

Contribuição da Flow Energia para a Consulta Pública MME nº071/2019

1. Introdução

Em mercados, de forma geral, busca-se a melhoria contínua no desenho e processos, com o objetivo de garantir o seu correto funcionamento e maior eficiência. No Brasil não poderia ser diferente, e tal busca por melhorias culminou na proposta mudança para preços horários. Segundo o “Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019”:

Como consequência espera-se, por exemplo, a redução de encargos, representação mais fidedigna das fontes intermitentes, viabilização de novos serviços, como a resposta da demanda, sistemas de armazenamento, dentre outros.

A mudança no cálculo de preços, de semanal em patamares para horário, em teoria avança nesse sentido, já que a precificação passaria a ser mais fidedigna por detalhar melhor as restrições físicas do sistema. Na prática, no entanto, o simples cálculo de preço horário/semi-horário não implica em melhoria nos resultados, razão pela qual amplo trabalho foi realizado pelo ONS e CCEE no intuito de verificar se de fato houve melhoria nos resultados e se os impactos estão de acordo com o esperado. Concordamos que houve melhorias, mas não se estendem a todos os submercados e não foram amplamente comprovadas em extenso período de testes. Discutiremos alguns pontos acerca deste tópico na seção 2.

Adicionalmente, há que se fazer uma avaliação mais ampla da mudança no setor como um todo, uma vez que mudanças aparentemente pontuais podem, posteriormente, surtir efeitos indesejados em áreas inicialmente não previstas, a exemplo da consideração das perdas nos modelos computacionais que necessitou ser desfeita depois de sua entrada em operação. Nessa linha, uma recente Medida Provisória, nº 881 de 2019, publicada em 30 de abril, institui obrigatoriedade de elaboração de Análise de Impacto Regulatório (AIR) exatamente com o objetivo de evitar impactos indesejados de medidas regulatórias. Essa MP ainda necessita ser regulamentada em diversos aspectos, mas aponta uma prática bastante saudável. Na presente Consulta Pública não foi apresentada tal AIR, de forma que a avaliação do impacto da mudança para preço horário é prejudicada.

Além da ausência de algumas avaliações importantes, os documentos constantes da presente Consulta Pública carecem de discussão mais aprofundada acerca da previsibilidade e simetria da informação, tão importantes para o correto funcionamento de mercados de forma geral. No nosso entendimento, ao se decidir prosseguir com a mudança para o preço horário com a estruturação atualmente proposta, a previsibilidade será deteriorada e as oportunidades para manipulação de mercado e *insider trading* serão mais frequentes. Esses pontos serão discutidos na seção 3.

Finalmente, alguns aspectos práticos da mudança para a precificação horária e impactos nos agentes do setor são discutidos na seção 4, e as conclusões na seção 5.

2. Discussão acerca da melhoria dos resultados

Em nossa percepção, o maior foco dos documentos da presente Consulta Pública foi em mostrar que houve melhoria nos resultados com a simulação para o preço horário, e em descrever o caminho percorrido até a presente Consulta Pública e as metodologias desenvolvidas. Possivelmente, o maior foco dos trabalhos e estudos para a implantação do preço horário também foi em tornar a metodologia e o modelo Dessem robustos e os mais aderentes possíveis à realidade operativa. O esforço mostrou resultados positivos, discutidos principalmente no documento “Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019”. De fato, comparando os resultados das simulações sombra de 2019 com os resultados anteriores, a melhora é evidente e comprova que o empenho das equipes envolvidas foi intenso e teve efeito perceptível na qualidade das saídas do modelo Dessem.

Uma crítica às avaliações realizadas é relativa ao período muito curto abrangido. Os resultados anteriores a 2019 foram descartados por diversas razões, dentre elas a qualidade dos resultados e uso de versão mais antiga do modelo e sem *unit commitment* térmico. No entanto, tais casos não foram remontados/reprocessados com a nova versão do modelo Dessem e o período utilizado para análise compreendeu apenas os meses de janeiro a março de 2019. Em resumo, perdeu-se a oportunidade de avaliar o comportamento do modelo Dessem ao longo do período de transição úmido-seco, seco, e transição seco-úmido, ficando a análise limitada a parte de um período úmido, aproximadamente 90 dias de simulação. Por melhor análise que seja feita, a submissão do modelo às mais diversas e adversas situações é essencial para adequada depuração de resultados e conclusão sobre resultados com mais propriedade.

De forma geral, os dados apresentados ilustram melhorias nos resultados, mas a avaliação realizada minimiza a importância de alguns resultados, em particular para a região Norte e Nordeste. Adicionalmente, o uso de métricas, na nossa opinião, inadequadas, como no cálculo da volatilidade temporal, não permitem avaliar o real impacto da implantação do preço horário. Alguns exemplos serão discutidos a seguir.

No documento “Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019”, em sua Seção 2.2.1.1, sobre fraca correlação do Norte é fornecida uma breve explicação, sem detalhes da solução que será adotada, e posteriormente é assumido que os resultados serão melhores e compatíveis com os demais subsistemas. No momento atual, de decisão sobre o uso ou não da metodologia, tais melhorias já deveriam estar implementadas, e se a solução é simples a ponto de permitir conclusão prévia acerca da efetividade quando implementada, fica a dúvida de porque ainda não está implantada no modelo. Repetimos o texto do relatório a seguir:

Um aperfeiçoamento nessa especificação, para que sejam tratadas as restrições internas aos submercados, já foi solicitado ao CEPEL que está trabalhando na modelagem e implementação de tais restrições. Os resultados que decorrerão desse aprimoramento serão divulgados para o mercado no âmbito da operação sombra do preço horário, tão logo a versão do modelo DESSEM esteja apta para esse uso.

Ressalta-se que com essa implementação a conclusão final deste relatório não mudará substancialmente pois, muito provavelmente, a correlação entre o CMO da barra (demanda ou geração) e o CMO do caso sem rede, para o submercado norte, será bem próxima a correlação obtida para os demais submercados cujos resultados já constam neste relatório.

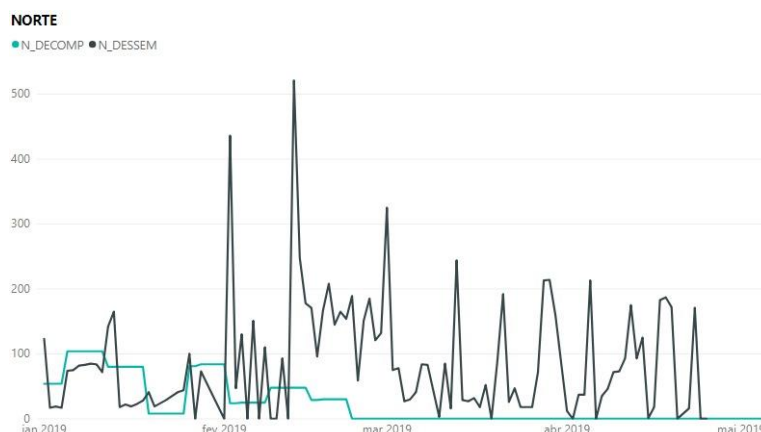
Nesse ponto é importante uma discussão mais ampla e conceitual sobre que resultado deveria ser aceitável para considerarmos que a transição para o modelo Dessem deva ser realizada, e que tipo de resultado naturalmente postergaria sua implantação. Essa discussão não ocorreu em nenhum documento disponibilizado na Consulta Pública, e a possibilidade de postergação não parece ter sequer sido aventada. Não houve, nos documentos, uma discussão acerca do que é necessário para que a implantação tenha sucesso, mas apenas sucessivos resultados com o objetivo de convencer o leitor de que houve melhora nos resultados.

Em nossa opinião, o requisito mínimo para tal mudança é que o resultado não seja, em hipótese alguma, degradado em nenhum submercado e, adicionalmente, melhorado em um ou mais submercados e em métricas sistêmicas, quando se avalia impacto em encargos, por exemplo. Apesar do foco dos relatórios ter sido em provar a segunda parte, a primeira foi negligenciada, ou seja, a importância dos resultados insatisfatórios para alguns submercados foram minimizados. Se, para os macro números parece ter havido melhora, sob a ótica de grupos específicos de agentes, incluindo geradores e consumidores das regiões Norte e Nordeste, há indícios de que há piora nos resultados e previsibilidade e, ao adotar prematuramente o preço horário, estará o setor agindo com tamanha falta de isonomia para com esses agentes.

A Seção 2.2.1.2, que trata da correlação e relação ao PLD Decom, mais uma vez omite resultados para as regiões Norte e Nordeste:

Os estudos ficaram limitados aos submercados Sudeste e Sul, pois, nos submercados Nordeste e Norte foram poucas as semanas em que se observou descolamento de PLD entre os patamares de carga (modelo DECOMP), bem como variação de preços ao longo do dia (modelo DESSEM), o que inviabilizou essa análise. Isso decorre do fato da métrica de correlação avaliar a relação entre a variação de duas grandezas, o que se tornou inviável pelo comportamento constante dos preços.

Conforme ilustrado a seguir, houve variação significativa nos resultados do submercado Norte (idem para Nordeste, não mostrado), não necessariamente dentro de um mesmo dia, mas entre os diversos dias. Métrica alternativa que permita capturar esse ajuste deveria ser apresentada, já que a característica apresentada indica baixa correlação do PLD do Decom com o PLD do Dessem.



Adiante, na Seção 2.2.2.1, observam-se desvios na ordem de 20 R\$/MWh para o submercados Sudeste e Sul. No Nordeste observam-se desvios tanto para o caso com rede (média ponderada)

quanto para o caso sem rede. Não foi discutido previamente que tipo de resultado seria aceitável para a métrica proposta. O valor apresentado, 20 R\$/MWh, é desprezível? A seção seguinte, 2.2.2.2, ao comparar com o PLD do modelo Decomp, mostra que próximo de 5% dos casos avaliados tiveram desvios de -200R\$/MWh no caso sem rede, e aproximadamente 10% no caso com rede com desvios ainda mais significativos. Esses resultados estão de acordo com o esperado? Novamente, para os submercados Nordeste e Norte, cujos resultados seriam significativamente piores, os resultados são omitidos.

A avaliação sistêmica do impacto da entrada do modelo Dessem ficou por conta da estimativa dos encargos, na seção 2.2.3. No entanto, só foram avaliados os impactos para o mês de fevereiro no relatório, por março ainda não estar disponível e janeiro estar sendo reprocessado. Reproduzimos abaixo a tabela com os meses de Janeiro a Março, disponível no site da CCEE, onde observamos o seguinte, com foco no caso “Sem Rede”: para Janeiro houve aumento de 3% nos encargos (a ser reavaliado pela CCEE, segundo “Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019”), em Fevereiro, redução da ordem de 17% nos encargos e Março redução de 6%. Dada a grande variabilidade nos resultados, aqui fica evidente a necessidade de uso de período mais prolongado para avaliação dos impactos e eficácia do uso do modelo para redução dos encargos, conforme uma das justificativas para sua adoção.

Tabela 001 - Recebimentos de encargos de serviços do sistema por tipo - R\$

Componente	Contabilização Janeiro/19	Contabilização Sombra Janeiro/19 - Preço Horário Sem Rede	Contabilização Sombra Janeiro/19 - Preço Horário Com Rede	Contabilização Fevereiro/19	Contabilização Sombra Fevereiro/19 - Preço Horário Sem Rede	Contabilização Sombra Fevereiro/19 - Preço Horário Com Rede	Contabilização Março/19	Contabilização Sombra Março/19 - Preço Horário Sem Rede	Contabilização Sombra Março/19 - Preço Horário Com Rede
Recebimento por restrição de operação - Constrained-On (ENC_CONST_ONp,j)	77.119.551,91	77.454.638,220	70.267.949,180	57.139.411,390	43.970.387,310	44.285.889,990	86.939.153,980	87.811.139,310	86.850.873,810
Recebimento por restrição de operação - Constrained-Off (ENC_CONST_OFFp,j)	297.761,20	134.314,830	442.607,640	5.452.536,150	5.220.808,090	6.292.533,310	15.542.967,490	13.004.594,850	13.884.624,620
Recebimento por de Outros Serviços Anciliares (ENC_OSAp,m + RSEP_Da,m)	8.585.376,69	8.585.376,690	8.585.376,690	8.585.831,730	8.585.831,730	8.585.831,730	8.591.755,990	8.591.755,990	8.591.755,990
Recebimento por Encargo de Compensação Síncrona (ENC_CSp,j)	7.810.040,19	7.810.040,190	7.810.040,190	9.425.048,250	9.425.048,250	9.425.048,250	13.329.038,000	13.329.038,000	13.329.038,000
Recebimento por segurança energética (ENC_SEG_ENRp,j)	-	0,000	0,000	53.243.552,180	43.264.465,740	40.650.820,190	0,000	0,000	0,000
Recebimento por Deslocamento Hidráulico (R_ENC_DHm,m)*	3.820,48	5.073,120	6.664,310	31.111.118,580	31.900.964,690	31.544.141,550	0,000	0,000	0,000
Recebimento por Importação de Energia (ENC_IMP p,j)	-	-	-	1.118.596,95	1.242,29	-	694,54	123.490,44	63.363,21
Recebimento por Reserva Operativa (R_ENC_RESPOP)	133.541.132,14	141.162.412,190	118.478.125,850	126.426.659,170	100.034.801,010	88.981.978,570	132.548.925,170	118.507.770,320	115.498.705,750
TOTAL	227.357.682,61	235.151.855,24	205.590.763,86	292.502.754,40	242.405.549,11	229.766.243,59	256.952.535,17	241.367.788,91	238.218.361,38

Por fim, discutimos a avaliação da volatilidade temporal realizada na Seção 2.2.4. Nessa seção é proposta uma métrica para o cálculo da volatilidade que, no nosso entendimento a partir da fórmula mostrada na seção, por considerar o desvio padrão do CMO nos 48 estágios dentro de um dia, captura apenas a volatilidade individual de cada dia analisado (intra-day), mas ignora o efeito da volatilidade temporal, como sugerido no título da seção. A volatilidade entre os dias/semanas, por exemplo calculada com um desvio padrão móvel, permitiria evidenciar tal característica e comparar à volatilidade do modelo Decomp. Nessa comparação, os resultados dos submercados Nordeste e Norte novamente estariam comprometidos.

Por fim, comentamos acerca das avaliações usando Harvey Balls em algumas seções do documento. Apesar de ter um apelo didático e resumir os resultados de forma simples, por não ter havido uma discussão acerca de um “resultado modelo” esperado, foi adotado como “bola cheia” o melhor resultado disponível, independentemente de ter sido satisfatório. Dessa forma, apesar de permitir uma comparação entre as possibilidades, o uso da métrica pode induzir a conclusões precipitadas acerca da qualidade dos resultados, a exemplo dos critérios volatilidade e previsibilidade, classificados como “bola cheia” no caso sem rede, e a nosso ver, insatisfatórios.

3. Previsibilidade, Reprodutibilidade e Simetria da Informação

Independentemente da metodologia de cálculo do PLD e discretização temporal, alguns aspectos são igualmente importantes, embora menor atenção pareça ter sido dispensada ao longo do processo. A correta precificação é importante para funcionamento do mercado, mas seu o funcionamento de forma justa, transparente e eficiente são igualmente ou mais importantes. Mesmo com a correta precificação, um mercado com baixa previsibilidade, não reprodutível e com assimetria da informação exagerada afastaria investidores e seria extremamente ineficiente.

Ao tratar da previsibilidade e complexidade, na Seção 2.2.5, o “Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 03-2019” admite que as informações necessárias para o correto funcionamento do mercado em base horária não estão disponíveis para os agentes:

Além do entendimento e montagem de cada arquivo, deve-se adotar uma série de premissas para cada simulação. No caso do processamento de um deck prospectivo dessa natureza, ou seja, um deck considerando a rede, seria necessário conhecer previamente quais são as manutenções de rede previstas, indisponibilidades de geração para uma determinada região e/ou barra, dentre outros fatores. Essas informações não são de conhecimento prévio do mercado, e por mais que sejam divulgadas, não existem meios dos agentes as preverem com antecedência suficiente para utilização em suas projeções de preço e consequente tomada de decisão.

Mas, em nossa opinião, estende equivocadamente o alcance do conceito de simplicidade à previsibilidade ao mencionar:

Por outro lado, com a representação sem a rede elétrica as informações de carga, manutenção das usinas hidrelétricas e termelétricas, geração de UNSI são representadas em único arquivo denominado “entdados.dat”. Tornando, assim, o processo de elaboração, execução e análise dos dados (tanto dos dados de entrada, quanto dos dados de saída) mais simples. Dessa forma, a não consideração da rede no cálculo do preço torna o processo mais previsível ao mercado, demandando apenas o acompanhamento topológico das principais interligações e consequentemente evitando o acompanhamento detalhado de toda a topologia de rede de transmissão.

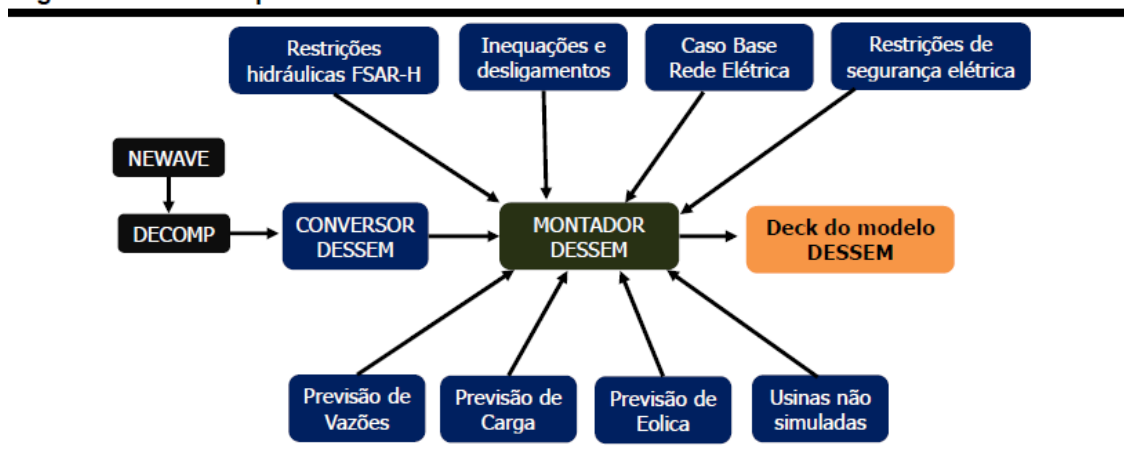
De fato, demandar dos agentes o acompanhamento de menos grandezas torna o processo mais previsível do que no caso com rede elétrica, mas ainda assim significativamente menos previsível do que a abordagem atual. Note ainda que a simplicidade da entrada de dados nada tem a ver com a necessidade de conhecimento prévio de indisponibilidades de geração, por exemplo, que continuam impactando a formação de preço, embora não sejam informadas no nível de barramentos elétricos no caso sem rede.

Adicionalmente, por terem as variáveis mais detalhamento na modelagem do preço horário se comparada à modelagem semanal, tais como manutenções em horas específicas e carga com variações semi-horária, tais grandezas exercem maior influência no preço resultante. Assim, aliando a menor capacidade de o mercado prever as variáveis em questão, e seu maior impacto no preço se comparada à representação no Decomp, a previsibilidade para o mercado é bastante reduzida com a adoção do preço horário. Dito de outra forma, com o mesmo nível de (des)conhecimento acerca de algumas variáveis, o maior impacto que elas tendem a exercer nos resultados torna a previsibilidade final menor. Nesse sentido, pouco foi apresentado na presente Consulta Pública para mitigar esse efeito.

Mais grave é o consequente aumento na possibilidade de *insider trading* que alguns agentes terão em relação aos demais pelo conhecimento antecipado de eventos que, ao contrário da precificação com o Decomp que tende a diluir esse efeito, terão maior impacto no PLD horário. Nessa linha, não foi discutido nos relatórios da CP formas de vigilância de mercado e medidas para minimizar o risco de *insider trading*, tão combatidos em mercados mais maduros.

O “Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 01-2019” resume os dados de entradas que são insumo para a precificação horária em sua Figura 6, reproduzida abaixo.

Figura 6: Insumos para o modelo DESSEM



Dos insumos ilustrados na parte superior, os principais para a execução sem rede elétrica são as Restrições hidráulicas FSAR-H, indisponibilidade de geração e desligamentos de rede que impacte os limites de intercâmbio representados no caso. Entendemos que o acesso direto a tais sistemas internos os colocaria em risco e a programação da operação do sistema poderia ser comprometida. No entanto, de forma a possibilitar que os agentes do mercado possam realizar suas simulações previamente à divulgação do deck oficial, o acesso a esses dados deveria ser concedido de forma ampla ao mercado por meio de acesso à base auxiliar de dados, servidor FTP ou outra tecnologia que permita acesso informatizado aos dados. Idealmente, os agentes deveriam ter acesso até mesmo às solicitações de manutenções para avaliarem se, quando concedidas, impactarão os preços e tomarem suas decisões. Essas medidas minimizariam o risco de *insider trading* que, com o desenho atual do mercado e informações disponíveis, será potencializado. Um exemplo de prática atual oposta à sugestão acima é a restrição da participação a certos grupos de agentes na reunião de programação e manutenção prévia às reuniões do PMOs.

Dos processos de previsão de dados de entrada ilustrados na parte inferior, o único que se pode classificar como reprodutível atualmente é o de previsão de vazões. Ainda assim, alguns insumos são indisponíveis previamente e a consistência dos dados altera com frequência as vazões passadas de forma não 100% reprodutível. Detalhes à parte, entendemos que o atual processo de previsão de vazões deve ser o padrão a ser seguido pelas demais entradas de dados, tais como previsão eólica e de carga.

No contexto da previsão eólica, reconhecemos que um intenso trabalho foi realizado nessa direção e já foi apontada necessidade de priorização do banco público de dados anemométricos. Adicionalmente, é citado que foi deliberado pela CPAMP que, até a operacionalização de um banco público de dados, será disponibilizada a função de transformação de vento em potência

por grupos de usinas e o vento previsto de cada provedor após retirado seu viés. Essa disponibilização, assim como a antecipação da disponibilização dos arquivos resultados do processo de previsão de geração eólica, atenderia ao anseio de previsibilidade e reprodutibilidade.

O mesmo comentário não pode ser dito sobre a previsão de carga, insumo extremamente importante para a precificação horária e com impacto majorado se comparado à precificação semanal. Não se observou avanços nos documentos apresentados na Consulta Pública e, segundo o “Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 01-2019”:

A carga a ser utilizada como insumo para o modelo DESSEM, de acordo com o que foi deliberado na reunião plenária da CPAMP de 12/11/2018, deverá ser a mesma carga utilizada na Programação Diária da Operação, conforme Procedimento de Rede, Submódulo 5.4, até que se tenha o modelo de previsão de carga (PrevCargaDessem), desenvolvido pelo Cepel, apto para tal aplicação.

Atualmente um os insumos mais imprevisíveis para o PMO é a previsão de carga, principalmente em suas revisões após as previsões quadrimestrais. A contínua interferência dos analistas nos valores finais, ausência de modelo e entradas de dados explícitas, tornam o processo nada reprodutível e imprevisível. A ausência de fonte de dados diários sobre a carga, compatíveis com a carga do PMO, é outro problema já conhecido e sobre o qual não se apresentou uma solução na presente Consulta Pública, e fundamental caso a precificação horária seja adotada. Conforme já comentado, a implantação de preço horário com esse mesmo nível de transparência no processo, mas com um maior impacto nos resultados, torna a previsibilidade final ainda menor.

No tocante à previsão de geração de fonte solar fotovoltaica, restam esclarecimentos, já que se menciona que “*será resultante de processo heurístico que considera a média de geração verificada de dias típicos, conforme a orientação da equipe de meteorologia do ONS*”, mas não detalha o plano/prazos para divulgação dos dados acerca dos dias padrão que serão adotados.

4. Aspectos práticos e operacionais

O primeiro aspecto a ser considerado ao se mover para escalas de tempo menores, é o aumento do volume de dados, da frequência de atualização e da complexidade de montagem dos decks e avaliação dos resultados. Uma frente de trabalho que parece ter sido inexistente, pelos documentos constantes da Consulta Pública, está relacionada ao desenvolvimento/implantação de sistema de acesso aos insumos para o modelo Dessem. Importante ressaltar que é essencial dispor de sistema que permita acesso automatizado aos dados, por exemplo o desenvolvimento de uma API ou disponibilização em servidor FTP, já que os tempos disponíveis para análises serão reduzidos se comparados com a escala semanal.

No que tange o tempo computacional para processamento do modelo Dessem, é de conhecimento geral que a consideração de *unit commitment* afeta o desempenho do modelo, principalmente nos casos com rede elétrica. A ausência de um período mais extenso e com variadas situações de estresse para o modelo é preocupante, já que na prática não se tem (ou pelo menos não foi divulgado) o potencial tempo de processamento em tais situações, e se de alguma forma poderiam comprometer o processo de cálculo do PLD de forma *ex-ante*.

Outra preocupação está relacionada à operacionalização das execuções diárias, já que as simulações em processo sombra sofrem com frequência falhas, além do atraso usual na disponibilização dos casos sombra, que já foram superiores a um mês. No nosso entendimento, é necessário que se realize as simulações sombra de forma fiel ao processo proposto para 2020, com divulgações diárias de dados, por período superior a um mês, para que seja avaliado se o que está sendo proposto é de fato factível em termos práticos.

Por fim, um plano de contingência para os casos nos quais não seja possível executar o modelo Dessem para cálculo de preço *ex-ante* deveria ter sido apresentado na Consulta Pública.

5. Conclusões e posicionamento da Flow Energia

Na opinião da Flow Energia, a precificação horária é um avanço inevitável para o Setor Elétrico, e etapa essencial para futuros avanços no desenho do mercado. No entanto, a mudança precoce e sem a devida estruturação do arcabouço de ferramentas e medidas para o correto funcionamento do mercado é maléfica, razão pela qual a introdução do modelo deveria ser condicionada a diversas mudanças e aprimoramentos, e adiada se necessário. O próprio processo de condução da mudança, ao invés de estipular precocemente data de entrada para o modelo Dessem, tal como feito para 2019, adiada para 2020, deveria ter discutido e definido previamente os requisitos mínimos para a entrada do preço horário, não apenas do ponto de vista metodológico do modelo, mas de forma mais ampla. Caso se tivesse tais requisitos definidos e submetidos à Consulta Pública antes da conclusão do processo de melhorias do modelo Dessem, provavelmente a não adequabilidade da solução atualmente disponível seria clara e a Consulta Pública atual nem estaria acontecendo.

Uma opção que poderia ser estudada é a de uso, pelo ONS, como suporte à programação da operação ao longo de 2020 até a total substituição dos atuais procedimentos utilizados pelo Operador. Quando o processo estiver plenamente adaptado às necessidades do Operador e os pontos levantados durante esta Consulta Pública estiverem endereçados, a transição para precificação horária seria realizada.

Diante do exposto, nossa opinião é de que haja uma consolidação dos requisitos mínimos a partir das contribuições a esta Consulta Pública antes que se transite para uma precificação horária, e apenas após o cumprimento de tais requisitos se faça a transição. Alguns pontos que julgamos ser fundamentais e precisam ser abordados antes da mudança para o preço horário:

- Realização de avaliação sombra para período extenso, seja por remontagem e reprocessamento de casos anteriores com os atuais recursos do modelo Dessem, ou continuação do período sombra para completar um ano de avaliação
- Realização de período sombra fidedigno, com disponibilidade diária de dados, por período não inferior a 30 dias
- Comparação mais aprofundada entre os submercados para evidenciar que não há degradação de resultado para nenhum submercado, garantindo assim um mínimo de isonomia no tratamento dos diversos agentes durante a transição
- Implantação de sistema(s) para divulgação de dados técnicos, incluindo todos os insumos para a execução do Dessem, e central única para informação ao mercado (também com possibilidade de acesso informatizado aos dados), fornecendo condições para que haja previsibilidade e seja minimizado o risco de *insider trading*

- Desenvolvimento de modelo de previsão de carga, com insumos acessíveis aos agentes antes da divulgação dos resultados. Possibilidade de acompanhamento da carga realizada, e que seja compatível com a utilizada no modelo Dessem e permita acesso informatizado aos dados
- Divulgação dos parâmetros e procedimentos finais relacionados à previsão eólica e esclarecimentos com relação à previsão fotovoltaica