

## CONSULTA PÚBLICA Nº 121/2022

### CONTRIBUIÇÃO DA ABIAPE

A Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE) apresenta suas contribuições à [Consulta Pública \(CP\) MME nº 121/2022](#), que visa obter subsídios para aprimoramentos metodológicos dos modelos de formação de preço e despacho das usinas do SIN.

#### 1. Considerações iniciais

A atratividade bem como as decisões de investimentos para o setor elétrico está diretamente relacionada à percepção de risco e ao custo de oportunidade. O agente gerador submete ao Operador a decisão em relação a geração, o qual, por sua vez, utiliza programas de computadores para determinar o despacho. O desalinhamento entre a expectativa do proprietário da usina e os programas de computador geram constantemente preocupações aos investidores, agregando riscos ao desenvolvimento de novos projetos.

O autoprodutor é, por definição, o agente consumidor que investe em geração por sua conta e risco, buscando proteção contra custos e garantia de suprimento no longo prazo. Um dos impactos da alteração dos parâmetros dos programas de computador é a possível redução do recurso disponível do autoprodutor no mercado de energia.

O principal objetivo do aprimoramento da formação de preço no SIN consiste em buscar preços que reflitam a realidade do encontro entre oferta e demanda. Para tanto, é necessário avaliar se a aversão a risco é a melhor maneira de garantir reflexo coerente ao preço. Uma melhor representação da realidade poderia ser atingida por meio da individualização de usinas para melhor representação das restrições do sistema, por exemplo.

Tendo isso em vista, a ABIAPE apresenta a seguir suas considerações para esta CP.

#### 2. Aprimoramento metodológico – PAR(p)-A

A geração de cenários de vazões, resultado do modelo auto-regressivo periódico PAR(p), apresenta forte tendência à média de longo termo (MLT) para os meses à frente, incorporando caráter otimista na geração de cenários futuros.

A metodologia proposta PAR(p)-A tenta corrigir a tendência à MLT, atribuindo maior peso à média das últimas 12 afluições. No estudo de *backtest*, observa-se o ganho que poderia ter sido auferido caso a metodologia estivesse vigente no período de simulação, mostrando, inclusive, que a escassez hídrica de 2021 teria um impacto muito menor em razão do elevado armazenamento e que possivelmente se dispensaria os altos despachos fora da ordem de mérito para preservar reservatórios. Na Figura 1, compara-se o nível dos reservatórios verificado e o resultado da simulação com a implantação do modelo PAR(p)-A com o CVaR vigente (50,35).

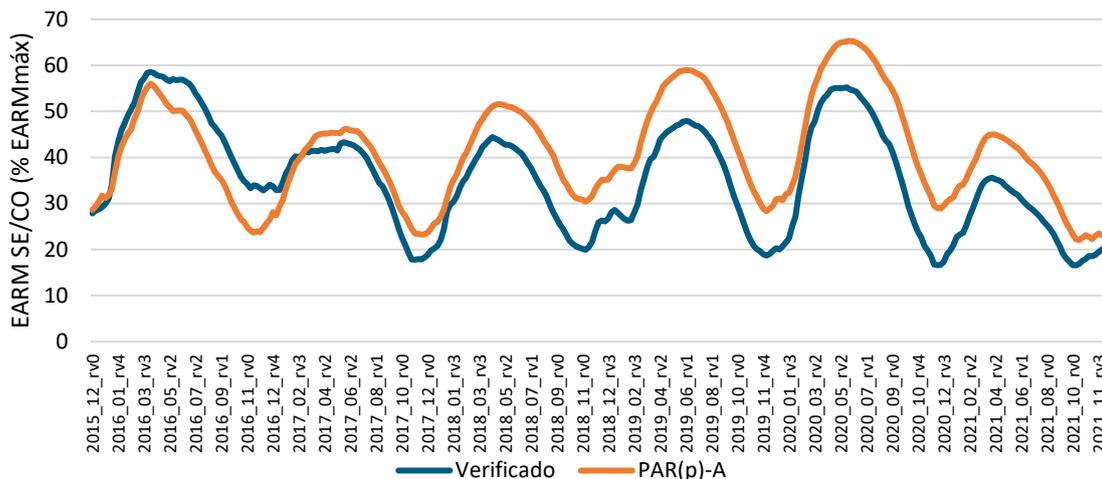


Figura 1 - Resultado do EARM do Sudeste do estudo de *backtest*.

Da análise, conclui-se que somente a implementação da metodologia PAR(p)-A permite atingir o nível dos reservatórios do subsistema SE/CO próximo ao valor verificado, porém sem a realização dos despachos fora da ordem de mérito e mantendo o armazenamento sempre acima do VMinOp.

Apesar dos ganhos observados, a ABIAPE entende que a metodologia ainda poderia ser aprimorada. Atribuir maior peso ao passado recente introduz viés conjuntural aos cenários, sendo o passado recente indutor da operação para o próximo período. Nesse caso a ABIAPE sugere que seja realizado o aprimoramento para atribuir maior peso à média das últimas 36 afluições, em vez de 12.

### 3. Da escolha dos parâmetros de aversão a risco

A operação de sistemas hidrotérmicos consiste basicamente em avaliar uma expectativa de ENA futura e decidir entre deplecionar os reservatórios ou guardar água. A Figura 2 ilustra a árvore de decisão da operação de sistemas hidrotérmicos e os possíveis efeitos operativos a depender da decisão tomada e da ENA futura.

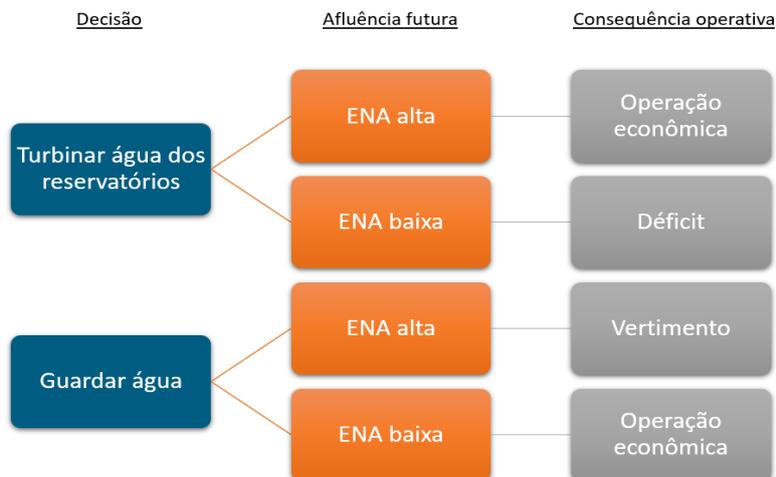


Figura 2 - Árvore de decisão da operação de sistemas hidrotérmicos.

O par de CVaR ( $\alpha$ ,  $\lambda$ ), por sua vez, influencia diretamente na forma como os dados de expectativa de ENA futura – isto é, os cenários de vazões gerados – serão interpretados pelos programas computacionais. Portanto, ao se adotar parâmetros mais avessos ao risco, a tomada de decisão será realizada com base na expectativa de ENAs mais baixas, recorrendo com maior frequência à escolha de “Guardar Água”. Apesar de ser desejável, é preciso avaliar para cenários futuros qual seria o comportamento verificado. Essa avaliação foi realizada com base no estudo prospectivo, discutida na subseção 3.1 a seguir.

### 3.1. Análise dos cenários de ENA

O resultado da tomada de decisão do sistema hidrotérmico pode ser compreendido ao analisar os resultados do estudo prospectivo, em que foram testados cenários de ENA de 60 e 80% da MLT com nível de reservatório inicial equivalente a dezembro de 2020 (18,7%). Para analisar a assertividade da decisão, pode-se observar a existência de déficit ou vertimento – que são indicativos de operação não econômica, conforme a Figura 2. Neste estudo, o déficit será analisado observando o nível de reservatório.

Para os níveis dos reservatórios, tem-se os resultados obtidos na Figura 3 e na Figura 4.

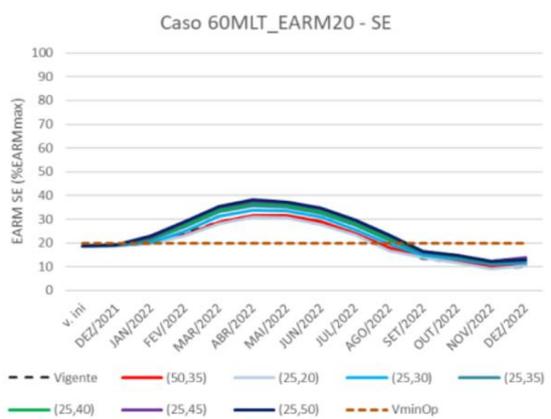


Figura 3 - EARM SE para o caso de 60% da MLT e nível inicial de reservatório equivalente a dez/20.

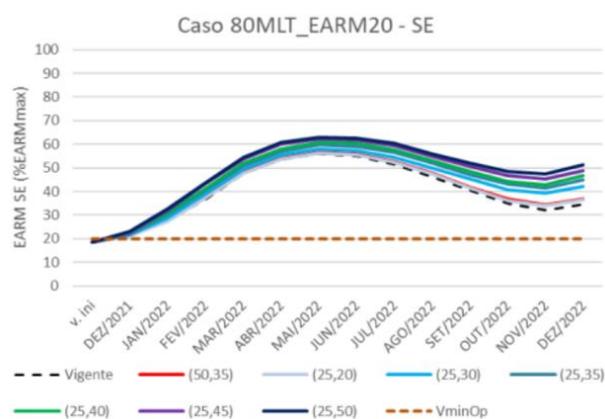


Figura 4 - EARM SE para o caso de 80% da MLT e nível inicial de reservatório equivalente a dez/20.

Da análise, pode-se observar que, para ENA com valor de 60% da MLT, o armazenamento no SE/CO atinge valor menor que o VMinOp para todas as propostas de ajuste de CVaR, indicando possível déficit a partir de setembro.

Para vertimentos turbináveis, os resultados obtidos nos estudos prospectivos estão representados na Figura 5 e na Figura 6.



Figura 5 - Vertimento turbinável no SIN para o caso de 60% da MLT e nível inicial de reservatório equivalente a dez/20.

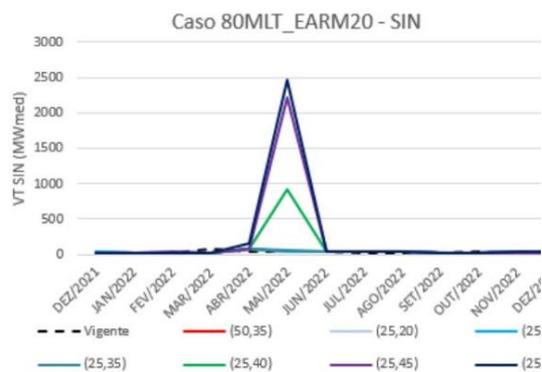


Figura 6 - Vertimento turbinável no SIN para o caso de 80% da MLT e nível inicial de reservatório equivalente a dez/20.

A partir do CVaR (25,40), observa-se valores significativos de vertimentos turbináveis para o cenário de ENA com valor de 80% da MLT, indicando uma tomada de decisão conservadora.

Deve-se lembrar que a operação ótima dependerá das futuras ENAs. Ao analisar o histórico de ENAs no subsistema SE/CO na Figura 7, observa-se valores acima de 60% da MLT para o período recente. Com base nesse histórico, tem-se um indicativo de que cenários de ENA como o da Figura 3 e o da Figura 5 têm menor probabilidade de acontecer.

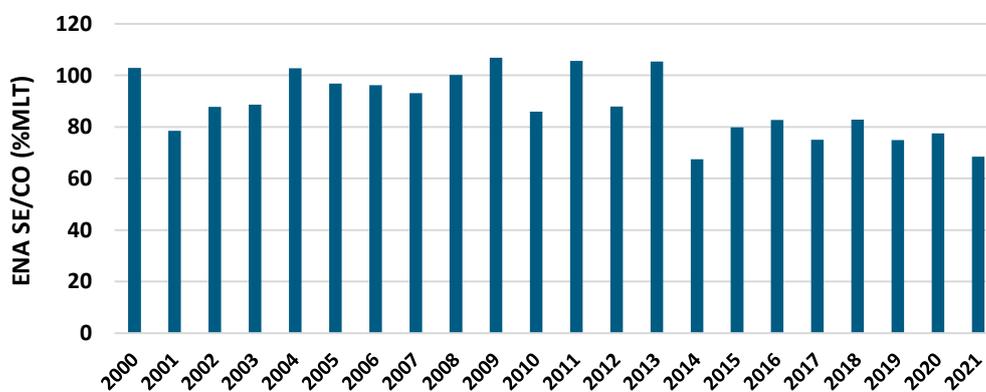


Figura 7 - Histórico de ENA no subsistema SE/CO.

### 3.2. Análise de longo prazo (estudo retrospectivo)

A análise em retrospecto, feita por meio do *backtest* para esta CP, pode ser utilizada para identificar se os ajustes propostos poderiam ter evitado situações não desejáveis, tal como a crise de 2021, desencadeada pela escassez hídrica. Para essa análise, resgata-se o comportamento do nível dos reservatórios do SE/CO para cada um dos parâmetros do CVaR, mostrado na Figura 8.

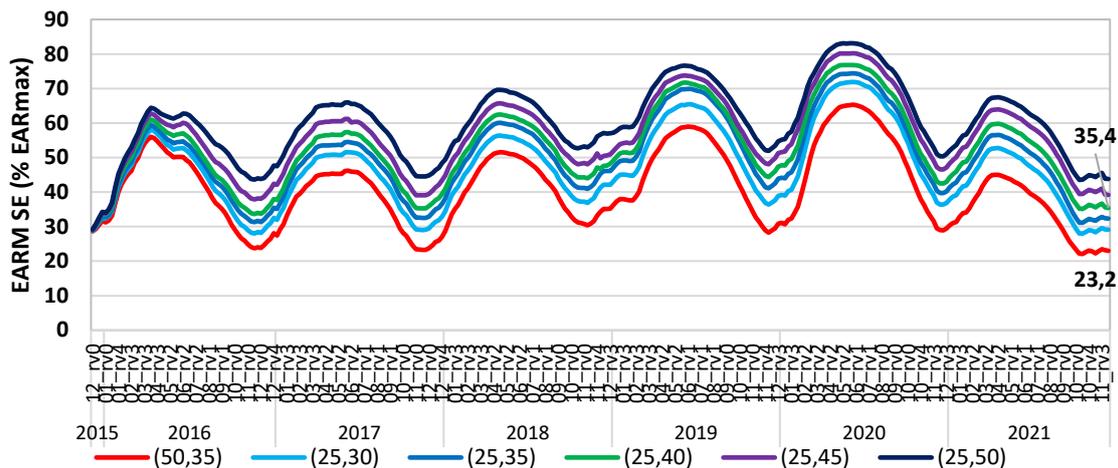


Figura 8 - EARM SE/CO obtido no estudo de *backtest*.

Como discutido na seção 2, apenas com o aprimoramento da metodologia do PAR(p)-A, seria possível alcançar nível do reservatório superior ao verificado ao final de 2021, alcançando um dos objetivos do mercado no aprimoramento da formação de preços.

Nesse sentido, a escolha de novos parâmetros de CVaR tem como objetivo identificar o adicional de segurança ao sistema desejado em relação ao oferecido pelo PAR(p)-A. A seguir, serão analisados os efeitos de se implementar um maior nível de segurança – isto é, uma maior aversão a risco – nos modelos do setor.

### 3.2.1. Preços

Com base nos resultados de *backtest*, observa-se aumento do CMO (custo marginal da operação) médio à medida que se analisa os pares de CVaR mais avessos ao risco. Para o par  $(\alpha=25, \lambda=40)$ , houve elevação de 66% do CMO médio do SE/CO, de 278,40 R\$/MWh (verificado) para 462,50 R\$/MWh.

O PLD (preço de liquidação das diferenças) também apresenta perspectiva de aumento. Para o CVaR sugerido pela CPAMP, espera-se aumento de 48% do PLD médio do SE/CO, de 230,40 R\$/MWh (verificado) para 342,50 R\$/MWh com base no *backtest*.

As elevações esperadas de 66% e 48% para CMO e PLD respectivamente representam aumentos expressivos nos preços do setor, que refletirão no comportamento dos agentes, aumentando exposições financeiras e possíveis perdas de liquidez no mercado.

### 3.2.2. Encargos

#### Segurança Energética

O encargo de segurança energética ocorre quando, por decisão do CMSE, convencionasse necessária a preservação dos reservatórios. No ano de 2021, o ONS apresentou as curvas referenciais de armazenamento (CRefs) de modo a fornecer parâmetros de níveis ótimos de reservatórios e montantes de despacho termelétrico necessários para atingir tais níveis. Para realizar a análise com vistas a alterar o CVaR, o GT Metodologia da CPAMP utilizou como parâmetro as CRefs. A Tabela 1 indica a aderência de cada par de CVaR à geração termelétrica proposta nas CRefs.

Tabela 1 - Resultado do atendimento da geração térmica em relação às CRefs.

CVaR	Atendimento da geração térmica
Vigente	81,7%
(50,35)	92,5%
(25,30)	96,2%
(25,35)	96,5%
(25,40)	98,3%
(25,45)	99,9%
(25,50)	99,9%

Vale destacar que as CRefs são indicativas, cabendo o CMSE decidir sobre a continuidade ou não do despacho fora do mérito. Como exemplo, o armazenamento no SE/CO superou a curva verde no mês de fevereiro de 2022, indicando a dispensa das medidas para preservação dos reservatórios do SE/CO. Mesmo assim, o CMSE decidiu manter o despacho fora da ordem de mérito.

Dessa maneira, observa-se que, ao utilizar as CRefs, os programas computacionais do SIN estariam calibrados para esperar uma hidrologia tão ruim quanto a de 2021 também nos anos seguintes.

### Diferença entre CMO e PLD

Independente da aderência às curvas de referência, a ABIAPE observa que a redução dos encargos depende de condições regulatórias, como por exemplo dos limites mínimos e máximos do PLD.

Nesse contexto, vale analisar o encargo de descolamento CMO e PLD. Em razão da elevação do CMO ao se adotar parâmetros ( $\alpha$ ,  $\lambda$ ) mais avessos ao risco e da existência de limites regulatórios para o valor do PLD, identifica-se um custo de operação que não pode ser coberto pelo PLD. Assim, essa diferença é paga por meio de encargo.

Para tanto, realizou-se análise da diferença entre CMO e PLD para o período do *backtest*. Na Figura 9 é mostrado o valor do CMO que não seria coberto pelo PLD, acarretando o encargo decorrente do custo da diferença entre CMO e PLD.

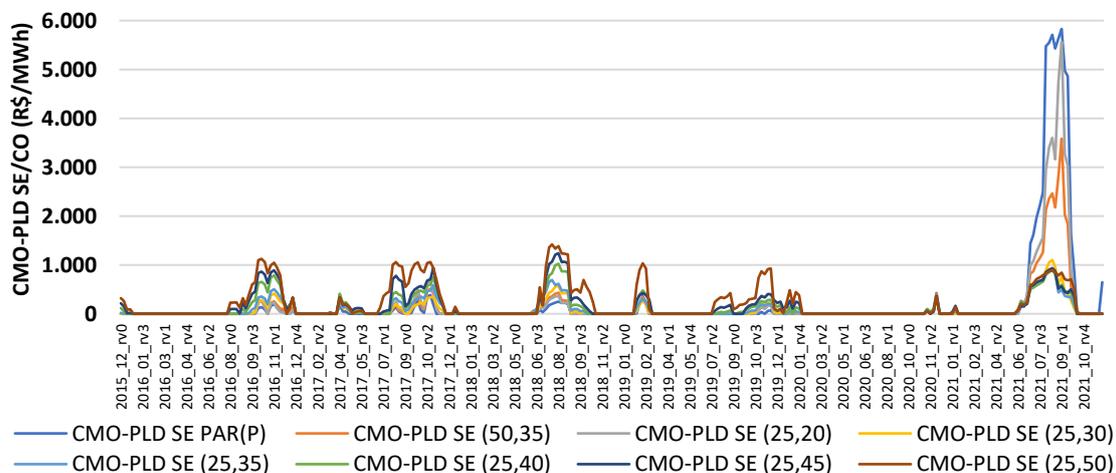


Figura 9 - Valor de CMO não coberto pelo PLD no SE/CO com dados do *backtest*.

Para analisar o efeito de cada par de CVaR, foi realizada a soma do valor de CMO que supera o PLD, sendo um *proxy* do valor do custo de descolamento entre CMO e PLD. Na Figura 10 é mostrado o resultado da análise.

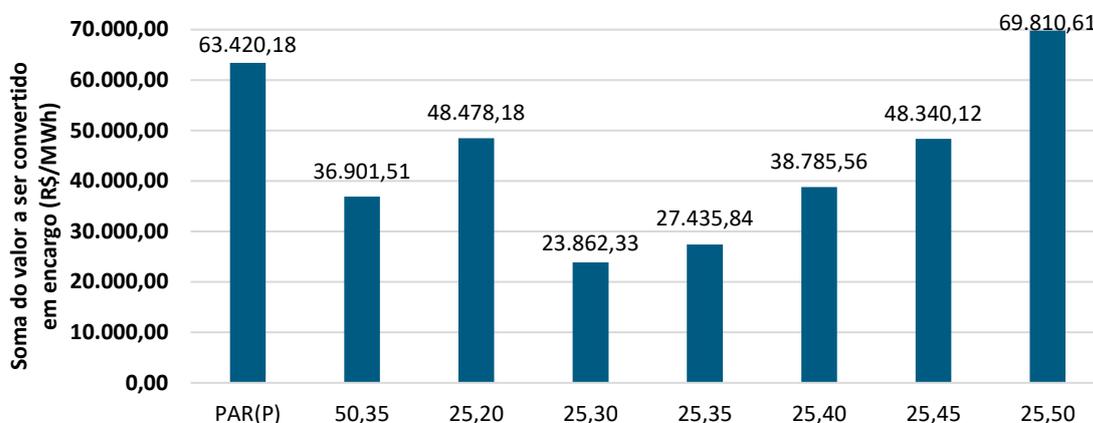


Figura 10 – Soma do valor de CMO não coberto pelo PLD no SE/CO (R\$/MWh).

Nota-se que o par ( $\alpha=25, \lambda=40$ ) tem o potencial de gerar elevados encargos da diferença entre CMO e PLD; o par ( $\alpha=25, \lambda=30$ ), por sua vez, tende a minimizar o custo.

### 3.2.3. Revisão de garantia física

Um dos principais impactos da alteração dos modelos computacionais do setor é na revisão de garantia física (GF). Quanto maior a aversão a risco implementada, menor é a geração hidrelétrica indicativa nos resultados dos modelos, acarretando a redução de garantia física em uma próxima revisão de certificados.

Para o CVaR proposto de (25,40), espera-se uma redução de 3,7% da garantia física das UHES, o que equivale a 1.311 MWmed a menos de certificado de garantia física a partir da próxima revisão ordinária. Isso significa que 90% das usinas cuja GF é revisável atinge o limite de 5% ou de 10%.

Do ponto de vista comercial, a redução da garantia física reduz o recurso disponível para o autoprodutor atender a carga e, por consequência, aumenta a necessidade de comprar o recurso frustrado. Tal efeito pode ir de encontro com a definição do agente autoprodutor, que tem como principais objetivos a busca pela garantia de suprimento e o travamento de custos.

### 3.2.4. Vertimento

Outro impacto relevante do aumento do CVaR é a perspectiva de aumento dos vertimentos turbináveis. Para o par ( $\alpha=25, \lambda=40$ ), há elevação dos vertimentos turbináveis em 27,5% (184 MWmed) em relação ao caso vigente para o período de dezembro de 2015 a dezembro 2021.

O aumento expressivo do vertimento pode ser um indicativo de aversão a risco excessiva, que incorrerá em demasiada preservação de energia e em operação não econômica.

### 3.2.5. Resumo

Nesta seção, buscou-se realizar um resumo dos impactos identificados da alteração do CVaR. Além dos dados do CVaR proposto de (25,40), dos dados somente com a implementação do PAR(p)-A e dos dados verificados, estão indicados os dados do par ( $\alpha=25$ ,  $\lambda=30$ ), que consiste no par de CVaR com nível de EARM logo após ao PAR(p)-A, como indica a Figura 8.

Tabela 2 - Resumo dos impactos da alteração do CVaR.

	Verificado	PAR(p)-A	CVaR (25,30)	CVaR (25,40)
CMO SE/CO (R\$/MWh)	278,4 R\$/MWh	+52,8%	+42%	+66,1%
PLD SE/CO (R\$/MWh)	230,4 R\$/MWh	+34,6%	+40,1%	+48,65%
CMO-PLD (R\$/MWh)	48,0 R\$/MWh	+139%	+52,3%	+150%
Vertimento (MWmed)	668 MWmed	+4,49%	+14,97%	+27,54%
GF (MWmed)	55.207 MWmed	-2,5%	-3,1%	-3,7%
Energia Armazenada	40.707 MWhês	+16%	+46%	+78%

## 4. Convergência do modelo

No sentido de contribuir com diferentes análises, foi avaliada a convergência do modelo frente às alterações propostas. Realizou-se estudos encadeados para todo o ano de 2022 utilizando os critérios de parada vigente e proposto. A Figura 11 mostra o resultado de PLD utilizando os parâmetros de convergência vigentes.

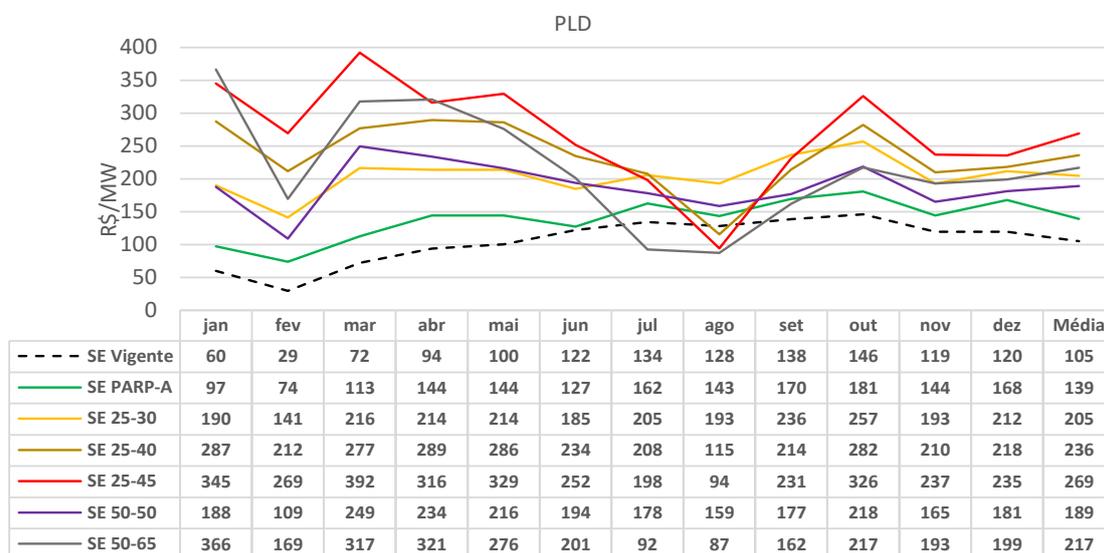


Figura 11 - Resultado de PLD para estudo prospectivo considerando critério de parada vigente.

A Figura 12 mostra o resultado para o PLD com os parâmetros de convergência propostos.

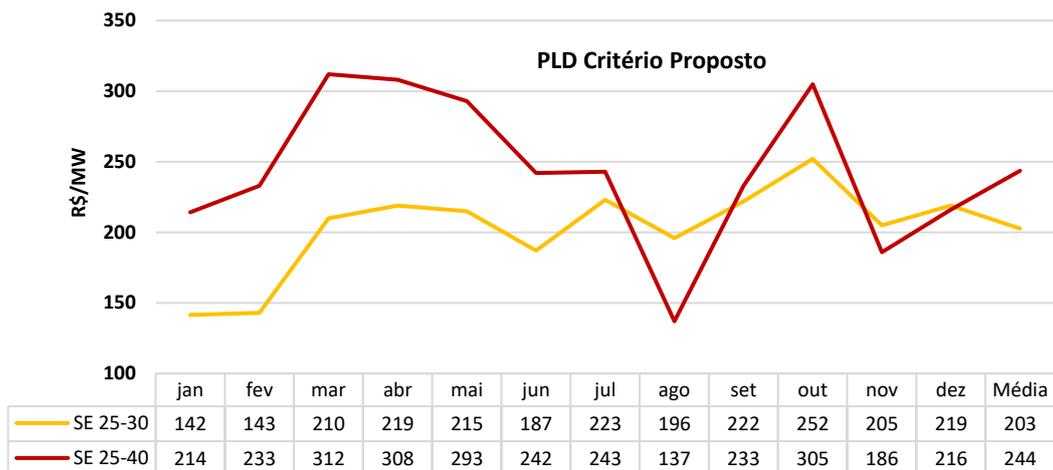


Figura 12 - Resultado de PLD para estudo prospectivo considerando critério de parada proposto.

Buscando identificar o motivo da redução do PLD observada no mês de agosto quando simulado com CVaR (25,40), realizou-se um novo estudo utilizando como premissa de cada mês as mesmas condições iniciais para o caso de CVaR (25,30) e (25,40), conforme mostrado na Figura 13.

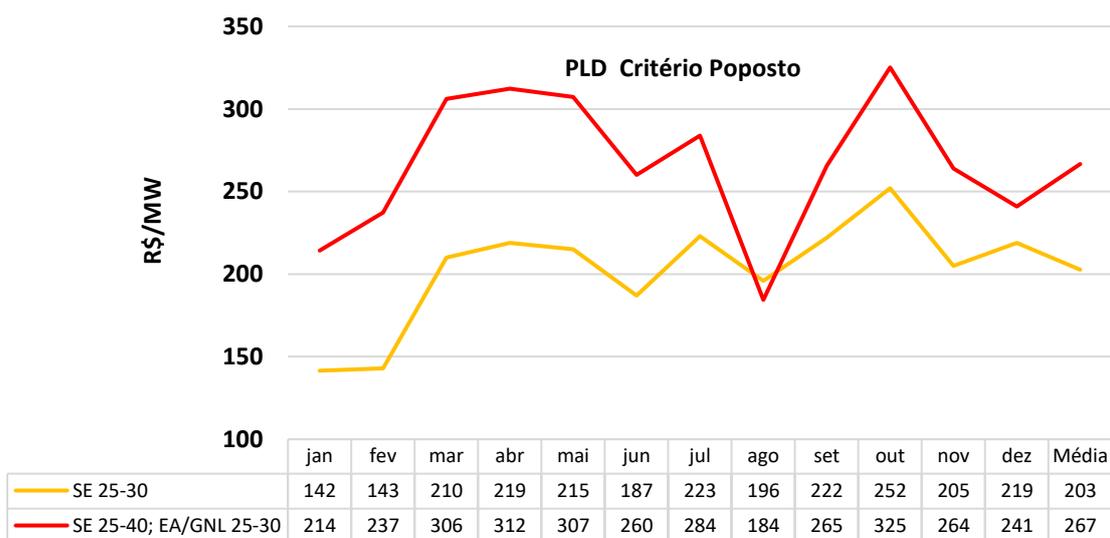


Figura 13 - Resultado de PLD para estudo prospectivo considerando a mesma condição inicial e critério de parada proposto.

Analisando a Figura 13, conclui-se que a condição inicial não é o fator causador da redução abrupta do PLD no mês de agosto para o par (25,40), visto que, ao aumentar a aversão ao risco, o PLD não deveria reduzir. Logo, buscou-se realizar algumas avaliações em relação aos critérios de convergência.

Na Tabela 3, são mostrados os valores de PLD DECOMP para casos com quatro critérios de parada NEWAVE. Ao analisar os resultados, foi identificada uma forte dependência do número de iterações utilizadas nos modelos.

Tabela 3 - Dados das simulações prospectivas realizadas.

Simulação Agosto de 2022								
PAR(P)-A CVAR 50-35			PAR(P)-A CVAR 25-30			PAR(P)-A CVAR 25-40		
Critério de Convergência	PLD	Delta	Critério de Convergência	PLD	Delta	Critério de Convergência	PLD	Delta
Vigente	143	-	Vigente	193	-	Vigente	183	-
Proposto	154	11	Proposto	196	3	Proposto	216	33
70 its	162	8	70 its	215	19	70 its	260	44
80 its	-	-	80 its	-	-	80 its	291	31

Apesar de serem esperadas diferenças de valores de PLD com o aumento do número de iterações, observa-se que, à medida que se avança em pares de CVaR mais avessos ao risco, identifica-se diferenças de até 44 R\$/MWh, o que demonstra que a Função de Custo Futuro não atingiu a estabilidade.

Ademais, ao realizar a mesma avaliação para o mês de janeiro de 2022 (decks NW e DC oficiais), verificou-se que, alterando de 35 para 50 iterações, o modelo apresenta redução de preços significativa e, ao aumentar para 70 iterações, o PLD segue na tendência de elevação, o que demonstra que, entre 35 e 50 iterações, o modelo não atingiu um nível de estabilidade aceitável.

Na Figura 14, registra-se as ENAs utilizadas para realizar as simulações encadeadas dos estudos prospectivos.

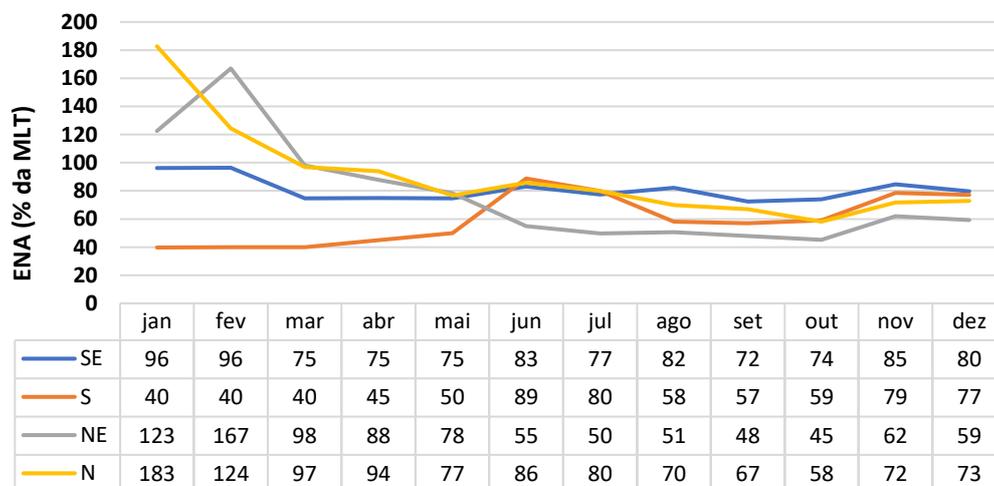


Figura 14 - ENAs utilizadas para o estudo prospectivo.

## 5. Recomendação ABIAPE

Com base no exposto, a Associação entende que o PAR(p)-A se apresenta como uma implementação necessária nos programas computacionais no setor, sendo demonstrado níveis de reservatórios mais elevados que o verificado ao final de 2021.

Porém, ao analisar os estudos prospectivos encadeados, não se identifica convergência adequada dos modelos, o que pode estar sendo causado tanto pelo PAR(p)-A quanto pela aversão a risco mais agressiva.

Com relação à recalibração dos parâmetros do CVaR, a ABIAPE entende que esse aprimoramento tem como objetivo fornecer segurança adicional, precisando ser identificado o custo-benefício. Nesse sentido, conclui-se que a proposta do par (25,40):

- pode não apresentar a solução econômica ótima, tendo em vista que, nos estudos prospectivos, na ocorrência de ENAs de 60% da MLT, observou-se degradação dos níveis dos reservatórios com valores abaixo do VMinOp e, na ocorrência de ENAs de 80% da MLT, foi constatado o aparecimento de significativo vertimento turbinável.
- pode causar aumento do custo de descolamento entre CMO e PLD, aumento dos vertimentos turbináveis (27,54%) e redução de 3,7% da garantia física. Os efeitos apontam para uma aversão a risco com grande impacto econômico-financeiro para os agentes de geração, bem como a possibilidade da manutenção dos encargos para os consumidores.

Tendo em vista as análises realizadas nesta contribuição, a ABIAPE sugere:

- que a implementação da metodologia PAR(p)-A seja precedida de estudos adicionais para avaliar a convergência do resultado do modelo;
- que, na escolha do par do CVaR, também seja avaliada a convergência dos resultados dos modelos; e
- que, dados os impactos financeiro-econômicos, não se implemente aversão a risco maior que a fornecida pelo par (25,30).

Por fim, a ABIAPE sugere que seja realizada uma segunda fase da CP para que a CPAMP avalie de forma detalhada o efeito dos critérios de parada nos resultados dos modelos. Ainda, poderia ser considerada a realização de uma operação sombra, em que se avaliaria o desempenho das propostas.