

CPAMP - Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico

GT-Metodologia

22º Workshop com os Agentes

Data: 13/dez/2021

Horário: 15h00 – 18h00

Local: Videoconferência pelo Webex

Participantes: EPE, CEPEL, CCEE, ONS, ANEEL, MME e Agentes

O 22º *Workshop* do GT-Metodologia com os Agentes foi destinado a discutir o andamento da segunda etapa do ciclo de atividades 2021/2022. Como pauta adicional, contou com a apresentação dos resultados de simulações do NEWAVE obtidos pela CPFL e a apresentação do CEPEL para explicar a modelagem dos reservatórios equivalentes de energia no NEWAVE. A coordenação do GT-Metodologia iniciou o workshop agradecendo a presença de todos e informando que seria permitida durante a reunião a abertura do microfone para os Agentes que desejassem se manifestar. As principais discussões são apresentadas na sequência por tema.

1. Contextualização e cronograma

A coordenação do GT-Metodologia iniciou a apresentação, contextualizando a todos os participantes acerca da recomendação do CMSE à CPAMP de avaliar os mecanismos visando a elevação estrutural dos níveis de armazenamento dos reservatórios, bem como propor uma transição capaz de **minimizar os impactos no GSF e na tarifa do consumidor** de energia elétrica. Além disso, foi reafirmada a busca para apresentar aperfeiçoamentos visando **melhorar a representação da realidade operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN) nos modelos, e proporcionar o adequado sinal econômico do PLD e justa alocação dos custos para os diversos segmentos**. A CPAMP mantém o compromisso de **apresentar a sua avaliação acerca do PAR(p)-A no primeiro trimestre de 2022, associada à calibração do CVaR**, visando a atualização da **representação da aversão ao risco mais aderente à realidade operativa do SIN após consulta pública e deliberação do Plenário da CPAMP**.

O histórico de energia armazenada no SIN desde 2010 é uma referência para mostrar o deplecionamento progressivo dos reservatórios até o início de 2014, que não apresentaram reenchimento nos anos subsequentes. Desse modo, foi pontuado que a CPAMP priorizará a análise do PAR(p)-A e a calibração do CVaR para o Ciclo 2021/2022, ficando a possível continuidade dos demais temas para os próximos ciclos.

Após a contextualização, foi apresentado o cronograma de trabalho anterior e o novo cronograma com adequações. As adequações foram necessárias em razão de um problema encontrado nos resultados dos backtests devido aos dados de entrada que representaram os Volumes de Espera (VEs) empregados oficialmente, que são fruto de uma revisão relacionada aos níveis de armazenamento verificado de cada reservatório. Como correção, foi necessário reprocessamento de todas as simulações com os Volumes de Espera do Plano Anual de Prevenção de Cheias (PAPC). Além disso, os estudos de análises prospectivas também enfrentaram dificuldades no tratamento de inviabilidades de casos referentes ao enchimento de volume morto explicitamente, sendo necessário também reprocessar todos os casos com a representação do enchimento do volume morto por irrigação (análoga a representação oficial).

Desse modo, o fim da 2ª etapa referente a execução, compilação e análise dos backtests e prospectivos foi postergado em um mês. O fim da etapa de confecção do relatório foi postergado em 15 dias, ficando com um período concomitante com a 2ª etapa. E a etapa para a realização da consulta pública, que se inicia logo após a finalização do relatório, sofreu uma redução de 15 dias, sendo a data final do cronograma mantida para 31 de março de 2022.

Apresentadas as adequações do cronograma, foram expostos os status das atividades da 1ª etapa. As atividades referentes à análise metodológica e testes preliminares da implementação do PAR(p)-A conduzida pelo GT-Metodologia já foi concluída. A proposta de critério de parada para planejamento da operação e formação de preço condicionada a entrada do PAR(p)-A em 2023 foi definida em 6 iterações consecutivas abaixo de 0,1% de ΔZ_{inf} , limitado a um mínimo de 30 iterações e máximo de 50 iterações. Enquanto para os casos de PDE e Garantia Física da EPE, o critério de parada proposto foi de mínimo e máximo de iterações igual a 50. As premissas e métricas para a execução dos backtests e prospectivos também já foram concluídas. Por fim, a FT DECOMP foi finalizada e a FT NEWAVE enviou na data de hoje (13 de dezembro de 2021) o relatório de aprovação da versão 27.4.16 para a contribuição dos agentes, com o compromisso de envio do relatório à ANEEL no dia 16 de dezembro de 2021.

2. Apresentação CPFL

Mônica Zambelli apresentou os resultados de simulações de NEWAVE empregando PAR(p)-A realizados pela CPFL. Para os estudos foi utilizado como referência o mês de janeiro de 2022 criado com base nos dados do PMO de dezembro de 2021, sendo considerados cinco casos:

- Consideração dos níveis de VMinOP aprovados para 2022, manutenção do PAR(p) e CVaR(50,35);
- Consideração dos níveis de VMinOP aprovados para 2022, PAR(p)-A com novo critério de parada proposto pelo GT Metodologia e CVaR(50,35);
- Consideração dos níveis de VMinOP aprovados para 2022, PAR(p)-A com novo critério de parada proposto pelo GT Metodologia e CVaR(25,40);

- Consideração dos níveis de VMinOP aprovados para 2022, PAR(p)-A com novo critério de parada proposto pelo GT Metodologia e CVaR(25,50);
- Consideração dos níveis de VMinOP aprovados para 2022, PAR(p)-A com novo critério de parada proposto pelo GT Metodologia e CVaR(50,35), sem redução automática de ordem.

O primeiro resultado apresentado foi o de ENA Bruta, que mostrou que o uso da metodologia do PAR(p)-A em relação à metodologia PAR(p) altera, conforme esperado, os cenários das séries sintéticas de ENA Bruta gerados. Além disso, o emprego ou não da metodologia de redução de ordem dentro do PAR(p) também altera a geração de cenários. Em seguida foram apresentados os resultados de geração hidráulica, energia armazenada e custo marginal resultante das simulações com séries sintéticas. Também foi apresentado o tempo de processamento e o número de iterações até o atendimento do critério de parada de cada caso. Em resumo, os resultados mostraram que o PAR(p)-A apresenta uma perspectiva de elevação do armazenamento mais lenta devido a geração de cenários que capturaram a tendência atual pessimista de aflúências. Ainda, quanto maior a aversão ao risco, maior é a elevação do armazenamento, tendo como consequência o aumento do custo da geração térmica.

Finalizada a apresentação, Alexandre Street (PUC-Rio) questionou acerca dos resultados que seriam obtidos se fosse utilizado o PAR(p) para o cálculo da política e na simulação fosse empregado o PAR(p)-A. O questionamento foi motivado para se ter uma ideia da resposta do modelo quando ele espera cenários mais otimistas, mas cenários mais pessimistas são realizados. O GT Metodologia concordou com o posicionamento de Alexandre Street de que isso encarece a operação. Porém, a metodologia do PAR(p)-A não pode ser implementada antes de 2023 devido aos prazos estabelecidos para a previsibilidade dos processos de planejamento, operação e preço (CNPE 22/2021).

3. Apresentação CEPEL

O CEPEL realizou uma apresentação de nivelamento sobre as características de modelagem do NEWAVE, com o objetivo de divulgar o conhecimento entre todos os participantes do GT Metodologia. O foco da apresentação foi a representação da variação não linear da produtividade das usinas com a altura de queda em diversos aspectos da modelagem, além da consideração de dados característicos e restrições operativas que são informadas ao modelo de forma individualizada para cada usina hidrelétrica. A apresentação começou pela contextualização (motivação para a modelagem do REE) e uma explicação de como o NEWAVE trata as principais complexidades referentes ao problema de planejamento, como o horizonte longo de análise, a representação das incertezas, as características e restrições físicas individuais das usinas hidrelétricas e a produtividade das usinas variáveis com a altura de queda. Em seguida, o CEPEL apresentou as características físicas das usinas hidrelétricas que devem ser consideradas ao se modelar o REE: vazões naturais afluentes, capacidade de armazenamento, vertimento em usinas a fio d'água, geração hidráulica máxima e evaporação. O CEPEL também

pontuou que, apesar da modelagem equivalente, é necessário considerar de forma individualizada os dados de entrada referentes às seguintes restrições operativas individuais das usinas hidrelétricas: níveis operativos mínimos para os reservatórios, retirada de água para outros usos vazões defluentes mínimas, geração mínima operativa e restrições elétricas internas ao REE. Além disso, deve-se tratar de forma diferenciada as usinas com reservatórios das usinas à fio d'água.

Dando continuidade, o CEPEL apresentou os princípios fundamentais na construção dos REEs a partir dos dados e restrições individuais das usinas hidrelétricas, sendo: a localização da usina na cascata, uma vez que a mesma vazão tem impacto diferente de acordo com a localização da usina na cascata; a controlabilidade da vazão afluenta (regularização mensal ou diária/semanal), visto que uma parte da afluência é controlável e outra parte precisa ser utilizada imediatamente (afluência a fio d'água); produtividade variável com altura de queda líquida e mudanças na configuração ao longo do tempo (um modelo de REE por período). Por fim, o CEPEL apresentou como são considerados os dados, as características e as restrições individuais das usinas na modelagem do REE.

Finalizada a apresentação, foi aberto um espaço para dúvidas e comentários dos participantes do workshop. O primeiro participante a se pronunciar foi Leandro Nacif (COPEL). Leandro comentou que o uso de reservatório equivalentes introduz no modelo um componente otimista e ressaltou a importância da entrada em operação do NEWAVE híbrido além da metodologia do PAR(p)-A, questionando a perspectiva de realização dos testes para entrada em operação do NEWAVE híbrido. O GT Metodologia pontuou que o horizonte da representação individualizada do NEWAVE híbrido ainda é limitado, sendo necessário aumentar esse horizonte, mas que este tema está entre os potenciais estudos a serem priorizados nos próximos ciclos da CPAMP.

Dando continuidade, foi lido o questionamento realizado por Henrique Braga (CEMIG) sobre o que fazer para eliminar a necessidade de usinas fictícias e o quanto prejudicial podem ser essas usinas para a modelagem do REE. O GT Metodologia respondeu que as fictícias estão sendo usadas, pois o acoplamento hidráulico entre usinas com reservatório ainda não foi validado para uso. Questões relativas às parcelas de acoplamento ainda não foram totalmente concluídas. Henrique complementou com a sua opinião de que o acoplamento entre os reservatórios de regularização, mesmo que seja imperfeito, deve ser estudado como alternativa às usinas fictícias.

Henrique Braga também questionou se a modelagem a fio d'água dos REEs consideram a evaporação ou se esta é considerada apenas na modelagem das usinas com energia controlável, visto que a evaporação pode ajudar a reduzir a quantidade de ENA considerada no modelo. O CEPEL respondeu que atualmente a evaporação no NEWAVE é considerada apenas na modelagem das usinas com energia controlável, porém a representação de evaporação também para usinas a fio d'água não é algo, em princípio, complexo, e que os modelos DECOMP e DESSEM consideram a evaporação também nas usinas a fio d'água.

Em seguida, Alexandre Street (PUC-Rio) sugeriu que os manuais do CEPEL fossem atualizados e questionou se existe algum estudo comparando a resposta do modelo quando há o emprego do reservatório equivalente em relação ao emprego da operação do reservatório individualizado. O CEPEL respondeu que já está trabalhando em atualizações das documentações e com relação ao estudo de comparação dos REEs com a operação individualizada, há uma orientação de dissertação em andamento. O ONS complementou que a comparação entre os resultados do NEWAVE com a operação real não é direta devido às premissas utilizadas na modelagem do NEWAVE, mas que é possível realizar a comparação dos resultados entre modelos com reservatórios agregados e individualizados, sendo esse um estudo pertinente quando NEWAVE Híbrido entrar em fase de priorização pela CPAMP.

Alexandre Street também questionou sobre o equacionamento do balanço hídrico controlável onde em um dos termos há a multiplicação da energia armazenada pela ENA (produto de duas variáveis de estado), o que faz com que o problema não seja convexo. O CEPEL respondeu que este é um aspecto conhecido e que já havia sido levantado anteriormente pela UFSC, e que a opção pelo uso da bilinearidade se justificaria pelo fato de que, apesar de não ser exata do ponto de vista matemático, do ponto de vista de “engenharia” é melhor representar a variação da produtividade com a altura de queda também neste ponto específico, do que lançar mão de uma metodologia exata mas que considerasse uma altura de queda constante.

Por último, Alexandre questionou o que a CPAMP enxerga como sendo o gerador das grandes inconsistências entre os resultados dos modelos e a realidade. A CPAMP pontuou três pontos que chamam a atenção: geração de cenários, que está sendo estudado neste ciclo através da implementação do PAR(p)-A e que também poderia ser melhorada com consideração de variáveis climáticas; a modelagem equivalente; e o nível de aversão ao risco.

4. Sensibilidade da política em função do CVaR

Com o intuito de apresentar os efeitos da maior aversão ao risco, o GT Metodologia apresentou estudos através de gráficos de permanência para o CMO do Sudeste, geração térmica e energia armazenada para o segundo mês do caso de PLD de outubro de 2020. A partir dos estudos apresentados, é possível verificar que sensibilidades mais avessas ao risco tendem a ter um maior efeito nos cenários mais pessimistas em termos de ENA. Para cenários de ENA mais otimistas, os efeitos tendem a ser mais brandos em termos absolutos.

5. Backtests e análises prospectivas: execução, compilação e análise

Foi compartilhado com todos os participantes do workshop a resposta à contribuição recebida por e-mail acerca do NEWAVE e o DECOMP terem a mesma penalidade para o VMinOp. Foi pontuado que o cálculo do valor das penalidades nos modelos é diferente, pois no modelo NEWAVE é utilizada a metodologia de máxima violação anual da restrição VMinOp, que considera um mês fixo para a aplicação da penalização da violação. Já no modelo DECOMP a penalização pelo não atendimento à RHE é contabilizada no próprio estágio da violação. Além disso, o NEWAVE é executado com periodicidade mensal, enquanto o DECOMP é executado

semanalmente. Desta forma, o valor da penalidade no modelo DECOMP deve ser recalculado semanalmente, uma vez que os valores de CVU podem ser reajustados no intra-mês.

Com relação ao status da execução dos backtests e prospectivos, a execução dos backtests já havia sido concluída na data do workshop, enquanto a execução dos estudos prospectivos estava cerca de 75% concluída no dia 10 de dezembro de 2021.

Com base nas contribuições enviadas pelos agentes, o GT Metodologia propôs como objetivo dos backtests e prospectivos identificar os parâmetros do CVaR que indiquem a geração térmica coerente com a geração estipulada pela CRef, ao menor custo de operação. Desse modo, o grupo fez uma breve apresentação sobre a CRef para o nivelamento de conhecimento de todos os participantes do workshop. Em seguida, apresentou a seguinte metodologia para a análise:

1. Observar o nível de armazenamento para um determinado mês. Esse determinará o montante de termelétrica (indicado pela CRef) que o modelo precisa responder.
2. Se o resultado do modelo responder no montante indicado no item 1 (ou maior) conta 1, caso contrário, conta zero.
 - Acima da faixa de operação verde conta sempre 1.
3. Para cada caso executado a avaliação será feita para horizonte de interesse da CRef
 - Prospectivo: Será feita a contagem final para todos os cenários associados a cada par de CVaR.
4. Será definida uma tolerância, aceitando poucas violações ao longo do horizonte.
5. Todos que estiverem acima dessa tolerância serão rankeados ao menor custo de geração termelétrica.
 - O primeiro colocado é o principal candidato a ser selecionado.
6. Os pares selecionados no Passo 5 serão levados para a avaliação dos impactos físicos, financeiros e tarifários.

Mônica Zambelli contribuiu por mensagem no chat parabenizando pela formulação de avaliação das simulações com base na CRef e comentou que em seus estudos utilizou uma tolerância de $\pm 2\%$ em relação ao nível determinado pela CRef e também chegou a testar interpolações, se disponibilizando a discutir sobre a experiência em outro momento.

6. Contribuições dos participantes

Encerrada a apresentação, devido à escassez de tempo, foram ouvidos apenas os comentários do Luciano Contin (Furnas) e da Mônica Zambelli (CPFL). Com relação às premissas utilizadas pela CRef no âmbito do CMSE, Luciano sugeriu ao ONS que na decisão do despacho fora da ordem de mérito pelas curvas da CRef o despacho antecipado das usinas à GNL fosse considerado pelo valor de seus CVUs, assim com as demais usinas, e não apenas quando o armazenamento estivesse na curva vermelha da CRef, que possui como premissa geração termelétrica total. O GT Metodologia respondeu que essas usinas são acionadas apenas em situações mais críticas para se evitar que ocorra os seus acionamentos de forma desnecessária, uma vez os seus despachos são definidos com antecedência de 60 dias à geração efetiva. Em complemento, Luciano ponderou que o custo de arrependimento também pode ocorrer da

forma contrária. Seguindo o comentário do Luciano Contin, Mônica Zambelli complementou que o emprego dos CVUs estruturais resulta em distorções nas simulações e sugeriu que fossem realizados estudos de CRef utilizando CVUs conjunturais.

Devido à escassez de tempo, as demais perguntas enviadas no chat do evento ficaram para ser respondidas à posteriori e são apresentadas a seguir:

a) Romulo Camargo – COPEL

Haveria algum ganho na modelagem caso na geração de séries, ao invés de ENAs por REE fossem geradas vazões individuais (por posto) e só após o agrupamento por REE?

b) Henrique Braga - CEMIG

A CPAMP poderia uniformizar a modelagem do TVR de Belo Monte? Pois o ONS e EPE usam modelagens distintas.

c) Vinicius Trindade - Neoenergia

Prezados, fizemos alguns testes com o caso da Eletrobras e, mesmo considerando 50 iterações, os resultados ficaram instáveis. Vocês chegaram a fazer alguma análise nesse sentido?

d) Fabio Pinto - Energisa

Boa tarde, tendo em vista que a CRef vai servir como parâmetro de decisão não faria sentido ela estar dentro do modelo?

7. Participantes

O 22º *Workshop* do GT-Metodologia com os Agentes contou com 227 participantes, sendo 36 deles membros das instituições que compõem o GT-Metodologia. A lista de presença pode ser consultada no anexo B.

ANEXO A – Contribuições por e-mail

O conteúdo exposto neste anexo consiste em reproduções dos textos enviados pelos participantes do GT-Metodologia por e-mail após a reunião.

a. ABIAPE

Na reunião de 13/12/2021, a CPAMP propôs que a escolha do par (α, λ) do CVaR leve em consideração a Curva Referencial de Armazenamento (CREF), identificando os parâmetros que resultem em geração termelétrica aderente à da curva. A ABIAPE observa que a proposta acarreta as seguintes preocupações:

- *a CREF é uma ferramenta emergencial e pode ser flexibilizada ou mesmo descartada a depender de fatores econômicos, sociais, hidrológicos etc;*

- *o CVaR consiste em critério de aversão a risco estrutural do setor e, portanto, não deve ser definido com base em parâmetro conjuntural nem com objetivo de atingir meta de reservatórios;*
- *cada CREF elaborada pelo ONS possui breve período de vigência, assim, o resultado da metodologia de definição de CVaR com base na CREF já estaria ultrapassado na entrada em vigor em 2023;*
- *a definição de métricas e premissas para o estudo no âmbito do GT Metodologia foi realizada durante a Etapa 1, que teve fim em outubro de 2021.*

Nesse sentido, a ABIAPE acredita não ser adequado utilizar a CREF para calibração do CVaR.

b. EMAE

Apresentamos a seguir nossas contribuições a respeito da implantação de melhorias dos modelos de simulação hidroenergética.

É notório que os resultados dos modelos não têm atendido satisfatoriamente à operação do SIN, fato conhecido também pelo ONS e observado ao longo dos últimos anos. Especialmente ao longo dos anos 20/21, a situação energética crítica pela qual o Sistema Interligado Nacional vem passando não é precificada adequadamente, o que torna claro para todos os Agentes do setor que os modelos necessitam ajustes, e tem provocado uma desotimização operacional com elevado despacho de térmicas fora da ordem de mérito.

Nesse sentido, entendemos que o núcleo do problema dos modelos pode ser a representação do processo estocástico.

A representação agregada em reservatórios equivalentes já não encontra mais respaldo na realidade, devido à crescente perda na capacidade de regularização do Sistema em conjunção com a elevação dos patamares de demanda instantânea, visto que em tais patamares a coordenação das cascatas se torna mais estressada, o que já levou o ONS a praticar vertimentos turbináveis para estabelecimento do balanço hídrico necessário à disponibilidade de potência ao longo das bacias. Fica aqui ilustrada a importância do Newave híbrido.

A reversão à média no processo de geração de séries também é um fator de introdução de viés otimista no modelo, o qual poderia ser minimizado pela adoção do PAR(p)-A, o que ainda não ocorreu. Neste contexto cabe ressaltar que a representação das incertezas no modelo se restringe apenas à oferta. A demanda é considerada determinística. Do ponto de vista de planejamento, isso pode até ser aceitável, entretanto, viola a fundamentação econômica se o modelo é também utilizado no processo de formação de preços. A carga deveria ser considerada incerta e com elasticidade também incerta, isto é, o processo estocástico deveria ser modelado com a inclusão dessas duas variáveis aleatórias adicionalmente às vazões (ENAS). Por mais que a elasticidade e a incerteza da carga sejam pequenas, elas poderiam causar alterações significativas nos preços, na operação e até na

segurança do atendimento. Tanto é que o MME instituiu o programa de resposta da demanda no auge da crise hídrica de 2021 e o Ministro das Minas e Energia veio a público solicitar um esforço dos consumidores no sentido de aliviar a demanda instantânea em alguns momentos, ou seja, motivando a demanda se tornar elástica.

A partir dessas constatações, consideramos que a adoção de medidas como o VmimOP, por exemplo, podem ser uma solução mais rápida minimizando o viés otimista constatado nos resultados dos modelos, mas que não correspondem à solução conceitual do problema.

Desse modo sugerimos à CPAMP a apreciação dos problemas aqui levantados no seu cronograma de trabalho para 2022.

Antecipadamente agradecemos pela oportunidade de participarmos com sugestões para melhoria dos modelos de simulação do setor elétrico.

c. COPEL

É de conhecimento de todos que os resultados dos modelos não têm estado adequados à percepção de risco do ONS nos últimos anos. Especialmente ao longo desse ano de 2021, a situação energética crítica pela qual o Sistema Interligado Nacional (SIN) passou não foi precificada adequadamente, o que torna claro para todos os players do setor que os modelos necessitam ajustes, e tem provocado um elevado despacho de térmicas fora da ordem de mérito.

Nesse sentido, entendemos que o núcleo do problema dos modelos é a representação do processo estocástico.

A representação agregada em reservatórios equivalentes já não encontra mais respaldo na realidade, devido à crescente perda na capacidade de regularização do SIN em conjunção com a elevação dos patamares de demanda instantânea, visto que em tais patamares a coordenação das cascatas se torna mais estressada, o que já levou o ONS a praticar vertimentos turbináveis para estabelecimento do balanço hídrico necessário à disponibilidade de potência ao longo das bacias. Fica aqui ilustrada a importância do NEWAVE híbrido.

A reversão à média no processo de geração de séries também é um fator de introdução de viés otimista no modelo, o qual poderia ser minimizado pela adoção do PAR(p)-A, o que ainda não ocorreu. Neste contexto cabe ressaltar que a representação das incertezas no modelo se restringe apenas à oferta, enquanto a demanda é considerada determinística.

A este respeito, sob o ponto de vista de planejamento, isso pode até ser aceitável, entretanto, viola a fundamentação econômica se o modelo é também utilizado no processo de formação de preços. A carga deveria ser considerada incerta e com elasticidade também incerta, isto é, o processo estocástico deveria ser modelado com a inclusão dessas duas variáveis aleatórias adicionalmente às vazões (ENAS). Por mais que a elasticidade e a

incerteza da carga sejam pequenas, elas poderiam causar alterações significativas nos preços, na operação e até na segurança do atendimento. Tanto é que o MME instituiu o programa de resposta da demanda no auge da crise hídrica de 2021 e o Ministro das Minas e Energia veio a público solicitar um esforço dos consumidores no sentido de aliviar a demanda instantânea em alguns momentos, ou seja, motivando a demanda se tornar elástica.

A partir dessas constatações, consideramos que a adoção de medidas como o VminOP, por exemplo, pode ser uma solução ágil minimizando o viés otimista constatado nos resultados dos modelos, mas que não correspondem à solução conceitual do problema.

De modo geral, entendemos que os backtests envolvendo os meses de outubro, novembro e dezembro deste ano corresponderão aproximadamente ao despacho térmico verificado nestes meses, mediante ajustes nos parâmetros CVaR e VminOp. Nesse sentido, sugerimos elevar significativamente o VminOp nos reservatórios equivalentes das regiões SE/CO, Sul e NE, além da adoção de parâmetro de VminOp de 30% no reservatório da UHE Tucuruí, visto que é o valor de referência empregado pelo ONS na operação cujo objetivo é evitar o desligamento da segunda casa força da usina, culminando na manutenção da disponibilidade de potência na região. Consecutivamente, caso o ONS pratique níveis mínimos em outros reservatórios, sugerimos a adoção de tratamento semelhante ao caso da UHE Tucuruí, posto que a disponibilidade de potência é um atributo do sistema exógeno à cadeia de modelos o qual não afeta as funções de custo futuro calculadas pelos modelos NEWAVE e DECOMP.

Desse modo sugerimos à CPAMP a apreciação dos problemas citados nesta contribuição em seu cronograma de trabalho para 2022.

d. Neoenergia

No último workshop foi informado que o critério de parada do modelo Newave com o PAR(p)-A para os estudos da EPE será um número fixo de iterações (mínimo = máximo = 50). No workshop de 19/jan vocês poderiam apresentar os estudos que subsidiaram esta recomendação? Seria interessante abordar os seguintes aspectos:

- Razões para a diferença de critério de parada entre os casos de CMO/PLD e EPE.*
- Estabilidade dos resultados com esse critério: O CMO (e demais saídas relevantes no cálculo de garantia física) já fica estável com 50 iterações? Haveria algum ganho em adotar um número superior à 50?*

ANEXO B – Lista de participantes

	Nome	Sobrenome	Empresa		Nome	Sobrenome	Empresa
1	Erinaldo	Santos	Urca Comercializadora	115	Gabriel	Dias	Central Energia
2	Wilson	Silveira	Trinity Energia	116	Jose	Emilio Steffen	Perfil Energia

3	Leandro	Nacif	Copel	117	Laiana	Maia	America Energia
4	Ana	Carolina Costa	Capitale Energia	118	Fernando	Pereira	Paraty Energia
5	Rafael	Klausner	PSR	119	Mateus	Cavaliere	PSR
6	Thiago	Cantusio Muraro	Olympe Energia	120	Felipe	Treistman	ONS
7	Rachel	Marcato	Neoenergia	121	Gabriel	Nichioka	Genial Energy
8	Vinicius	Oliveira	ANEEL	122	Pedro	Modesto	Enercore
9	Alexandre	Fernandes	Focus Energia	123	Eduardo	Serur	Matrix Energia
10	Leonardo	Oliveira	Comerc	124	Ronan	Furtado	Furnas
11	Renato	da Silva	Exponencial Energia	125	Patricia	Arruda	CTG Brasil
12	Mário	Moromizato	Merito Energia	126	Carlos	Eduardo Paes	EDP
13	Juliana	Resende	America Energia	127	Renata	Hunder	Eneva
14	Lucas	Henrique Silva	Infinity Energias	128	Samuel	Dominiquini	NC Energia
15	Nathália	Rodrigues Santos		129	Mateus	Tolentino	Prime Energy
16	Lucas	Almir Fernandes	Log Energia	130	Natália	Teixeira	ABIAPE
17	Carlos	Belmonte	Grupo BC Energia	131	Murilo	Soares	Flow Energia
18	Fernanda	Ribeiro	Thera Trading	132	Desirée	Silva	Statkraft
19	André	Diniz	CEPEL	133	Juliana	Sales	CPFL
20	Celso	Trombetta Jr	Raizen	134	Priscilla	Novello	Libra Energia
21	Gustavo	Costa Aragão	CHESF	135	Lucas	Khenayfis	ONS
22	Luciano	Contin	Furnas	136	Danielle	Andrade	ONS
23	Gabriel	rRgatto	Casa dos Ventos	137	Gabriel	Antonio	Ecom Energia
24	Thatiana	Justino	CEPEL	138	Thainá	Rodrigues de Sá	Simple Energy
25	Arthur	Gomes	Go Energy	139	Sávio	Ribeiro	Elera
26	Walker	Rosa	Ekoa Energia	140	Rodrigo	Sacchi	CCEE
27	Iury	Saboia	PSR	141	Lilian	Chaves	CEPEL
28	Raoni	Marinho	Focus Energia	142	Vanessa	Del Caro	BID Energy
29	Antonio	Perez	Brennand Energia	143	Gabriel	Sannuti Pais	Petrobras
30	Alexandre	Street	PUC RIO	144	Patricia	de Souza	Bep Energia
31	Sandy	Tondolo	Engie	145	Fabio	Godoy Ferreira	Capitale Energia
32	Bruno	Goulart	ANEEL	146	Lívio	Souza de Barros	CHESF
33	Daniel	Lima	Grupo BC Energia	147	Guilherme	Oliveira	Ampere
34	Henrique	Lenzi	Libra Energia	148	luiz	pereira	Vibra Comercializadora
35	Pedro	David	EPE	149	Felipe	Corrêa	Capitale Energia
36	Sérgio	Filho	Exponencial Energia	150	Humberto	Moraes	Prime Energy
37	Lucas	Hanzawa	EDP	151	Maria	Barbosa	Eneva
38	Jhulia	Ferraz	ONS	152	Waleska	Lima	AES
39	Henrique	Casotti	Focus Energia	153	Camila	Ramos	EDP
40	Carolina	Bernardes	Votorantim Energia	154	Alexandre	Burghesi	Deal Comercializadora
41	Flavio	Guimaraes	Votorantim Energiga	155	Gabriel	Lopes	Energetica
42	Romulo	Camargo	Copel	156	Angelo	Antonio de Bonvicine	CPFL
43	Mariana	Simoes	ONS	157	Alessandra	Maciel	ONS
44	Bruno	Ashimine	Econ Energia	158	Kathiussia	Severgnini	Flow Energia
45	Valmor	Ricardi	Suzano	159	Suelen	G.	Simple Energy
46	Lais	Fonseca	ONS	160	Rafael	Rigamonti	Eletronorte
47	Pamella	Sangy	EPE	161	martia	teresa Chico Rivera	Eletronorte
48	Joaquim	Garcia	PSR	162	Pablo	Eckstein	Mérito Energia
49	Lucas	Picarelli	Norte Energia	163	Diana	Lima	Itau
50	Henrique	Braga	Cemig	164	João	Luiz Basso	Infinity Energias

51	Gabriel	Apoena de Oliveira	Grupo Electra	165	Alexandre	Ribeiro	Libra Energia
52	Isabela	Pereira	Minervna Foods	166	Saulo	Ribeiro Silva	EPE
53	Guilherme	Soriano	UFPE	167	Jackson		EMAE
54	Amanda	Amorim Holanda	Casa dos Ventos	168	Agatha	Ronkovisk Moraes	BP
55	Bruno	de Campos	SPIC	169	Gabriel	Gonçalves	Paraty Energia
56	Rafaela	Magalhaes	Esfera energia	170	Luis	Cordeiro	EPE
57	Rosane	Bessa	ONS	171	Beatriz	Pinheiro	Raizen
58	Monica	Zambelli	CPFL	172	Isabela	Marcondes	B2R Energia
59	Sandra	Kise Uehara	CTG Brasil	173	Silvia	Gonçalves	Statkraft
60	Vagner	Begni	Elera Renováveis	174	Danyelle	Bemfica Abraceel	ABRACEEL
61	Fernanda	Santos	EPE	175	Jessica	Guimaraes	ABRACE
62	Leonardo	Morais	Focus Energia	176	Fabio	Batista	CEPEL
63	Giacomo	Perrotta	MME	177	Marcio	Kuwabara	CPFL Renováveis
64	Camila	Cunha	Libra Energia	178	Ariane	Silva	Excelência Energia
65	Beatriz	Nogueira	Prime Energy	179	Natalia	Biondo	Enercore Trading
66	Bruno	Morelli	XP Investimentos	180	Felipe	Marto	Ecom Energia
67	Bruno	Beloti	Targus Energia	181	Andre	de Oliveira	Ampere
68	Paulo	Pazzotti	Deal Comercializadora	182	Fabio	Pinto	Energisa
69	Henrique	Frazão Ribeiro	Genial	183	Isaaque	Felix Silva	CPFL SERVIÇOS
70	Alaerte	Mazieiro Neto	Zest Energia	184	Lucas	Colzani	Central Energia
71	Tiago	Norbiato	ONS	185	Talita	Dias	XP Investimentos
72	Patrícia	Cassoli	Simple Energy	186	Felipe	T	CHESF
73	Julio	Fereira	CESP	187	Andre	Tamashiro	Atiaia Energia
74	Erick	Facure	Safira Energia	188	Gilseu.	Von Mulhen	Raizen
75	Andre	Duque	Comerc	189	Thamires	Baptista Mattos Ramos de	Enercore
76	Cristiane	Cruz	CEPEL	190	Alessandra	Oliveira	ONS
77	Igor	Ribeiro	MME	191	Thais	Iguchi	EPE
78	Ronaldo	Aquino		192	Arthur	Pimenta	Itau Unibanco
79	Sylvia	Lima	Infinity Energias	193	Ariane	Klingelfus	Tradener
80	Matheus	Lehmkuhl	Engie Brasil Energia	194	Álvaro	França	Apolo Energia
81	Isabelle	Mesquita	Petra Comercializadora	195	Jhonatan	Sanches	Indra Energia
82	Gustavo	Caixeta	Nova Energia	196	Ana	Carvalho	Petra Comercializadora
83	Marco	Gontijo	Infinity Energias	197	Wendel	Ferreira	Trinity
84	Cecilia	Lupatini	Braskem	198	Felipe	Machado	CEPEL
85	Roger	Kammler	Santander	199	Jessé	Stenico	ABC Brasil
86	Joao	Coelho	America Energia	200	Marcos	Stoco	Matrix Energia
87	Henrique	Cardoso	CPFL	201	Daniela	Novato	ABC Brasil
88	Fábio	Tavela	Esfera Energia	202	CNM	Energia	CNM Energia
89	Rodrigo	moraes Salomao de	CCEE	203	Franco	Tumelero	BTG Pactual
90	Fabiano	Oliveira	Eletrabras	204	Wilker	Lacerda	Electra Energy
91	Fabiana	Lutkemeyer	Abragel	205	Gregory	Calixto	True Comercializadora
92	Cristina	Pimenta	Diferencial Energia	206	Caroline	Trentini	Gold Energia
93	Eduardo	Alves	Mez Energia	207	Renato	Almeida	Eletrabras
94	Robson	Oliveira	CPFL Soluções	208	Débora	Jardim	ONS
95	Gabriela	Godoi	Zest Energy	209	Ana	Almeida	Ecom Energia
96	Lucio	Sunano	Santander	210	Leandro	Andrade	EPE
97	Carlos	Renato Almeida Jr	Elera	211	Marcelo	Alcalde	BP

98	Rafael	Favoreto	Itaipu Binacional
99	Bianca	Alencar	MME
100	Carlos	Junior	ONS
101	Guilherme	Fredo	CCEE
102	Gabriel	Villas	PSR
103	Simone	Valarini	SPIC
104	Renata	Pedrini	
105	Julio	Junior	CGT ELETROSUL
106	ramon	silva	Eneva
107	Tainá	Mota	MegaWhat
108	Gabriel	Godinho	Nova Energia
109	Renê	Hanai Yoshida	2W Energia
110	Bruno	Delcaro	
111	Gilberto	Uggioni	Diamante Geração de Energia
112	Dieuler	de Carvalho	Focus Energia
113	Rennan	Barbosa	Exponencial Energia
114	Marcelo	Mattos	Elera

212	André	Valverde	CESP
213	Murilo	Fenili	UHE SÃO SIMÃO
214	Vinicius	Trindade	Neoenergia
215	Matheus	Salgado	EDP Maxima Comercializadora
216	Thiago	Scharlau Xavier	CCEE
217	Guilherme	Matiussi Ramalho	TAG
218	Marcello	Matz	CCEE
219	Fernanda	Kazama	Stima Energia
220	Thiago	Pietrafesa	BTG Pactual
221	Renan	Arraes	Newcom Energia
222	anderson	visconti	ABIAPE
223	Fernando	Pappas	Ampere
224	Renan	Carvalho	Merito
225	João	Pedro Rodrigues	EPE
226	Simone	Brandao	Casa dos Ventos
227	Luísa	Ribeiro	