



Consulta Externa CT PMO/PLD N°
01/2026

Calibração do mecanismo de aversão ao
risco

1. Introdução

A nova metodologia de calibração dos parâmetros do CVaR trouxe aprimoramentos importantes em relação à anterior, como o novo indicador que mensura também a geração térmica acima da requisitada pela CRef. Além disso, o passo a passo do procedimento é importante para dar previsibilidade aos agentes com relação aos critérios que serão avaliados.

Porém, não identificamos no Relatório Técnico a indicação do par de parâmetros, conforme previsto no passo 9 da metodologia. Esse passo prevê a indicação do par de parâmetros que melhor atende à orientação do CMSE quanto ao nível de aversão ao risco, considerando os resultados e impactos avaliados ao longo do processo.

Sobre a compatibilização dos casos híbridos e REE, na visão da Neoenergia a calibração dos parâmetros do CVaR não deveria tentar aproximar os resultados dos modelos utilizados para cálculo de CMO e PLD dos resultados para fins de planejamento, realizado pela EPE, mas sim o contrário. O modelo híbrido é o efetivamente utilizado na operação do sistema e na formação de preços, refletindo a realidade operativa do SIN.

Também ressaltamos a importância da análise de resultados adicionais para a tomada de decisão, especificamente *curtailment* e diferença de preços entre submercados, fatores que impactam diretamente os geradores renováveis da região Nordeste.

2. Atendimento à CRef

A calibração dos parâmetros de aversão a risco deve trazer segurança ao sistema, porém, não a qualquer custo. Considerando os impactos e resultados descritos no Relatório Técnico, se observa que pares menos avessos se mostram tão seguros quanto o par atual, porém sem custos desnecessários com geração térmica que não implicam em aumento relevante nos níveis de armazenamento. Atualmente, temos um critério de risco demasiado elevado e, de acordo com os resultados do próprio Relatório Técnico, poderíamos ter um custo menor e benefício tarifário decorrente da redução na geração térmica.

A média dos quatro cenários hidrológicos analisados no Relatório Técnico deixa claro que a adoção de pares menos avessos já permite o atingimento do critério de 100% de atendimento à CRef, associada a uma redução considerável no custo de geração térmica.

Quando analisamos os casos separadamente, especificamente o caso que apresenta pior conjuntura hidrológica (E60A21), o primeiro par a alcançar o critério de 100% de atendimento à CRef foi o (15,35). O nível de armazenamento nesse caso apresenta redução de 2 p.p em relação ao (15,40), mas tal redução é compensada pela queda no custo de geração térmica (-3,6 R\$ bi) e redução tarifária (0,47%). O armazenamento do (15,30) sofre queda de quase 2,5 p.p, mas com benefícios de redução de mais de R\$ 5 bi no custo de geração térmica e ganho tarifário de quase 1%.

Analisando os casos com melhor nível de armazenamento (E80A25 e E60A25) os ganhos com a redução do nível de aversão ao risco são mais expressivos. Considerando afluência de 80% da MLT, o critério de atendimento à 100% da CRef é alcançado com uma redução que não chega a 1 p.p no armazenamento, mas

compensada por uma queda de aproximadamente R\$44/MWh no PLD, o que reduz o descolamento de preços entre submercados.

3. Descolamento entre SE e NE

Além de todos os impactos, o descolamento de preços entre submercados é um ponto que também merece atenção. A adoção de parâmetros menos avessos resulta em redução dos preços e, ao reduzir o preço do Sudeste, reduz o descolamento e a consequente exposição negativa dos geradores do Nordeste que têm contratos de venda no Sudeste.

Assim como ressaltamos em nossa contribuição para a CP MME 186/2025, e apenas atualizando a análise feita na época, mostraremos os custos de ESS e os impactos causados para os geradores de fontes renováveis decorrente do descolamento SE-NE.

Para o caso E80A21, por exemplo, os custos de geração térmica via ESS são da ordem de 3,36 bi R\$ no caso (15,30) e 2,24 bi R\$ no caso (15,40), o que equivale a uma diferença da ordem de 1,12 bi R\$. Considerando uma carga pagadora de encargos para 2026 de 77 GW_{méd}, teríamos uma elevação de encargos da ordem de 1,7 R\$/MWh. Por outro lado, as diferenças de preço entre submercados seriam de R\$169/MWh para o caso (15,40) e R\$127/MWh para o caso (15,30). Ou seja, a adoção de um par de parâmetros menos avesso reduziria o descolamento em R\$41/MWh.

Assim, a adoção do par (15,30) aumenta em R\$1,7/MWh o custo dos consumidores, mas em contrapartida traz um alívio para as geradoras renováveis 25 vezes maior. Ainda que, neste exemplo, os 41 R\$/MWh sejam alocados aos geradores, na verdade futuramente esse custo será repassado aos consumidores.

A importância deste exercício se justifica considerando o contexto atual vivenciado pelas geradoras eólicas e fotovoltaicas centralizadas que vêm sendo fortemente impactadas pelos cortes de geração.

4. Conclusão

Considerando a aderência à CRef e os benefícios observados nos demais resultados, sobretudo custo de geração térmica e descolamento de preços entre submercados, recomendamos o uso do par (15,30). Também concordamos com a adoção dos novos valores de VMinOp.