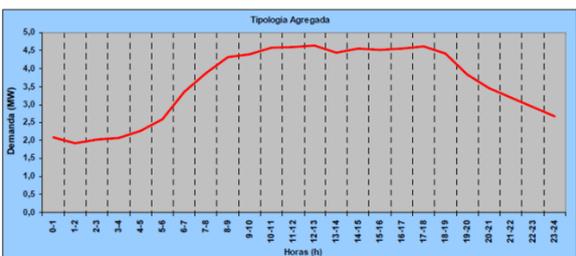
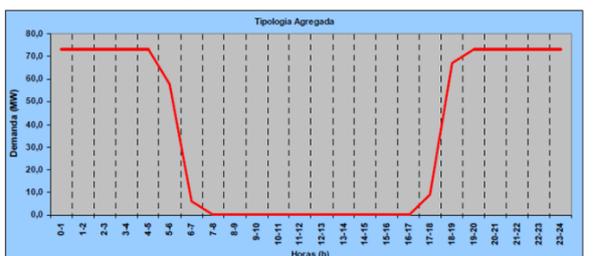
**BT - Residencial****BT - Comercial****BT - Industrial****BT - Rural****BT - Serviço Público****BT - Iluminação Pública**

Figura 4 – Curvas de carga de acordo com o perfil dos consumidores

Portanto, demonstramos que embora exista sinalização econômica nas tarifas essas são direcionadas exclusivamente ao uso dos sistemas de distribuição e transmissão enquanto que o custo da energia não carrega qualquer sinal indicativo de seu custo de produção.

Desta maneira, é essencial a formação de preços horários no Mercado de Curto Prazo (MCP), assegurando a correta sinalização do valor da energia elétrica ao longo do dia.

Conforme observado na Figura 5, para as instituições do setor elétrico (ONS, ANEEL, CCEE e EPE), a metodologia a ser aplicada configura-se na precificação via o modelo computacional DESSEM, com discretização temporal de até meia hora e representação de usinas individualizadas, da rede de transmissão e aspectos operativos de curto prazo para um horizonte de até duas semanas.

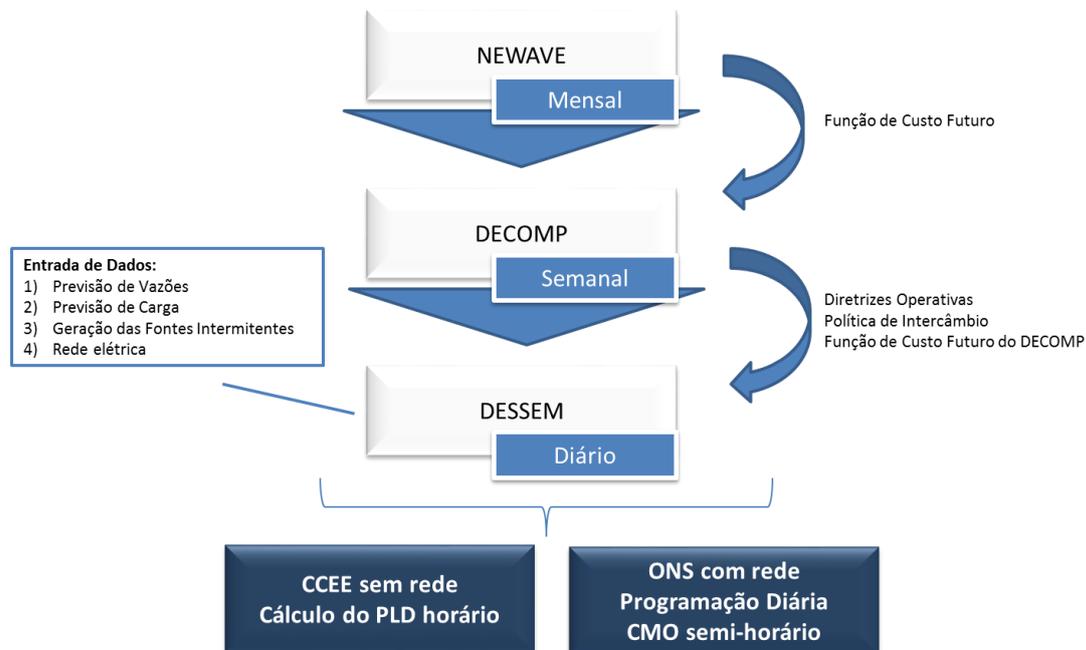


Figura 5 – Formação de preços via modelos computacionais NEWAVE, DECOMP e DESSEM

Durante o ano de 2018, a proposta é aperfeiçoar os estudos para validação metodológica do modelo DESSEM, visando sua utilização na cadeia de modelos energéticos existentes (acoplamento com o modelo NEWAVE e DECOMP) para, em 2019, iniciar, oficialmente, sua utilização.

É importante mencionar que a utilização de modelos computacionais implica em associar o risco dos modelos (metodologias, procedimentos para montagem da base de dados, das informações que modelam as diversas usinas, etc.) à formação de preços. Além disso, para a correta formação de preços horários, os dados de entrada do modelo DESSEM (previsão de vazão e carga, rendimento de turbinas, geração de fontes intermitentes, etc...) deverão ser discretizados em base horária.

Até o momento, tais dados não foram corretamente estimados. Com relação à geração a partir de fontes renováveis, por exemplo, é realizado um “abatimento” da carga mediante uma estimativa de geração de todas as usinas não-despachadas individualmente e, posteriormente, estima-se o despacho hidroelétrico e termoelétrico. Como as fontes renováveis tem como característica

a variabilidade e intermitência, tal metodologia propaga erros por deixar de captura-las.

Com base no deck fornecido pela CCEE para os dias 11 e 14 de novembro de 2017, da forma como o DESSEM está modelado, haveria pouca variação do CMO durante o dia, conforme observado na Figura 6.

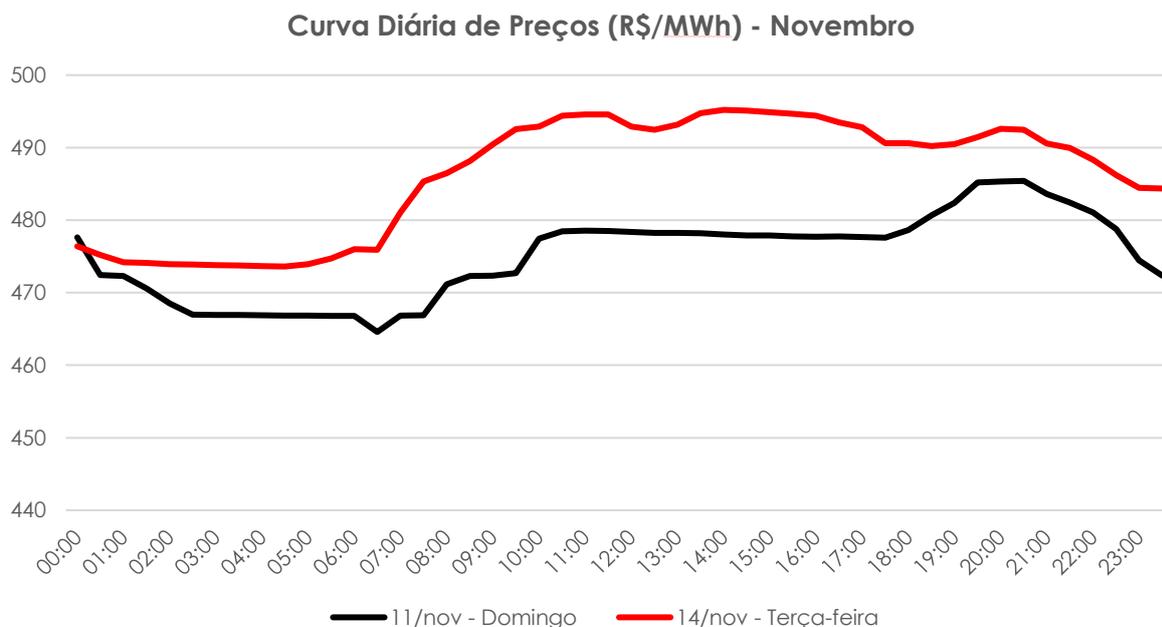


Figura 6 – Curva diária de preços: (i) 11 de novembro de 2017 e (ii) 14 de novembro de 2017

Embora a comparação dos decks do DESSEM com os do DECOMP de novembro de 2017 (carga pesada: R\$ 481,88/MWh; carga média: R\$ 481,88/MWh; e carga leve: R\$ 470,29/MWh), indique uma variação horária de preços de pequena ordem, a razão de tal fato decorre da utilização da geração hidroelétrica para atendimento à variabilidade e intermitência das fontes renováveis.

Em condições ideais de operação, o papel de atender às características das fontes renováveis (intermitência e variabilidade) ficaria a cargo das usinas termoelétricas, situação em que a precificação horária poderia demonstrar a realidade dos custos de tal geração.

Com relação à geração hidroelétrica, conforme apresentado na Figura 7, o modelo já está representado de forma adequada.

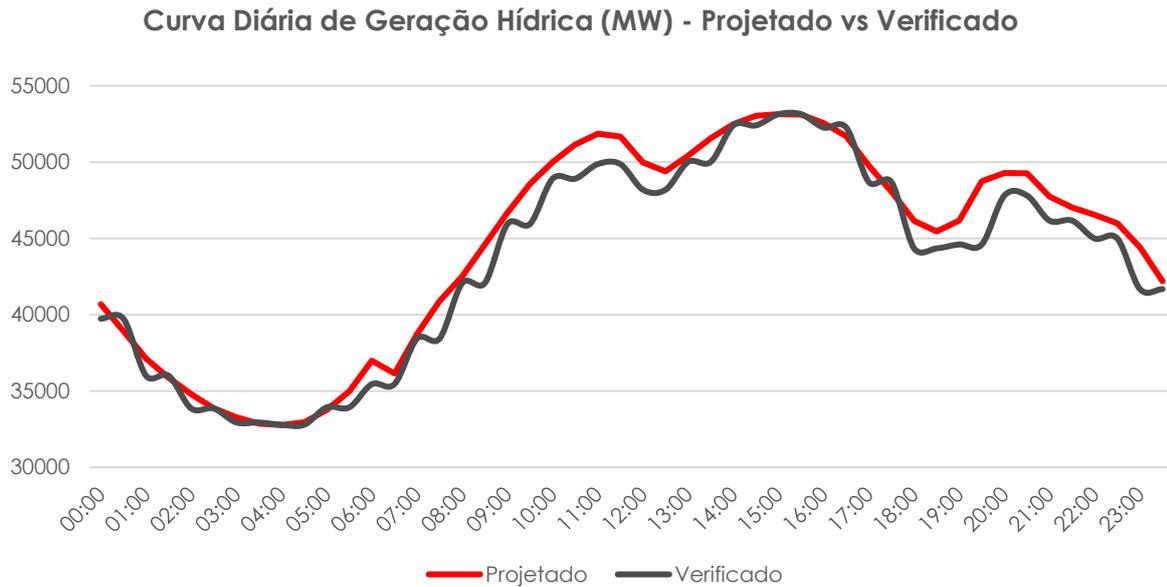


Figura 7 – Curva diária de geração hídrica para o dia 14 de novembro de 2017

Contudo, com relação à geração termoelétrica, é possível verificar desvios consideráveis com relação à geração projetada pelo DESSEM, conforme observado na Figura 8.

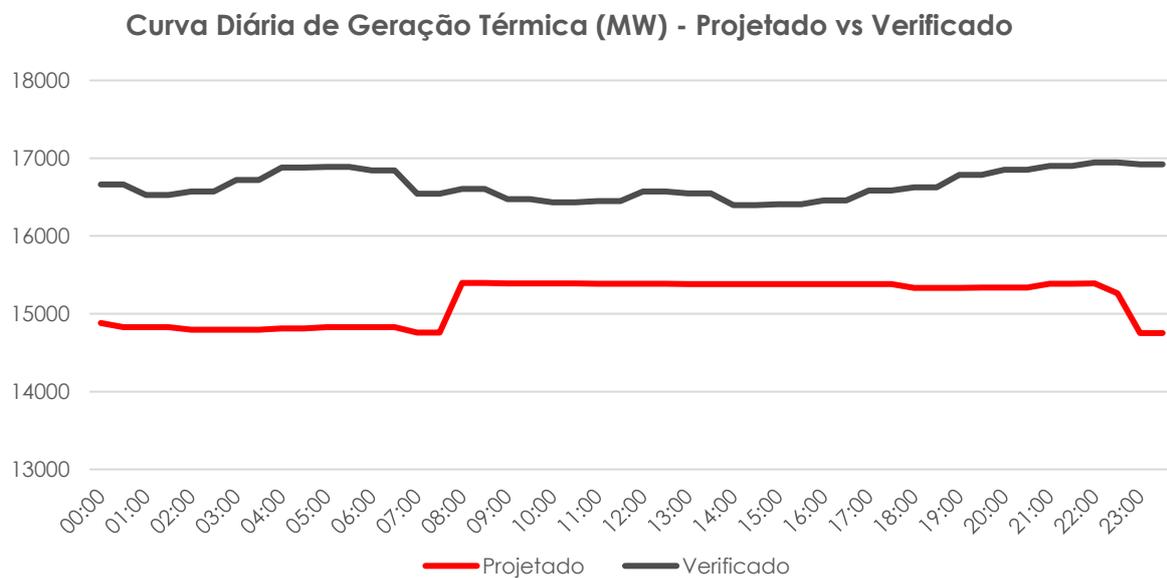


Figura 8 – Curva diária de geração térmica para o dia 14 de novembro de 2017

### III. Visão EDP

Enquanto os modelos computacionais forem utilizados para decisões de despacho e formação de preços, é essencial a utilização de modelos de código fonte aberto, com amplo conhecimento público, com adequada governança de parâmetros e premissas para garantir a transparência do processo.

Existe uma série de outros modelos já desenvolvidos, como o ODIN, SMERA ou o SDDP, que executam as mesmas tarefas do NEWAVE, DECOMP e DESSEM e que poderiam ser aplicados. Assim, seria interessante a abertura de concorrência dos modelos utilizados no setor para incentivar os seus desenvolvimentos e mantê-los em linha com o Estado da Arte.

Deveria ser realizada também a revisão dos parâmetros técnicos das usinas e demais dados que são utilizados nos modelos, assim como a revisão dos métodos adotados para o cálculo das variáveis estimadas, como as vazões naturais afluentes. É importante estabelecer um melhor equilíbrio entre a previsibilidade das alterações e a aderência à realidade, aumentando a transparência no processo e isonomia entre os agentes, assegurando ampla e direta participação dos agentes no setor.

As ações descritas acima são essenciais para aprimorar a governança dos modelos computacionais, delimitando competências e fornecendo diretrizes para eventuais alterações nos dados de entrada, nos parâmetros e nas metodologias da cadeia de modelos utilizados pelo setor elétrico.

No médio e longo prazo, na realidade, a formação de preços deveria ser realizada mediante a oferta de preço pelos agentes como forma de viabilizar preços que reflitam a realidade operativa e que promovam comportamentos eficientes.

Neste modelo, os agentes realizariam *bids* para a geração, sendo o despacho realizado por razões de ordem econômica por meio da intersecção entre as curvas de oferta e de consumo.

Conforme apresentado na Figura 9, as vantagens do modelo de despacho por preço são:

- Compartilhamento da decisão de despacho: redução de risco por meio da agregação de previsões de agentes, aumento de transparência, redução da discricionariedade e redução de incertezas regulatórias;

- Compatibilização das decisões de operação com as decisões comerciais dos agentes: sinais de preço mais realistas, maximização das receitas dos agentes e aumento da atratividade do setor para investimentos.

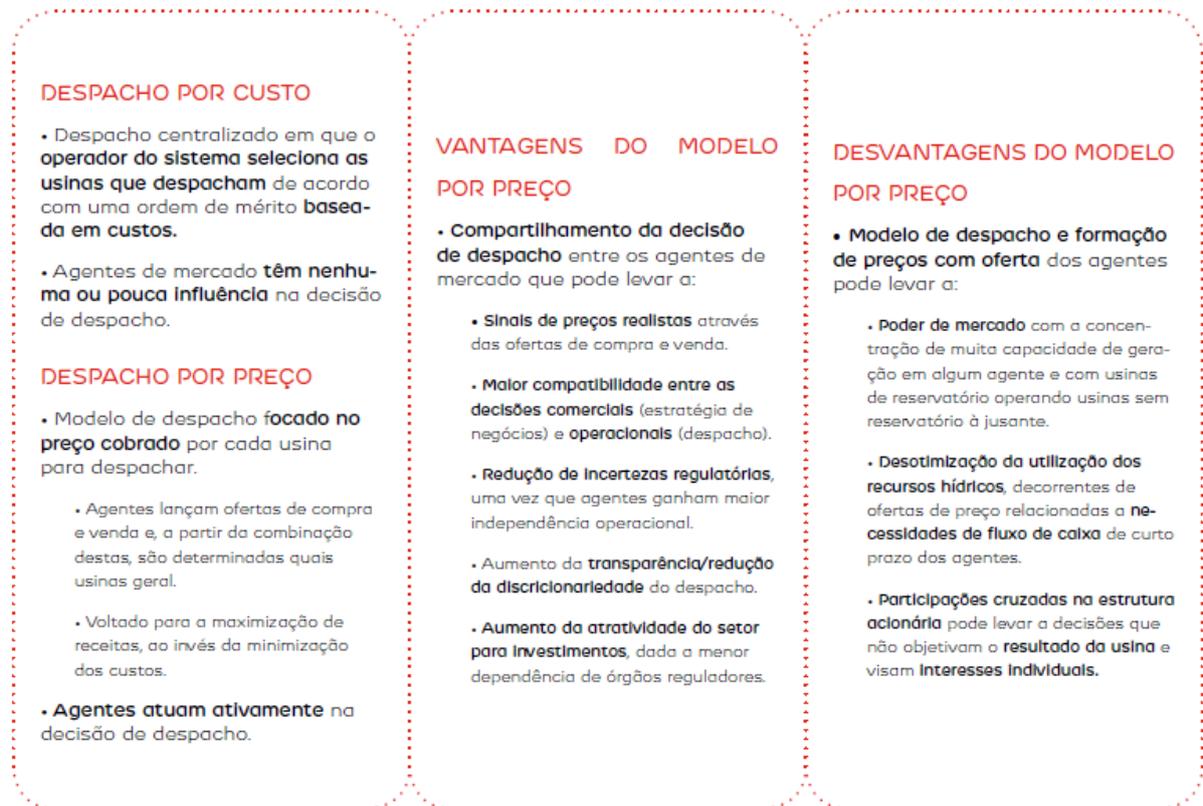


Figura 9 – Comparação de modelos de formação de preço e despacho – Custo x Oferta

O ponto central da alteração proposta é a aderência do processo de formação de preços à realidade operativa do sistema, de forma que o preço de curto prazo possa conferir um sinal econômico adequado e confiável aos agentes e consumidores.

Esse novo arranjo na formação de preço seria calcado nos pilares:

- Coordenação da oferta por meio de lances de oferta submetidos pelos agentes num mercado centralizado;
- Precificação com base nos lances de oferta num mercado centralizado.

Conforme apresentado na Figura 10, estudos internacionais mostram que, um modelo eficiente seria:

- Ofertas de compra e venda de energia: realizadas no dia anterior (D-1) e, a partir disso, é desenhada a curva de carga e estipulados os preços horários.

- Mercado *Intraday*: mercado horário em que agentes compram ou vendem energia para ajustar suas posições;
- Interferência do Operador/Serviços Ancilares: ajuste das variações dadas pelos erros de previsão ou interferências no sistema.



*Figura 10 – Mecanismo de Oferta de Preços Aplicado em Diversos Países Europeus*

Assim, o preço de equilíbrio de médio prazo esperado (por exemplo, horizonte de um ano) será aquele em que cada agente decide quanto ofertar, de forma a maximizar o seu resultado individual, levando em conta a expectativa sobre como os demais agentes agirão.

Tal arranjo comercial ocorreria em um sistema com grande desafio de otimização, dada a complexidade da operação do sistema hidrotérmico-eólico, principalmente em função da otimização intertemporal dos grandes reservatórios hidroelétricos e das diversas externalidades acarretadas pelo elevado número de hidroelétricas em série nos mesmos cursos d'água.

Para assegurar os benefícios potenciais do modelo de despacho por preço, é necessário minimizar o risco de abuso de poder de mercado, o qual poderia ser diminuído por meio de ações direcionadas a três aspectos da atual estrutura concorrencial que propiciam o direcionamento de preços:

- Elevada concentração de mercado: empresas devem operar no mercado como agentes distintos para viabilizar a competição. Assim, a atuação das subsidiárias da Eletrobrás na condição de um único agente pode perturbar a competição no novo modelo;
- Controle compartilhado de usinas: reajuste das estruturas acionárias deve ser avaliado para a redução do poder de mercado de alguns agentes, assim

como para reduzir o conflito de interesse de outros, quando tomam a decisão visando interesses individuais e não da usina.

- Interdependências operacionais entre usinas hidroelétricas no mesmo curso d'água: desenvolvimento de mecanismos legais para impedir que usinas a montante façam abuso de sua posição a fim de interferir nos preços de mercado, assim como impedir que essas usinas utilizem água de forma inadequada em momentos de escassez hidrológica.

A abertura da possibilidade da formação de preços por oferta dos agentes é positiva, pois possibilita um sinal econômico realista para o mercado e compatibiliza as decisões de operação com as decisões comerciais dos agentes, como também engloba uma visão conjunta de previsão das diversas variáveis do modelo por todos os agentes do setor.

Além disso, a formação de preços por oferta dos agentes pode acrescentar robustez ao mercado, aumentando a transparência e promovendo a redução da discricionariedade, tornando o ambiente estável e reduzindo as incertezas regulatórias para melhoria da atratividade para investimentos.

Contudo, para amplificar os benefícios da precificação horária é essencial que a diferença de preço ao longo do dia seja sinalizada a uma ampla gama de consumidores, de modo que estes possam gerenciar seu consumo de energia hora a hora.

Inicialmente, haverá necessidade de readequar o peso dos sinais econômicos entre os componentes cobrados com base na Demanda (kW) e no Consumo de energia (kWh), dado que os atuais só observam a necessidade de conferir eficiência ao uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Posteriormente, o emprego de um sistema de medição inteligente será primordial para que os sinais de preço repercutam junto ao consumidor final.

Tal afirmativa é comprovada analisando o mercado de energia elétrica em outros países. Por exemplo, na Inglaterra, o regulador local (OFGEM) identificou que as grandes indústrias respondiam aos sinais de preço de forma bem otimizada, ajustando cronogramas de produção ou mesmo realizando a troca de equipamentos. Para verificar o impacto da medição inteligente junto aos consumidores residências, em 2010, foi realizado um estudo com 59.000 lares. O resultado foi surpreendente, com os consumidores alterando seus hábitos e permitindo economias com o custo da energia, com o custo das redes e, de forma

mais impactante, reduzindo a necessidade de instalação de novas centrais de produção.

No Brasil, o emprego dos medidores digitais ainda é incipiente no que diz respeito à quantidade de unidades consumidoras que contam com a sua instalação. O custo dos medidores, associado à necessidade de sistemas de comunicação, tem se caracterizado como o principal entrave para a instalação massiva.

A modernização da infraestrutura de medição se caracteriza como fundamental e inadiável para promover ganhos de eficiência a todos os agentes do setor elétrico brasileiro, permitindo a disponibilização de informações aos consumidores, empoderando-os para utilizar com eficiência a energia elétrica e possibilitando a redução de custos em toda a cadeia de valor do Setor.

Nesse contexto, é fundamental que a Legislação aborde a questão da modernização do parque de medidores de forma abrangente, envolvendo:

- Sistema de custeio do medidor inteligente não se limite aos critérios atuais de remuneração e gestão de ativos, estabelecendo, principalmente, um critério para o rateio de custos entre todos os beneficiários (consumidores, comercializadoras, distribuidoras e geradoras).
- Distribuidora deve ter liberdade para estabelecer a sequência dos consumidores que serão escolhidos para terem seus medidores substituídos. Inicialmente, espera-se que os consumidores atendidos em alta tensão sejam considerados e, em um segundo momento, os consumidores atendidos em baixa tensão – neste caso, a distribuidora deve ter autonomia para formar cluster por bairro/região para realizar a substituição.
- Ampliação do escopo de atuação das distribuidoras, para que a infraestrutura de comunicação possa ser explorada pela própria concessionária.
- Avanços na metrologia, de maneira a estabelecer um padrão compatível com as exigências e capacidade de absorção pelos agentes e sociedade, não se limitando à equiparação de exigências nacionais aos padrões internacionais.
- Abertura de mercado para barateamento dos medidores e alargamento das opções existentes.

## Questões Específicas

---

### I. 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.*

Considerando que o custo do uso do sistema de distribuição seria desvinculado do custo da energia, a precificação horária poderia viabilizar uma série de novos negócios e produtos:

- Consumidores: com a medição inteligente, haverá uma sinalização adequada do preço da energia elétrica hora a hora, possibilitando a implementação de sistemas automatizados de gerenciamento do consumo ("internet das coisas"), tornando serviços como resposta pela demanda uma realidade. Além disso, como são esperados preços de energia elétrica elevados entre 13hs a 15hs, sistemas de geração solar fotovoltaica acoplados com sistemas de armazenamento se tornarão mais atrativos;
- Comercializadores: valorização do portfólio de geração e consumo de energia elétrica, sendo possível oferecer uma gama maior de produtos customizados dependendo do perfil de consumo de determinado cliente. Ou seja, de acordo com o consumo horário de determinado consumidor, haverá a possibilidade de modular o contrato de compra de energia elétrica para este perfil. Estes agentes poderão também vir a operar produtos voltados para gerenciamento de riscos contra eventual volatilidade do preço da energia, os chamados derivativos financeiros, que podem ser usados para a transferência dos riscos entre os diversos integrantes do mercado, além de permitir a participação de outras instituições (investidores e instituições financeiras) que não participam do mercado de energia, mas que poderiam dele participar pela perspectiva de ganhos com a parcela de risco que assumirem.
- Distribuidoras: flexibilização para operação dos sistemas elétricos com melhoria da qualidade; eficiência nos investimentos nos sistemas de distribuição; eficiência no uso dos sistemas de distribuição com o aumento do fator de carga; desenvolvimento de programas de efficientização

energética sem colocar em risco sua receita; utilização da plataforma de serviços para agregação de outras facilidades;

- Geradores: incentivos para uma possível modulação da garantia física ou da produção, hora a hora, das usinas, maximizando sua alocação no período de ponta, incentivos para repotenciação de usinas hidrelétricas por meio da motorização de eventuais poços vazios existentes e, de acordo com o perfil de geração de determinadas fontes, incentivos para projetos híbridos como eólica e solar, hidroelétricas e eólica, etc.;
- Empresas de Serviços de Conservação de Elétrica (ESCOS): maior atratividade para oferecimento de serviços integrados (como por exemplo, ilhas de energia, com soluções energéticas agregadas para eletricidade, vapor, gás, tratamento de efluentes, etc.);
- Empresas do setor de tecnologia: aumento dos incentivos ao desenvolvimento de sensores e redes comunicação interna, com capacidade de coletar e transmitir dados para gerenciamento remoto de objetos físicos, veículos, etc. ("internet das coisas");
- Indústrias: crescimento do mercado de medidores inteligentes, baterias de armazenamento de energia, painéis fotovoltaicos, inversores, sistemas de gerenciamento de consumo residencial, etc. Além disso, de modo geral, com a sinalização hora a hora do preço, incentivos ao trabalho em determinados períodos e/ou turnos.

## II. 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.

Com a utilização de preços horários para a energia elétrica, haverá necessidade de readequar o peso dos sinais econômicos entre os componentes cobrados com base na demanda (kW) e no consumo (kWh), dado que os atuais só observam a necessidade de conferir eficiência ao uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Na realidade, é essencial que a sinalização do preço horário permeie toda a cadeia produtiva do setor elétrico, atingindo inclusive os consumidores atendidos em baixa tensão, razão pela qual a adequada separação dos custos pela utilização do sistema elétrico, cobrado com base em métrica não volumétrica e pelo consumo de energia elétrica precisam estar operacionais.

Desta maneira, uma série de benefícios tarifários lastreados pela utilização de energia elétrica em períodos de carga leve, como por exemplo os benefícios concedidos aos consumidores irrigantes, não seriam mais necessários, uma vez que os preços de energia elétrica seriam mais baixos durante a madrugada (entre 0-6h), período em que estes consumidores possuem o desconto. Em 2016, por exemplo, os benefícios concedidos a esta classe de consumidores atingiu, aproximadamente R\$ 650 milhões no Brasil.

Ou seja, um dos principais benefícios da precificação horária poderá ser a redução de subsídios.

Conforme abordado no documento "Proret 7.1 – Procedimentos Gerais", a estrutura tarifária atual já contempla a existência de postos horários, evidenciados nas seguintes modalidades:

- Modalidade tarifária horária Azul: aplicada às unidades consumidoras do grupo A é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica (kWh) e de demanda de potência (kW), de acordo com as horas de utilização do dia;
- Modalidade tarifária horária Verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica (kWh), de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência (kW);
- Modalidade tarifária horária Branca: aplicada às unidades consumidoras do grupo B é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica (kWh), de acordo com as horas de utilização do dia.

Com o objetivo de incentivar a eficiência na utilização do sistema elétrico, também estão contemplados na estrutura tarifária os seguintes postos tarifários, que carregam diferentes pesos de incentivo econômico aplicados na Demanda (kW) e no Consumo (kWh):

- Posto Tarifário Ponta: período composto por três horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão, exceto para fins de semana e os feriados definidos na Resolução Normativa nº 414/2010, art. 2º, inciso LVIII;
- Posto Tarifário Intermediário: período de duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao posto ponta;
- Posto Tarifário Fora de Ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e intermediário.

A fórmula de cálculo da tarifa de fornecimento de energia elétrica já considera a separação entre os componentes de uso do sistema de distribuição dos componentes da energia elétrica, que compõe respectivamente a tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e a tarifa de energia elétrica (TE).

Serão necessárias pequenas alterações nos algoritmos de cálculo das seguintes parcelas:

- **TUSD PERDAS:** parcela da TUSD que recupera os custos regulatórios com perdas técnicas do sistema da distribuidora, perdas não técnicas e perdas na rede básica devido às perdas regulatórias da distribuidora
- **TE ENERGIA:** parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor, incluindo: i) compra nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada - ACR; ii) quota de Itaipu; iii) geração própria; iv) aquisição do atual agente supridor; v) compra de geração distribuída
- **TE PERDAS:** parcela da TE que recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.

Considerando-se que os custos apurados para estes componentes decorrem do preço da energia elétrica, os cálculos deverão passar a contemplar a utilização dos preços horários para sua obtenção.



Figura 11 – Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD

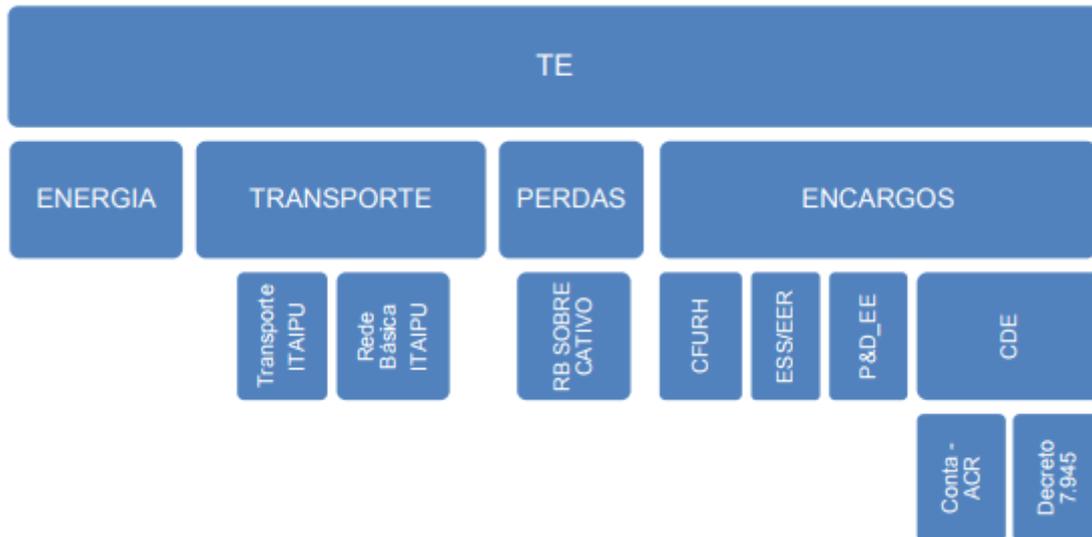


Figura 12 - Funções de custos e componentes tarifários da TE

Reforçamos que haverá necessidade de readequar o peso dos sinais econômicos entre os componentes cobrados com base na Demanda (kW) e no Consumo de energia (kWh), dado que os atuais só observam a necessidade de conferir eficiência ao uso dos sistemas de transmissão e distribuição. A eficiência na produção de energia virá pelo preço horário.

*Questão 3) Quais alterações serão necessárias nos Procedimentos de Rede e, de forma geral, nas atividades de operação (exemplo: Programa Mensal da Operação – PMO, programação diária, operação em tempo real, e pós-operação do ONS)? Indique os pontos a serem alterados e apresente sugestões.*

Para contemplar a nova metodologia de formação de preços com base horária, serão necessárias alterações, em determinados submódulos, nos Procedimentos de Rede.

De forma geral, os pontos que precisam ser alterados podem ser segregados em 3 vertentes: (i) refinamento da discretização dos dados enviados ou calculados em metodologias e modelos, (ii) necessidade de representação de informações adicionais nas metodologias para a representação horária, (iii) alteração nos cronogramas e periodicidades.

No documento “Módulo 5 - Consolidação da Previsão da Carga”, alguns itens que se referem à previsão dos dados de carga por patamares de carga, que até então utilizavam os 3 patamares (Pesado, Médio e Leve), passarão a ser discretizados em 24 ou mais patamares para serem utilizados nos modelos de planejamento e operação.

A EDP entende que a definição de patamares de carga permanece válida, porém, como o número de patamares é fixado nos procedimentos, e a discretização será alterada, haverá impactos em determinados submódulos.

Por exemplo, os itens 4.3.2 e 4.4.1 do submódulo 5.1 deverão ser alterados uma vez que explicitam o número de patamares no texto:

*"4.3.2 Para o planejamento anual da operação energética é necessária a consolidação das previsões de carga em bases mensais, bem como a determinação dos patamares da carga de energia leve, média e pesada para os subsistemas.*

*4.4.1 O Submódulo 5.6 abrange a previsão de carga de energia em base mensal por agente, área, subsistema e SIN, para o horizonte de análise de até 1 (um) ano a frente, atualizada a cada mês e discretizada em até três patamares de carga (leve, média e pesada) e a previsão da carga de demanda por subsistema."*

Ainda neste submódulo, aborda-se a questão da periodicidade de atualização da carga para as revisões semanais. Estas atualizações serão mais frequentes com a entrada do PLD horário, que será calculado diariamente e que deverá possuir dados de carga também com atualizações diárias.

*"4.4.1 ... Apenas para o mês de previsão do Programa Mensal da Operação Energética – PMO, que corresponde ao primeiro mês do horizonte, deve ser fornecida a carga em semanas operativas com os correspondentes patamares de carga. Semanalmente devem ser elaboradas revisões da carga semanal relativas ao mês do PMO."*

Já no documento "Módulo 7 - Programação Mensal da Operação Energética", devem ser alterados os itens que se referem a:

- Informações adicionais que devem ser enviadas pelos agentes, como os dados de tomada e saída de carga (intensidade e custos) e tempo mínimo de geração para os geradores termoelétricos;
- Alteração na periodicidade do horizonte de operação, como o item 4.2.1 do submódulo 7.1:

*"4.2.1 O Submódulo 7.3 atribui responsabilidades e apresenta a sistemática para a programação mensal da operação energética, consolidada no PMO. O PMO estabelece as diretrizes para a operação coordenada do SIN, em um horizonte mensal com etapas semanais, com o objetivo de atender ao mercado empregando os recursos disponíveis de forma otimizada."*

- Revisão dos quadros 3 e 4 que tratam das periodicidades e prazos para a atualização das informações;
- Referências aos modelos computacionais utilizados, como o item 8.1:

*"8.1 Os programas computacionais utilizados nos estudos de planejamento anual da operação energética estão listados a seguir e se encontram detalhados no Submódulo 18.2: (a) Modelo para otimização hidrotérmica para subsistemas*

*equivalentes interligados; e (b) Modelo para simulação da operação energética a usinas individualizadas para subsistemas interligados.”*

Ainda, deve ser analisada a possibilidade de inclusão de um submódulo específico para a operação eletroenergética com horizonte diário, detalhando as informações necessárias, modelos utilizados, periodicidades e prazos para envio dos dados, responsabilidades, etc.

No Módulo 8 devem ser referenciadas as alterações na programação diária com as novas metodologias e com o DESSEM, como a projeção de geração eólica e solar por modelos computacionais.

Os demais módulos também devem ser reavaliados, considerando as atualizações nas 3 vertentes citadas.

*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.*

Na realidade, as regras e procedimentos de comercialização já englobam um período de comercialização “j” genérico.

Contudo, muitos acrônimos têm como índice de dependência a semana e o patamar de carga. Todas as regras que dependem de semana e o patamar devem ter seus acrônimos alterados para dependência horária.

De acordo com palestra proferida pela CCEE no âmbito da reunião da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL), realizada no dia 06 de dezembro, a precificação horária impactaria na revisão de, aproximadamente, 150 acrônimos.

Dada a definição dos novos acrônimos, é essencial informar o mercado com antecedência, já que será necessária adequação de todos os sistemas utilizados para captação, alocação e análise dos dados provenientes da CCEE. Portanto, as aprovações de custos passarão por todos os trâmites internos das empresas, demandando tempo para sua adequação.

Ademais, caso existam alterações do período de contabilização e de liquidação, o impacto nas regras e nos procedimentos de comercialização seria severo. Neste sentido, propõe-se a abertura de audiência pública específica para discussão e averiguação minuciosa destes impactos.

Já com relação aos encargos, mediante aprimoramento no planejamento de expansão do setor elétrico e revisitando a metodologia de precificação, com a aproximação dos valores de PLD e CMO, a diferença entre despacho projetado

pelos modelos e a realidade operativa tende a diminuir, minimizando, conseqüentemente, o volume de encargos (ESS).

*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.*

O amadurecimento do mercado como um todo exigirá a adequação das regras e procedimentos referentes à periodicidade dos eventos. Naturalmente, os eventos referentes à contabilização e à liquidação financeira devem obedecer esta adequação.

Desta maneira, será necessária a criação de uma apuração com chamada de margem diária, a fim de aumentar a robustez das operações do Setor Elétrico Brasileiro. A periodicidade dos eventos de Contabilização e Liquidação Financeira propriamente ditos não serão alterados, continuando em base mensal.

Tamanho mudança exigirá um certo grau de adaptação. Desta forma, propõe-se um período de transição, conforme apresentado na tabela abaixo, para que as modificações sejam realizadas de forma gradativa:

- Acompanhamento de Apuração Semanal (sem efeitos práticos): "projeto sombra" da apuração semanal, com a CCEE divulgando as informações de aporte necessários do período indicado;
- Apuração Semanal: início operativo do procedimento de aporte de garantias financeiras semanais;
- Acompanhamento de Apuração Diária (sem efeitos práticos): "projeto sombra" da apuração diária, com a CCEE divulgando as informações de aporte necessários do período indicado.
- Apuração com chamada de margem diária: início operativo do procedimento de aporte de garantias financeiras diário, com chamada de margem no mesmo período.

Tabela 1- Cronograma de Implementação para Apuração Diária

Evento	Início	Fim
PLD horário	jan/19	-
Acompanhamento de Apuração Semanal (sem efeitos práticos)	jan/19	jun/19
Apuração Semanal	jul/19	jun/20
Acompanhamento de Apuração Diária (sem efeitos práticos)	jul/20	dez/20
Apuração com chamada de margem diária	jan/21	-

Espera-se com estas adaptações que o mercado brasileiro se aproxime de mercado mais maduros, como o Ibérico e o NordPool.

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

A princípio, a precificação horária poderia ser implementada mantendo os atuais mecanismos de garantia financeira.

Por outro, considerando a elevada inadimplência na CCEE, que em outubro de 2017 atingiu o montante de R\$ 510 milhões<sup>1</sup>, e, seguindo as propostas de evolução do modelo do setor elétrico discutidos no âmbito da Consulta Pública nº 033/2017/MME, é essencial aprimorar o atual mecanismo de garantia financeira, considerando a diminuição dos intervalos de apuração e de aportes de garantias.

Assim, para aumentar a robustez ao fluxo de pagamentos, mercados maduros têm estabelecido Bolsas de Energia, liquidadas por Câmaras de Compensação e Liquidação (*Clearing Houses*) que se tornam contraparte central em todas as transações.

Conforme apresentado na Figura 13, as características mais importantes das Bolsas de Energia referem-se à: (i) maior robustez e segurança financeira oferecida

---

<sup>1</sup> Valores não contemplando liminares referentes ao GSF e despachos da CEB e de Belo Monte No total, R\$ 4,5 bilhões.

ao mercado, (ii) formação de preços transparentes; e (iii) divulgação de referências de preço para o mercado (Benchmark), o que propicia maior capacidade de decisão dos investidores e facilita a entrada no mercado.

Para sua implantação, parte-se do pressuposto da adoção como requisito de regras e regulamentos que disciplinam a parte “física” do negócio, ao mesmo tempo que são adotados contratos padronizados. Isso é seguido pela negociação bilateral, muitas vezes assistida por *market brokers*, que auxiliam na criação de oportunidades de negócios entre os participantes do mercado.

Prós	Contras
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Mayor robustez e segurança financeira para o mercado:</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Provável necessidade de abertura de mercado para negociação em bolsa</b></li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maior quantidade de membros</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Justificar a participação dos agentes financeiros</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Controle de acesso</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Dependência de Instituições financeiras como agentes garantidores</b></li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Garantia de contraparte central</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Transferência de risco precisa ser remunerada:</b></li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Balanceamento e liquidação diária</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Membro <i>clearing</i> (instituição financeira) – assume o risco do membro não <i>clearing</i> ao fornecer garantias</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Controle de margens</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Clearing</i> – assume o risco do sistema</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Garantias fornecidas por entidades financeiras (membros <i>clearing</i>)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Baixa probabilidade de uma entidade governamental assumir o papel de CCP</b></li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Possível menor volatilidade de preços horários</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Diminuição da judicialização e insolvência no setor</li> </ul>	

Figura 13 - Vantagens e Desvantagens de uma Clearing House

Com relação às garantias, os membros *clearing* (instituições financeiras que suportam um agente de mercado) são responsáveis pela liquidação financeira de membros não *clearing* (agentes que negociam energia, seja no mundo físico, seja no financeiro, mas não possuem licença de *clearing*).

O risco jurídico é reduzido se a *Clearing House* for regulamentada pelo Setor Financeiro, em que esse tipo de arquitetura é maduro e os Contratos de Adesão especificam de forma muito robusta a relação entre os agentes e seus direitos e obrigações.

A sugestão é de que diariamente as posições sejam avaliadas e os limites operativos estabelecidos. Nas situações em que os agentes não atinjam tais limites, ficariam com as operações suspensas. Se observadas reincidências, as empresas poderiam, no limite, serem excluídas do mercado.

Diante do exposto, conclui-se que a criação de uma Bolsa de Energia obrigatória para padronização da contratação e, centralizadora das transações, elevaria a competição, estabeleceria preços mais transparentes, confiáveis e com menor influências de agentes com poder de 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.*

A definição dos critérios e periodicidade de definição dos limites de máximo e mínimo do PLD são de responsabilidade da ANEEL. E, analisando a agenda regulatória da Agência, está prevista a abertura de uma audiência pública para discutir este tema em 2018.

Em 2014, no âmbito da audiência pública nº 054/2014 que abordava este tema, a EDP contribuiu no sentido de aumentar o PLD piso e diminuir o PLD teto, comprovando que uma faixa larga de valores contribuía para transferência de renda dos consumidores para agentes descontratados, sem agregar capacidade ao sistema.

Devido às características atuais de alta inelasticidade da curva de demanda de energia e de longo prazo de maturação da curva de oferta, o preço de mercado em anos atípicos, com baixa volume de chuvas, tende a disparar. Essa situação cria a possibilidade de lucros extraordinários no mercado de curto prazo para os agentes descontratados, causando aos consumidores cativos custos elevados e endividamento setorial, sem atrair oferta de energia ou reduzir o consumo.

Desta maneira, a EDP considera ser relevante a discussão com relação aos limites do PLD, contudo, é essencial que o valor do preço de curto de prazo seja, concomitantemente, sinalizado aos consumidores. Como atualmente existe este descolamento entre o valor do PLD e o preço da energia elétrica, aumentar ou diminuir os patamares pode prejudicar o equilíbrio econômico-financeiro do setor elétrico.

Aprimorando a sinalização de preços aos consumidores, para os valores teto do PLD, uma proposta interessante seria estabelecer limites energéticos e de potência para o PLD (PLD<sub>ENERGÉTICO</sub> e PLD<sub>POTÊNCIA</sub>). Como benefícios, seria possível distinguir problemas de operação pontuais (como necessidade atípica de redução de carga, para atendimento de ponta), quando o teto do PLD seria elevado (PLD<sub>POTÊNCIA</sub>) de problemas energéticos, em que o PLD seria elevado por longos períodos, nos quais haveria limitação pelo PLD<sub>ENERGÉTICO</sub>.

Por fim, a EDP acredita que não deveriam ser incorporados à formação de preço de curto prazo as restrições elétricas internas aos submercados ou a

geração de usinas que possuem unidades geradoras em teste. Ou seja, os dados de entrada utilizados no cálculo do CMO e do PLD continuariam a ser distintos<sup>2</sup>.

Conceitualmente deve ser garantido que as fontes mais eficientes sejam sempre despachadas, independentemente da existência ou não de restrições elétricas para seu despacho. Caberá à EPE e ao ONS, como agentes responsáveis pelo planejamento da expansão das linhas de transmissão, corrigir eventuais restrições, incentivando a construção de reforços em pontos sensíveis do sistema.

Desta maneira, realizando um planejamento adequado e minimizando as restrições internas, naturalmente, existirá uma convergência do valor do CMO e do PLD.

*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.*

Com a expansão das fontes renováveis, principalmente eólica e solar, a flexibilidade das fontes de geração torna-se um atributo importante a ser incorporado ao planejamento da expansão. O preço horário, por sua vez, permite que a flexibilidade seja melhor precificada, além de caracterizar melhor o valor da energia produzida por tais fontes.

Critérios de precificação que não enxergam as variações horárias da produção, ou que valorizem riscos de operação por meio de médias aritméticas, tais com o Índice de Custo-Benefício (ICB), devem ser preteridos em relação à alocação dos riscos de produção aos próprios agentes de geração.

Parece ser mais apropriada a proposta de segregação de Lastro e Energia, com leilões de lastro para capacidade e de energia que aplique preços horários e viabilize a contratação de fontes que incorporem os benefícios da operação de tempo real do sistema.

---

<sup>2</sup> Tanto a CCEE como o ONS utilizam os mesmos modelos matemáticos, porém as finalidades são distintas: o ONS busca a melhor forma de operar o sistema elétrico, ou seja, suprir integralmente a demanda pelo menor custo possível para o sistema; já a CCEE visa determinar o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), por submercado e por patamar de carga, que será utilizado na contabilização do mercado de curto prazo (mercado spot). Em função desses diferentes objetivos, as restrições elétricas internas aos submercados são retiradas dos dados de entrada para que, na determinação do PLD a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os pontos de consumo do submercado.

*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.*

Cada usina despachável (termoelétrica ou hidroelétrica) possui características bem particulares. A modelagem matemática para obtenção de custos regulatórios de referência a serem aplicados a todos os agentes com certeza gerará questionamentos e processos administrativos ou mesmo judiciais por não observarem essas particularidades.

O ideal é que cada agente possa indicar o custo de ligar ou desligar uma máquina, as restrições de tomada de carga, bem como o custo variável de produção a cada dia. O agente seria responsável por avaliar todos os parâmetros que alteram o rendimento da máquina, incluindo temperatura ambiente, percentual de capacidade em que a máquina for despachada, etc.

Mecanismos de mercado deveriam ser estabelecidos (leilões, por exemplo) para que cada agente tivesse o incentivo para declarar seus custos reais (verdadeiros) e assim a operação do sistema seria a mais eficiente possível.

Enquanto persistir a utilização de modelos computacionais para o despacho centralizado, a resolução do problema de despacho por máquina deve ser realizado por modelos de otimização inteira mista, com processamento paralelo dos subproblemas de otimização. Adicionalmente, técnicas de otimização bio inspiradas (algoritmos genéticos, colônia de formigas, etc) poderiam ser aplicadas para dar mais robustez ao processo de busca do ótimo global.

### III. 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.*

A alteração do PLD semanal para um PLD horário não acarretaria em tantas adequações nos contratos do Ambiente de Contratação Livre. A mudança mais profunda ocorreria no processo de precificação dos Contratos. Estes sofreriam mudanças devido ao maior risco envolvido entre as partes, principalmente para os Agentes Vendedores que, conforme o tipo de modulação do Contrato, estaria muito mais exposto ao risco.

Contudo, a alteração do PLD abre caminho para apurações em periodicidade menor que mensal, atualmente aplicada. Sugere-se que, gradativamente, seja aplicada uma apuração com chamada de margem diária. Este fator poderia alterar os seguintes itens de contratos bilaterais:

- Faturamento
- Modulação
- Garantias
- Sazonalização

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

Em suma, as diretrizes praticadas para a contratação de energia no ACR não sofrerão alterações muito abrangentes, se considerado apenas as alterações no PLD. Entretanto, caso a apuração com chamada de margem diária se concretize, os mesmos efeitos enxergados nos contratos do ACL poderão se repetir neste ambiente:

- Faturamento
- Modulação
- Garantias
- Sazonalização

Além destes itens, poderão sofrer alterações:

- Garantia Física
- Ressarcimento por Indisponibilidade

Finalmente, impactos referentes a Risco Hidrológico, Efeito da Contratação por Disponibilidade, Efeito da Contratação de Energia Nuclear e outros sofrerão impactos quanto à metodologia de cálculo, precisando rever regras e procedimentos já citados.

IV. 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?*

Os impactos do preço horário no negócio de cada agente de mercado são:

- Geradores: viabilização de projetos híbridos; com a possibilidade de modulação da garantia física hora a hora, poderá existir alterações no cálculo do GSF;
- Distribuidoras: possibilidade de ganhos operacionais devido à possibilidade de melhorar o gerenciamento do uso da rede de distribuição, aprimorando o fator de carga de suas redes;
- Comercializadoras: aumento na gama de produtos que poderá ser oferecida ao mercado, tornando o mercado mais pujante e atrativo;
- Consumidores: mediante sinalização do preço de energia elétrica hora a hora, haverá a possibilidade de melhorar o gerenciamento de seu consumo, possibilitando redução em momentos de preços elevados, contribuindo para uma diminuição na conta de energia.

*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 EDP acredita que a elevação dos custos de operação que ocorrerá inicialmente será compensada assim que ferramentas computacionais e eficientes forem desenvolvidas para otimizar os processos. Em contato com o NordPool, que negocia um volume de energia dez vezes superior ao Brasileiro, constatamos que toda a operação é realizada por 130 pessoas, das quais 80 são responsáveis pelo desenvolvimento e manutenção dos sistemas de informação.

As reduções de custos sistêmicos associadas a encargos e subsídios são muito mais relevantes que os custos operacionais. Ademais, a implantação do preço horário de forma concomitante com a modernização da estrutura de funcionamento do mercado (Bolsa de Energia e Clearing House) tende a trazer segurança, robustez às operações, preços críveis e a impossibilidade – por construção – de inadimplência no mercado.

De forma ilustrativa, podem ser listados os seguintes tópicos:

- Está aprovado para 2018 o orçamento da CCEE no valor de R\$ 157,8 milhões, com expectativa de aumento de 1% no valor pago de Contribuição Associativa dos agentes frente ao valor de 2017.
- O orçamento do ONS em 2017 foi de R\$ 649 milhões.
- Há 6.621 agentes ativos na CCEE (de acordo com Infomercado de 12/12/17).

Supondo por absurdo que a implementação do PLD horário incrementa em 20% os custos de ambas as instituições, seria adicionado cerca de R\$ 160 milhões para os agentes arcarem. Todavia, apenas alterando o aporte para diária com chamada de margem, seria possível reduzir drasticamente os valores visualizados de inadimplências mensais.

Para a análise, não devem ser considerados os valores de inadimplências provenientes de liminares, apenas as inerentes ao mercado. Vê-se que os valores de inadimplência referentes à liquidação financeira de outubro de 2017, ocorrida em 11 e 12 de dezembro, foram de aproximadamente R\$ 510 milhões.

Supondo que o modelo de apuração com chamada de margem diária impossibilite agentes inadimplentes nestes eventos de participar de futuras operações até que o débito seja quitado, espera-se uma redução da inadimplência verificada em pelo menos 90%. Desta forma, seria "economizado" R\$ 459 milhões em valores a serem rateados pelos agentes credores.

Conclui-se, então, que bastaria a aplicação da nova metodologia em apenas um período operativo para que os custos que outrora foram elevados fossem ultrapassados.

*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 apresentado no item "III. Visão EDP", resumidamente, os seguintes itens, não contemplados nesta CP, deveriam ser discutidos:

- Enquanto os modelos computacionais forem utilizados para decisões de despacho e formação de preços, é essencial a utilização de modelos de código fonte aberto, com amplo conhecimento público, com adequada governança de parâmetros e premissas para garantir a transparência do processo;
- Existem uma série de outros modelos já desenvolvidos, como o ODIN, SMERA ou o SDDP, que executam as mesmas tarefas do NEWAVE, DECOMP e DESSEM e que poderiam ser aplicados. Assim, seria interessante a abertura de concorrência dos modelos utilizados no setor para incentivar os seus desenvolvimentos e mantê-los em linha com o Estado da Arte;
- No médio e longo prazo, na realidade, a formação de preços deveria ser realizada mediante a oferta de preço pelos agentes como forma de viabilizar preços que reflitam a realidade operativa e que promovam comportamentos eficientes.