

CT-0030/2021

Brasília, 02 de junho de 2021.

Ao Senhor
Luiz Carlos Ciocchi
Diretor Geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico
Rio de Janeiro - RJ

Ao Senhor
Rui Guilherme Altieri Silva
Presidente do Conselho de Administração da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
São Paulo – SP

Ao Senhor
André Pepitone da Nóbrega
Diretor Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica
Brasília - DF

Assunto: Inconsistências recentes nos preços e governança dos modelos computacionais

Cumprimentando cordialmente V.Sa, entendemos ser oportuno destacar os recentes casos de inconsistências envolvendo os modelos de formação de preços. Compreendemos os desafios inerentes ao cálculo diário dos preços para o dia seguinte, principalmente diante do cenário energético atual, que coloca em cheque as condições de suprimento de energia no país, porém consideramos que os ruídos que impactaram o mercado recentemente são evitáveis, e devem ser corrigidos, de forma a não prejudicar a credibilidade dos sinais econômicos, essencial para o desenvolvimento equilibrado do setor.

Angra I

Nos dias 19/05 e 20/05, a UTE Angra I estava indicada como em manutenção no SGI (Sistema de Gestão de Intervenções), e segundo o ONS, realizando testes, com execução prevista para até o dia 21/05 às 23h59, o que impossibilitava que o modelo Dessem a considerasse na ordem de despacho.

Porém, no IPDO (Informativo Preliminar Diário da Operação) do dia 18/05, foi apontado que "*a UTE Angra I (Eletronuclear) gerou a partir da 01h57min devido ao retorno antecipado de manutenção de sua unidade geradora*". No mesmo documento, a usina estava indicada como despachada por ordem de mérito.

5 - Gerações Térmicas das Usinas Tipo I e Tipo II-A

5.1 - Valores de Média Diária das Usinas Térmicas Tipo I

Usinas	Razão do Despacho	Capacidade (*) Instal. Dispon.	Média Diária Prog.	Média Diária Verif.	Média Diária Difer. Var% (**)	Obs.
S U D E S T E / C E N T R O - O E S T E						
Angra II	OME	1350	1215	1215	---	0% (1)
Angra I	OME	640	0	0	106	100% (1)
Norte Fluminense	OME/GEN/INF	828	826	789	794	5 1% ---
Baixada Fluminense	OME	530	530	530	257	-273 -52% ---
Santa Cruz Nova	UCM/GEN	350	175	175	172	-3 -2% (2)

A reação inicial do mercado foi questionar tal inconsistência, pois se a usina já havia retornado de manutenção, e estava sinalizada na ordem do mérito, por que não estava sendo considerada no Dessem? Era necessário que o ONS retirasse o registro de manutenção no SGI, para que o Dessem passasse a considerar a usina, que já estava gerando montantes elevados.

Porém, mesmo em contato com as equipes da programação, ainda antes da publicação do deck do ONS, nenhuma medida foi tomada para contornar a situação, que perdurou até o prazo estabelecido para o fim da manutenção, em 21/05, distorcendo de maneira significativa o mercado.

Atualização dos limites de intercâmbio NE-SE

No IPDO do dia 28/05, foi apontado que as obras que faltavam para o incremento do limite de exportação da região Nordeste tinham sido finalizadas. Essas obras já estavam previstas para entrarem em operação no final do mês de maio, razão pela qual o aumento do limite de intercâmbio entre Nordeste e Sudeste já estava modelado desde o PMO de maio para ter início no mês de junho.

* INTEGRAÇÃO DE NOVAS INSTALAÇÕES

Às 05h14min foram concluídos os testes de energização da LT 500 kV Mesquita / Mutum, 136 km, no Estado de Minas Gerais, e da LT 500 kV Mutum / Viana 2, 136 km, nos Estados de Minas Gerais e Espírito Santo, respectivamente, permanecendo energizadas. Estas linhas são derivadas do seccionamento da LT 500 kV Mesquita / Viana 2 na SE Mutum. A inserção dessas linhas aumenta a margem de escoamento do excedente de geração da região Nordeste para a região Sudeste.

Porém, na reunião do PMO de junho, realizada no mesmo dia 28/05, o ONS informou que essas obras de integração não seriam consideradas no deck do Newave e Decomp, permanecendo como “atrasadas” e que, mesmo com a confirmação da sua entrada em operação naquele dia por parte do Operador, os limites de intercâmbio não seriam atualizados por falta de tempo hábil para novas rodadas dos modelos.

Vale ressaltar que, quando do questionamento dos agentes sobre o limite de intercâmbio NE-SE, o deck publicado ainda era preliminar e poderia sofrer questionamentos e ser eventualmente alterado até às 12h daquela sexta-feira, o que, ironicamente, acabou acontecendo logo em seguida em razão de outras inconsistências encontradas, dessa vez na disponibilidade de algumas termelétricas, mas sem a nova rodada considerar a questão do limite de intercâmbio. Aqui questionamos qual o objetivo de o deck ser preliminar e o fórum ficar aberto para discussões até às 12h, se não para utilizar a melhor informação disponível até o final do prazo estipulado?

Posteriormente, foi decidido manter a informação que estava no deck preliminar, sem considerar as obras que ampliaram o limite de exportação, e alterando assim o que tinha sido aplicado no PMO anterior. Foi justificado que a medida estaria de acordo com os Procedimentos de Rede, que define às 17h do terceiro dia útil que antecede à reunião plenária do PMO como o *gate closure* para considerar as alterações que entram nos decks do Newave e Decomp.

Porém, cabe apontar que a despeito de as obras estarem previstas para finalizar no dia 30/05, na quarta-feira, dia 26/05, já foi presumido que as obras iriam atrasar, sendo que no dia 28/05 a energização foi concluída, sem ter sido atualizada a previsão de entrada em operação por parte do Operador.

Ressaltamos, novamente, que o aumento do limite de intercâmbio já estava modelado desde o mês anterior, tendo sido confirmada a previsão inicial para finalização da obra, e existiam elementos suficientes para a sua manutenção no deck, sem a necessidade de alteração por parte do Operador, o que acabou gerando outra distorção desnecessária no mercado.

Ainda assim, mesmo com a decisão, restaram dúvidas se na semana seguinte a integração já seria considerada na RV1 ou se seria alterada apenas para o mês seguinte. Em resposta, a CCEE informou que não é praticado atualizar os limites de intercâmbio entre as revisões, e como não foi caracterizado erro, a integração seria considerada apenas para o mês seguinte.

Na discussão dos pormenores do caso concreto, contudo, perde-se a importância de se obter a melhor informação disponível e o descolamento dos custos marginais com a atualização dos limites de intercâmbio permanece gerando impactos todos os dias.

São situações como essas que elevam a percepção de risco dos agentes e criam ruídos desnecessários no ambiente de negociação de energia, pois há a percepção de interferências a qualquer tempo nos dados e que a otimização dos modelos fica exposta à toda sorte de interpretações, muitas vezes diferentes das que usualmente já foram aplicadas em casos semelhantes.

Para agravar o cenário, há relatos que vários prazos para disponibilização de dados que estão estabelecidos em Procedimentos de Rede são repetidamente não cumpridos. Por exemplo, de acordo com o Submódulo 4.8 dos Procedimentos de Rede, o prazo para a disponibilização pelo

ONS da atualização das previsões numéricas de precipitação é até às 10h do dia da previsão, pois o processo ocorre diariamente. Mesmo com prazo definido, é comum haver extrapolação do horário, em função de atrasos na entrega por parte de terceiros. Apesar de existir um plano de contingência específico para essas circunstâncias, geralmente o ONS utiliza a melhor informação disponível, independente de a informação chegar após o prazo estabelecido.

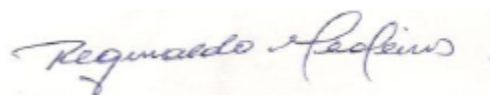
Aqui reforçamos o argumento da coerência quanto à aplicação dos prazos dos Procedimentos de Rede, pois para o insumo de previsão de precipitações, apesar do prazo, o ONS utiliza a melhor informação disponível. Já para o caso do limite de intercâmbio relatado, preferiu-se usar o prazo mais restritivo, apesar do prazo para o produto final, o deck definitivo, ser mais alongado, deixando de usar a melhor informação disponível.

Posto isso, reforçamos a urgência na revisão da Resolução Normativa 843/2019 para aprimorar os processos, bem como a aprovação da nova resolução do CNPE que mantém antecedência na formação de preço e o uso da melhor representação na política operativa.

Finalmente, não poderíamos deixar de ressaltar que compreendemos as dificuldades que o momento de crise hídrica impõe ao Operador, mas ressaltamos a importância da continuidade dos esforços envidados nos últimos anos em favor da transparência e da previsibilidade, de forma a assegurar um ambiente propício para o desenvolvimento do mercado.

Estamos desde já à inteira disposição para eventuais esclarecimentos, ao mesmo tempo em que solicitamos uma reunião com V.Sa para detalharmos as preocupações expressas nesta correspondência.

Atenciosamente,



Reginaldo Medeiros
Presidente Executivo da Abraceel