



Contribuição da Casa dos Ventos Energias Renováveis à Consulta Pública MME nº 121/2022

**Consulta Pública sobre aprimoramentos propostos pela
CPAMP (ciclo 2021-2022)**

Março de 2022

No Brasil, o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) tem apresentado significativa volatilidade e imprevisibilidade, tornando o Mercado de Curto Prazo (MCP) um ambiente caracterizado por elevada incerteza e frequentes interferências regulatórias.

Além da volatilidade associada à produção de energia, sobretudo às vazões afluentes às usinas, a incerteza do valor do PLD é acentuada pela metodologia dos próprios modelos matemáticos que o calculam, o que dificulta o acoplamento entre operação e preços.

Isto posto, há mais risco associado ao processo e modelos de formação de preço, incluindo metodologias, parâmetros, procedimentos para montagem da base de dados, atualização das informações que modelam as diversas usinas, projeção de carga, etc, do que relacionado a intensidade de chuvas e das vazões nos rios.

Assim, é de suma importância estabelecer melhor equilíbrio entre a previsibilidade e a aderência à realidade, além de aumentar a transparência no processo, isonomia entre os agentes e a participação ampla e direta dos atuantes no setor. Essas ações são primordiais, por isso o próprio MME instituiu o Grupo de Trabalho “Governança dos Modelos Computacionais”, no âmbito da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), com o objetivo de delimitar competências e diretrizes para alteração dos dados de entrada, dos parâmetros e das metodologias da cadeia de modelos computacionais utilizados pelo setor elétrico, resultando nas Resoluções nº 7 de 2016, nº 22 e nº 29 de 2021 do Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE).

Neste âmbito, a Casa dos Ventos Energias Renováveis parabeniza esta comissão pela antecedência das discussões, participação e possibilidade de contribuição dos agentes na avaliação dos aprimoramentos aos modelos computacionais do ciclo de trabalho vigente.

A constante evolução das versões dos modelos de planejamento da operação eletroenergética, nas quais há participação dos agentes do setor, é fundamental para o aperfeiçoamento, amplo debate e previsibilidade do processo de despacho hidrotérmico e formação de preço.

1- Dos temas do ciclo 2021-2022 recomendados para consulta pública em 2022

Os temas tratados no ciclo 2021-2022 e recomendados à Consulta Pública MME de 2022 são a consideração da metodologia do PAR(p)-A nos modelos NEWAVE e GEVAZP e recalibração dos parâmetros CVaR para $\alpha=25\%$ e $\lambda=40\%$.

1.1 - Motivação das alterações

Deliberação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) para que a CPAMP avaliasse mecanismos visando elevação estrutural dos níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, sobretudo aos finais dos períodos secos, bem

como que propusesse transição capaz de minimizar os impactos no GSF (Fator de Ajuste do MRE – Mecanismo de Realocação de Energia) e na tarifa do consumidor de energia elétrica.

Entende-se que o problema do esvaziamento dos reservatórios, a ser resolvido a partir dos aprimoramentos propostos, a partir da diretriz do CMSE, não está caracterizado e este deveria ser o primeiro passo: primeiro deve-se identificar claramente e com profundidade o problema a ser resolvido, para só então iniciar a discussão sobre suas causas raízes e as soluções viáveis.

A discussão de gestão de reservatórios está associada às metas de volume armazenado, condizente com o papel da representação das restrições de V_{minOp} nos modelos.

O CVaR induz elevação de níveis de reservatórios de maneira indireta via aumento do valor da água e antecipação do despacho termelétrico, no entanto este mecanismo visa tratar riscos do planejamento, como a utilização das vazões históricas, no caso do setor elétrico brasileiro dado seu elevado desvio padrão e sua possível não estacionariedade. Tal aspecto foi considerado pela CPAMP na representação hidrológica, por meio do modelo PAR(p)-A.

Este tipo de abordagem utilizada na Consulta Pública tem se repetido ao longo do tempo, sem trazer resultados efetivos. Até há pouco tempo, acreditava-se que o problema dos modelos era a falta de consideração do risco na tomada de decisão. A aversão a risco foi incorporada e estamos novamente discutindo o deplecionamento dos reservatórios. O mesmo ocorreu com as disponibilidades das termelétricas ou com os parâmetros de modelagem das usinas hidrelétricas. Falta, novamente, a caracterização do problema para então se iniciar a discussão das suas causas. Depois, as possíveis soluções...

Em nossa visão, outros fatores podem ter contribuído para chegarmos à situação atual, pois os modelos não conseguem perceber todas as restrições existentes na realidade. Eis alguns exemplos de restrições que podem estar descalibradas:

- As usinas hidroelétricas podem estar com rendimentos reais inferiores aos utilizados nos programas computacionais;
- Algumas termelétricas têm apresentado disponibilidade muito inferior à representada nas bases de dados;
- As restrições de transmissão podem limitar a operação de forma mais acentuada que a modelada, e assim sucessivamente.

Todos esses fatores e muitos outros precisam ser investigados de forma independente para podermos entender a causa raiz de tamanha diferença entre realidade e modelos.

Ademais, tem-se o papel da geração fora da ordem de mérito de tratar descasamentos do planejamento e operação real, tais como variações não planejadas de oferta e

demanda, restrições operativas, hidrologia adversa (pior do histórico ou P0% de ocorrência), atraso da entrada em operação de usinas.

Outra questão relevante que também propiciou o esvaziamento dos reservatórios são as restrições hidráulicas de uso múltiplos da água que impõem a necessidade de uma geração hidrelétrica inflexível em usinas cujo custo da água supera o valor do PLD, porém, devido a restrições na vazão defluente, é necessário realizar o despacho de forma compulsória. Em cenários de escassez as vazões afluentes aos aproveitamentos tornam-se inferiores às restrições de defluência mínima, o que determina a utilização de estoques armazenados nos reservatórios do sistema.

A seguir serão discutidas e apresentadas contribuições às propostas deste ciclo de trabalho da CPAMP para vigência nos modelos de definição da política operativa e formação de preço em 2023 e assim que aprovadas para fins de planejamento da expansão e cômputo de garantia física.

1.2 - Representação Hidrológica PAR(p)-A

O tema relacionado à geração de cenários de vazões naturais em usinas vem sendo avaliado pelo Setor Elétrico nos últimos anos em vista da observação de variações e possíveis alterações de padrões climáticos e hidrológicos, sejam elas conjunturais advindas de ciclos naturais ou estruturais que culminam em mudanças definitivas. Essas variações observadas no passado recente levam à discussão sobre a não estacionariedade das séries históricas e sobre o consequente impacto na modelagem de cenários utilizados no planejamento da operação e expansão.

A continuação e priorização dos estudos de estacionariedade do histórico de vazões é um ponto crucial para continuidade dos aprimoramentos de Representação Hidrológica, visto que os últimos ciclos hidrológicos, principalmente no Nordeste e Sul, podem mostrar indícios de não estacionariedade da série histórica. A depender desta avaliação pode se aprimorar a metodologia de cenarização para (i) considerar o tratamento adequado da não estacionariedade; ou (ii) implementação de técnica de tratamento de séries não representativas da condição hidrológica futura (menor peso de séries antigas ou de padrão climático não compatível) a depender da escala temporal do estudo de planejamento em avaliação.

Atualmente, o modelo GEVAZP, que utiliza a metodologia PAR(p), é responsável pela geração de cenários de vazões naturais afluentes no modelo DECOMP e de Energia Natural Afluente (ENA) no modelo NEWAVE. Analisando as séries sintéticas geradas por este modelo, verifica-se que ele nem sempre consegue reproduzir cenários que considerem essa persistência da tendência hidrológica recente, conforme tem-se observado que a média dos cenários gerados pelo PAR(p) retorna à MLT após alguns poucos períodos.

A proposta da metodologia PAR(p)-A, que permite a geração de cenários de afluições que melhor representam a hidrologia recente para a construção da Função de Custo Futuro nos modelos computacionais, tem como motivação as alterações no comportamento hidrológico nos anos mais recentes e a necessidade de melhor representar a hidrologia nos modelos computacionais.

A modificação é baseada na consideração de uma parcela anual (média das doze últimas afluições) na construção de cenários hidrológicos além da tendência hidrológica dos p meses mais recentes já consideradas pelo modelo PAR(p), de forma a possibilitar a preservação da condição hidrológica recente (passado recente) por um período de tempo maior, no caso 12 meses, com isso espera-se que a reversão à média dos cenários seja desacelerada em vista da tendência do passado recente.

Isto em vista, na modelagem estocástica clássica, quando se observa na amostra dos dados uma tendência de persistência de valores é usual a utilização de modelos *moving average* (MA), assim sendo, a convergência à média dos últimos 5 anos ao invés dos últimos 12 meses pode melhor representar a tendência hidrológica de médio prazo, de forma a limitar efeitos climatológicos conjunturais e melhor retratar a não estacionariedade da série histórica.

Assim, para este aprimoramento em específico, julgam-se necessários, em trabalho futuro, a conclusão dos estudos de estacionariedade do histórico de vazões, bem como o aprofundamento das análises de significância formal para modelagem da persistência hidrológica, ainda levando-se em conta um histórico de observações que extrapole os 12 meses estabelecidos, haja vista os efeitos de majoração no custo total da operação e o fato do modelo proposto gerar cenários continuamente mais extremos (positivos e negativos) ao longo do horizonte estudado.

1.2.1 - Critério de parada para convergência

Avaliou-se o efeito da substituição do modelo PAR(p) pelo PAR(p)-A na convergência do modelo NEWAVE. A recomendação foi de alterar o critério de convergência de 3 para 6 iterações consecutivas com a permanência de ΔZ_{inf} inferior a 0,1% para o critério proposto frente a 0,2% do critério atual.

O número de iterações máximas passaria de 45, no critério atual, para 50, no critério proposto, dada a restrição de tempo computacional para processamento das simulações pelo ONS e pela CCEE.

Com os aprimoramentos deste ciclo são necessárias muitas iterações para atingir a estabilidade e convergência da solução no Newave. O máximo de 50 iterações não é suficiente, determinando uma solução incompleta e subótima e cria uma volatilidade excessiva.

Este impasse precisa ser endereçado em trabalhos futuros para se obter uma maior confiabilidade dos resultados, mas entendemos não ser impeditivo para a postergação da implementação da metodologia do PAR(p)-A, uma vez que o modelo atual já enfrenta este problema, quando em parcela significativa das simulações o critério de parada ocorre pela limitação de número máximo de iterações.

1.3 - Da recalibração do CVaR em função do novo paradigma operativo

A avaliação da adequabilidade da parametrização do mecanismo de aversão ao risco – CVaR se faz necessária diante de evoluções da configuração do sistema, de aprimoramentos metodológicos nos modelos energéticos, da inclusão de mecanismos adicionais de segurança, dentre outras questões relevantes que possam afetar a relação oferta x demanda do sistema. Entende-se, assim, que essa **avaliação deve ser feita periodicamente com calendário predefinido, adotando-se métricas objetivas de avaliação de custo-benefício, transparentes e previsíveis.**

Para tanto, deve ser observado o problema em todas as suas dimensões, considerando o impacto econômico e o impacto na segurança operativa, avaliando a preferência do Operador com relação à segurança da operação, além das consequências na comercialização e nas tarifas de energia.

1.3.1 - Definição de critérios para a decisão

Sobre a escolha dos pares de CVaR para as simulações de backtest e prospectiva, a CPAMP concluiu a partir de análises empíricas e estatísticas que pares de CVaR de uma dada família alfa podem ser representados por outras famílias através de ajuste do peso lambda correspondente.

Desta forma, a partir da análise dos paretos: custo do déficit x custo da geração térmica e EArm x custo da geração térmica, selecionou-se os pares com $\alpha=25\%$, que apresentam as seguintes vantagens:

- representam de forma mais apropriada as caudas da distribuição, característica comum de estudos no qual a métrica CVaR é utilizada;
- apresentam um leque de opções mais amplo de aversão ao risco, variando o peso λ utilizado.

Já a metodologia proposta para a seleção do par de CVaR para implementação nos modelos de otimização se baseou na comparação dos resultados das simulações dos backtests e prospectivos com a Curva de Referência (CRef), ferramenta utilizada pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) para auxiliar a tomada de decisão objetivando a manutenção da segurança energética do SIN, quanto ao nível de despacho térmico a partir dos níveis de armazenamento obtidos das simulações.

Desta forma, a metodologia para calibração do CVaR tem como meta identificar os parâmetros que indiquem geração térmica aderente àquela utilizada na construção da CRef (2022) a cada estágio, ao menor custo de operação. Diminuindo dessa maneira, o despacho da geração fora da ordem de mérito.

A comparação dos resultados do backtest com a CRef de 2022 foi realizada apenas para o ano de 2021 e a constatação foi quanto mais avesso o CVaR, melhor é o atendimento da meta.

É sabido que políticas operativas responsáveis pela constituição da ordem de mérito de custo operativo e pela formação do PLD cujas aversões a risco estejam descasadas daquelas atribuída às autoridades responsáveis por assegurar o suprimento energético do país implicam em decisões de despacho heterodoxas, cujos custos são recuperados via cobrança de encargo de todo o segmento de consumo, resultando em uma evidente distorção da alocação de custos entre os agentes de mercado.

Neste sentido, a recalibração do CVaR consoante à aversão ao risco da operação possibilita o maior acoplamento entre operação e modelos de otimização, com a correta sinalização econômica ao mercado, de tal forma que a utilização da CRef como balizadora do despacho necessário é uma proposição positiva. O que condiz ainda com a diretriz determinada pela Resolução CNPE nº22 de 2021: os aprimoramentos da CPAMP devem buscar a aderência ao nível de aversão ao risco adotado na política operativa.

Ainda, no planejamento da operação energética, em horizonte conjuntural, busca-se o pleno atendimento aos requisitos de potência e energia, sendo a energia armazenada nos principais subsistemas uma das grandezas energéticas de maior atenção do ONS.

Por isso medidas de segurança energética são avaliadas para garantir armazenamentos mínimos nos reservatórios das usinas hidrelétricas na ocorrência de cenário hidrológico crítico, visando manter estoques estratégicos para o atendimento à carga e aos demais usos múltiplos da água ao longo de cada ciclo hidrológico anual, mitigando riscos ao suprimento eletroenergético do país. Entretanto, tal segurança energética deve ser cotejada à luz da modicidade tarifária.

Diante disto, os critérios de garantia de suprimento do planejamento da expansão (Resolução CNPE nº 29/2019 e Portaria MME nº 59/2020) que preconizam CVaR1% da Energia Não Suprida $\leq 5\%$ da demanda anual por energia, CVaR10% do CMO $\leq R\$800/MWh$, LOLP $\leq 5\%$ e CVaR5% da Potência Não Suprida $\leq 5\%$ da demanda máxima não seriam aplicados ao planejamento da operação. Logo, "o equilíbrio estrutural é condição necessária, mas não suficiente para o equilíbrio conjuntural".

Deve-se observar que, devido as últimas expansões do parque gerador hidrelétrico estarem baseadas, em quase sua totalidade, em usinas hidráulicas a fio d'água, sem a agregação de reservatórios de regularização para fazer frente ao crescimento da carga, as condições de armazenamentos iniciais de cada mês e sua evolução ao longo do ano têm tido importância cada vez maior nas avaliações energéticas de curto prazo.

Destaca-se ainda a forte participação, na expansão da oferta, de outras fontes renováveis que não são controláveis, como as usinas eólicas e fotovoltaicas, que, pela natureza intrínseca de variabilidade e intermitência, podem ser consideradas como “usinas de energia e não de potência”.

Esta nova concepção de matriz e operação determina a utilização das usinas hidrelétricas como reserva de potência, dada a capacidade instalada de mais de 100 GW com elevado nível de flexibilidade operativa. No entanto, tal solução para ser efetiva implica na operação dos reservatórios primordialmente para regularização da capacidade de geração em menor granularidade temporal, para fins de compensação das variações de carga e de geração renovável a despeito da opção de geração hidrelétrica na base. Isto se traduz na operação do sistema eletro-energético com armazenamentos mais elevados para não comprometer a disponibilidade e resposta das hídricas.

Assim, a contribuição energética das fontes não despacháveis ao sistema (em que está pautada a expansão atual), mesmo que sem contribuição em capacidade para atendimentos mediante despacho de curta duração, permite às hidrelétricas a migração do regime de operação na base para suprir requisitos de atendimento à potência e flexibilidade operativa.

1.3.2 - Proposta CPAMP

A partir dos resultados obtidos pela metodologia proposta de calibração do CVaR para o backtest e prospectivos, selecionou-se pares de CVaR em torno de 95% do atingimento da meta de aderência à CRef: CVaR(25,40), CVaR(25,45) e CVaR(25,50).

Quando a restrição de custo foi considerada, o CVaR(25,40) foi o par selecionado.

Em complemento à avaliação segundo o critério de decisão que visa o acoplamento entre operação e preço, convergindo as aversões ao risco, foram avaliados impactos operativos, financeiros e tarifários dos diversos pares avaliados, de forma a possibilitar uma transição menos disruptiva, conforme a compilação da tabela abaixo.

Tabela 48 – Comparação dos resultados do *backtest*.

Backtest		Realizado	Avaliação com os modelos							
		Vigente	(50,35)	(25,20)	(25,30)	(25,35)	(25,40)	(25,45)	(25,50)	
Δ de armazenamento no SIN [p.p.] em relação ao vigente		7,6	Ref	4,8	2,9	9,8	12,5	15,4	18,9	22,4
Custo da geração térmica [R\$ bil]		136,2	94,4	95,7	94,6	99,0	102,8	110,3	116,3	125,5
CMO médio do Sudeste no período [R\$/MWh]		278,4	498,9	425,2	458,9	396,1	418,4	462,5	495,9	566,7
PLD médio do Sudeste no período [R\$/MWh]		230,4	299,0	310,1	306,9	323,0	334,0	342,5	345,9	349,3
Impacto das usinas no MRE	GSF [%]	80,4%	81,2%	80,8%	80,9%	80,4%	80,0%	79,6%	79,2%	78,8%
	Impacto do pagamento no MCP [R\$ bil]	-183,8	-214,4	-236,4	-222,6	-241,7	-253,9	-268,8	-278,9	-293,6
ROGF	Redução de garantia física [%]		-0,5%	-2,5%	-2,3%	-3,1%	-3,5%	-3,7%	-3,8%	-3,9%
	Impacto tarifário [%]		Ref	-1,53%	-1,63%	-1,25%	-0,99%	-0,59%	-0,23%	0,18%

Fonte: Relatório Técnico do GT-Metodologia da CPAMP – nº 01-2022

2 - Da proposta de ajuste ao critério e da necessária governança, previsibilidade e estabilidade quanto à alteração dos parâmetros de aversão ao risco dos modelos

A significativa volatilidade e falta de previsibilidade do PLD traduz-se em incertezas, caracterizando riscos e impactos diretos sobre a liquidez do mercado e sobre os preços da energia elétrica praticados de forma ampla e irrestrita, com desdobramentos para todos os consumidores do país. Com efeito, quanto maior o risco percebido, maior o preço praticado pelos agentes de produção, consequentemente maior a tarifa do consumidor final. Em casos extremos, quando o risco percebido é muito elevado, as negociações contratuais não ocorrem, pois os agentes de produção entendem que realizar a venda pode lhes custar muito caro.

Deste modo, para dar liquidez ao mercado, assegurar a continuidade da prestação de serviço e contribuir para racionalidade econômica das tarifas, é imprescindível que a formação de preços conte com credibilidade.

Vale pontuar ainda que decisões de investimento são tomadas considerando critérios, metodologias e representações do sistema então vigentes. Alterações devem ser previsíveis e quando em caráter disruptivo devem ter transição suavizada dado impactos no equilíbrio econômico e financeiro aos agentes atuantes no mercado e à segurança das transações comerciais.

A metodologia e o critério que subsidiam a tomada de decisão no âmbito deste Ministério devem ser objetivos, claros e reproduzíveis de forma a ponderar todos estes efeitos de forma a se convergir a uma solução ótima ao sistema em seus aspectos econômicos, operativos, de confiabilidade e comerciais.

A aderência do resultado da política operativa dos modelos de otimização à CRef como critério de seleção dos parâmetros do CVaR deve preconizar uma estabilidade e não ser volátil e ensejar reavaliações constantes, a despeito da construção das curvas de referência ser pautada em aspectos conjunturais como condição inicial e do nível mínimo aceitável de se atingir ao final do período seco do primeiro ano de aplicação, na ocorrência de uma hidrologia crítica.

Ou seja, a curva de referência garante o atendimento à pior janela hidrológica verificada no histórico, de forma a obter ao final do período seco os volumes mínimos operativos já representados nos modelos de forma flat, para fins de segurança do suprimento e governabilidade hidráulica. Sob esta ótica, vislumbra-se a CRef como um VminOp sazonalizado considerando uma janela hidrológica conservadora. Assim, indiretamente, via aversão ao risco do custo operativo, são elegidos apenas aqueles parâmetros que seriam capazes de operar os reservatórios do sistema acima desta curva, o que é razoável.

Sugere-se, em prol da estabilização do critério, uma frequência de reavaliação dos parâmetros a cada 5 anos, de tal forma a criar um histórico de decisão operativa de 60 meses, correspondente ao horizonte de planejamento da operação, que subsidiem uma nova recalibração dos parâmetros de aversão ao risco em função do eventual desvio da política operativa em relação ao desejável à luz da segurança energética e modicidade tarifária.

Em suma, é imprescindível em termos de segurança regulatória que exista estabilidade quanto aos parâmetros que forem escolhidos, sobretudo para as decisões de médio e longo prazo.

Ainda, recomenda-se a definição regulatória do critério de estabelecimento dos Níveis de Segurança para o final do período seco, já utilizados na representação dos volumes mínimos operativos (VminOp) nos modelos Newave e Decomp e na CRef, e do critério de seleção do cenário hidrológico desfavorável empregado na construção da CRef, com vista à estabilidade interanual da análise das condições de atendimento. É de igual importância que se mantenha coerência e estabilidade no critério utilizado para a determinação do CVU limítrofe e/ou volume de geração térmica considerado. Outras premissas, como carga, intercâmbio, expansão da oferta e disponibilidade termelétrica podem ser obtidas a partir do Programa Mensal da Operação, com rito de atualização já definido. Assim, as variações interanuais da curva referencial ficam justificadas em razão da maior ou menor sobra estrutural sob um mesmo cenário de hidrologia e critérios de segurança.

Faz-se também necessário certificar se a utilização da CRef nas avaliações e deliberações do CMSE, que se traduz na versão ao risco da operação, está aderente à metodologia estabelecida como critério de seleção dos parâmetros do CVaR.

Por fim, quanto ao indicador de atendimento dos pares do CVaR à CRef, sugerimos que seja incluída nas análises a geração térmica que excedeu a recomendação da CRef, pois gera custos desnecessários ao sistema em situações de atendimento assegurado.

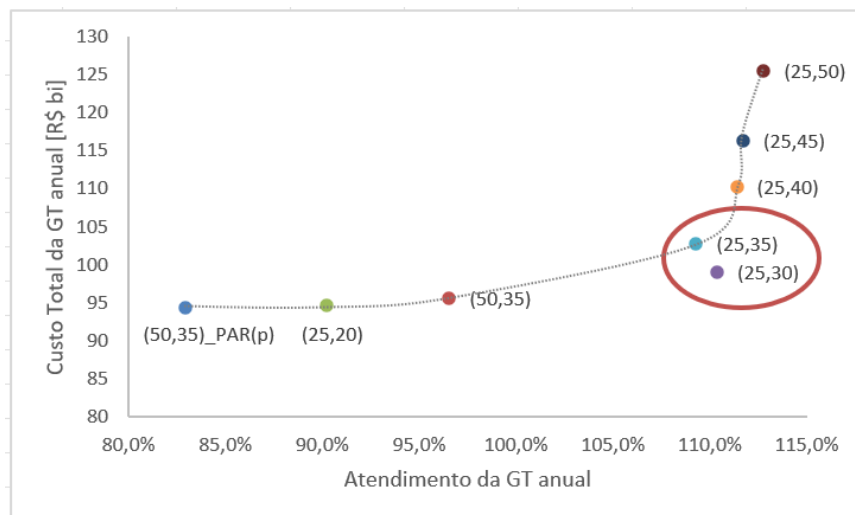
Assim, sugere-se o seguinte ajuste à métrica proposta:

- No cômputo da GT necessária, segundo recomendação da CRef, consulta-se o nível de armazenamento do sistema e caso este esteja:
 - abaixo da curva vermelha, despacha-se todo o parque termelétrico, cuja disponibilidade média é de cerca de 19.199 MW_{méd};
 - acima da curva vermelha e abaixo da curva amarela, despacha-se as UTEs com CVU até R\$ 740,32 R\$/MWh, cuja disponibilidade média é de 16.635 MW_{méd};
 - **acima da curva amarela e abaixo da verde, despacha-se as UTEs com CVU até 331,05 R\$/MWh, exceto as UTEs GNL com despacho antecipado, cuja disponibilidade média é de 12.211 MW_{méd};**

- **acima da curva verde, considera-se o menor valor entre o despacho resultante dos modelos e o menor despacho térmico recomendado pela CRef de 12.211 MWmed.**
- Deve-se considerar o máximo de geração termelétrica possível levando em consideração o excedente de geração hidráulica compulsória, considerando o valor necessário do montante termelétrico como o menor valor entre o indicado pela CRef e o máximo possível, como já feito pela CPAMP.
- **No cômputo do nível de atendimento à CRef considera-se todo o desvio de geração, seja positivo ou negativo, em relação à necessária ditada pela CRef, dada a possibilidade de conversão da geração térmica em energia armazenada, de forma a comparar o desvio acumulado de geração nos estágios:**

$$1 + \frac{\sum_{i=1}^n \text{Geração térmica simulada}_i - \sum_{i=1}^n \text{Geração térmica necessária}_i}{\sum_{i=1}^n \text{Geração térmica necessária}_i}.$$

A partir do critério proposto obtém-se os resultados abaixo para o backtest de 2021:



O agrupamento de pares de CVaR que atendem à CRef (Atendimento da GT anual $\geq$ 100%) ao menor custo e minimizando geração térmica desnecessária é (25,30) e (25,35). Os pares que apresentam maior aversão ao risco em relação ao (25,35) já apresentam um maior custo operativo para um ganho de atendimento proporcionalmente menor. Sendo o par (25,35) o ponto de inflexão da curva que denota esta relação, $\Delta \text{Custo Total da GT anual} / \Delta \text{Atendimento da GT anual}$.

Neste sentido, pode-se fazer uma associação à técnica de seleção utilizada para encontrar a quantidade ideal de *clusters* k em modelo de clusterização ou agrupamento,

Curva de Cotovelo ou *Método Elbow Curve*, que testa a variância dos dados em relação ao número de clusters. Tal métrica atesta que a partir do ponto que seria o “cotovelo” não existe uma discrepância tão significativa em termos de variância. Dessa forma, a melhor quantidade de clusters K seria exatamente onde o cotovelo estaria.

Por esta análise multicritério, propõe-se a adoção do par (25,35). Os resultados para este par demonstraram plena capacidade de resposta quando se estabelecem condições adversas no SIN, verificadas no backtest e no estudo prospectivo 60MLT_EARM20. Ao mesmo tempo apresenta bom compromisso entre a aversão ao risco e a minimização de geração térmica excessiva em situações de atendimento assegurado. Os resultados do estudo prospectivo 80MLT_EARM20 mostram que para esta parametrização o volume de despacho térmico utilizado é retido de forma eficiente, sendo inteiramente convertido em ganho de armazenamento. Também apresenta capacidade de resposta adequada e proporcional em situações de degradação dos volumes armazenados, conforme estudo prospectivo 60MLT_EARM11.

3 - Das considerações finais

A Casa dos Ventos Energia Renováveis é favorável aos aprimoramentos que induzam eficiência e melhor representem o sistema.

A metodologia de escolha dos parâmetros do CVaR deve se basear em critérios objetivos de custo-benefício para o sistema e métricas de risco de suprimento, de modo que os agentes tenham transparência para reproduzi-las, com regras estruturais e que não estejam sujeitas à conjuntura, dado o impacto econômico e à segurança operativa, visando uma solução que traga equilíbrio ao mercado, diminuindo a discricionariedade e subjetividade no processo de escolha.

A recalibração do CVaR consoante à aversão ao risco da operação possibilita o maior acoplamento entre a operação e o resultado dos modelos de otimização, com a correta sinalização econômica ao mercado, de tal forma que a utilização da CRef como balizadora do despacho necessário é uma proposição positiva desde que garantida a estabilidade do critério e da decisão.

Assim, sugere-se uma frequência de reavaliação dos parâmetros a cada 5 anos, de tal forma a criar um histórico de decisão operativa de 60 meses, correspondente ao horizonte de planejamento da operação, que subsidiem uma nova recalibração dos parâmetros de aversão ao risco em função do eventual desvio da política operativa em relação ao desejável à luz da segurança energética e modicidade tarifária.

Propõe-se a adoção do par (25,35), uma vez que os resultados para este par demonstraram plena capacidade de resposta quando se estabelecem condições adversas no SIN e apresentam bom compromisso entre a aversão ao risco e a minimização de geração térmica excessiva em situações de atendimento assegurado.

Destaca-se, sobretudo, como preceito básico a ser perseguido pela CPAMP o compromisso e a responsabilidade de não oscilar a calibragem dos parâmetros e mecanismos dos modelos de planejamento da expansão, planejamento e programação da operação, definição e cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração e formação de preço no setor de energia elétrica no sentido de ora relaxar e ora restringir a aversão do risco ali representada em função de aspectos conjunturais. Isto prejudica significativamente o incentivo à expansão do setor elétrico, uma vez que a decisão de investimento é baseada em metodologias e parâmetros vigentes e carece de previsibilidade para o longo prazo.

Neste âmbito, reconhecemos o esforço constante deste Ministério para a robustez do processo e dos modelos de definição da política de despacho e formação de preços do Setor Elétrico e reforçamos a necessária e adequada governança de metodologias, parâmetros e premissas para garantia dos valores de previsibilidade, isonomia e transparência.