

Contribuição Delta para a Consulta Pública MME nº071/2019

Em virtude da decisão sobre a implementação do Preço horário para janeiro de 2020, a Delta Energia vem apresentar condições que são fundamentais para a evolução do setor elétrico sem causar impactos negativos ao mercado de energia face à granularidade temporal implementada com o preço horário.

Condição para a implantação do preço horário em janeiro de 2020:

i. Simetria da Informação;

É imperativo garantir acesso a todos os sistemas de dados do ONS por todos os Agentes do setor para que se estabeleça isonomia no acesso à informação. Informações relacionadas à formação do preço como os Sistemas SGI (Sistema de Gestão de Intervenções) e FSARH (Formulários de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica) não devem ser limitados aos Agentes de Geração.

ii. Reprodutibilidade/Previsibilidade;

Os modelos chamados “satélites” são os principais pontos de insegurança quanto à implementação do preço horário, pois os atuais podem receber interferência humana por parte dos analistas do ONS com a implantação de seus conhecimentos tácitos, afastando qualquer possibilidade de reprodutibilidade dos resultados, já que não existem métricas formalizadas e divulgadas que possam ser rastreadas e reproduzidas por uma auditoria externa independente, tão pouco pelos Agentes Setoriais. Um exemplo desse processo é descrito a seguir:

Se a previsão de carga for feita por três analistas do ONS, A, B e C, onde os mesmos fossem colocados em salas diferentes com acesso somente aos insumos já divulgados para confecção da curva de carga, ao fim do processo, teremos certamente três curvas de cargas distintas, pois como o processo é artesanal, e nem consta nos Procedimentos de Rede, ele não poderá ser repetido.

Extrapolando um pouco mais esse raciocínio, caso seja solicitado para o Analista “A”, confeccionar a curva de carga às 10h da manhã, e que às 16h da tarde do mesmo dia seja novamente solicitado para o próprio analista “A” refazer a mesma curva de carga, perceberemos duas curvas de carga semelhantes, porém diferentes.

Em pleno século XXI, onde o mercado de energia mundial vem mostrando rápida tendência de evolução, entendemos que não há espaço para um processo de formação de preço que não seja rastreável, auditável e muito menos reproduzível.

Assim sendo, visando a segurança do processo, a Delta Energia sugere, caso o desempenho dos modelos atuais não seja autossuficiente, que se busque alternativas como por exemplo uma licitação internacional de modelos de previsão carga, com vistas a assegurar o necessário desempenho e reproduzibilidade dos resultados.

Por fim, caso o ONS ainda não sinta segurança em operar com um modelo distinto, que o processo de formação de preço seja feito sem a possibilidade de interferência humana e que as eventuais adaptações e implementações heurísticas sejam realizadas restritamente para a programação diária da operação e tempo real, proporcionando um maior conforto para uma operação segura.

Pontos de atenção para a implantação do preço horário em janeiro de 2020:

i. Representação da Régua 11

A estação fluviométrica da Régua 11 ou simplesmente R-11, possui uma restrição de taxa de variação imposta por acordos internacionais, como o cumprimento do Acordo Tripartite assinado pelos três países Brasil, Argentina e Paraguai segundo o qual as variações do nível de jusante, não devem superar meio metro de uma hora para outra, ou dois metros de um dia para outro, impondo desta forma restrições operacionais severas para a usina de Itaipu. Pela grandiosidade da UHE Itaipu, essa restrição, limita as variações desta UHE principalmente quando da transição da carga leve para a pesada, além de variações diárias tais como: dias uteis para sábados, domingos e feriados.

Visando exemplificar melhor o impacto da não representação desta restrição, a carga dos subsistemas Norte, Sul e Nordeste representam cerca de 43%, 85% e 93% respectivamente da capacidade instalada da UHE de Itaipu.

Fato é que, a não representação da restrição da régua 11 de Itaipu, pode deformar o sinal econômico de precificação da operação, objetivo principal da implantação do preço horário.

ii. Unit Commitment Térmico para avaliação do MILP

Outro ponto de atenção é com o Unit Commitment termelétrico, no tocante ao tempo computacional, pois é de conhecimento de todos que, quando se trabalha com Programação Linear Inteira Mista – MILP, o desempenho do modelo Dessem pode ser gravemente afetado, principalmente em períodos de hidrologia severa, onde o parque térmico tende a ser mais acionado.

Diante do exposto, é importante a realização de uma bateria de testes do modelo, com hidrologia severa, para avaliar o seu desempenho e, inclusive, mapear possíveis correções a serem tomadas para evitar ações de contingência na divulgação do PLD, quando da não convergência do modelo.

iii. Plano de contingência;

É imprótelável que seja apresentado um plano com definição de prazos e regras para a divulgação do preço horário, bem como, um plano de contingência quando da ocorrência de um problema de não convergência do modelo.

Considerações Finais

Lembramos ainda que, decisões precipitadas já foram motivo de arrependimento como o caso da consideração das perdas da rede elétrica nos modelos computacionais energéticos, objeto de desconforto em todo o mercado de energia, culminando na necessidade de uma reavaliação desta implementação metodológica.

Finalizamos com a importante ressalva de que os principais pilares para que a evolução do setor seja alcançada de forma estruturada são: simetria da informação e reprodutibilidade / previsibilidade.