

Contribuições à Consulta Pública MME nº 111/2021 – segunda fase da CP109

Jirau Energia

Santo Antônio Energia

Norte Energia

Apresentamos nossas contribuições à CP MME nº 111/21, denominada segunda fase da Consulta Pública MME nº 109/2021, sobre proposta do GT Metodologia da CPAMP (ciclo 2020-2021) contemplando aprimoramentos nos modelos, abordando os seguintes temas: Avaliação da Parametrização do CVaR, Elevação de Armazenamento, Consideração do Volume Mínimo Operativo no Modelo DECOMP, Representação da Produtibilidade Hidroelétrica e Perdas Hidráulicas no Planejamento da Operação Energética de Curto Prazo, Representação Hidrológica e Taxa de Desconto.

Inicialmente, cabe destacar o curtíssimo prazo concedido aos agentes para análise dos aprimoramentos, onde qualquer avaliação mais aprofundada restou prejudicada. Destaque-se, por exemplo, que a própria CPAMP identificou inconsistência na forma de representação do modelo PAR(p)-A e que, por conseguinte, o NEWAVE não estava calculando de forma exata a Função de Custo Futuro (FCF) ao ser executado com a metodologia PAR(p)-A.

Observando os aprimoramentos propostos, registramos que a base de dados é muito curta e só considera cenário hidrológico desfavorável, o que prejudica muitos os resultados, mantendo PLDs muito elevados, degradando o GSF com alocação excessiva de custos para os geradores do MRE e com elevado potencial de vertimentos no futuro em hidrologias mais favoráveis, entendemos que seria importante avaliar e apresentar os resultados das parametrizações também para cenários de hidrologia favorável.

Uma mudança de parâmetros da magnitude destas propostas pelo GT Metodologia e o CPAMP, que acarretará diversas consequências para todos os agentes, deve, necessariamente, ser precedida de estudos aprofundados e sempre acompanhada de um calendário de implementação, onde os agentes terão como se preparar.

Da forma em que estão sendo propostos esses aprimoramentos, o objetivo de priorizar o armazenamento implicará desotimização do sistema e severas consequências financeiras para os agentes do mercado, aspectos que devem ser cuidadosamente considerados e tratados. Considerando o mesmo exemplo de nossas contribuições na primeira fase da CP109, caso se adote os mecanismos propostos nesta Consulta Pública, uma usina de 2.000 MW médios de garantia física, sujeita a um GSF médio de 83,57%, que consta no relatório complementar, teria uma exposição de 330 MW médios aproximadamente. Considerando o PLD médio de R\$ 474,90/MWh, durante o ano todo (8.760 horas), haveria uma liquidação anual no MCP de aproximadamente R\$ 1,37 bilhões. Considerando ainda um preço médio de venda dos contratos de médio e longo prazo de R\$ 165,00/MWh, a receita anual seria de R\$ 2,89 Bi. Logo, a exposição deste agente no MCP será de aproximadamente a metade de sua receita anual, tornando insustentável a viabilidade do negócio, principalmente para usinas estruturantes, dadas as obrigações de: financiamento com altos desembolsos da amortização de suas dívidas; despesas elevadas com encargos de transmissão e setoriais; e despesas operacionais.

Também foi destacado em nossa contribuição na primeira fase que a degradação do GSF reduz a energia alocada para honrar contratos. Já o aumento do PLD preços reduzirá a liquidez de mercado e aumentará substancialmente os preços bilaterais no ACL, dificultando ainda mais a cobertura de déficits energéticos daqueles geradores hidrelétricos em posição curta. Assim como, consumidores livres de forma geral enfrentarão forte elevação de custos de novos contratos no ACL. De uma forma geral, tais custos, incomensuráveis, de formação de hedge (seja com lastro próprio ou com compra de contratos) serão imputados aos geradores hidroelétricos e consumidores. **Qual o real custo para essas hidrelétricas com a elevação substancial do PLD?**

Dessa forma, reiteramos nossas contribuições para:

- i) Observar, antecipadamente, o comportamento dos modelos com o aprimoramento da representação de séries hidrológicas via aplicação e implementação apenas do Par-p-A, no mínimo até dezembro de 2022. A implementação correta da modelagem do PAR(p)-A deve ser priorizada, e posteriormente se analisar a necessidade de implantar critérios de aversão a risco adicionais.
- ii) Avaliar a oportunidade de evolução metodológica para a representação de forma individualizada das usinas hidrelétricas no modelo NEWAVE. Entendemos que os aprimoramentos metodológicos antes de outras alterações, devem priorizar suas evoluções afim de representar uma melhor modelagem de parâmetros físicos.

- iii) A superposição de mecanismos de aversão ao risco no Setor se mostra incoerente por impossibilitar que sejam analisados de forma individualizada os impactos físicos e comerciais de cada mecanismo disponível, tais como: custo de déficit; diferentes taxas de desconto entre operação e expansão; CVaR; e VMinOp, além, é claro, da própria afluência. Em resumo, não se permite que a física do sistema atue de modo a propiciar o despacho ótimo, à medida em que a principal componente da formação de preço passa um elemento exógeno, no caso o CVaR, o que contribui negativamente para a previsibilidade do mercado
- iv) Há necessidade de avaliação em período de comparação mais extenso. Recomenda-se o monitoramento do sistema, no mínimo até dezembro de 2022, com os aprimoramentos da representação do Sistema e de seus critérios operativos (incluindo as restrições de uso múltiplo dos rios Grande e Paranaíba) – operação sombra, a exemplo do processo de implantação do PLD horário.
- v) Há necessidade de quantificar/estimar os impactos sobre os consumidores livres e os geradores hidrelétricos em função da elevação do PLD e dos preços bilaterais no ACL e dar tratamento adequado.
- vi) Após avaliação e monitoramento do Sistema com os aprimoramentos concluídos, se a aplicação de novo critério de aversão a risco demonstrar-se necessária, que haja uma implementação transitória (2-3 anos), de forma que a elevação estrutural dos níveis de reservatórios almejada ocorra a um custo suportável para os Agentes impactados, adotando-se medidas mitigadoras.

O MME deve cuidar para que eventual aumento de custo de geração térmica seja acompanhado de reais melhorias na segurança do Sistema, devendo refletir em justa onerosidade alocada entre os agentes. Não deve haver transferências de renda injustificadas entre os agentes do setor.