

META II FORMAÇÃO DE PREÇO

WORKSHOP 2 - BLOCO 1

Pergunta: É viável, no contexto da precificação por custos, determinar preços específicos para cada fonte de geração (solar, eólica, hidro, térmica) em vez de utilizar um preço global para a energia? Se sim, como essa abordagem poderia ser implementada no Brasil?

Resposta: Já hoje, no modelo atual de precificação por custos, as diversas fontes entram com valores diferentes na cadeia de modelos que será usada para precificação. Por exemplo, as térmicas declaram seu CVU, as hidroelétricas têm seu preço calculado pelo valor da água. As plantas renováveis variáveis entram como um custo marginal = 0. Em paralelo, a Resposta da Demanda faz suas ofertas de redução de carga a um preço livre. O modelo de formação de preços toma todos os dados de geração e calcula preços horários, os quais são uniformes (ou seja, o mesmo PLD vale para qualquer fonte). O modelo ainda tem algumas características especiais: (i) define o despacho por ordem de mérito e remunera as fontes pela sua oferta de preço (ii) atualmente, a Resposta da Demanda em si não forma preço, mas o ONS seleciona as ofertas mais competitivas através de um processo em paralelo.

No modelo de preço por oferta puro, qualquer fonte pode fazer qualquer oferta de preços, dado que o modelo é agnóstico à tecnologia. Em qualquer situação, presume-se que o algoritmo para cálculo do PLD também gere um preço uniforme (segregado pela granularidade temporal e espacial aplicável).

Pergunta: No exemplo dado de bids em preço custo. O que incentivaria os agentes a não bidarem sempre 110% do CVU no modelo Mexicano? Essa possibilidade não força a majoração dos custos auditados?

Resposta: Se um agente fizer uma oferta elevada, corre o risco de não ser despachado. A referência de 110% é apenas um limite superior. Havendo concorrência, mesmo que não houvesse limites superiores, isto não queria dizer que os ofertantes iriam fazer propostas com valores extremamente altos, pela mesma razão, ou seja, pelo risco de não serem despachados. Entendemos que o “colchão” de 10% é apenas para cobrir variações legítimas de custo que possam ocorrer e para corrigir eventuais erros que a fixação de um limite superior pode ensejar.

Em resumo, um mecanismo de ofertas mais dinâmico e com competitividade suficiente, o risco de não ser despachado é relevante e os agentes buscam mitigá-lo, variando suas ofertas, inclusive para baixo. O valor de 110% é apenas sugestivo, cabendo ser parametrizado a partir de experiências práticas.

Pergunta: Na Europa quem faz essa auditoria sobre as ofertas de preços e quantidades descentralizadas são os operadores (TSOs: Fingrid, Energinet, etc.) com apoio/suporte dos Operadores de Mercados (Bolsas Físicas/NEMOs: Nordpool, Epex-Spot, etc.). No Brasil, temos o operador (ONS) e a casa de liquidação (CCEE). Mas não temos as bolsas físicas (Nemos) agregando liquidez (Liquidity Pool). Como você enxerga este desafio no cenário brasileiro em caso de uma transição de modelo de preços?

Resposta: Entendemos que há a necessidade de implementação do Monitor de Mercado. Mas

especificamente sobre o Liquidity Pool, que poderia mitigar eventual poder de mercado, este pode ser um possível elemento a ser implementado, sendo tratado em maiores detalhes no Relatório 7 (Produto e.7.r).

Mas antecipamos que uma vez que com a existência do ONS e da CCEE, já atendemos as condições para a introdução de elementos de oferta de preço, sendo a introdução da bolsa física uma condição desejável, mas não necessária.

Pergunta: Como é tratada a questão de segurança energética em modelos mais próximo do puramente por oferta, onde os Agentes têm o controle sobre os níveis de armazenamento?

Resposta: Entendemos que a questão mais crítica se refere ao armazenamento hídrico (armazenamento de longo prazo), e destacamos que o relatório 8r, discutirá soluções possíveis para garantir a segurança do abastecimento de longo prazo em um modelo que considere oferta de preços pelos agentes hidrelétricos.

Quanto ao armazenamento de curto prazo (baterias ou usinas reversíveis), o controle sobre os níveis de armazenamento (número de ciclos, profundidade de carga e descarga) pode ser ainda de controle do operador. O agente pode assinar um contrato dando ao operador esta prerrogativa de usar os ativos com a máxima flexibilidade, e serem remunerados por meio de um encargo específico pelos serviços de capacidade e flexibilidade. Entendemos que este é um modelo de negócios possível. Entretanto, há outros modelos em que o agente, por exemplo uma usina híbrida, será responsável por definir quando e como carregar e descarregar sua bateria, operando em sintonia com os seus outros ativos, e visando “entregar” um produto firme especificado em um PPA entre a usina híbrida e o consumidor (ou distribuidora). Neste caso, o agente estaria ele próprio firmando a energia. Há situações (por exemplo, em que BESS e PV são DC-coupled), em que o armazenamento não é visível para o operador. Portanto, há vários modelos de negócio e contratos que são possíveis, e que devem ser estudados para as necessidades do setor elétrico brasileiro.

Pergunta: poder de mercado também é uma preocupação relevante. quais mecanismos de mitigação são aplicados em mercados de oferta adaptado que podem ser utilizados no brasil?

Resposta: Este tema será aprofundado mais adiante neste trabalho, no Relatório 7 (Produto e.7.r).

Pergunta: No mercado colombiano, enfrentamos desafios significativos devido à alta concentração de mercado no segmento de geração, o que resultou em preços de longo prazo proibitivos e na desconstrução das comercializadoras independentes. Essa situação desencadeou um processo de consolidação no mercado de comercialização, reduzindo a presença de agentes independentes.

Diante desse cenário, como podemos mitigar o exercício do poder de mercado por parte dos geradores, especialmente em submercados onde um único agente controla mais de 60% da oferta disponível?

Resposta: O poder de mercado e como mitigá-lo será discutido mais adiante neste trabalho, especificamente no Relatório 7 (Produto e.7.r). A concentração de mercado citada (60%) é

preocupante, mas há que levar em conta também outros fatores, como o grau de contratação de longo prazo destes agentes (o que desincentiva o poder de mercado) bem como uma análise de concentração nos momentos mais críticos da curva de carga, onde o risco de exercício de poder de mercado é maior.

Pergunta: No cenário do modelo de oferta pura, a precificação terá que ser ajustada para uma discretização menor do que é aplicado hoje no PLD. Luiz, qual o tempo de resposta que seria o ideal para ser trabalhado?

Resposta: O Brasil evoluiu bastante em migrar para o sistema de precificação horária, exigindo dos agentes uma melhor previsão e precificando mais corretamente os desvios. Há “power pools” que fazem a liquidação a cada 15 minutos, e outros a cada 5 minutos. O trabalho não vai indicar qual a opção mais desejada, mas pode-se supor que no momento em que for detalhada a liquidação simples ou dupla, haverá espaço para estas considerações. Lembrando também que hoje o DESSEM é executado em intervalos de 30 minutos, e foi decidido nos estudos que subsidiaram a implantação do preço horário, em realizar uma agregação para o cálculo final do PLD.

Pergunta: No levantamento realizado, foram verificados mecanismos de limitação de poder de mercado de alguns agentes específicos? Se sim como são implementados esses mecanismos?

Resposta: O estudo identificou que em alguns “power pools” (ex.: EUA) existe a figura do “market monitoring” independente, o qual examina o comportamento dos agentes e a adequabilidade das regras tanto a nível físico quanto comercial. São agentes que monitoram tanto as funções do que hoje a CCEE e o ONS faz no Brasil. Outro exemplo é a Espanha, onde existe um órgão específico que examina a concorrência de vários setores, dentre os quais o setor elétrico. Uma avaliação mais ampla e detalhada sobre a figura do monitorador de poder de mercado será apresentada no relatório 7r.

Pergunta: Fiquei com dúvida sobre a separação entre mercado e operação. Nos mercados mais liberalizados, as etapas “day-ahead”, “intraday”, tempo real e serviços ancilares permite que o mercado consiga resolver boa parte dos problemas. Quando se fala do preço por custo na apresentação, seria relativo a todas essas etapas ou somente o “day-ahead”?

Resposta: Ao longo da etapa de experiência internacional deste projeto, consolidados nos Relatórios 2.1 e 3 (Produtos e2r1 e e3r), são apresentadas referências de aplicação de preços por custos e por oferta para distintos mercados. Portanto, nada impede que as evoluções propostas para formação de preços por custo aqui estudadas no contexto de mercado de dia seguinte, sejam aplicadas para outros mercados.

Adicionalmente, ressaltamos que na prática, muitas dessas evoluções para distintos mercados podem ser feitas de forma sequencial, não são intrinsecamente interdependentes. Destacamos também que no relatório e4r, onde apresentamos vantagens dos mecanismos de formação de preços, discutimos a introdução de um mercado de reserva e ou etapas adicionais “intraday”.

Pergunta: No atual cenário, diferenças entre o despacho térmico do modelo DESSEM e o despacho real pelo Operador geram encargos por restrição de operação, compondo o ESS. Migrando da formação de preço ex-ante para preço ex-post, imagino que a formação de encargos poderia ser reduzida, algo semelhante ao modelo do Chile. Esse raciocínio faz sentido? Como ficariam os encargos em um cenário de preço por oferta adaptado?

Resposta: Sim, respondendo à primeira pergunta, espera-se uma redução do ESS na migração para preços ex-post. Estes encargos podem ser gerados por restrições elétricas que não são mais difíceis de serem representadas na modelagem ex-ante.

Destacamos também que a dupla liquidação, ao também representar os preços ex-post, permite que tais restrições e os desvios de previsões possam ser mais adequadamente tratados, fornecendo preços que possam reduzir o valor do ESS. Neste ambiente há melhores instrumentos para que os agentes possam participar do mercado, gerenciando seus riscos e podendo ser responsabilizados por esses desvios, além de fornecer soluções que reduzam os encargos.

Nesta etapa estamos avaliando a metodologia de preços por custos adaptado, sendo que o preço por oferta adaptado será objeto do Relatório 6 (produto e.6.r). Porém, destacamos que no cenário de preço por custo adaptado também é possível reduzir os encargos pela maior participação dos agentes, podendo contribuir com previsões e soluções tecnológicas para melhor atender as restrições que geram esses encargos.

Pergunta: Que serviços ancilares vocês acreditam que é possível adicionar na formação de preços? Minha preocupação é que, em geral, produtos distintos sendo tratados como um mesmo mercado (no caso juntando serviços ancilares ao MCP) pode dar problemas (a definição econômica de bem-estar social se perde e por aí vai o significado do preço etc.)...

Resposta: Hoje o processo de formação de preços representa o atendimento a demanda horária de energia do SIN, embora haja uma representação explícita do atendimento a reserva operativa incluída no modelo DESSEM. Desta forma, já se identifica essa sinergia entre produtos e serviços.

Embora essa prática já exista de certa forma no setor, gostaríamos de destacar que no contexto do Relatório 4 (Produto e.4.r.) realizamos uma pesquisa com especialistas que nos permitiu chegar à conclusão de que embora o uso de serviços adicionais seja desejável para um melhor funcionamento do mercado, não é um requisito imprescindível. No mesmo sentido, a pesquisa indicou que a inclusão desses serviços que pode ser uma evolução futura, não havendo necessidade priorizá-la agora de forma que seja discutido de forma concomitante com os temas que tratamos neste Workshop.

Destacamos também que essas evoluções precisam ser avaliadas quantitativamente de forma detalhada, não sendo este um tema que possa simplesmente ser apensado em um estudo geral do mecanismo de formação de preços.

Por fim, ressaltamos que nosso objetivo foi levantar essa discussão. Apesar de não termos, neste momento, uma recomendação, entendemos que pode ser objeto de trabalhos futuros.

Pergunta: É descartada a possibilidade de ocorrer preços negativos para o Brasil?

Resposta: Não. No modelo de formação por ofertas, um agente poderia fazer uma oferta com preço (mais ou menos) negativo, dependendo de sua percepção de risco de curtailment. Seria uma forma mais “organizada” de distribuir o curtailment entre os diversos agentes. Preços negativos seriam um estímulo ao consumo e em havendo armazenamento (elétrico ou usinas reversíveis) seria um estímulo para armazenar neste momento.

Mesmo no modelo por custo a existência de preços negativos pode ser uma sinalização adequada (tanto para a carga quanto para geração) para otimização de recursos, principalmente, nos momentos de excedentes energéticos. Nesse ponto destaca-se a importância que os custos variáveis de O&M (declarados ou informados pelos agentes) sejam considerados na modelagem.

Pergunta: Quanto as previsões independentes (geradores eólica e solar, por exemplo), que tipos de incentivos existem em outros mercados atualmente?

Resposta: Além de minimizar possíveis desvios (o que pode significar riscos), uma boa previsão pode ajudar também a minimizar os riscos de curtailment. Um gerador eólico que espera ser cortado, pode fazer um bid de preços muito baixo, ou mesmo negativo.

Pergunta: Poderia detalhar a proposta de previsões descentralizada? Pode fornecer um exemplo? Como garantir a transparência e reprodutibilidade? Obrigada!

Resposta: De um modo geral, os incentivos oferecidos à participação dos agentes podem ser de diferentes naturezas, que podemos classificar em duas principais categorias:

- Recompensas financeiras de fato, podendo envolver competições com prêmio financeiro para os melhores grupos ou mercados de previsão que operam com “dinheiro de verdade”.
- Recompensas em termos de reputação e credibilidade, que podem envolver desde um “selo de qualidade” (explícito ou implícito) pelo desempenho até estratégias de “gamificação” (ou seja, aplicação de técnicas advindas de sistemas de jogos em outros contextos) para motivar a participação de um público mais amplo.

No contexto específico de uma “gamificação das previsões” para o nosso problema de fornecimento

de dados para a formação de preços, seria interessante ter algum tipo de ranking para apresentar ao final de cada ciclo, para que os participantes pudessem acumular capital reputacional. O jogo assim funciona como uma “vitrine” para metodologias e ferramentas de previsão dos participantes, que poderiam oferecer o licenciamento das suas ferramentas a agentes de mercado. Em uma primeira etapa esta sistemática seria executada totalmente em um ambiente sombra, sem influenciar os dados em si.

Uma segunda etapa, uma vez tendo o jogo bem estabelecido e reputações construídas, seria determinar como estas previsões poderiam ser utilizadas para a própria operação do sistema. Ao menos em princípio, seria razoável considerar uma agregação estatística das previsões dos diferentes agentes, levando em conta os desempenhos individuais observados no passado de modo a dar mais “peso” a agentes com melhor capacidade de previsão. Entretanto, é importante considerar que substituir o conjunto de previsões utilizado pelo ONS por uma previsão obtida através de um procedimento como este teria impactos muito significativos sobre todo o setor, de modo que antes de se implementar esta segunda etapa seria necessário acompanhar e estudar os resultados obtidos com o jogo de mercado, avaliando como a mudança na representação das previsões impactaria a operação do sistema e a formação de preços. Muitas das considerações a respeito da credibilidade destas previsões descentralizadas (inclusive sobre a possibilidade de instrumentos para que o ONS ignore estas previsões em algumas circunstâncias) são perfeitamente análogas a considerações apresentadas na seção 4.2.3 do Relatório 2.2 (Produto e.2.r2), que utiliza inputs dos agentes para as decisões de despacho e formação de preço.

Pergunta: Alguns pontos apresentados exigem alguma atenção no âmbito da operação, como o significado da ordem de mérito, que no Brasil temos duas... Como vocês vêm isso?

Resposta: Entendemos que esteja falando sobre os montantes de despacho por mérito definidos a partir das duas execuções do DESSEM: uma da CCEE e outra do ONS. O que hoje é feito é a aplicação de um encargo para remunerar as usinas despachadas por mérito ($CVU < CMO/ONS$) que não são cobertas pelo PLD ($CVU > PLD/CCEE$).

Isso existe por conta das diferenças entre o modelo físico e o comercial. Entendemos que este não é um elemento desejável para o mercado, porém algumas condições para serem atendidas necessitam que devemos conviver com essas diferenças (ex.: previsibilidade). Outro aspecto a discutir é a maior granularidade espacial que pode mitigar o problema, mas ressaltamos que uma eventual migração para essa forma deve ser analisada em detalhe sobre considerando seus custos, benefícios e riscos.

Pergunta: Como o atual crescimento da MMGD impacta na formação de preço?

Resposta: A geração distribuída (GD) e sua variante MMGD (micro e mini GD) são fontes de preocupação, já que desde 2022, o acréscimo de oferta proveniente da MMGD tem passado de 8 GW ao ano, o que requer atenção especial do operador do sistema. Embora tenha havido avanços de representação para permitir separar a geração MMGD da carga líquida das distribuidoras, elas ainda não são controláveis, o que pode levar a dificuldades especialmente em momentos de carga baixa. Um efeito importante é que o acréscimo da MMGD tem tornado o crescimento da oferta bem maior que o do consumo. A MMGD, junto com a solar centralizada e a eólica, poderá contribuir com a

preservação dos reservatórios em níveis bem mais razoáveis, ao mesmo tempo que aumentará a frequência de custos marginais muito próximos de zero. Isso resulta numa característica interessante: se por um lado a MMGD não é capaz de declarar um valor pela sua geração que seja computado no cálculo do preço, por outro, ao adicionar oferta e atender a demanda de forma preferencial (característica intrínseca da fonte), a MMGD acaba por pressionar os preços para baixo, tendo, portanto, um impacto inegável sobre os preços.

Pergunta: Achei muito interessante essa abordagem de classificar os modelos como híbridos, com mais ou menos descentralização. Foi mencionada a contabilização/liquidação dupla como um dos elementos possíveis de serem implementados nesse contexto de hibridização. Além desse elemento, como vocês enxergam a aplicação dos reservatórios virtuais? Por exemplo, para um modelo ainda centralizado, seria possível implementar bandas restritas para ofertas dos agentes hidrelétricos?

Resposta: Na definição de conceitos deste projeto tomamos a decisão de enquadrar as ofertas de hidrelétricas com uso de reservatórios virtuais e bandas restritas somente no paradigma de preços por oferta. Essa decisão foi baseada no fato de que a complexidade e grau de maturidade envolvidos seria compatível com a migração para esse paradigma.

Desta forma, a aplicação de reservatórios virtuais será objeto do relatório 6r, enquanto as bandas para ofertas, que entendemos como mecanismo de mitigação do poder de mercado será detalhado no relatório 7r.

Pergunta: Como a alocação contábil do curtailment de renováveis poderia conversar com um modelo de dupla contabilização com incentivos à previsão dos agentes?

Resposta: A alocação contábil tende a ser naturalmente tratada, pois quanto mais próximo do tempo real menor é a incerteza na sua previsão e menos variável será a receita prevista e a realizada. Na liquidação múltipla existiria ainda a possibilidade de redeclarar múltiplas vezes podendo fornecer previsões cada vez melhores. A ideia dessa liquidação é dar os incentivos para a melhoria na previsão. É ainda importante separar o corte de geração em duas distintas naturezas: i) motivado pela baixa demanda, que não resulta em compensação por plantas sujeitas a constrained-off; ii) motivado por restrição de transmissão, que pode resultar na referida compensação. Destacamos, que esta matéria é regulamentada pela ANEEL.

Entendemos que o corte devido a congestão por linhas, devido a natureza zonal da nossa formação de preços, mantém-se o ressarcimento. Porém, o corte por demanda reduzida entra naturalmente, uma vez que a oferta é segregada em quantidade e preço, podendo o agente definir se prefere ou não ser cortado, de acordo com elementos, como seu custo de O&M. Portanto, existe sim uma dinâmica no mecanismo, podendo o corte ser sinalizado e, eventualmente revisto em iterações de mercado subsequentes. Portanto, a sistemática é bastante rica permitindo soluções coerentes e dinâmicas de acordo com a evolução da condição, inclusive, no tempo real.

Outro aspecto, relacionado ao tema de curtailment, que tratamos neste relatório é a revisão do valor do PLD mínimo. Entendemos que essa redução, pode contribuir para suavizar os efeitos do curtailment, mesmo num ambiente com dupla liquidação sem oferta de preços, reduzindo a expectativa de quem vai verter. O mercado ex-ante com liquidação dupla já faria uma previsão do vertimento para o dia seguinte, embora o valor final seja definido na liquidação ex-post.

Pergunta: Como a dupla contabilização funcionaria para as hidrelétricas nessa proposta? De que forma os ajustes definidos pelo Operador no despacho centralizado impactaria aos agentes hidrelétricos no mecanismo ex-post? Obrigado

Resposta: A versão básica do mecanismo contempla o funcionamento padrão para todas as fontes, inclusive a hidrelétrica. Nesse mecanismo, está previsto um montante comprometido ex-ante, liquidado ao PLD ex-ante, e outro montante composto pela diferença entre geração e aquele compromisso, que será liquidada ao PLD ex-post.

A proposta não prevê nenhum tratamento diferenciado para as hidrelétricas atendendo ao princípio de neutralidade tecnológica.

Os próximos relatórios do projeto irão aprofundar as alternativas de ofertas de preços, ficando mais claro o detalhamento e mecanismos adicionais para a gestão do recurso hídrico.

Pergunta: Com a possibilidade da liquidação dupla, poderíamos acrescentar como sendo uma forma de remuneração para uma microrrede que entrará em operação devido a problemas na distribuidora local, dessa forma sendo remunerada tanto no ex-ante e no ex-post? Visto que as microrredes hoje não possuem uma forma de remuneração adequada como esperado pela sua importância em áreas isoladas ou no fim da rede da distribuidora.

Resposta: Vamos restringir nossa resposta a micro-redes que queiram participar do mercado de atacado (seja diretamente, seja através de um agregador). Sim, é possível vislumbrar a participação de projetos de micro-redes. A propriedade de agnosticismo tecnológico das ofertas permitiria a possibilidade das ofertas a partir de micro-redes.

Pergunta: Como a neutralidade de preços em relação às diferentes fontes de energia pode beneficiar novos investidores em energia renovável no Brasil?

Resposta: Novos investidores em energia renovável podem se interessar por soluções híbridas, que agreguem valor a um produto intermitente que não ofereça capacidade ou serviços ancilares. Para uma usina híbrida participar no mercado de energia, é preciso que exista neutralidade tecnológica e qualquer tecnologia possa, individualmente ou em combinação, fazer seus bids de quantidade e preços.

Pergunta: Como tratar os constrained-ons e offs e o nosso modelo zonal na contabilização dupla? Os constraineds são decorrentes de situações envolvendo questões da rede, do CMSE e de modelos de tomada de decisão do ONS virem prejuízos aos geradores. No modelo Europeu de dupla liquidação tais agentes não teriam participação na parte tempo real por causa dessas situações, não incorrendo, assim, em prejuízos. Ainda na Europa, a função objetivo do Operador é seguir a ordem de mérito conjunta (nominações) do DA e ID. Ele roda o TR para rever o que não será possível executar tal ordem de mérito. Se o gerador não foi o responsável por alguma do que não for possível, ele não tem a pagar no TR, a ultima parcela da dupla liquidação. Meu receio é as situações de constraineds serem jogadas para baixo do tapete no Brasil ou o nosso modelo zonal se perderem um tanto. Vocês já pensaram sobre isso?

Resposta: O conceito de comparar o despacho ótimo no DA com o tempo real e a partir daí, o processo que determina quais plantas foram submetidas a restrições de constrained on e off não sofreria mudança. Da mesma forma, a definição regulatória das situações e a forma que os agentes devem ou não receber compensação via constrained on ou off.

Mas é correta sua afirmação que no modelo zonal no Brasil, as restrições intra-submercados não se traduzem em preços de mercado, sendo apenas consideradas no despacho ótimo definido pelo Operador. Este descasamento não é precificado, e, portanto, não é usado como critério de desempate na hora de decidir quem deve (ou não) ter sua geração cortada dentro de um sub-mercado. Na ausência de LMP - locational marginal pricing (cuja análise não é objetivo deste trabalho), outro critério de desempate transparente deveria ser buscado. No sistema de formação por preços por oferta, presume-se que a necessidade de desempate seja menor, pois cada agente realizará o seu próprio bid de preços. (ao invés de todos terem um preço idêntico e nulo fixado como premissa do sistema)

Pergunta: Sabendo que nas previsões de geração de energia eólica e fotovoltaica a "única certeza que temos é que existem incertezas", seria a melhoria das previsões de geração (probabilísticas, por exemplo) um dos principais fatores a ser desenvolvido para o sucesso do modelo de oferta ou oferta/híbrido?

Resposta: Entendemos que o atual processo de formação de preços não permite fornecer incentivos aos agentes para desenvolverem melhores previsões. As propostas de introdução de mecanismos híbridos permitem esse desenvolvimento, a partir de incentivos a previsão e responsabilização por desvios, ao mesmo tempo que preveem mecanismos de mitigação de riscos para esses agentes. Portanto, entendemos que o sucesso desses modelos passa por incentivos e responsabilização pelas previsões.

Pergunta: Como a habilidade de modelar corretamente as restrições de operação das hídricas (unit commitment, rampas, vazões mínimas etc.) poderia afetar os agentes dessa fonte em um cenário de dupla contabilização? Se o modelo, por exemplo, sobrestimar a capacidade de geração hídrica total em um momento de pico de demanda, causando um preço ex-post mais alto (por acionamento térmico), isso não traria um prejuízo para esses ativos, por conta de uma imprecisão de modelagem?

Resposta: Entendemos que sim. Nesse exemplo apresentado, deve ter existido alguma razão pela qual a geração hídrica no tempo real foi inferior a esperada. Teria sido apenas uma falha de modelagem? Ou falhou alguma máquina? Ou a demanda de pico foi superior à prevista? No primeiro caso, as hidros terão que adquirir o shortfall no mercado e pagar um preço elevado porque térmicas caras podem estar sendo despachadas. Entendemos também que mecanismos com o MRE podem mitigar parte deste risco. De todo modo, à medida que os agentes têm maior liberdade para apresentar suas ofertas, são capazes de embutir nos lances os efeitos dessas restrições, pois passam a deter as melhores informações para tal, e assim, reduzir a ocorrência desses desvios.

Pergunta: Nessa abordagem de modelos híbridos entre mais ou menos descentralização, vocês enxergam uma possibilidade de uma liquidação dupla utilizando as projeções de geração do operador do sistema ao invés de usar declaração dos agentes? Tenho a impressão de que nesse caso, embora não haja o estímulo de melhoria das projeções de geração para o dia seguinte, ainda há uma maior eficiência alocativa em relação ao modelo que temos hoje de preço ex-ante. Essa possibilidade será avaliada no projeto?

Resposta: O modelo descentralizado prevê uma maior responsabilidade dada aos agentes. Independentemente do grau de centralização/descentralização, entendemos que a dupla liquidação melhora a eficiência econômica, pois os preços ex-post conseguem captar a realidade operativa.

Pergunta: Gostaria de acrescentar um ponto a ser bem observado no que se refere ao aprimoramento do sinal de preço para o consumidor. Os consumidores regulados não percebem o sinal de preço de forma eficiente, as bandeiras afetam todo o consumo!! O mais eficiente seria que cada consumidor tivesse uma energia contratada, ou seja, um volume de energia pré-definido. Desta forma, consumos acima ou abaixo deste volume, ou faixa de volume, seria valorado a PLD para o pagamento quando o consumo verificado ultrapassar o volume pré-definido. Assim como receber quando o consumo for menor. Vejo duas grandes vantagens, (I) os consumidores já vão se adaptando à abertura de mercado e (ii) as Distribuidoras teriam maior previsibilidade e neutralidade no consumo de energia.

Resposta: Entendemos como bastante interessante o tema de como os sinais de preços refletem nos comportamentos dos consumidores e como introduzir mecanismos que permitam os consumidores reagirem adequadamente às condições do sistema. Entretanto, identificamos que este elemento não se vincula diretamente aos assuntos que desenvolvemos nesse projeto (formação de preços de forma ampla), podendo ser introduzido de forma independente. No entanto, gostaríamos de salientar que as soluções propostas permitem refletir esse comportamento, que entendemos ser mais adequadamente implementado via agregadores de carga, conforme detalhamos no relatório.

Pergunta: A liquidação ex-post pressupõe medições que geram compromissos financeiros de forma mais frequentes. Na eventualidade de não haver medições (ex alguma falha de medição), qual a referência que se tem fazer essa liquidação? Nesses mercados existem ajustes de medição futuros?

Resposta: As regras da CCEE devem estabelecer os procedimentos de contingência. Mesmo hoje, com uma liquidação, tal procedimento se faz necessário.

Pergunta: Existem exemplos históricos de modelos que se aproximaram em modelos por ofertas puros? Eles são viáveis na prática? O que pode dar errado?

Resposta: Em nosso benchmark, vimos que há casos que se aproximam bastante do modelo de oferta puro, sendo alguns são mais arrojados que outros. Por exemplo, o Texas não tem um mercado de capacidade, outros “power pools” são mais conservadores e entendem que, com uma matriz com grande participação de renováveis, uma contratação de capacidade oferece maior segurança ao operador. Alguns modelos quase teóricos (como “power exchanges” puros) dispensam “unit commitment”, mas vimos que mesmo os “power pools” mais avançados o utilizam. Por exemplo, na Espanha o mecanismo “fill or kill” é um tipo de oferta que se assemelha a um “unit commitment”. Um modelo de ofertas puro não foi identificado na prática.

Mesmo nos modelos de mercado puros, os “power pools” ainda vão contar com uma forte resposta da demanda, principalmente por disponibilidade (que está sendo discutida no Brasil agora), a qual funciona, na prática quase como um “unit commitment” do lado da demanda que o recurso estará disponível quando necessário.

Entende-se que o que poderia dar errado seria comprometer a. Por exemplo, se não houver “unit commitment” nem resposta da demanda e o sistema tiver problemas sérios, como queda de linha, indisponibilidade de alguma máquina, picos de demanda em ondas de calor, ventos fracos e inesperados, o Operador pode não dispor de recursos prontos e comprometidos para manter o equilíbrio entre oferta e demanda, resultando em black-outs. Mais detalhes podem ser verificados no Relatório 3 (Produto e.3.r).

Pergunta: Nos aprimoramentos revisando o PLD Mínimos o que se busca mitigar? Como outros mercados tratam a definição de PLD Mínimos sobretudo em situações de excedentes energéticos?

Resposta: Em vários mercados não existe PLD mínimo, podendo inclusive ser negativo. Para a

economia, traz ganhos, porque dá um sinal ao consumidor para que consuma mais energia neste(s) horários(s) - na medida em que o consumidor possa responder e aproveitar dos sinais. Idem para carregar suas baterias ou bombear água em suas usinas reversíveis.

Pergunta: No item de Governança, foi colocado sobre para se aprimorar a assimetria de informações. Pensando em empresas que trabalham em múltiplos segmentos (geração e comercialização, por exemplo), existem benchmarks internacionais de como é trabalhada informações operativas sensíveis que podem afetar o mercado?

Resposta: Nos EUA, existe uma limitação muito grande quando uma D/C resolve operar no mercado livre. Nem mesmo a marca pode ser usada, muito menos sistemas, força de vendas, informações, etc. Este assunto não será explorado no escopo deste trabalho.