

EDP – Energias do
Brasil

Consulta Pública MME nº 74/19

CPAMP: Documentação técnica do
GT Metodologia contemplando
propostas de aprimoramentos
tendo como base estudos
realizados no ciclo 2018-2019

Consulta Pública MME nº 74/19

CPAMP: Documentação técnica do
GT Metodologia contemplando
propostas de aprimoramentos
tendo como base estudos
realizados no ciclo 2018-2019

Sumário

Sumário.....	3
1. Introdução	4
2. Contribuição à presente CP	7
3. Conclusão.....	22

1. Introdução

Para que a eficiência seja promovida no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), é necessário o desenvolvimento de um modelo de precificação que: (i) seja o mais próximo possível da realidade operativa do sistema e que inclua a maior parte dos custos nos preços de forma a evitar a ocorrência de encargos que provoquem sua distorção; (ii) atribua riscos aos agentes que contenham maior capacidade para geri-los; (iii) forneça sinais econômicos adequados aos investidores; e (iv) induza à utilização eficiente dos recursos pelos consumidores.

Para alcançar tais objetivos, é primordial o estabelecimento de preços críveis, com regras transparentes que se desviem o mínimo possível da realidade operativa, de maneira a permitir o adequado acoplamento entre planejamento energético, operação e precificação, induzindo comportamentos eficientes por meio do uso racional da energia elétrica.

Na Consulta Pública MME nº 71/2019, relativa à documentação técnica do GT Metodologia da CPAMP, que trata do Modelo DESSEM, com foco na adoção operacional do modelo e formação do Preço da Liquidação das Diferenças - PLD horário (Preço Horário), a EDP Energias do Brasil S.A. (doravante denominada EDP) fez robusta contribuição apoiando a entrada do Preço Horário em janeiro/2020, com uma gama de análises e sugestões para suportar esse objetivo, dentre as quais destacam-se: (i) comportamento dos preços; (ii) impactos econômicos e operacionais para as gerações hidroelétricas e termoeletricas; (iii) impacto na valoração dos encargos.

Na ótica da EDP, a entrada do Preço Horário em janeiro/2020 significa um primeiro (e grande) passo no essencial encadeamento dos eventos e endereçamento de temas anteriores à discussão dos limites do PLD. No entanto, considerando as características do mercado de energia brasileiro, o ano de 2020 representa a importante etapa de consolidação e estabilização do modelo de Preço Horário como novo paradigma e importante etapa de aprendizado para a sociedade.

Conforme defendido ao longo da presente CP, mudanças estruturais dos modelos de despacho e formação de preços precisam ser inseridas de forma cautelosa e intervala, de forma a ter seus efeitos bem compreendidos em toda a cadeia de processos do setor elétrico. Alinhado ao assunto de formação de preço, em sua contribuição à 1ª Etapa da Audiência Pública ANEEL nº 22/2019, a EDP apresentou análise acerca das propostas da Agência e sua visão do papel que os limites do PLD devem exercer, sob as dimensões das características do mercado brasileiro, mitigação de impactos, previsibilidade e encadeamento de etapas na transição para o paradigma da precificação horária.

Apontamos a necessidade da manutenção dos critérios vigentes dos limites do PLD para 2020, demonstrando na contribuição restar claro que a considerável inelasticidade, tanto do lado da Oferta quanto da Demanda, impõe a necessidade de assegurar a estabilidade e solvência do mercado durante a adaptação ao novo paradigma de precificação horária, especialmente nos aprimoramentos necessários para sinalização no mercado cativo.

Sob a dimensão da previsibilidade, dentre outros pleitos, defendemos a realização de contabilização “sombra” de novos limites de piso e teto, para verificação dos impactos em todos os segmentos. Não há ainda sensibilidade dos impactos da mudança desses parâmetros com a discretização horária através da cadeia de valor do setor elétrico, especialmente para o mercado cativo.

Em linha com os recentes debates sobre aprimoramento dos critérios que fomentem a segurança do mercado, será também o momento de adequação do sistema de garantias à nova precificação, conforme Figura 1.

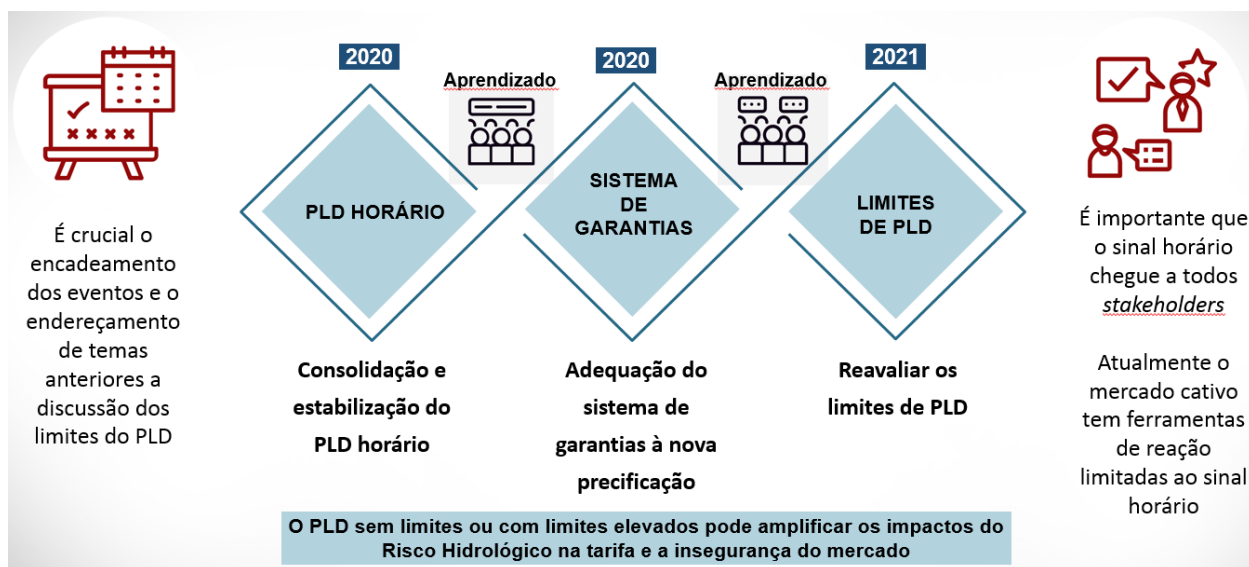


Figura 1 – Visão EDP das etapas no encadeamento da entrada do Preço Horário

Conforme consta na contribuição da EDP na 1ª Etapa da Audiência Pública ANEEL nº 22/2019, os limites atuais de PLD representariam uma trava conhecida de segurança, enquanto nos adaptamos a operar, gerar, transmitir, distribuir e comercializar no mundo horário, com as particularidades do setor de energia brasileiro. A EDP entende que o novo Mecanismo de Aversão ao Risco: CVar + VMinOP vai nessa mesma linha, ou seja, com um potencial de tornar a programação do despacho mais próxima à operação real, porém ponderando que como todas as análises referentes à entrada do Preço Horário a partir de jan/20 foram feitas com o mecanismo de aversão ao risco atual, seria prudente mantê-lo também neste período de transição. Não obstante, a EDP concorda que outras alterações metodológicas que representam avanços nos modelos atuais já poderiam ser inclusas nesse ciclo de desenvolvimentos, conforme defendido ao longo da presente CP.

Com essa contextualização das discussões que afetam a formação de preços e seus desdobramentos ao longo da cadeia de valor do setor elétrico e os posicionamentos da EDP, procedemos à análise das propostas apresentadas na presente CP MME 74/19.

2. Contribuição à presente CP

Na presente seção, discorreremos sobre os principais pontos e recomendações feitos pelo GT Metodologia nos relatórios técnicos constantes na documentação da CP MME 74/19. Na Subseção 2.1 analisamos a inclusão da seleção de séries estocásticas a partir dos centroides e a inclusão da reamostragem dos cenários *forward*. Em seguida na Subseção 2.2, pontuamos a inclusão da correlação espacial de ENAs entre REEs em base mensal. A Subseção 2.3 traz análises sobre as novas metodologias de geração de cenários e finalmente a Subseção 2.4 pondera sobre a proposição do novo Mecanismos de Aversão ao Risco: CVar + VMinOP.

2.1. Variabilidade Amostral, representação da árvore de cenários e o “efeito dente”

De acordo com a Nota Técnica CPAMP nº 007/2019 (Representação da Árvore de Cenários e Variabilidade Amostral), após a aprovação da entrada de 12 Reservatórios Equivalentes de Energia - REE pela CPAMP, em julho de 2017, verificou-se, em todas as simulações do PMO com 12 REE, a partir de agosto de 2017, uma redução abrupta do CMO no quarto mês, na consulta à Função de Custo Futuro (FCF). Esse comportamento recebeu o nome de “efeito dente”. A Figura 2 exemplifica a questão.

No ciclo 2017-2018 da CPAMP, reporta a documentação disponibilizada que técnicas de reamostragem da *forward* foram avaliadas. No entanto, as alternativas testadas não se mostraram suficientes para reduzir a variabilidade amostral associada à árvore completa, definida pelos cenários da recursão *backward*.

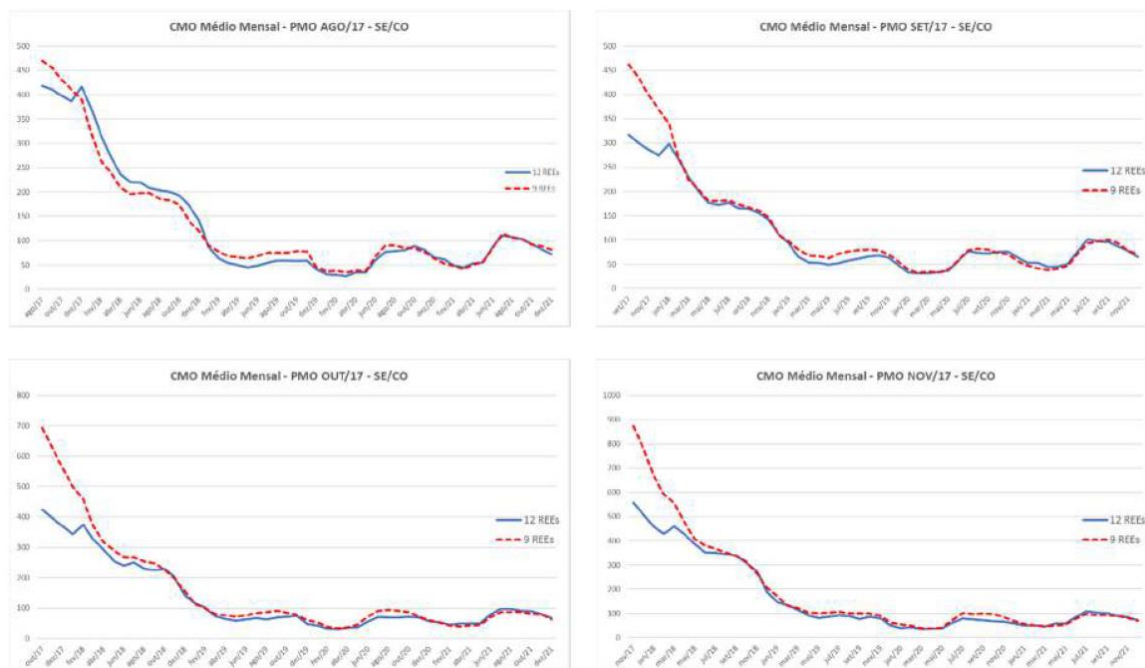


Figura 2 – Evolução do CMO médio das 2000 séries com 9 ou com 12 REEs, sem reamostragem

Fonte: Relatório Técnico CPAMP – nº 007-2019

O trabalho apontou que a literatura relacionada à Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) recomenda a aplicação de técnicas de reamostragem de cenários forward, o que resultaria na melhoria da qualidade da FCF e na redução da variabilidade amostral.

O relatório destaca que “o CEPEL mostrou que a redução abrupta do CMO foi ocasionada pela geração de cenários de afluência com valores atipicamente elevados, gerados pelo sorteio de ruídos aleatórios com média bastante elevada, cuja probabilidade de ocorrência era bastante reduzida (aproximadamente 0,27%). De modo a minimizar os efeitos da ocorrência de cenários tão atípicos, o CEPEL se empenhou em identificar melhorias no algoritmo de agregação da amostragem seletiva, culminando com a proposta de substituir o representante desse processo”. Como solução então, o próprio centroide passou a ser o representante do processo de agregação da Amostragem Seletiva no lugar do ruído mais próximo ao centroide. Como resultado, foi constatada uma redução da variabilidade amostral da árvore completa e do “efeito dente”, como alguns destaques da Figura 3.

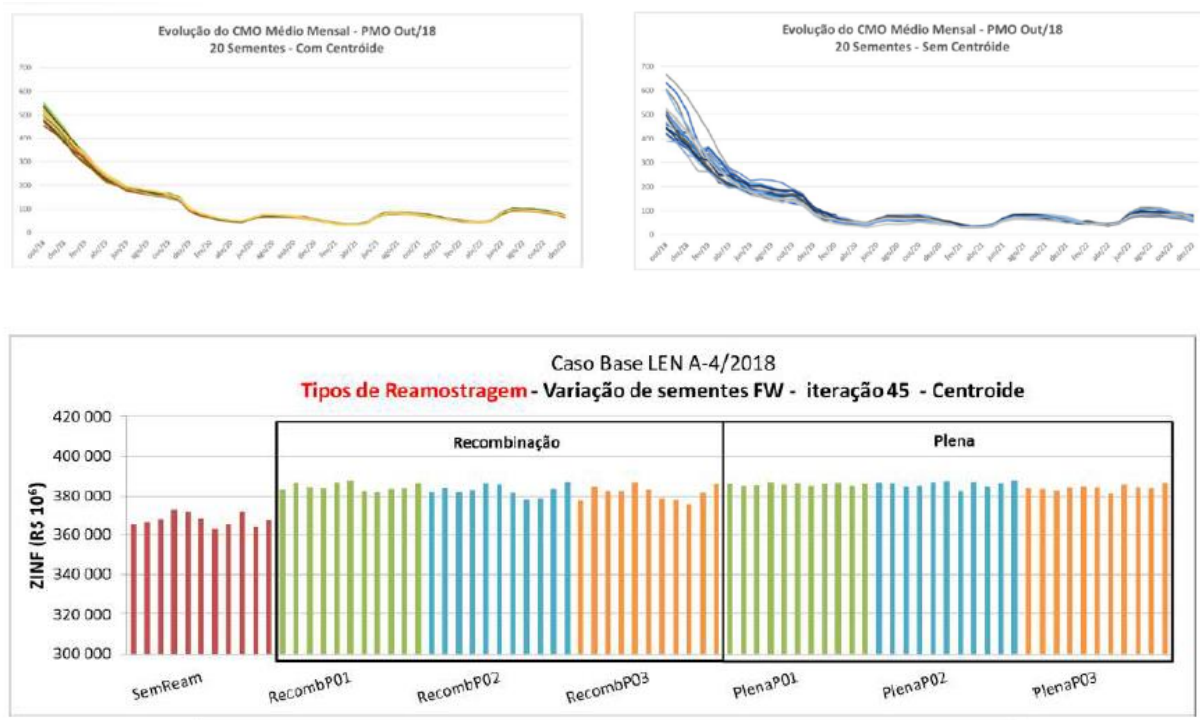


Figura 3 – Resultados dos tratamentos para variabilidade amostral e "efeito dente"

Fonte: Relatório Técnico CPAMP – nº 007-2019

A análise da documentação permite concluir que os aprimoramentos sugeridos resultaram na redução da variabilidade nos custos médios a partir do uso dos centroides. Já a reamostragem dos cenários *forward* acelerou a velocidade de convergência, aprimorando a FCF, com menor variabilidade do ZINF para a reamostragem plena. Por outro lado, nota-se que a alteração do número de cenários *backward* e *forward* não trouxe resultados significativos até o momento. Diante do exposto:

A seleção de séries a partir dos centroides mostrou-se eficiente na redução da variabilidade das soluções do modelo NEWAVE, além de mitigar o dente do quarto mês. Já a reamostragem plena das aberturas dos cenários *forward* parecem trazer vantagens em termos de velocidade de convergências e qualidade para a Função de Custo Futuro. Dessa forma, a EDP concorda com implementação dessas mudanças já a partir de 2020.

2.2. Volatilidade do CMO/PLD: correlação espacial de ENAs entre REEs em base mensal

A característica hidrotérmica do sistema elétrico brasileiro e o despacho por modelo faz com que a incerteza associada à geração de cenários/previsão do comportamento hidrológico futuro tenha relevante peso na formação de preços. A correlação temporal presente no processo hidrológico, as estimativas de afluições futuras de uma hidrelétrica ou REE dependem de variações das próprias afluições de períodos anteriores e, além disso, são influenciadas pelas afluições das outras hidrelétricas/REEs.

Como relata a Nota Técnica CPAMP nº 004/2019 (Análise de alternativas para mitigação da volatilidade do CMO/PLD), *"a geração de cenários futuros de afluição pelos modelos computacionais usados no setor elétrico, com forte componente estocástica, são dependentes da variável de estado "tendência hidrológica" (expressa pelas vazões do passado recente), conjugada com a progressiva redução da capacidade de regularização dos reservatórios, em função da crescente presença de usinas hidrelétricas a fio d'água, a tendência hidrológica tem afetado de maneira cada vez mais significativa a valoração presente e futura da água. Tais valorações se refletem, portanto, no CMO/PLD, o qual tem se tornado cada vez mais sensível tanto a mudanças na tendência hidrológica quanto a desvios entre as vazões previstas e verificadas."*

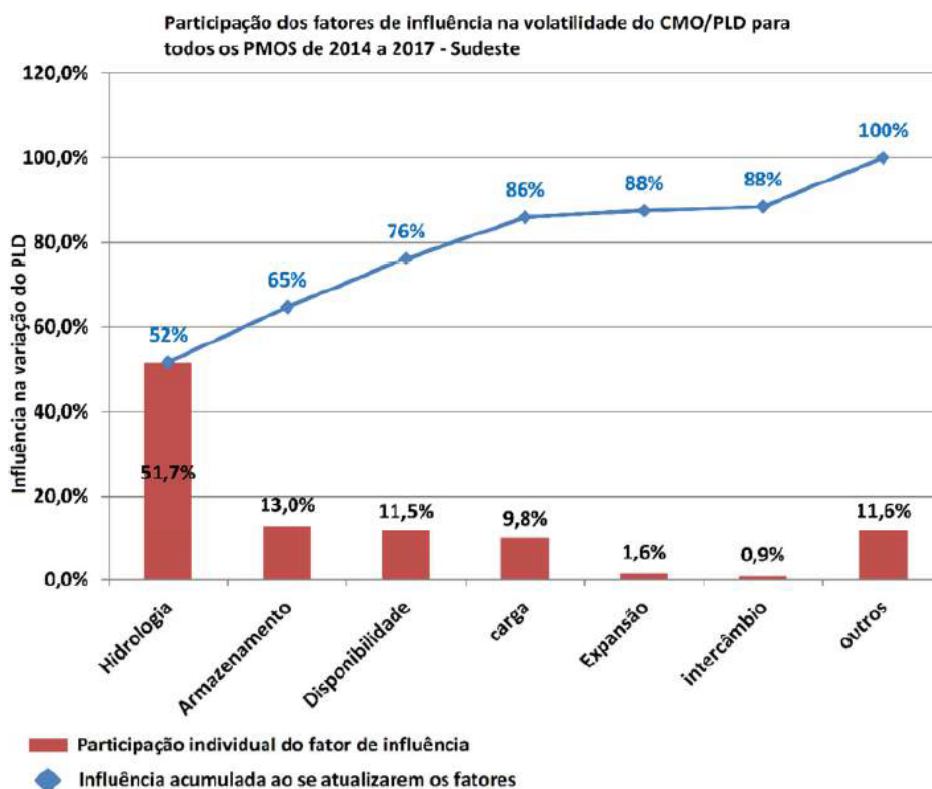


Figura 4 – Participação dos fatores de influência na volatilidade do CMO/PLD

Fonte: Relatório Técnico CPAMP – nº 004-2019

A documentação avaliou dois possíveis aprimoramentos:

- (i) suspensão da redução automática da ordem do modelo PAR(p) quando da ocorrência de coeficientes negativos que podem levar a cortes positivos considerados indesejáveis na Função de Custo Futuro, e
- (ii) utilização de correlação espacial de ENAs entre REEs em base mensal, em substituição à anual.

Os resultados reportados na documentação indicaram que nenhuma das duas alternativas apresentou potencial de mitigação da volatilidade. Por outro lado, a utilização de correlação espacial mensal, mesmo não apresentando melhorias na volatilidade do CMO/PLD, indica representar um aprimoramento ao modelo estocástico para a geração de cenários de afluições, tornando-o mais próximo à realidade em termos estatísticos, dado que mais um dado de entrada

passa a ser discretizado em base mensal, em um modelo dividido em estágios mensais. Sendo assim, o relatório recomenda implementar esse aprimoramento nos modelos oficiais a partir de janeiro de 2020. Tendo em vista as análises feitas:

A EDP concorda que a utilização de correlação espacial de ENAs entre REEs em base mensal aproxima os insumos utilizados pelos modelos de planejamento da realidade operativa, e dessa forma recomenda a sua implementação a partir de 2020.

2.3. Representação Hidrológica: geração de cenários

A Nota Técnica CPAMP nº 005/2019 (Representação Hidrológica: Geração de cenários) destaca que o tema relacionado às alterações de padrões climáticos e seus possíveis impactos nas séries hidrológicas utilizadas no setor elétrico vem sendo abordado e incentivado pela CPAMP nos últimos anos. O tema foi definido como um dos prioritários para o ciclo 2018-2019, principalmente pelo questionamento sobre a não estacionariedade de séries históricas de vazões naturais em usinas hidrelétricas que compõem o Sistema Interligado Nacional.

Na abordagem dos estudos desenvolvidos pelo subgrupo, a documentação relatava que possíveis relações de anomalias com a variabilidade de índices climáticos foram investigadas, considerando também avaliações de eventuais impactos à operação/planejamento caso o histórico de vazões atualmente empregado nas modelagens (1931-2017) fosse modificado através de um simples truncamento na série de dados.

O GT-Metodologia concluiu ser ainda prematura a decisão pela alteração do histórico oficial de vazões/ENAs, como destacado da Nota Técnica:

- “1. Os estudos não permitem definir, inequivocamente, se as tendências de acréscimo e de redução das vazões/ENAs representam uma mudança estrutural no sistema ou se são parte um ciclo de longa duração. Ainda assim, sabendo-se que houve mudanças importantes na hidrologia dos últimos anos, serão necessárias análises aprofundadas sobre a relação dessas anomalias com a ocorrência ou não de ciclos dos índices climáticos;
2. As metodologias empregadas para auxílio na tomada de decisão com base nesta incerteza direcionam para não se alterar o histórico oficial, dadas as diferenças nos custos de operação para os cenários simulados;
3. Os cenários simulados consideram a redução das séries, iniciadas em anos nos quais se identificaram padrões relacionados às análises estatísticas e/ou aos ciclos de índices climáticos. No entanto, limitações do modelo NEWAVE não permitiram a alteração do histórico para períodos específicos (janelas da série histórica, sem abranger, necessariamente, os anos mais recentes) e distintos por REE; e
4. A geração de cenários e as soluções de otimização do modelo NEWAVE implicam no aumento da geração hidráulica quando o histórico é reduzido, dada a maior disponibilidade de ENA em determinadas bacias hidrográficas. No entanto, na prática, a sistemática ocorrência de vazões reduzidas nos últimos anos nas bacias que possuem os principais reservatórios (Grande, Paranaíba, Tocantins e São Francisco) não permitiu o enchimento ou uma recuperação significativa de armazenamento. Apesar de se esperar que a redução do histórico permitiria atribuir pesos maiores ao histórico recente de crise hídrica, a geração de séries sintéticas não foi capaz de reproduzir condições crítica como se concebia inicialmente. Ademais, entende-se que o modelo deveria priorizar o armazenamento em determinadas situações críticas, inclusive a longo prazo.”

Em seguida, propôs que seja realizado um projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) junto à ANEEL direcionado aos estudos sobre o clima e suas variabilidades características e as relações com o comportamento estacionário ou não das séries de vazões, a fim de possibilitar a previsibilidade de eventos contínuos de anomalias como os atualmente observados no SIN.

Os estudos sobre o truncamento de séries históricas utilizadas pelo modelo NEWAVE ainda não apresentaram os resultados esperados, sendo então inconclusivos para subsidiar a sua aplicação a partir de 2020. Dessa forma, a EDP concorda com a sugestão do CPAMP que os estudos devem prosseguir, no sentido de se abrir um P&D específico para verificação das variabilidades climáticas e o comportamento estacionário das séries de vazões.

2.4. Volume Mínimo Operativo

Na Consulta Pública MME nº 064, entre dez/18 e jan/19, a CPAMP apresentou estudo sobre Mecanismo Adicional de Segurança nos Modelos de Planejamento Energéticos, disponibilizando Relatório Técnico, sobre a inclusão do Volume Mínimo Operativo.

À época, a EDP contribuiu sobre o tema da CP 64/18 destacando:

- A necessidade de criação de uma base de dados que evidencie as diferenças entre a operação programada na fase de planejamento energético e o que de fato ocorreu na fase de operação, facilitando a mensuração da distância entre estas, sendo assim possível agir de forma mais pontual e assertiva nas evoluções dos programas computacionais de planejamento energético.

- Que o uso da operação sombra deva ser restrita a verificar como o modelo se comportaria caso fosse considerado o VminOp, sem configurar um *trigger* livre e irrestrito associado ao despacho fora da ordem de mérito efetivo. Caso seja decidido o despacho fora da ordem de mérito, este deve ser aprovado em novas instâncias.
- A sugestão que a penalização das séries esteja ligada a um valor fixo, como um percentual do custo de déficit, por exemplo. A definição deste percentual necessita base em simulações que avaliem o impacto dessa escolha no despacho programado.
- Solicitação que os volumes mínimos definidos para os subsistemas Sudeste, Norte e Nordeste fossem melhor fundamentados, assim como havia sido feito para o subsistema Sul.
- Atestar que a inserção do Volume Mínimo Operativo não provoque um efeito estacionário nos preços, principalmente nos meses próximos a novembro, de forma a confirmar a não existência de meses “mais caros” que outros de forma consistente.
- Necessidade de uma análise aprofundada de como a métrica de risco do CVaR interage com as novas restrições impostas pelo VminOp, de forma a se verificar a necessidade de uma recalibragem dos parâmetros do CVaR.

Entre esses itens, verificou-se que o material constante à presente CP MME 74/19 apresenta diversos estudos que avançam em muitos desses pontos. Por exemplo, o material apresentou uma curva de permanência que fez uma sensibilidade entre diferentes valores de penalidade, entre eles como um % do custo de déficit conforme sugerido. Revelou-se nesse último caso que o uso dessa penalidade não trouxe ganhos em termos de segurança, apesar deixando o despacho médio mais caro. Conforme apresentado ao longo dessa CP, concordamos que essa penalidade tem que estar relacionada ao custo da térmica mais cara, porém sugere-se manter o seu valor fixo ao longo do ano operativo. Outros pontos de análises são sugeridos ao longo desta CP.

Consta também no material presente na CP MME 74/19, a Nota Técnica CPAMP nº 006/2019 (Inclusão de Mecanismo Adicional de Segurança nos Modelos de Planejamento Energéticos – Volume Mínimo Operativo) destaca que condições hidrológicas desfavoráveis vivenciadas nos últimos anos e agravadas durante a estação seca de 2018, levaram o CMSE à adoção de medidas exógenas aos modelos de otimização para o despacho de usinas termoeletricas, em setembro e outubro de 2018, visando a garantia de níveis de reservatórios nas cabeceiras das principais bacias hidrográficas do SIN.

Conforme externado pela Nota Técnica:

"Em função do exposto, o CMSE vem destacando sua preocupação com a inclusão de mecanismos de segurança nos modelos de planejamento da operação energética de médio prazo, adicionais aos mecanismos de aversão ao risco já presentes nos modelos, de forma que a probabilidade de ocorrência de níveis de energia armazenada tão baixos quanto aqueles verificados nos últimos anos seja reduzida e, dessa forma, a chance de se adotar medidas heterodoxas seja mitigada.

Neste ciclo, foi proposta a representação desses mecanismos adicionais de segurança através da adoção, em todos os meses do período de planejamento, de restrições de níveis mínimos nos reservatórios equivalentes de energia – REE. A violação desses níveis deve ser penalizada na função objetivo do modelo de otimização, de forma que a FCF do modelo NEWAVE possa considerar um valor da água maior à medida que os níveis de armazenamento se aproximam dos níveis críticos. Através da FCF, essa informação também é passada ao modelo de programação da operação - DECOMP, possibilitando ganhos de armazenamento."

Ainda na documentação referenciada, o relatório "Inclusão de Mecanismo Adicional de Segurança nos Modelos de Planejamento Energéticos – Volume Mínimo Operativo" disponibilizado ao final de 2018 recomendou:

"- Seja aberto um processo de consulta pública com a finalidade de se obter subsídios para a consideração do mecanismo adicional de segurança VminOp, a partir de 2019, como auxílio a eventuais decisões do CMSE para despacho de geração termoelétrica fora da ordem de mérito;

- Seja avaliado pelo GT-Metodologia a nova versão do modelo NEWAVE que minimiza o efeito de penalizações acumuladas nos casos de violações dos níveis de segurança em diversos meses consecutivos, permitindo, assim, a consideração de níveis de referência para todos os meses do horizonte de médio prazo;

- Sejam aprofundadas, pelo GT-Metodologia, as discussões para se considerar os níveis de segurança do período úmido – NSPU e curvas de operação de usinas hidroelétricas, como, por exemplo, a curva de referência para a UHE Tucuruí, bem como a periodicidade para que esses níveis de segurança sejam reavaliados. A princípio, esta reavaliação seria anual; e

- Sejam aprofundadas, pelo GT-Metodologia, as discussões para a compatibilização desse mecanismo aos processos de planejamento da expansão da geração e cálculo de garantias físicas."

De fato, o GT Metodologia tem sido exitoso na evolução dos modelos de planejamento energético do setor, que precisam ser constantemente aprimorados no sentido de aproximar a fase de planejamento energético com a operação real do sistema. O "Mecanismos de Aversão ao Risco: CVar + VMinOP" dá um passo nesse sentido, uma vez que diminui a necessidade de utilização de recursos heterodoxos (despachos fora da ordem de mérito), e provoca uma maior recuperação de armazenamento nas principais bacias. Ainda assim, uma vez que as mudanças podem ser de forte impacto para o setor, vale destacar alguns pontos, percorridos nas seguintes seções.

2.1.1. Concomitância de alteração de modelos

Está em discussão a entrada do modelo de planejamento energético de curtíssimo prazo DESSEM a partir de 2020, conforme consta na CP MME 71/2019. Acreditamos que esse é um importante ciclo para o setor elétrico brasileiro e, como qualquer alteração estrutural desse porte, demandará certo período até atingirmos uma estabilidade satisfatória dos novos sistemas e processos.

Tendo em vista que todas as análises de estabilidade do modelo, de alterações no planejamento/preço e impactos financeiros foram feitos sem a inclusão desse novo mecanismo de aversão ao risco, a EDP entende por prudente que essas alterações venham em duas fases. Dessa forma, sugerimos que uma vez estabelecida a entrada do preço horário a partir de 2020, o novo mecanismo de aversão ao risco entraria no próximo ciclo de aprimoramentos dos modelos.

Somente com uma fase sombra em que se possa simular os efeitos acumulados do Preço Horário com os Mecanismos de Aversão ao Risco: CVar + VMinOP, seria possível avaliar os reais impactos para toda a cadeia do setor elétrico. Essa situação possibilitaria aos agentes e entidades do setor elétrico se acomodar ao novo paradigma de preço horário em seu “estado puro”, sem a interferência de outros modelos que poderiam motivar possíveis dúvidas sobre as origens dos efeitos indesejados.

2.1.2. Impacto financeiro de alterações

A EDP reconhece os esforços para uma análise dos impactos financeiros feitos no Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 06-2019 para as diferentes classes de agentes. Essa análise considerou os efeitos nos meses de janeiro de 2019 a março de 2019, considerando os despachos inalterados, e substituindo-se os preços dos PLDs oficiais pelos preços dos PLDs obtidos pelo modelo com VMinOP. Nessa análise preliminar verificou-se que existe uma potencial

redução de ESS, principalmente com relação aos custos relacionados aos despachos por reserva operativa de potência. Entre os agentes setoriais, os Distribuidores que tiveram impactados financeiros negativos mais significativos, com custos relacionados ao Risco Hidrológico e principalmente devido às exposições advindas de CCEAR por Disponibilidade. Neste último quesito, uma análise que considerasse uma alteração de despacho provavelmente reduziria esses custos, uma vez que mais UTEs iriam gerar por mérito (devido ao PLD mais alto em geral), e reduzindo assim as exposições negativas naturais de CCEAR por Disponibilidade ao mercado de curto prazo.

Essas análises prévias demonstram a necessidade de termos ao menos um ano completo de rodada sombra do modelo NEWAVE com VminOP, de forma a termos clareza sobre os impactos financeiros em toda a cadeia. É de especial importância a análise dos efeitos em ao menos um “período seco”, uma vez que é nesse período que existe uma maior probabilidade de despachos exógenos, além dos efeitos das exposições aos riscos hidrológicos que podem potencializar os efeitos negativos de exposição dos agentes distribuidores.

Além disso, é fundamental que as rodadas sombra sejam feitas com a versão final implementada do “Mecanismos de Aversão ao Risco: CVar + VMinOP”, que utiliza para penalização o máximo desvio ao longo do ano operativo. Isso tendo em vista que as simulações demonstram que essa forma altera mais fortemente os despachos e preços com relação ao modelo atual.

2.1.3. Aspectos Metodológicos

A utilização do MaxCVU como o CVU da térmica mais cara vigente no mês operativo provoca imprevisibilidades ao modelo de despacho, que poderiam ser mitigadas com pequenas adaptações já em sua origem de implementação. Uma vez que os custos das térmicas depende de combustíveis que alteram seus valores em função de preços de mercado, isso torna todo o modelo de despacho dependente dessa variável, podendo potencialmente ser fortemente dependente em momentos de estresse. A título de exemplo, nota-se que a UTE

Xavantes, atualmente a UTE mais cara disponibilizada nos decks dos modelos setoriais, alterou seu valor em 27,49% entre agosto/2018 e julho/2019 indo de R\$ 1269,04 /MWh a R\$ 1670,6 /MWh ao final do período, com a principal alteração no mês de fevereiro/2019 na ordem de R\$ 398,43 /MWh. A partir disso, se verifica o potencial de alteração que podemos ter de um mês a outro, o que provocaria uma fonte de incerteza crítica no modelo. Neste quesito, uma alternativa seria a utilização de um valor fixo ao longo do ano, podendo ser o CVU da térmica mais cara no momento da avaliação, de forma a se reduzir esse grau de incerteza no curto prazo.

Um segundo ponto de atenção é que as análises feitas não foram conclusivas no sentido de se averiguar se a escolha do mês de aplicação da penalidade não provoca efeitos não estacionários nos preços ao longo do ano. A partir dos gráficos da Figura 5, feitos a partir das médias de preços projetados pelo modelo NEWAVE em diversos cenários de afluência, é possível notar que existe uma inflexão nos meses próximos ao mês de aplicação da penalidade (novembro), principalmente para o primeiro ano operativo, para todos os submercados do SIN. Para os anos posteriores esse efeito de custo já é mitigado.

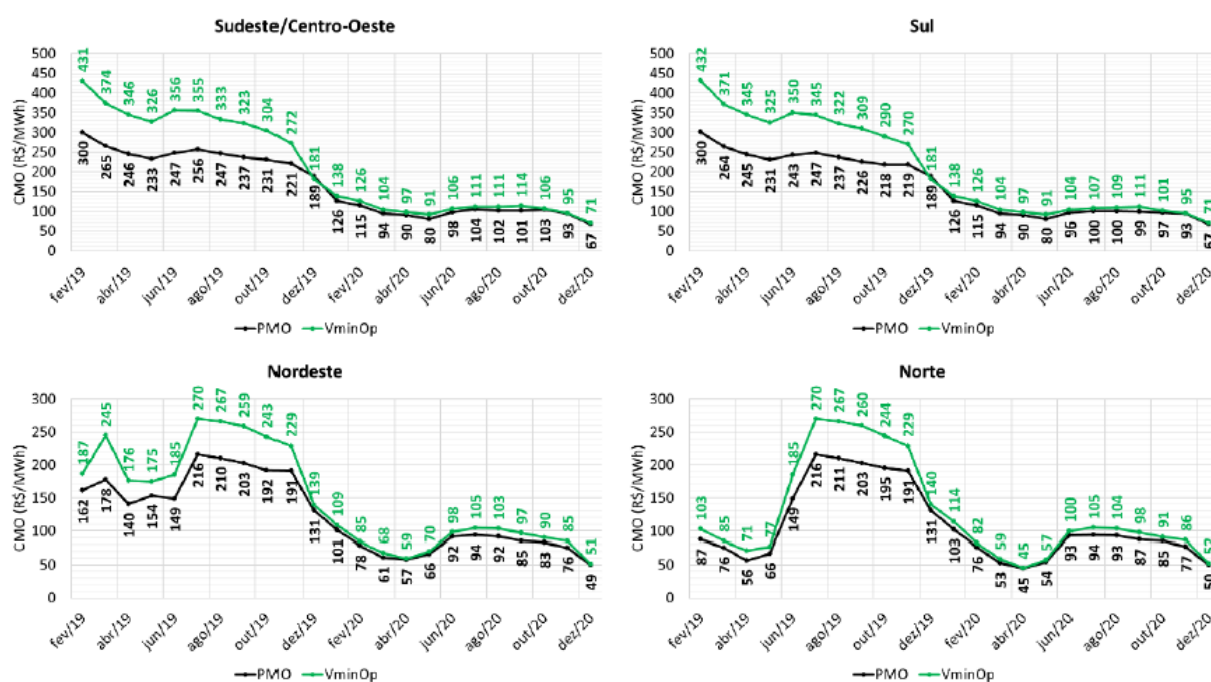


Figura 5 – Evolução Temporal da Média do CMO

Fonte: Relatório Técnico CPAMP – nº 006-2019

Observa-se que nas simulações de *back-test* apresentadas pela Figura 6, na qual são analisados os CMOs calculados pelo modelo DECOMP utilizando FCF provenientes de modelos NEWAVE com VMinOP em sua versão proposta, não verificaram-se as mesmas inflexões para os meses de novembro.

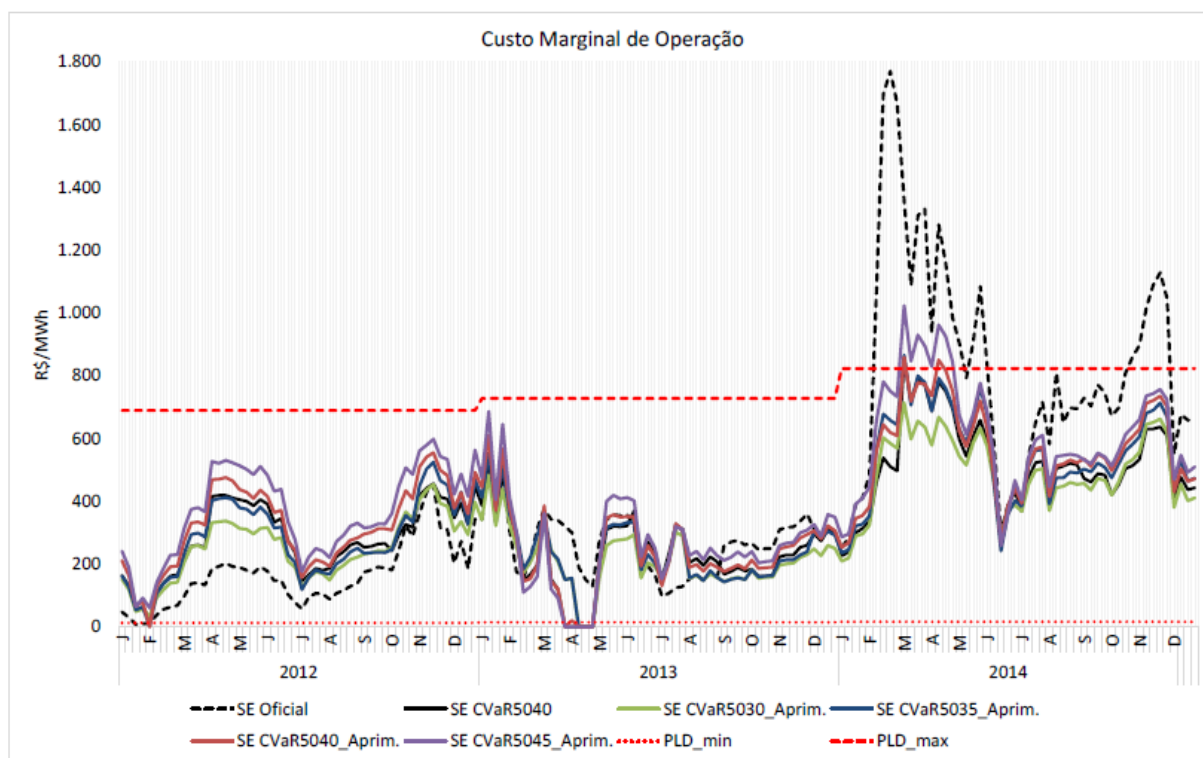


Figura 6 – CMO/PLD obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2012 a 2014

Fonte: Relatório Técnico CPAMP – nº 008-2019

Essas análises de verificação de possíveis efeitos sazonais endógenos entre meses no modelo visa não nos defrontarmos com a situação de futuramente, por exemplo, sendo escolhido o mês de novembro para aplicação da penalidade, verificar-se que todo o mês de novembro é na média mais caro que os outros meses por ter a aplicação da penalidade do VMinOP. No entender da EDP, essa situação provocaria

desequilíbrios indesejáveis para o setor elétrico como, por exemplo, escolhas de sazonalidades privilegiando esse mês devido aos seus custos mais altos. Como alternativa, poderia ser analisado a aplicação da penalidade não em um mês específico, e sim utilizar essa variável de estado de forma distribuída ao longo de todo o ano operativo seguinte de forma proporcional.

A EDP entende por prudente que alterações nos modelos de planejamento que alteram profundamente os resultados de preços e despachos precisam ser incluídos de forma gradual e com extrema cautela. Tendo em vista: (i) evitar a concomitância com a entrada do modelo DESSEM; (ii) permitir uma melhor análise dos efeitos financeiros através de um processo sombra que complete ao menos um ano operativo utilizando o modelo final a ser utilizado; e (iii) aprofundando-se em estudos para se verificar se a inclusão da nova métrica de risco não inclui tendências sazonais indesejadas nos preços, a EDP recomenda a inclusão do Mecanismos de Aversão ao Risco: CVar + VMinOP a partir do ano de 2021.

3. Conclusão

O setor elétrico brasileiro está em um período de proposição de profundos avanços no paradigma de formação de preços e planejamento energético vigentes. Neste quesito, é bem sabido que está em discussão a entrada do preço horário a partir de 2020, conforme consta na CP MME nº 71/2019. Ao longo da presente contribuição, identificamos as propostas cujo os resultados trazem avanços claros metodológicos para os modelos setoriais. Também destacamos as alterações que exigem certa cautela, uma vez que apesar de poderem potencialmente trazer benefícios sistêmicos substanciais, em termos de previsibilidade nos futuros aprimoramentos, não ocorram de forma concomitante à entrada do Preço Horário em janeiro/2020. Nesse sentido:

A EDP considera que a aplicação das sugestões de mudanças mais profundas apresentadas nessa CP MME nº 74/19 não concorram com a decisão da entrada do Preço Horário em janeiro/2020. Caso a precificação horária se materialize na data apontada, as alterações relativas à alteração dos critérios de aversão ao risco somente sejam aplicados no próximo ciclo de aprimoramentos dos modelos de planejamento energético, uma vez que todas as simulações disponibilizadas na etapa “sombra” e as análises realizadas pelos agentes para embasamento do Preço Horário não contemplavam as sugestões apresentadas.

Dessa forma, visando o constante aprimoramento dos modelos de planejamento energético e preço do SEB, pontuamos a seguir as principais conclusões com relação as análises feitas nos relatórios da presente CP MME nº 74/2019:

1. A seleção de séries a partir dos centroides mostrou-se eficiente na redução da variabilidade das soluções do modelo NEWAVE. Já a reamostragem plena dos cenários *forward* apresentou avanços na velocidade de convergência do modelo NEWAVE, proporcionando uma Função de Custo Futuro de mais qualidade por conseguir explorar melhor os estados da árvore de cenários. Dessa forma, a EDP concorda com implementação dessas mudanças já a partir de 2020.
2. A correlação espacial de ENAs entre REEs em base mensal procura aproximar os insumos utilizados pelos modelos de planejamento da realidade operativa, e dessa forma a EDP recomenda a sua implementação a partir de 2020.
3. Uma vez que os estudos sobre truncamento de séries históricas nos modelos que projetam as séries de afluência utilizados pelos modelos de planejamento energético foram até o momento inconclusivos, a EDP concorda com a

sugestão do CPAMP de prosseguir com os estudos para verificação das variabilidades climáticas e o comportamento estacionário das séries de vazões.

4. A EDP acredita que o novo Mecanismo de Aversão ao Risco: CVar + VMinOP pode de fato aprimorar o modelo de despacho atual, reduzindo o risco de utilização de soluções heterodoxas para garantir o suprimento energético do SEB. Não obstante, tendo em vista a potencial entrada do modelo de despacho de curtíssimo prazo DESSEM a partir de 2020, a necessidade de se executar o processo sombra do modelo completo CVar + VMinOP compreendendo ao menos um período seco e um maior tempo para se verificar os reais efeitos sazonais de aplicação do VMinOP, a EDP recomenda a sua aplicação a partir do ano de 2021.