

**EDP – Energias do Brasil**

**Consulta Pública MME nº 103/2021**

**Consulta Pública relativa aos temas de Volatilidade do CMO/PLD,  
Representação Hidrológica e Produtibilidade Hidroelétrica**

22 de fevereiro de 2021

# 1. Contribuição EDP na CP MME 103/21

---

A Consulta Pública MME nº 103/2021 tem por objetivo de colher subsídios da sociedade para os temas de 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.

Na documentação técnica do Grupo de Trabalho - GT de Metodologia da CPAMP, foram disponibilizados os seguintes relatórios/temas:

- 1 - Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP - Volatilidade do CMO/PLD
- 2 - Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP – Representação Hidrológica
- 3 - Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP – Produtibilidade Hidroelétrica

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 aflúncias futuras de uma hidrelétrica ou REE dependem de variações das próprias aflúncias de períodos anteriores e, além disso, são influenciadas pelas aflúncias das outras hidrelétricas/REEs.

Considerando essas características, a seguir a EDP apresenta, em detalhes, sua contribuição.

## Relatório 1 – Volatilidade do CMO/PLD

O Relatório 1 da presente Consulta apontou ser *“importante ressaltar que, embora a volatilidade no Brasil seja baixa quando comparada a outros países, a volatilidade por si só não é um fator preocupante. O questionamento, quando se trata de volatilidade no mercado brasileiro, são as flutuações bruscas sem respaldo sistêmico totalmente claro, as quais podem estar relacionadas a fatores não intrínsecos presentes na modelagem ou processo de uso dos modelos computacionais”*.

A EDP concorda com o destaque, uma vez que, em um paradigma de formação de preços por modelos computacionais, é crucial que tal modelo represente – na medida que o custo computacional permitir – a realidade da forma mais próxima possível. Se a realidade é volátil, o modelo deve idealmente reproduzi-la, bem como as decisões adicionais tomadas pelo Operador.

O Relatório 1 apresentou estudos e propostas de abordagens para redução da volatilidade do CMO/PLD. A metodologia trata da não consideração das ENAs passadas na construção da função de custo futuro no modelo de planejamento energético de médio prazo.

Os estudos e avaliações apresentadas no Relatório 1 concluíram que:

*“Conforme analisado no documento, as políticas calculadas pelo NEWAVE sem a consideração da variável de estado de tendência hidrológica (sem VETH), foi capaz de mitigar a volatilidade quando simulado – com rodadas encadeadas NEWAVE/DECOMP*

– em passado recente (Janeiro/2019 a Junho/2020) quando utilizada com parâmetros de aversão a risco bem restritivos, como por exemplo ( $\alpha=10$ ,  $\lambda=90$ ). No backtest do período de Janeiro/2012 a Dezembro/2015, os casos sem VETH, com os parâmetros de aversão a risco ( $\alpha=10$ ,  $\lambda=70$ ) também apresentaram redução na volatilidade, porém com uma menor preservação dos níveis de reservatórios ao final do horizonte, quando comparado ao modelo vigente.

(...)

Sendo assim, embora a metodologia da não consideração da ENA como variável de estado tenha reduzido a volatilidade do CMO/PLD tanto nas simulações encadeadas NEWAVE/DECOMP dos períodos (2019-2020) e (2012-2015), foi necessário utilizar parâmetros de aversão a risco bastante restritivos, principalmente colocando muito peso para cenários mais críticos, como por exemplo ( $\alpha=10$ ,  $\lambda=90$ ) onde 10% dos cenários mais críticos receberam um peso adicional de 90%. Além disso, na simulação de anos hidrológicos bastante desfavoráveis (2012-2015) tais parâmetros de aversão a risco não se mostraram suficientes para preservar o armazenamento equivalente ao caso do modelo Vigentes.

O GT-Metodologia recomenda a não exclusão da ENA como variável de estado no modelo NEWAVE para uso oficial. Deve-se dar continuidade aos estudos que buscam uma melhor representação da condição hidrológica na cadeia de modelos e identificar os fatores que causem uma eventual volatilidade não natural do CMO/PLD.” (grifos nossos)

Conforme indicado pelo relatório, os resultados não alcançaram a redução de volatilidade esperada sem que fosse necessário fazer uso de alteração dos parâmetros  $\alpha$  e  $\lambda$  de aversão ao risco. Tal medida não é desejável, uma vez que representaria uma distorção da real sinalização de volatilidade. Se a aversão ao risco do Operador pode (e deve) ser incorporada aos modelos de decisão, os indicadores para aprimoramentos devem ser discutidos em Consulta específica para tal fim.

De qualquer forma, os resultados apresentados no Relatório 1 demonstram os bem-vindos esforços do GT Metodologia em investigar e propor melhorias para os modelos. Na seção de “Contribuições adicionais” do presente documento, a EDP sugere indicadores para que os agentes possam complementar os esforços do GT em busca das causas raízes dos problemas e propor soluções.

Nesse sentido:

---

**A EDP apoia a continuidade dos estudos indicados de forma a identificar fatores que causem uma eventual volatilidade não natural do CMO/PLD. Adicionalmente, contribui para que sejam abertos e publicados maior número de indicadores das variáveis de entrada e saída dos modelos, de forma que os agentes possam contribuir mais detalhadamente sobre os aprimoramentos na formação de preços.**

---

## Relatório 2 – Representação Hidrológica

O Relatório 2 da presente Consulta “apresenta os estudos sobre o aperfeiçoamento metodológico do modelo de geração de cenários de afluências atualmente empregado - PAR(p), visando preservar a condição hidrológica recente por um período de tempo maior”. O resultado foi proposto como o modelo denominado PAR(p)-A (desenvolvido pelo CEPEL), descrito conforme destaque na síntese abaixo:

*“(...) a metodologia de aperfeiçoamento do modelo GEVAZP, denominada PAR(p)-A, traz melhorias importantes para a representação da hidrologia recente na geração de cenários de vazões e de Energias Naturais Afluentes (ENAs.) Constatou-se, ainda, 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. Dada a melhor representatividade hidrológica nos cenários gerados pelo PAR(p)-A observou-se uma modificação no comportamento das principais variáveis operativas, tornando importante reavaliar a percepção de risco do setor frente a este novo comportamento. Sendo assim, 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*

(...)

*Ressalta-se que as análises ora apresentadas compõem a 1ª Consulta Pública sobre o tema, detalhando o aperfeiçoamento metodológico proposto e resultados preliminares do modelo de geração de cenários GEVAZP (utilizado para simulação no DECOMP e implementado internamente no NEWAVE). A partir dos encaminhamentos da mesma, uma 2ª Consulta Pública, prevista em cronograma para início em abril/2021, deverá incluir os resultados de backtests, incorporando também as demais implementações estudadas pelo GT Met e sugeridas pela CPAMP, de forma a subsidiar a adoção ou não da nova proposta metodológica nos modelos oficiais a partir de janeiro de 2022.*

(...)

*Por fim, o GT Met recomenda a continuidade do estudo de se implementar a metodologia PAR(p)-A na geração de cenários e construção da FCF nos modelos computacionais. Os resultados ora apresentados são promissores e deverão compor importante parcela dos resultados a serem consolidados para a 2ª Consulta Pública.”*

Conforme indicado no Relatório 2, os resultados aparentam pontos de aprimoramentos promissores e que serão mais detalhadamente discutidos em uma 2ª Consulta Pública a ser aberta ainda em 2021, com adição dos resultados de backtests e incorporando as demais implementações estudadas pelo GT Met e sugeridas pela CPAMP. Portanto:

---

**A EDP apoia a continuidade dos estudos e discussão com detalhes/simulações complementares na abertura da próxima Consulta Pública indicada.**

---

### Relatório 3 – Representação da Produtibilidade e Perdas Hidroelétricas

O Relatório 3 da presente Consulta propõe metodologia de atualização dos dados de representação da produtibilidade e perdas hidroelétricas nos modelos de formação de preços, conforme destaque:

*“Em outubro de 2019 foi concluído o primeiro ciclo de estudos do Grupo de Trabalho para Revisão dos Dados Cadastrais Utilizados para Cálculo da Produtibilidade Hidrelétrica – GTDP (...).*

*Dentre os resultados contemplados neste primeiro ciclo de estudos estão as perdas de carga hidráulica do circuito e a produtibilidade específica médias das usinas. Embora essas grandezas tenham sido agora recalculadas através de metodologias detalhadas, pautadas em dados operativos históricos e informações criteriosas acerca das curvas colina das turbinas, dos rendimentos de geradores e dos arranjos dos circuitos hidráulicos específicos de cada usina, a consideração destas grandezas como sendo um único valor médio representativo constante, indiferentes às condições operativas de altura de queda e turbinamento, constitui uma simplificação.*

*Em vista deste aspecto, após a conclusão do primeiro ciclo de estudos do GTDP foi proposto um novo aprimoramento com o objetivo de não somente aumentar a acurácia dos parâmetros de perdas hidráulicas e produtibilidade específica, mas a própria forma como estas grandezas são informadas aos modelos utilizados no planejamento da operação energética. Dadas as características naturais de ambos os parâmetros, foi proposta a representação das perdas hidráulicas em função da vazão turbinada e a produtibilidade específica em função tanto da vazão turbinada, quanto da altura de queda líquida.”*

O Relatório 3 complementa com a indicação de mudanças no modelo computacional:

*“Esta nova forma de modelagem se concentra apenas no modelo DECOMP, desenvolvido para aplicação no horizonte de curto prazo, especificamente no cálculo da função de produção energética de cada usina.”* (grifos nossos)

Na cadeia de planejamento da operação do SIN, o modelo DESSEM determina o despacho a usinas individualizadas em base horária (meia hora) para o dia seguinte, e demais dias da semana, levando em conta diretrizes operativas estabelecidas pelo modelo DECOMP através das funções de custo futuro ao final da semana operativa. O problema da programação de curtíssimo prazo é formulado como um modelo de programação linear inteira mista, sendo necessário aproximar a função de produção hidroelétrica através de linearização por partes.

Para que o objetivo de aproximação entre planejamento e operação real seja atingido é fundamental que seja recorrente a revisão de parâmetros técnicos, dados e métodos utilizados pelos modelos.

Nesse sentido, a EDP entende ser pertinente o aprimoramento proposto no Relatório 3 para o DECOMP, com metodologia que aproxima a representação da produtibilidade e perdas hidráulicas nas usinas ao observado na operação. Apoia também a continuidade dos estudos e avaliação mais aprofundada dos resultados no modelo DECOMP, que, conforme indicado na documentação da CP, será objeto do segundo relatório do Subgrupo de Produtibilidade do GT Metodologia.

A EDP destaca também que, com a implantação do modelo DESSEM, um dos objetivos principais é que ele seja utilizado pelo ONS como o modelo oficial do despacho energético da Programação Diária da Operação (PDO) do dia seguinte. É esperado que, nessa perspectiva, a sinalização semi-horária possa alterar o despacho das usinas em relação ao paradigma semanal, otimizando a operação a partir das características e atributos de cada fonte. Assim, em linha com entendimentos também apontados no Relatório 3, a EDP propõe que os estudos prossigam com avaliação se a operação pelo DESSEM trouxe mudanças também para a produtibilidade e perdas hidráulicas, de forma a verificar se uma melhor representação dessas grandezas poderá também ser incorporada no modelo de curtíssimo prazo nas próximas avaliações do GT Metodologia.

Logo:

---

**A EDP apoia o aprimoramento da metodologia de representação da produtibilidade e perdas hidráulicas para o DECOMP, visando a aproximação entre planejamento e operação real. Destaca-se a necessidade de se observar – como qualquer aprimoramento nos modelos – os prazos previstos na Resolução CNPE nº 07/2016, caso se decida pela implementação.**

---

## Contribuições adicionais

A seguir, a EDP complementa a contribuição com comentários sobre temas correlatos.

## Governança dos modelos na Resolução CNPE nº 07/2016

Em episódios recentes, o setor elétrico se viu atingido por mudanças repentinas nas condições operativas e nos dados de entrada que ameaçam a estabilidade regulatória, trazendo novamente à mesa riscos jurídicos que se esperavam não mais rondar o bom funcionamento do setor<sup>1</sup>. Trata-se das alterações da operação do Rio São Francisco ao final de 2020<sup>2</sup> e dos dados de hidrograma da UHE Belo Monte<sup>3</sup>. No segundo caso, conforme repercussão de renomadas consultorias na mídia

---

<sup>1</sup> Caso do chamado “risco hidrológico do ACL”, que praticamente “travou” o saudável funcionamento do mercado de energia desde 2015 e só recentemente foi encaminhado para solução via Lei nº 14.052/2020

<sup>2</sup> <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53157646/ana-altera-operacao-de-hidreletricas-impactando-o-pld>

<sup>3</sup> <https://www.agenciainfra.com/blog/mudanca-de-vazao-em-belo-monte-pode-gerar-aumento-de-r-40-no-pld-e-perda-de-r-3-bi/>

especializada, o setor elétrico se viu sob risco de elevação substancial no custo de atendimento ao consumidor, uma vez que o empreendimento compõe o portfólio das distribuidoras de energia como um dos contratos de menor custo e, como participante do Mecanismo de Realocação de Energia, incutirá efeitos às outras hidrelétricas do condomínio e ao consumidor residencial, através dos efeitos do risco hidrológico.

No setor elétrico, a alteração de dados de entrada dos modelos de formação de preços segue a governança imposta pela Resolução CNPE nº 07/2016, que, dentre outros, impõe que a adoção de alterações deverá ser comunicada aos agentes com antecedência não inferior a um mês do PMO em que será implementado. No caso de alterações de metodologias, as alterações devem ser aprovadas até 31 de julho, com vigência para início do próximo ano.

Portanto, de forma a garantir a governança e bom funcionamento dos mercados de energia:

---

**A EDP defende que qualquer aprimoramento proposto que resultem em alterações nos modelos de formação de preço devem observar os prazos e procedimentos da Resolução CNPE nº 07/2016.**

---

## Gestão do Acoplamento entre Operação e Preço

Com a implantação do modelo DESSEM, um dos objetivos principais é que ele seja utilizado pelo ONS como o modelo oficial do despacho energético da Programação Diária da Operação (PDO) do dia seguinte, conforme indicado nos Procedimentos de Rede do ONS.

Nessa perspectiva, é primordial que se façam avaliações se, de fato, a implantação do modelo de curtíssimo prazo tornou a programação do despacho mais próxima da operação real. Assim, é de suma importância medir a aderência entre o despacho programado e o despacho ocorrido, além de implantar metodologia de entendimento permanente das causas raízes das variações encontradas com busca da melhoria contínua dos modelos e dos processos.

A medição da assertividade das variáveis de entrada mais relevantes para a programação diária, como a carga e a geração de usinas eólicas, por meio do cômputo do desvio destas com os valores verificados, é relevante para a explicação dos desvios entre o despacho realizado e programado. Como pode ser visto na Figura 1, o comparativo entre geração eólica modelada e verificada exemplifica que há espaço para investigação de outras frentes de aprimoramentos e que podem também estarem relacionadas, por exemplo, ao problema de volatilidade apontado no Relatório 1.

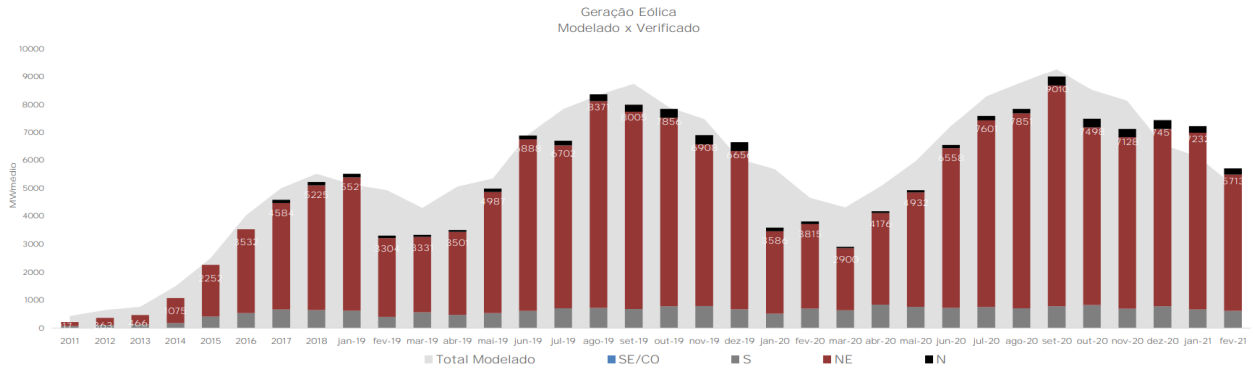


Figura 1 – Geração Eólica modelada vs verificada

Fonte: EDP

Há, portanto, necessidade de se avaliar as causas raízes que possam causar descolamento de preços através de levantamento de indicadores públicos. Em complemento ao tema de volatilidade do CMO/PLD, é necessário investigar também a volatilidade das variáveis de entrada dos modelos (como a geração das fontes não despachadas centralizadamente), e não apenas a variabilidade das saídas CMO/PLD. Na Consulta Pública MME nº 71/2019 “Preço Horário no Mercado de Energia”, a EDP propôs um conjunto de indicadores públicos (Figura 2) de aferição do desempenho dos modelos, de forma que os agentes possam complementar os trabalhos desenvolvidos pelo GT Metodologia.



## Indicadores Diários de Acomplamento entre Operação e Preço

Indicador	Finalidade	Fórmula de Cálculo	Unidade de Medida	Sentido melhor
1 Desvio Relativo de Carga [Diário]	Apurar o desvio médio de carga entre o programado e o verificado (Por submercado)	$MC_1 = \frac{\sum_{i=1}^{48} (CargaVerf_i - CargaProg_i)}{\sum_{i=1}^{48} (CargaProg_i)}$	%	0
2 Desvio Absoluto de Carga [Diário]	Apurar o desvio de formato de curva entre o programado e o verificado (Por submercado)	$MC_2 = \frac{\sum_{i=1}^{48} \sqrt{(CargaVerf_i - CargaProg_i)^2}}{\sum_{i=1}^{48} (CargaProg_i)}$	%	▼
3 Desvio de Shape de Carga [Diário]	Verificar se o formato da projeção está aderente com o realizado	$MC_3 = MC_2 - MC_1$	%	0
4 Desvio Relativo de Geração [Diário]	Apurar o desvio médio de geração entre o programado e o verificado (Por submercado e usina)	$MG_1 = \frac{\sum_{i=1}^{48} (GeracaoVerf_i - GeracaoProg_i)}{\sum_{i=1}^{48} (GerInst_i)}$	%	0
5 Desvio Absoluto de Geracao [Diário]	Apurar o desvio de formato de curva entre o programado e o verificado (Por submercado e usina)	$MG_2 = \frac{\sum_{i=1}^{48} \sqrt{(GeracaoVerf_i - GeracaoProg_i)^2}}{\sum_{i=1}^{48} (GerInst_i)}$	%	▼
6 Desvio Shape de Geração [Diário]	Verificar se o formato da geração projetada está aderente com o realizado	$MG_3 = MG_2 - MG_1$	%	0
7 Volatilidade de Geração Programada Por Usina Hidrelétrica [Diário]	Apurar a volatilidade da programação da geração (Por usina hidrelétrica)	$MV_1 = \text{Desvio Padrão (Log Retornos semi_horários Prog)}$	Unidades	▼
8 Volatilidade de Geração Verificada Por Usina Hidrelétrica [Diário]	Apurar a volatilidade da geração verificada (Por usina hidrelétrica)	$MV_2 = \text{Desvio Padrão (Log Retornos semi_horários Verf)}$	Unidades	▼
9 Aderência de Desvio de Volatilidade [Diário]	Apurar a diferença entre as volatilidades observadas e verificadas (Por usina hidrelétrica)	$MV_3 = MV_1 - MV_2$	Unidades	0

Figura 2 – Indicadores de desempenho

Fonte: EDP CP MME 71/2019

Portanto:

---

**A EDP entende que o estabelecimento de indicadores públicos a serem acompanhados e disponibilizados diariamente trará transparência à formação de preços (especialmente no contexto do preço horário) e permitirá à sociedade contribuir para os aprimoramentos dos modelos e acoplamento entre preço e operação.**

---

## Utilizar modelos computacionais de código fonte aberto

No ano de 2008, a ANEEL realizou a Chamada 001/2008 – Projeto Estratégico: “Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico”, para desenvolvimento de projetos de P&D, fazendo constar:

*“Contudo, além da possibilidade de aperfeiçoamento dos modelos oficiais, é interessante buscar novas abordagens para o problema, a fim de construir um ou mais paradigmas que, certamente, permitirão importantes aprimoramentos nos processos associados ao planejamento e à programação eletroenergética.*

*Dessa forma, considera-se de grande relevância para o SEB o desenvolvimento de outros modelos de otimização do despacho hidrotérmico visando atender ao mercado de energia elétrica com menor custo possível e garantindo a oferta futura de recursos energéticos.”*

Da chamada restaram habilitados 5 projetos, com investimento total de R\$ 45.055.597,38, onde foram desenvolvidos sistemas bem-sucedidos de despacho e com códigos publicamente abertos. O projeto desenvolvido pela EDP com a participação da UNICAMP, por exemplo, foi responsável pelo desenvolvimento do modelo ODIN, que rendeu a capacitação de pesquisadores, assim como a publicação de artigos nacionais e internacionais, como o artigo “ODIN: Metodologia para a Otimização do Despacho Interligado Nacional”, apresentado no VI CITENEL - Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, realizado no ano de 2011 em Fortaleza, premiado como o melhor artigo apresentado no evento.

Destaca-se o caráter público dos códigos desenvolvidos no projeto, que inegavelmente contribuem para que as discussões de aprimoramentos ocorram no mais elevado grau de transparência e profundidade técnica. Tais características são essenciais para a continuidade dos aprimoramentos nos modelos computacionais utilizados oficialmente no SEB (como o DECOMP, SUSHI e DESSEM) que, ao não contar com código fonte aberto, restringe esse nível de detalhamento aos pesquisadores da empresa proprietária.

Logo:

---

**A EDP defende que, enquanto o despacho e formação de preços ocorrer por meio de modelos computacionais, devem ser utilizados modelos de código fonte aberto, com amplo conhecimento público, com adequada governança de parâmetros e premissas, para promover maior transparência do processo e dar maior robustez aos debates e contribuições junto à sociedade.**

---