



Contribuições de FURNAS à Consulta Pública MME nº 103/2020

1 Introdução

O objetivo deste documento é apresentar as contribuições de FURNAS à Consulta Pública 103/2020 do MME, que divulgou a documentação técnica do Grupo de Trabalho - GT de Metodologia da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, com o objetivo de colher subsídios da sociedade para os temas: Volatilidade do CMO/PLD, Representação Hidrológica e Produtibilidade Hidroelétrica, com vistas a aprimoramentos na coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelas instituições e agentes.

A contribuição de FURNAS se concentra na preocupação do bom desenvolvimento dos modelos e metodologias utilizadas no despacho das usinas e na formação de preço da energia no SIN.

2 Contribuições de FURNAS

2.1 – Volatilidade do CMO/PLD

Inicialmente é necessário parabenizar o trabalho das equipes das instituições participantes nos assuntos tratados nos relatórios publicados.

O ponto principal abordado no relatório “Análise de alternativas para mitigação da volatilidade do CMO/PLD” foi com relação à remoção da ENA – Energia Natural Afluyente como variável de estado na construção da função de custo futuro do modelo NEWAVE, como sendo uma das alternativas para mitigar a volatilidade do CMO/PLD. Caso essa remoção fosse implementada, ter-se-ia



também como consequência a exclusão da consideração da ENA de acoplamento por parte do modelo DECOMP no momento em que esse consulta a função de custo futuro do NEWAVE.

O relatório concluiu que o GT-Metodologia recomenda a não exclusão da ENA como variável de estado no modelo NEWAVE para uso oficial, e que deve-se dar continuidade aos estudos que buscam uma melhor representação da condição hidrológica na cadeia de modelos, identificando os fatores que causem uma eventual volatilidade não natural do CMO/PLD.

O relatório também apresenta uma tabela de síntese dos trabalhos futuros sobre o tema, tais como: atualização semanal na função de custo futuro do modelo NEWAVE e inclusão de cenários semanais no modelo DECOMP (abertura de árvore semanal probabilística de cenários).

Furnas apoia a decisão do GT-Metodologia de não remover a ENA como variável de estado do modelo NEWAVE, e concorda que é importante avaliar os pontos abordados como “trabalhos futuros”, tais como os citados no parágrafo anterior.

Entendemos que a consideração da ENA como variável de estado na construção da função de custo futuro, e assim a consideração da ENA como tendência hidrológica do passado recente, trata-se de ponto muito relevante para a correta sinalização de despacho das usinas do SIN por parte dos modelos energéticos. Em decorrência dessa importância, o restante desse item 2.1 de nossa contribuição discorre sobre o assunto.

Inicialmente, necessita-se contextualizar a discussão sobre a Volatilidade do CMO/PLD. A volatilidade é inerente a um sistema eletro energético de



característica como a do Brasil, onde a fonte hidráulica ainda é a mais relevante. E à medida que os intervalos passam a ter discretizações cada vez menores (NEWAVE de forma mensal, Decomp semanal e Dessem horário), espera-se a acentuação da volatilidade dos preços, associado à adoção de novas variáveis a serem modeladas de forma probabilística, como a carga, a geração solar e a geração eólica. Desta forma, resta claro que não só a volatilidade é inerente à operação do SIN, como tende a ser amplificada.

O Sistema Interligado Nacional ainda tem a fonte de energia hídrica como sendo a de maior contribuição no atendimento à demanda, com muitos reservatórios sem regularização mensal, ou seja, muitos reservatório do tipo “fio d’água”. Isso torna a ENA uma variável de extremo peso na decisão do despacho hidrotérmico, portanto entendemos ser de grande importância que o modelo DECOMP, que por sinal fornece a “visão futura” para o modelo DESSEM, continue a ser acoplado à Função de Custo Futuro do modelo NEWAVE que tenha sido construída tendo a ENA como uma das variáveis de estado, e não apenas o armazenamento.

Como frequentemente comentado nas reuniões e fóruns do setor de energia, ao longo dos anos a expansão hidráulica foi pautada em usinas do tipo “fio d’água”, e com a evolução da demanda, ainda que acompanhada da evolução também da expansão de outras fontes, diminui-se o que se chama de “regularização” das hidrelétricas, que é a comparação da Energia Armazenada Máxima das hidrelétricas com a demanda do SIN. Quanto menor essa regularização, menor é o que se poderia chamar de “tempo de duração de estoque de água”, e maior portanto a dependência das usinas hidrelétricas da vazão afluente, portanto maior a dependência da ENA, que é a vazão afluente convertida em energia afluente, e com isso maior a “volatilidade” do CMO/PLD vis a vis a projeção de



ENA, e em termos probabilísticos, a melhor projeção de ENA no médio e longo prazo se dá com ferramentas que utilizam a ENA verificada nos seus parâmetros estatísticos, e os modelos funcionam melhor quando essa ENA é considerada como variável de estado na construção da função de custo futuro.

Recordamos que o assunto “volatilidade do PLD” vem sendo estudado há anos, desde a época dos extintos grupos coordenados pelo ONS/CCEE, GT1 e GT2. Na ocasião, diversos back-testes foram feitos substituindo as vazões previstas pelas verificadas nos modelos, mostrando a volatilidade natural do CMO/PLD em função da hidrologia ocorrida.

Ademais, a discussão não deve ser direcionada à linha de redução da volatilidade, mas de verificar se as variáveis estão adequadamente modeladas e se os resultados estão adequados, posto que o sistema possui natureza volátil e tende a ter esse efeito aumentado com o uso do modelo DESSEM, haja visto que o mesmo tende a incorporar melhor a realidade operativa.

Uma alteração desse porte é tão impactante nos resultados dos modelos que nos testes apresentados pelo GT Metodologia nota-se que foi preciso adequar radicalmente os parâmetros de aversão ao risco da metodologia CVaR para que se pudesse ter uma geração térmica “parecida” com os respectivos casos oficiais de PMO, removendo os “picos” de geração térmica, que são decorrentes dos “picos” de CMO. O CVAR vigente em 2019 tinha Alfa = 50% e Lambda = 40%. Em 2020 Alfa = 50% e Lambda = 35. No estudo apresentado foi preciso mudar o Alfa para 10% e o Lambda para 90%, valores esses “extremos”, quase no “máximo” da calibragem, caso contrário a geração térmica seria muito aquém daquela dos casos oficiais. Nesse ponto, cabe lembrar que o próprio Cepel explicou em várias oportunidades que não é recomendável utilizar valores tão



baixos de Alfa, como esse de 10%, pois se estaria trabalhando com número muito reduzido de cenários hidrológicos desfavoráveis para o CVaR, considerando que ele é aplicado na etapa BACKWARD, e que hoje o número de aberturas BACKWARD é de apenas 20.

Nesse ponto há que se destacar que historicamente a geração térmica das usinas despachadas centralizadamente no SIN pelo ONS tem sido maior que aquela indicada pelos modelos energéticos, inclusive pelo modelo DESSEM atualmente.

A remoção da ENA como variável de estado tenderia a aumentar os Encargos de Serviço de Sistema (ESS), na medida em que tenderia a aumentar a distância entre o despacho termelétrico dos modelos e o do ONS, além de produzir um preço da energia no Mercado de Curto Prazo (PLD) artificial, não sinalizando ao consumidor a real situação da situação do atendimento energético do SIN. Ou seja, reduziria os preços da energia de forma artificial, literalmente, porque tenderia a evitar a volatilidade que é natural. Além disso, essa remoção seria um retrocesso em termos de modelagem, e uma grande alteração da lógica de operação e definição de preços adotada no setor desde seus primórdios.

Finalmente, caso a ENA fosse removida da etapa de construção da Função de Custo Futuro como variável de estado, seria uma ação em sentido contrário ao que se busca com o modelo DESSEM, que é introduzir no preço da energia do mercado de curto prazo o máximo da realidade operativa.



2.2 – Representação Hidrológica/Geração de Cenários

O relatório técnico número 02-2020 dessa CP expõe proposta de alteração metodológica no modelo Auto Regressivo de geração de cenários de afluições PAR(p). Modelo esse que está presente no programa GEVAZP do Cepel, que produz cenários futuros de Energia Afluente aos Reservatórios Equivalentes como parte integrante do modelo NEWAVE. O GEVAZP também é usado para geração dos cenários de vazões naturais afluentes às usinas hidrelétricas para a execução do modelo DECOMP, em seus estágios probabilísticos.

A alteração proposta é baseada na preservação da condição hidrológica recente (passado recente) por um período de tempo maior, no caso 12 meses. Isso é feito pela introdução de um novo termo na equação auto regressiva periódica, que representa a média das doze últimas afluições, acrescentando ao modelo auto regressivo uma parcela relativa a vazão anual. Essa nova versão do PAR(p) foi denominada pelo Cepel de PAR(p)-A.

Os testes apresentados no relatório constataram que os cenários gerados passaram a ficar de fato mais correlacionados com o histórico, como por exemplo nos REEs Itaipu e Nordeste.

Nos testes percebeu-se que o modelo proposto tende a gerar cenários mais severos ao longo do horizonte estudado, em comparação ao modelo vigente PAR(p), o que resulta, diretamente, na elevação dos custos totais de operação, principalmente em decorrência do maior despacho termelétrico indicado pelos modelos de despacho, dada a melhor representatividade hidrológica dos cenários gerados pelo PAR(p)-A. Cabe lembrar que nos modelos a maior parcela do custo de operação vem da geração termelétrica.



Portanto, pelo fato do PAR(p)-A representar melhor a hidrologia, ou seja, ter maior abrangência do espaço amostral do histórico de vazões, é trazido aos modelos energéticos o efeito correto de proporcionar melhor percepção da necessidade de garantir maior nível de armazenamento nas usinas hidrelétricas, via aumento da geração térmica de forma preventiva. Foi interessante notar no relatório que o aumento da geração térmica veio acompanhado de redução dos custos de déficit, o que significou que o aumento de geração térmica no presente evitou o déficit futuro, e muito provavelmente o despacho térmico de usinas mais caras no futuro.

Os testes apresentados mostraram que os modelos energéticos optaram por armazenar mais água quando usaram a metodologia proposta do PAR(p)-A do que quando usaram a metodologia vigente do PAR(p).

São constantes as críticas do setor elétrico sobre a geração térmica indicada pelos modelos energéticos ser muito aquém daquela necessária, quando se compara os resultados com o despacho térmico efetivamente programado pelo ONS.

Por outro lado, preocupa-nos o tema da necessidade de revisão dos parâmetros de aversão ao risco CVaR. O final do segundo parágrafo do Resumo executivo do relatório 02/2020 do GT Metodologia, página 5, possui a frase transcrita a seguir:

“..... caso seja aprovada a sua adoção, será realizada uma reavaliação dos parâmetros do mecanismo de aversão a risco CVaR, em conjunto com a adoção das demais metodologias estudadas neste ciclo de trabalho do GT- Metodologia.”



Nesse caso o texto do relatório se refere ao caso da metodologia PAR(p)-A ser aprovada para uso oficial na formação do CMO/PLD.

É importante cuidar para que a constante reavaliação dos parâmetros de aversão ao risco não elimine ou mesmo reduza os ganhos de qualidade de resultados advindos dos aperfeiçoamentos metodológicos, como por exemplo no caso do PAR(p)-A. Notamos que ao longo do tempo alguns aperfeiçoamentos do modelo NEWAWVE que tornaram o despacho térmico mais próximo da realidade, como por exemplo a ferramenta de aversão ao risco VMINOP, vieram acompanhados de relaxamento dos parâmetros de aversão ao risco CVAR que, no sentido contrário ao desejado, dificultam o despacho por mérito de usinas térmicas em níveis mais próximos aos programados pelo ONS no dia a dia.

A preocupação é reforçada no último parágrafo da página 69 do relatório 02/2020, onde lê-se:

*“Portanto, baseando-se nessas primeiras sensibilidades do parâmetro CVaR, tem-se como ponto de partida a investigação dos resultados para os conjuntos (50,20) e (50,25), **uma vez que melhor se aproximam dos custos atualmente modelados.**”* Grifo Nosso.

A frase acima, principalmente considerando o trecho em negrito, é de extrema preocupação, pois explicita que um dos objetivos da recalibração dos parâmetros CVaR poderia ser a de aproximar os custos operativos advindos do uso da nova metodologia PAR(p)-A com os custos atualmente verificados advindos do uso da metodologia PAR(p).

Cabe mencionar que (50,35) são os parâmetros vigentes Alfa (50) e Lambda (35) da metodologia de aversão ao risco CVaR, atualmente utilizada no modelo



NEWAVE. Quanto menor o Alfa, e quanto maior o Lambda, maior é o “nível” de aversão ao risco da metodologia CVaR hora vigente.

Uma vez que o relatório alude que na escolha dos novos parâmetros CVaR, após dar-se início o uso da metodologia PAR(p)-A, os estudos iniciais apontam para novas combinações (Alfa, Lambda) da ordem de (50,25) ou (50,20). Nesse caso, a visão de recalibração dos parâmetros CVaR foi no sentido de relaxamento do nível de aversão ao risco.

Hora, se o modelo “necessita” aumentar seu indicativo de despacho térmico, e se esse aumento é conseguido com o uso do PAR(p)-A em substituição ao PAR(p), é natural que os custos operativos indicados pelo modelo aumentem com o uso do PAR(p)-A, uma vez que a geração térmica representa a maior parcela do custo de operação indicado pelos modelos.

Em termos práticos, de que adiantaria o PAR(p)-A melhorar a compatibilização do despacho térmico por ordem de mérito dado pelos modelos energéticos com a real necessidade de geração dada pelo ONS, se ao mesmo tempo houver um relaxamento dos parâmetros de aversão ao risco para que os custos operativos advindos do uso do PAR(p)-A fiquem próximos àqueles advindos do uso atual do PAR(p)?

Em outras palavras, de que adianta em termos práticos aperfeiçoar a representação hidrológica com cenários de vazões mais aderentes ao histórico se não se deixa o modelo produzir resultados de despacho térmico mais coerentes com as necessidades energéticas?

Nesse sentido, apoiamos sim a recalibração dos parâmetros CVaR, mas não para “manter” os custos operativos do modelo “num determinado patamar”, mas



sim para permitir a esses modelos a darem despacho térmico por ordem de mérito de acordo com as necessidades do SIN.

Por sorte, o próprio relatório 02/2020 coloca a seguinte frase no final do segundo parágrafo da página 69:

“Todavia, ressalta-se que os parâmetros do mecanismo de aversão a risco devem refletir a real percepção a risco do setor de forma a reduzir a necessidade de se adotar medidas heterodoxas.”

Ou seja, o próprio relatório coloca duas possibilidades antagônicas sobre a revisão dos parâmetros CVaR após a entrada do PAR(p)-A:

1. Rever os parâmetros do CVaR para não permitir que os custos operativos dos modelos se distanciem dos atuais quando se usa o PAR(p);
2. Rever os parâmetros do CVaR para que os modelos reflitam a real percepção a risco do setor de forma a reduzir a necessidade de se adotar medidas heterodoxas;

As duas possibilidades são consideradas antagônicas pois a calibração vigente do CVaR (50,35), em conjunto com o atual PAR(p) e VMINOP não tem produzido despacho térmico suficiente à real percepção a risco do setor, que convive a anos com medidas heterodoxas de despacho termelétrico, e suas consequências negativas ao setor, e portanto não há indicativo de que seja possível, ao mesmo tempo, manter os custos operativos atuais projetados pelos modelos e ter o correto sinal de aversão ao risco. Ou seja, para se ter o correto sinal de aversão ao risco é preciso despachar mais térmica por mérito e com isso se ter maior custo operativo.



Ressaltamos que as medidas tomadas pelo ONS são legítimas e necessárias para garantir a segurança de abastecimento do SIN e são os modelos que precisam de aprimoramentos constantes e ajustes nos parâmetros de risco para estarem coerentes e conseguirem capturar as decisões operativas reais em cenários críticos de armazenamento e afluência.

2.3 – Aprimoramento na Representação da produtividade hidroelétrica e perdas hidráulicas no planejamento da operação energética de curto prazo

Cabe inicialmente elogiar o trabalho realizado pelo Grupo de Trabalho para Avaliação dos Dados Cadastrais – GTDP, coordenado pelo ONS e com a participação ativa dos agentes de geração.

O relatório trata da proposta de uso, no modelo DECOMP, de nova metodologia que represente de forma variável os parâmetros “produtividade hidroelétrica” e “perda hidráulica de carga”, a partir ainda de resultados intermediários do GTDP.

Essa nova representação será incorporada ao DECOMP, especificamente no cálculo da Função de Produção Hidrelétrica Exata, e na modelagem da função de produção realizada pelo modelo.

Dadas as características naturais dos parâmetros produtividade e perdas, foi proposta a representação das perdas hidráulicas em função da vazão turbinada e a produtividade específica em função tanto da vazão turbinada, quanto da altura de queda líquida.

Os métodos apresentados no Relatório Técnico parecem bem robustos e adequados à proposta. Esforços no sentido de tornar a representação



matemática dos modelos mais aderentes à realidade física merecem sempre apoio por parte dos agentes geradores.

O relatório conclui que o uso dessa nova abordagem permitiu que os valores de produtividade específica e perda hidráulica ficassem mais próximos aos valores observados na operação real.

Nesse contexto joga-se importante apenas alguns comentários.

Uma produtividade específica variável, capaz de capturar as variações das curvas-colina, mesmo que a modelagem não detalhe o número de unidades geradoras de cada usina, é adequada para utilização em modelos com a discretização horária ou semi-horária como o Dessem. A utilização de produtividade específica variável no Decomp pode induzir o modelo a despachar as usinas em faixas de operação de maior rendimento por todo o período de discretização, que no caso do Decomp é por patamar de carga. Isso é um erro visto que a carga real possui um perfil variável ao longo do dia e diferente para dias úteis e feriados.

O relatório afirma que contorna essa questão com a utilização de valores médios semanais para definição da grade de valores para a produtividade específica. Entretanto, consideramos que essa questão carece de análises mais profundas.

Outra parte importante do relatório é a modelagem da perda hidráulica. O GTDP elaborou estudos bem detalhados a esse respeito, envolvendo até contratação de consultoria externa. Os resultados apresentados foram muito interessantes. Entretanto, a necessidade de linearização das funções para que possam ser utilizadas no Decomp, acabou limitando muito o aproveitamento desses



resultados. Nesse ponto fica evidente a importância do estudo de otimização não linear no âmbito da CPAMP.

Por fim, consideramos importante mencionar que essas implementações devem nortear apenas estudos de planejamento da operação pelo ONS. Estudos relacionados ao cálculo de Garantia Física, conforme largamente anunciado no GTDP, pertencem a outro escopo de utilização das informações, de modo que os dados apurados não são adequados para essa e demais utilizações.

2.4 – Demais contribuições

Novamente, aproveitamos a oportunidade para explicitar nosso apoio a qualquer estudo que possa ser feito para o uso dos modelos de despacho e formação do preço da energia, ainda que no primeiro momento possam não parecer promissores.

Sobre temas não abordados diretamente nos três relatórios publicados nessa Consulta Pública, a seguir gostaríamos de destacar alguns que merecem ser considerados em próximos ciclos:

1. Participação dos agentes: Nos últimos anos, quando uma versão “nova” de um modelo entra em validação na sua respectiva Força-Tarefa, onde finalmente os agentes podem ganhar experiência e contribuir, muitas das vezes os prazos de testes são curtos e com mudanças metodológicas importantes já pré-definidas pela CPAMP. Um exemplo é a recalibragem do CVaR, que tem vindo pré-definida, acompanhada da evolução ou criação de outras metodologias. Entendemos que os agentes deveriam participar dos estudos de definição de parâmetros dessa importância

2. Newave Híbrido: permite que o modelo NEWAVE represente as usinas hidrelétricas de forma individualizada em pelo menos parte do horizonte de planejamento, levando a uma maior “equivalência” em toda a cadeia de modelos.
3. Melhora na modelagem das fontes intermitentes nos modelos: sem dúvida muito importante, dada a crescente representatividade dessas fontes no atendimento energético.
4. Reavaliação dos valores dos níveis de armazenamento mínimo que atualmente são considerados na metodologia VMINOP de aversão ao risco: a importante inclusão desse tipo de mecanismo de segurança no modelo DECOMP já está em validação. Porém, atualmente no modelo NEWAVE são utilizados valores para as curvas de segurança de apenas 10% nos REE’s Sudeste, Paraná e Paranapanema, e de 30% para os REE’s Sul e Iguaçu. A adoção de valores mais aderentes à realidade sem dúvida contribuirá para a mitigação das medidas heterodoxas de despacho térmico, tão comuns por parte do ONS.
5. DESSEM: aprimorar as restrições e a operação das usinas hidroelétricas de forma a representar melhor a realidade física do sistema.
6. Horizonte de simulação do modelo DECOMP: O modelo tem capacidade de otimizar até 11 meses à frente, e atualmente só é usado para dois meses. A extensão desse horizonte deixaria o modelo DECOMP menos dependente do sinal de custo futuro dado modelo NEWAVE. Isso seria



bem-vindo na medida em que o modelo DECOMP detalha melhor a operação das usinas do que o modelo NEWAVE, além de ser o DECOMP o modelo diretamente acoplado ao modelo DESSEM.

3 Comentários e Conclusão Final

Do exposto no item 2, Furnas apoia a decisão de não excluir a ENA como variável de estado na construção da função de custo futuro.

Furnas apoia o uso da metodologia PAR(p)-A em substituição à atual metodologia do PAR(p).

Furnas não concorda com a visão de que o acréscimo de custos operativos dados pelos modelos advindos do uso do PAR(p)-A seja compensado com o relaxamento dos parâmetros de aversão ao risco CVaR, uma vez que o aumento dos custos operativos ocorre justamente pelo aumento de despacho termelétrico, que de fato se faz necessário, haja visto a recorrente e constante necessidade de despacho termelétrico heterodoxo por parte do ONS.

Furnas não concorda na utilização de produtividade específica variável no modelo DECOMP e considera que a linearização das perdas de carga para serem utilizadas neste modelo limita a representatividade desta grandeza e evidencia a necessidade de incorporar processos de otimização não linear na cadeia de modelos.