

Ref.: Consulta Pública nº 109/2021 - Aprimoramentos propostos pela CPAMP (ciclo 2020-2021)

A Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica, instituição que reúne mais de 100 empresas da cadeia produtiva da indústria, vem, respeitosamente, apresentar suas considerações em relação à CP MME nº 109/2021, referente às proposta do GT Metodologia da CPAMP (ciclo 2020-2021) contemplando aprimoramentos nos modelos sobre 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, a ABEEólica parabeniza o Ministério de Minas e Energia pela abertura da Consulta Pública para tratamento de um assunto de extrema relevância ao setor elétrico brasileiro, visando aprimorar as medidas de aversão ao risco dos modelos computacionais e assegurar a manutenção dos reservatórios do SIN. No entanto, gostaríamos de apontar o prazo limitado e curto para manifestação por parte dos agentes e a necessidade de aprofundamentos nos estudos fornecidos nesta consulta, uma vez que toda a análise foi conduzida a partir de *backtests*, sem uma análise detalhada atentando para o futuro e longo prazo.

Dessa forma, fazemos nossas considerações, as quais foram divididas pelos seguintes temas e sessões: **1. CVaR, 2. VminOp, 3. Par(p)-A, 4. Operação da Bacia do Rio São Francisco e 5. Considerações Finais.**

1. CVaR

A ABEEólica se posiciona contrária à alteração do CVaR (50,35) para o CVaR (50,50), conforme proposta em Consulta, antes de haver testes mais conclusivos, haja vista que não ficou claro se a reparametrização, que visa o aumento do peso dos piores cenários, penalizaria também os anos com condições hidrológicas melhores.

O CVaR induz elevação de níveis de reservatórios de maneira indireta via aumento do valor da água e antecipação do despacho termelétrico. Os testes apresentados como referência mostraram melhoria dos reservatórios e redução dos encargos, porém, não concluiu que a adoção das demais mudanças nas métricas de aversão ao risco seriam suficientes para evitar a reparametrização do próprio CVaR. Os *backtests* foram realizados somente em cenários críticos de hidrologia, não sendo avaliado, por exemplo, o impacto em um horizonte de longo prazo.

Outro ponto que merece consideração são os efeitos ao mercado quando do aumento expressivo da volatilidade e do valor do CMO e PLD apontado no próprio *backtest*. Como resultado, haverá impacto no preço de energia bilateral, uma vez que o custo de oportunidade (PLD) ficará mais elevado e, por consequência, haverá aumento do custo com energia em toda a cadeia.

A simples atualização do CVaR já se mostrou ineficiente e isto nos mostra que é necessário alterar o modelo de despacho e precificação. O aumento do parâmetro λ também não representaria uma sinalização correta à otimização da expansão/operação SIN.

Importante ressaltar que as alterações e evolução dos modelos computacionais devem ser implementadas quando demonstrados seus benefícios e a adoção de um procedimento para atualização de parâmetros do CVaR deve ser transparente, previsível e objetiva a todo o mercado. A atualização de parâmetros, como o λ do CVaR, não deve ser alterada por motivações conjunturais como apresentado. Assim, é importante ter-se a previsibilidade das alterações, bem como estudos e análises mais aprofundadas dos impactos de tais alterações. Nos materiais disponibilizados nesta consulta, por exemplo, não foram conduzidas análise de impacto na tarifa do ACR, a qual afetará cotas, repactuação e contratos por disponibilidade.

Dessa forma, a ABEEólica se posiciona favorável a manutenção do CVaR(50,35), uma vez que as simulações apresentadas apontam que estes parâmetros já seriam suficientes para a incorporação do GFOM no despacho e garantiria a manutenção dos reservatórios no nível desejado associado às demais métricas de aversão ao risco propostas.

2. VminOp (incorporação no DECOMP e atualização do percentual mínimo)

De acordo com a proposta em consulta, a ABEEólica apoia a atualização do percentual mínimo para 20% do VminOp e a incorporação do VminOp no Decomp no sentido de compatibilizar o próprio Decomp ao Newave, além de melhorar a representatividade da operação do modelo com relação à real. No ano de 2021, tem-se observado os esforços extraordinários (pelo CMSE e ONS) para preservação dos reservatórios, que poderiam ser evitados/reduzidos, caso os níveis mínimos dos reservatórios fossem representados pelo modelo com a metodologia do VminOp. Tal metodologia tende a reduzir a diferença entre o CMO e o PLD, ou seja, reduzir encargos.

Através das análises conduzidas, a implementação de outras medidas de aversão a risco, como a representação do VminOP no Decomp coloca em dúvida a necessidade ou não de manutenção do CVaR, uma vez que se obtém os efeitos esperados quando da manutenção dos reservatórios e segurança energética.

De igual modo, a ABEEólica se posiciona favorável a implementação da atualização do valor mínimo operativo.

3. Par(p)-A

A ABEEólica apoia a incorporação do Par(p)-A, conforme proposto pela CPAMP, visto que os *backtests* apresentados no âmbito de FT/CPAMP demonstraram que, em geral, há redução do otimismo no processo de geração

das ENAS em relação ao modelo Par(p) tradicional. Consequentemente, os valores esperados de CMO e geração térmica e hidráulica foram melhor representadas.

4. Operação da Bacia do Rio São Francisco

Visando o alinhamento de maior aderência entre a operação e os modelos de formação de preço, a ABEEólica aproveita a oportunidade para solicitar atenção na representação da operação das usinas do rio São Francisco nos modelos computacionais. Chamamos a atenção para as graves consequências caso haja discrepâncias entre a representação nos modelos de preço e as políticas operativas, principalmente de restrições já conhecidas.

Visando o atendimento ao requerimento do ONS da flexibilização das defluências médias mensais máximas, que de acordo com o próprio operador visa o atendimento aos requisitos de potência no sistema, a Resolução ANA nº 081/2021 permitiu o aumento das defluências máximas nos meses de setembro, outubro e novembro para, respectivamente, 1.500, 2.500 e 2.500 m³/s. Tal condição impôs, contudo, uma restrição operativa para essa condição excepcional de operação, que caso não atendida, forçaria o ONS às defluências ordinárias nesse período. A condição excepcional será suspensa quando o reservatório de Sobradinho atingir volume útil inferior a 40%. Em outras palavras, se o nível da UHE Sobradinho estiver acima de 40%, então as defluências máximas são flexibilizadas.

As simulações indicam que a representação apenas das vazões máximas flexibilizadas faz com que o modelo opere, por praticamente todo o período, nos valores máximos de defluência, uma vez que este se utiliza dessa flexibilidade para fins de atendimento elétrico, o que é incompatível para um modelo energético, o que caracteriza uma distorção em relação à motivação da operação excepcional e culmina no evidente desacoplamento da política de despacho e formação de preço em relação à operação. Essa hipótese indesejável poderia levar a descolamentos artificiais superiores a R\$ 200/MWh no preço da energia do Nordeste, o que distorceria a sinalização de preços frente à realidade operativa.

Resta claro que a principal motivação do ONS quando da solicitação de flexibilização da vazão defluente média mensal máxima é o atendimento aos requisitos de potência ao final do período seco. Assim, a operação excepcional não deveria formar preço, da mesma forma que as termelétricas despachadas para fins de prestação do serviço ancilar de despacho complementar para manutenção da reserva de potência não formam preços.

Neste sentido, a solicitação da ABEEólica é de que a operação das usinas do rio São Francisco aconteça apenas para fins da operação do sistema com as condições da flexibilização destacadas sejam representadas somente nos modelos da operação (ONS) e não migrem para o deck de preço (CCEE). Havendo impossibilidade de acatar tal contribuição, que ao menos essa flexibilização seja representada somente nos patamares de carga pesada, que é o objetivo fundamental de toda essa condição excepcional de operação.

5. Considerações Finais

O preço tem um papel fundamental na coordenação dos agentes de mercado e é importante que ele reflita melhor a operação. Por outro lado, os parâmetros que representam a aversão ao risco devem ser estruturais e evitar pressão do contexto atual de crise de suprimento. Todos os parâmetros do CVaR avaliados associados às demais alterações propostas (VMinOp e tendência anual no modelo de vazões) aumentam a aversão ao risco considerada hoje. A metodologia de escolha dos parâmetros do CVaR deve se basear em critérios de custo-benefício, sendo necessária uma análise detalhada de custo-benefício e métricas de risco de suprimento, as quais não foram aprofundadas neste processo público.

Entre as medidas propostas pela CPAMP para 2022, tanto as alterações no volume mínimo operativo quanto a representação deles em restrições hidráulicas de energia no modelo Decomp, são medidas que tendem a aumentar o PLD. Adicionalmente, a tendência hidrológica anual, dado o histórico recente de afluições, deve também elevar o PLD.

Como se trata de três medidas que aumentam a aversão a risco dos modelos e o despacho térmico, é importante avaliar a efetividade destas medidas antes de aumentar ainda mais a aversão a risco com os novos parâmetros do CVaR sugeridos, de forma que o PLD não seja excessivamente elevado por medidas potencialmente não efetivas.

Assim, a ABEEólica entende que devem ser mantidos os parâmetros do CVaR (50,35) para o ano de 2022, e eventuais novas alterações propostas na CP poderiam ser avaliadas e estudadas melhor com maior efetividade, como por exemplo, analisar quais parâmetros do CVaR seriam mais adequados, considerando o impacto aos agentes envolvidos. É importante que todos os agentes do mercado tenham mais conhecimento das mudanças dos parâmetros do CVaR propostos independentemente da própria metodologia do CVaR já ser de conhecimento de todos e de aplicação no modelo por muito tempo.

Reforçamos a importância de maior divulgação e participação dos agentes durante o desenvolvimento dos trabalhos da CPAMP e recomendamos que haja no mínimo uma reunião mensal periódica com os agentes para acompanhamento, mesmo que não se tenham trabalhos concluídos, de forma a evitar desconfortos ao fim do processo.

É importante questionarmos neste momento por quais motivos os modelos computacionais não vêm representando de forma clara a operação do sistema. A partir destes questionamentos podem ser encontradas soluções para o atual problema enfrentado no setor elétrico brasileiro. A combinação das medidas, conforme proposta pela CPAMP, não resolve o problema dos esvaziamentos dos reservatórios. Por isso, ressalta-se a importância da definição do que se espera resolver, seja o grau da aversão ao risco a ser incorporado no preço e/ou papel da GFOM (encargo) para atendimento energético.

Por fim, em relação à Operação da Bacia do São Francisco, solicitamos que a operação das usinas do rio São Francisco aconteça apenas para fins de operação, representada nos modelos de operação (ONS), de acordo com as



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

condições da flexibilização da vazão defluente média mensal máxima em 1.500, 2.500 e 2.500 m³/s nos meses de setembro, outubro e novembro, respectivamente, a ser praticada na UHE Xingó, porém que esta flexibilização não reflita na formação de preço, migrando para o deck de preço (CCEE). Caso haja a impossibilidade de acatar tal contribuição, que ao menos se represente essa flexibilização somente nos patamares de carga pesada, de modo a se evitar uma representação que não reflita a realidade operativa, resultando em preços não críveis e prejuízos impossíveis de serem recuperados pelos agentes.