

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

---

## GT Metodologia

### Relatório Complementar com Sumário Executivo 2020/2021

Relatório Técnico do GT-Metodologia da CPAMP – nº 07-2021

## Sumário

|       |                                                                                     |    |
|-------|-------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1     | Introdução .....                                                                    | 5  |
| 2     | Sumário Executivo .....                                                             | 8  |
| 3     | Histórico dos estudos da metodologia PAR(p)-A no SG Representação Hidrológica ..... | 14 |
| 4     | Aprimoramentos metodológicos incorporados na avaliação do <i>backtest</i> .....     | 18 |
| 5     | Avaliação da reparametrização do CVaR .....                                         | 19 |
| 5.1   | Avaliação dos casos de PMO .....                                                    | 19 |
| 5.1.1 | Deck do PMO de outubro/2017 .....                                                   | 20 |
| 5.1.2 | Deck do PMO de julho/2014 .....                                                     | 27 |
| 5.2   | Avaliação do caso de PDE .....                                                      | 34 |
| 5.3   | Avaliação do caso base para o LEN A-3 3 e A-4/2021 .....                            | 36 |
| 6     | Estudo retrospectivo encadeado – <i>backtest</i> .....                              | 42 |
| 6.1   | Premissas e ajustes nos <i>decks</i> .....                                          | 42 |
| 6.2   | <i>Backtest</i> – 2020 a 2021 .....                                                 | 43 |
| 7     | Avaliação de impactos financeiros .....                                             | 55 |
| 7.1   | Custos relacionados ao despacho térmico .....                                       | 55 |
| 7.2   | GSF e impacto financeiro no MRE .....                                               | 62 |
| 8     | Avaliação do impacto tarifário .....                                                | 67 |
| 8.1   | Desenho do estudo conduzido pela ANEEL .....                                        | 68 |
| 8.2   | Resultados para o horizonte 2020-2021 .....                                         | 69 |
| 9     | Referências .....                                                                   | 74 |

## LISTA DE SIGLAS

|         |                                                                                                                       |
|---------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| ACL     | Ambiente de Contratação Livre                                                                                         |
| ACR     | Ambiente de Contratação Regulada                                                                                      |
| ANEEL   | Agência Nacional de Energia Elétrica                                                                                  |
| CCEAR   | Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado                                                  |
| CCEAR_D | Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Regulada na Modalidade por Disponibilidade |
| CCEE    | Câmara de Comercialização de Energia Elétrica                                                                         |
| CEPEL   | Centro de Pesquisas de Energia Elétrica                                                                               |
| CMO     | Custo Marginal da Operação                                                                                            |
| CMSE    | Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico                                                                             |
| CNPE    | Conselho Nacional de Política Energética                                                                              |
| CP      | Consulta Pública                                                                                                      |
| CPAMP   | Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico                         |
| CTO     | Custo Total da Operação                                                                                               |
| CVaR    | Valor Condicionado a um Dado Risco - <i>Conditional Value at Risk</i>                                                 |
| CVU     | Custo Variável Unitário                                                                                               |
| DECOMP  | Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo                              |
| DH      | Deslocamento Hidráulico                                                                                               |
| EARM    | Energia Armazenada                                                                                                    |
| ENA     | Energia Natural Afluenta                                                                                              |
| EPE     | Empresa de Pesquisa Energética                                                                                        |
| ESS     | Encargo de Serviços do Sistema                                                                                        |
| FCF     | Função de Custo Futuro                                                                                                |
| FPH     | Função de Produção Hidrelétrica                                                                                       |
| GEVAZP  | Modelo de Geração de Cenários de Energias e Vazões                                                                    |
| GF      | Garantia Física                                                                                                       |
| GSF     | Fator de ajuste do MRE - <i>Generation Scaling Factor</i>                                                             |
| GFOM    | Geração Fora da Ordem de Mérito                                                                                       |
| GNL     | Gás Natural Liquefeito                                                                                                |
| GT      | Grupo de Trabalho                                                                                                     |
| GTerm   | Geração Térmica                                                                                                       |
| MCP     | Mercado de Curto Prazo                                                                                                |

|        |                                                                                                              |
|--------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| MME    | Ministério de Minas e Energia                                                                                |
| MMGD   | Micro e Mini Geração Distribuída                                                                             |
| MRE    | Mecanismo de Realocação de Energia                                                                           |
| NEWAVE | Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo             |
| ONS    | Operador Nacional do Sistema Elétrico                                                                        |
| PAR(p) | Modelo autorregressivo periódico de ordem p, onde p representa o número de termos autorregressivos do modelo |
| PCH    | Pequena Central Hidrelétrica                                                                                 |
| PDDE   | Programação Dinâmica Dual Estocástica                                                                        |
| PDE    | Plano Decenal de Expansão                                                                                    |
| PLD    | Preço de Liquidação das Diferenças                                                                           |
| PMO    | Programa Mensal da Operação                                                                                  |
| REE    | Reservatório Equivalente de Energia                                                                          |
| RHE    | Restrição Hidráulica de Energia                                                                              |
| ROGF   | Revisão Ordinária de Garantia Física de UHEs                                                                 |
| RV     | Revisão                                                                                                      |
| SEB    | Setor Elétrico Brasileiro                                                                                    |
| SIN    | Sistema Interligado Nacional                                                                                 |
| SG     | Subgrupo                                                                                                     |
| UNSI   | Usinas Não Simuladas Individualmente                                                                         |
| UHE    | Usina Hidrelétrica                                                                                           |
| UTE    | Usina Termelétrica                                                                                           |
| VMinOp | Volume Mínimo Operativo                                                                                      |

## 1 Introdução

Este relatório está inserido no contexto do Grupo de Trabalho de Metodologia da CPAMP – Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico, criada pela Resolução CNPE nº 01/2007 e regulamentada pela Portaria MME nº 47/2008, com a finalidade de garantir coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia - MME, Empresa de Pesquisa Energética - EPE, Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

O Grupo de Trabalho de Metodologia da CPAMP é coordenado pela CCEE (representada pela Gerência Executiva de Preços, Modelos e Estudos Energéticos – GEPME) e conta com a participação do MME (representado pelas Secretarias de Energia Elétrica – SEE, Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE e Assessoria Econômica - Assec), da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (representada pela Superintendência de Regulação da Geração – SRG), da EPE (representada pela Superintendência de Planejamento da Geração – SGE e pela Superintendência de Projetos de Geração - SEG) e do ONS (representado pelas Gerências Executivas de Planejamento Energético – PE e de Programação – PR). O grupo possui, ainda, a assessoria técnica do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL (representado pelo Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente).

Ao longo do ciclo 2019/2020/2021 o Grupo de Trabalho de Metodologia da CPAMP, doravante denominado de GT Metodologia, avaliou seis Subgrupos (SGs) temáticos:

1. Volatilidade;
2. Produtibilidade;
3. Representação Hidrológica: Geração de Cenários;
4. Representação do Volume Mínimo Operativo no modelo DECOMP;
5. Elevação de Armazenamento; e
6. Taxa de Desconto.

As propostas e estudos realizados pelos Subgrupos de Representação Hidrológica, Produtibilidade e Volatilidade foram objeto da Consulta Pública nº 103, de 08 de janeiro de 2021, finalizada em 22 de fevereiro de 2021. Nessa oportunidade, os agentes puderam conhecer antecipadamente os estudos desenvolvidos pelo GT Metodologia. Já na Consulta Pública nº 109, de 02 de junho de 2021, contemplou-se todos os aprimoramentos acima, exceto a Volatilidade, visto a não recomendação exposta pelo GT Metodologia em documento específico. Assim, dadas as recomendações em cada um

dos temas, apresentou-se também a Avaliação da Parametrização do CVaR (Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 06-2021) [1].

Com relação ao Subgrupo de Representação Hidrológica, os estudos avaliaram o aperfeiçoamento metodológico do modelo de geração de cenários de aflúências atualmente empregado - PAR(p), visando preservar a condição hidrológica recente por um maior período. A metodologia proposta, denominada PAR(p)-A e que afeta os modelos NEWAVE e GEVAZP, foi desenvolvido pelo CEPEL e analisado pelo GT Metodologia, sendo as análises e resultados amplamente abordados nos Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 02-2020 da Consulta Pública MME nº103/2021 e Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 02-2021 da Consulta Pública MME nº109/2021. **No entanto, durante o período de contribuições à Consulta Pública nº 109/2021, constatou-se que o modelo NEWAVE não estava calculando de forma exata a Função de Custo Futuro (FCF) ao ser executado com a metodologia PAR(p)-A.** Sendo assim, a CPAMP concluiu que a forma inexata como os cortes estão sendo calculados não proporcionariam segurança ao processo de planejamento, programação da operação e formação do preço e que não haveria tempo suficiente para se reavaliar a modelagem exata até o final da Consulta Pública. Consequentemente, **deliberou por não recomendar a metodologia analisada no SG Representação Hidrológica a partir de janeiro/2022**, conforme expresso na ata da reunião plenária realizada em 30 de junho de 2021. Um detalhamento da análise da inconsistência é feito na Seção 3 e o relatório técnico [2] do CEPEL apresentando a formulação exata a ser utilizada no modelo NEWAVE para a incorporação da metodologia PAR(p)-A.

Frente a este cenário, a decisão foi pela condução de uma segunda fase da Consulta Pública nº 109/2021, a qual se baseia no presente relatório técnico. Para tal, este relatório apresentará a avaliação de reparametrização do mecanismo de aversão ao risco, Valor Condicionado a um Dado Risco - CVaR com parâmetros alfa ( $\alpha$ ) e lambda ( $\lambda$ ), considerando as recomendações do GT Metodologia de uso das funcionalidades estudadas no âmbito dos SGs Representação do Volume Mínimo Operativo no modelo DECOMP e Elevação de Armazenamento, mantendo a metodologia atual de geração de cenários PAR(p). **Ressalta-se que toda e qualquer análise feita pelos Agentes e Instituições e enviadas como contribuição à primeira fase da Consulta Pública nº 109/2021 serão analisadas sob a ótica de nível de aversão ao risco e impactos financeiros.**

O restante desse relatório está organizado da seguinte forma. A Seção 2 apresentada o Sumário Executivo, como os principais resultados e recomendações. A Seção 3 traz um

histórico sobre o desenvolvimento da metodologia PAR(p)-A e discute a problemática quanto a sua aplicação na PDDE do modelo NEWAVE na atual versão. A Seção 4 resume os aperfeiçoamentos metodológicos propostos pela CPAMP no atual ciclo de trabalhos. A Seção 5 apresenta estudos específicos utilizando o modelo NEWAVE. A Seção 6 traz os principais resultados das execuções retrospectivas encadeadas de modelos NEWAVE e DECOMP para o período de jan/2020 a fev/2021. A Seção 7 faz as análises de sensibilidades referente aos impactos econômicos, com dados oriundos das simulações encadeadas. Finalmente, a Seção 8 traz análises de sensibilidades dos impactos tarifários das implementações propostas.

## 2 Sumário Executivo

Esta seção apresenta um resumo das conclusões e recomendações do GT-Metodologia relativo aos estudos desenvolvidos para avaliação do CVaR no presente ciclo, após a constatação de cálculo inexato na Função de Custo Futuro (FCF) ao se considerar a metodologia PAR(p)-A. Conforme consta na introdução, todas as análises feitas pelos Agentes e Instituições produzidas no contexto da primeira fase da Consulta Pública nº 109/2021 serão entendidos como documentos válidos, sobretudo do ponto de vista da aversão ao risco e os impactos financeiros, mesmo não estando atualizados pelas análises do presente relatório.

Buscando trazer as mesmas avaliações do Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 06-2021, este relatório contempla as simulações que incorporam aos modelos os aprimoramentos sugeridos nos relatórios do SG-ElevaEARM e SG-VMinOp de forma concomitante, **utilizando a metodologia vigente PAR(p) em substituição à metodologia PAR(p)-A**, e avalia a necessidade de recalibração dos atuais parâmetros  $\alpha=50\%$  e  $\lambda=35\%$  do CVaR dos modelos vigentes para serem utilizados a partir de janeiro/2022. Ademais, são apresentadas análises para se estimar o impacto financeiro e tarifário que as novas metodologias recomendadas pelo GT-Metodologia/CPAMP poderiam trazer ao mercado nos períodos analisados.

É importante ressaltar que as análises e estudos presentes no documento foram feitos tendo em vista que em 02/09/2020 o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) deliberou para que a CPAMP avaliasse mecanismos visando elevação estrutural dos níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, sobretudo aos finais dos períodos secos, bem como que propusesse transição capaz de minimizar os impactos no GSF e na tarifa do consumidor de energia elétrica.

Inicialmente, concentraram-se esforços nas simulações com o modelo NEWAVE para avaliar os impactos em decks de PMO/PLD, em decks de Plano Decenal de Expansão (PDE), e etapa de cálculo de Garantia Física (GF) utilizando como referência os decks utilizados para os Leilões de Energia Nova A-3 e A-4/2021. Nesta análise foi estimado, a partir de um cálculo simplificado, o montante revisado de GF após a Revisão Ordinária de Garantia Física de UHEs (ROGF).

Os efeitos dos parâmetros do CVaR nos modelos devem ser estudados detalhadamente. Neste sentido, foram desenvolvidos estudos retrospectivos encadeados com os modelos **NEWAVE** e **DECOMP (utilizando a metodologia vigente PAR(p) em todo o**

**processo) considerando os parâmetros do CVaR (50,25), (50,35), (50,50), (25,30), (25,35), (25,45) e (25,50) juntamente com as metodologias recomendadas pela CPAMP<sup>1</sup>.** Foi avaliado o período de janeiro de 2020 a fevereiro de 2021. O horizonte selecionado considera anos de hidrologia desfavorável, o que auxilia na análise da resposta dos modelos aos cenários de estiagens. Por último, para fins de comparação, também foi executado o caso Vigente, o qual possui todas as configurações atuais, sem os aprimoramentos ora propostos, com o parâmetro do CVaR (50,35). Na estimativa dos impactos financeiros, os novos resultados são comparados também à sugestão inicial da CPAMP, exposta no Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 06-2021, ou seja, os oriundos ao se utilizar o par de parâmetros CVaR (50,50), com PAR(p)-A (modelagem inexata) + RHE + VMinOp.

Na sequência é apresentada uma estimativa de alguns impactos financeiros e comerciais que a adoção de tais parâmetros do CVaR poderiam ocasionar em comparação com os casos Vigente e o realizado na época. Entre as grandezas observadas destacam-se: a avaliação comparativa entre o despacho térmico, custo total de geração térmica, custo da geração térmica e importação fora da ordem de mérito, GSF (fator de ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE) e o impacto financeiro ao MRE. Dentre os impactos financeiros do MRE, podemos destacar o risco hidrológico do MRE, a divisão do impacto entre o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o deslocamento hidráulico. Adicionalmente, são apresentados indicadores de eficiência, o qual se destaca a variação do custo térmico pela variação do armazenamento entre o início e o final do período em relação ao caso vigente.

Ainda no contexto de avaliação dos impactos financeiros, foi realizado um estudo que buscou estimar os impactos ao MRE considerando valores revisados de garantia física obtidos de um cálculo estimado de Revisão Ordinária de Garantia Física de UHEs (ROGF), considerando os limites de revisão dispostos no Decreto nº 2.655/1998. A sensibilidade demonstra que quanto maior é o nível de aversão ao risco, maior é o impacto na redução de garantia física das usinas.

Foi também desenvolvida uma avaliação sobre o impacto tarifário, a partir dos resultados dos *backtests*. Da mesma forma, observa-se que quanto maior é o nível de aversão ao risco, menor são os encargos relacionados à geração fora de mérito e maior

---

1

RHE no DECOMP e elevação dos níveis mínimos operativos nos submercados Sudeste/Centro-Oeste = 20%; Sul = 30%; Nordeste = 23,5% e Norte 20,8%.

é o custo tarifário, em função da maior quantidade de usinas termoeletricas gerando na ordem de mérito.

A Tabela 1 resume os principais resultados obtidos para o período de janeiro/2020 a fevereiro/2021. Os resultados se referem às grandezas discutidas acima, a saber: armazenamento no final do período, custo de geração térmica, CMO/PLD médio, impacto financeiro nas distribuidoras, nas usinas do MRE e para os consumidores. Com relação ao Aumento da Conta Bandeiras, destaca-se que os valores da tabela se referem ao período de jan/2020 a fev/2021, diferentemente da Tabela 12 na qual são considerados resultados do ano civil 2020. Na tabela, o padrão de cores indica que as tonalidades verdes estão no sentido da deliberação do CMSE, conforme explicitado acima, e tonalidades em amarelo vão no sentido contrário.

Tabela 1 – Tabela comparativa de resultados do *backtest* 2020-2021

| Período 2020-2021                                      |                                                 | Realizado  | Avaliações com os modelos |            |            |            |            |            |            |            |            |
|--------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|------------|---------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
|                                                        |                                                 |            | Vigente                   | (50,25)    | (50,35)    | (50,50)    | (25,30)    | (25,35)    | (25,40)    | (25,45)    | (25,50)    |
| Δ de armazenamento no SIN [p.p.] em relação ao vigente |                                                 | 11,8       | Ref                       | 1,8        | 3,7        | 8,0        | 6,6        | 9,3        | 11,2       | 12,7       | 13,5       |
| Custo da geração térmica [Bt R\$]                      |                                                 | 19,4       | 10,6                      | 12,9       | 12,7       | 15,8       | 14,8       | 16,7       | 18,8       | 20,7       | 22,4       |
| CMO/PLD médio do período [R\$/MWh]                     |                                                 | 182,5      | 189,1                     | 274,3      | 254,0      | 334,6      | 313,3      | 354,4      | 410,6      | 474,9      | 541,4      |
| Impacto nas distribuidoras                             | Δ Redução do encargo GPOM [Bt R\$]              | 0,10       | Ref                       | -0,62      | -0,29      | -3,57      | -3,57      | -3,57      | -3,57      | -3,57      | -3,57      |
|                                                        | Δ Aumento Conta Bandeiras <sup>1</sup> [Bt R\$] | 7,46       | Ref                       | 2,3        | 3,4        | 8,5        | 7,3        | 9,1        | 11,2       | 12,6       | 13,7       |
|                                                        | Δ Redução do Deslocamento Hidráulico [Bt R\$]   | 0,09       | Ref                       | -0,18      | -0,46      | -0,46      | -0,46      | -0,46      | -0,46      | -0,46      | -0,46      |
|                                                        | Total [Bt R\$] [%] <sup>2</sup>                 | 7,65<br>4% | Ref                       | 1,45<br>1% | 2,69<br>1% | 4,51<br>2% | 3,25<br>2% | 5,07<br>3% | 7,19<br>4% | 8,57<br>4% | 9,68<br>5% |
| Impacto no consumidor do ACL                           | Δ Redução do encargo GPOM [Bt R\$]              | 0,05       | Ref                       | -0,29      | -0,13      | -1,66      | -1,66      | -1,66      | -1,66      | -1,66      | -1,66      |
|                                                        | Δ Redução do Deslocamento Hidráulico [Bt R\$]   | 0,04       | Ref                       | -0,08      | -0,21      | -0,21      | -0,21      | -0,21      | -0,21      | -0,21      | -0,21      |
|                                                        | Total [Bt R\$]                                  | 0,09       | Ref                       | -0,37      | -0,35      | -1,87      | -1,87      | -1,87      | -1,87      | -1,87      | -1,87      |
| Impacto nas usinas do MRE                              | GSP [%]                                         | 79,59%     | 88,18%                    | 87,49%     | 86,99%     | 85,13%     | 85,73%     | 84,93%     | 84,12%     | 83,57%     | 83,22%     |
|                                                        | Impacto do pagamento no MCP do ACL [Bt R\$]     | -11,70     | -7,27                     | -9,24      | -10,23     | -14,78     | -13,56     | -15,18     | -16,98     | -18,29     | -19,29     |

1 - Dados até fev/2021

2 - Percentuais relativos à receita total para o segmento de distribuição para 2021

A Tabela 2 traz um sumário dos principais impactos observados com os estudos de garantia física pós ROGF.

Tabela 2 - Comparativo com as estimativas dos impactos em garantia física pós ROGF

| Impacto em GF pós ROGF                | Sem revisão de GF | Caso base | (50,25) | (50,35) | (50,50) | (25,30) | (25,35) | (25,40) | (25,45) | (25,50) |
|---------------------------------------|-------------------|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Δ Montante revisável pós ROGF [MWmed] | Ref               | -504      | -355    | -810    | -1531   | -1294   | -1826   | -2218   | -2353   | -2410   |

A Tabela 3 contém a compilação das principais conclusões dos estudos que foram desenvolvidos para avaliação dos aprimoramentos metodológicos que estão sendo recomendados pelo GT-Metodologia/CPAMP para o Ciclo 2019-2020-2021,

considerando a metodologia PAR(p) juntamente com as metodologias recomendadas pela CPAMP.

Tabela 3 – Conclusões da avaliação da parametrização do CVaR

| Conclusões gerais                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Simulações encadeadas retrospectivas entre janeiro/2020 e fevereiro/2021</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
| Nas simulações de sensibilidades realizadas para o período de janeiro de 2020 a fevereiro 2021, todos os casos indicaram armazenamento final no SIN superior ao caso executado com o modelo Vigente. Portanto, as novas metodologias sugeridas pela CPAMP foram eficientes na elevação do armazenamento.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
| Com relação aos custos de geração térmica, conforme esperado, estes crescem à medida que se aumentam os níveis de aversão ao risco. Os casos mais próximos ao custo realizado, de R\$ 19,3 bilhões, são os CVaR (25,40) e CVaR (25,45) com R\$ 18,8 bilhões e R\$ 20,7 bilhões no período, respectivamente. Com relação à geração térmica total no período, os casos CVaR (25,40) e CVaR (25,45) apresentaram valores médios de 10 GWmed e 10,3 GWmed, ou seja, acima do realizado que apresentou uma geração média de 9,1 GWmed. Esses resultados indicam que os resultados providos pelos modelos computacionais auferem uma maior eficiência do ponto de vista de geração térmica, quando comparado ao realizado.                                                                |
| Como consequência da elevação do armazenamento e do maior despacho de térmicas indicados pelos modelos, houve elevação no CMO/PLD em todas as sensibilidades. Como exemplo, podem-se destacar os casos CVaR (25,45) e CVaR (25,50) com valores médios de 474,92 R\$/MWh e 541,38 R\$/MWh no período de 2020-2021. Adicionalmente, observa-se que os valores médios de CMO/PLD para o período foram impactados pela redução da carga devido às medidas de isolamento social, que resultou em piso durante cerca de 3 meses (abril a junho/2020). Por fim, é importante salientar que valores altos de CMO/PLD podem levar a períodos prolongados de valores próximos ou no PLD máximo estrutural, tendo como consequência possíveis efeitos adversos ao mercado de energia elétrica. |
| Quanto ao impacto financeiro nas distribuidoras, tem-se as seguintes avaliações: efeitos por geração fora da ordem de mérito (GFOM); na Conta Bandeiras e no                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |

Deslocamento Hidráulico (DH). Para a primeira análise, todos os casos tiveram redução dos custos de GFOM (de R\$ 0,6 a R\$ 3,6 bilhões) quando comparados ao modelo Vigente. Na sequência, observa-se que a Conta Bandeiras se eleva à medida que a aversão ao risco aumenta. Por fim, nota-se uma redução no encargo de DH em todos os casos simulados quando comparados ao modelo Vigente, na ordem de R\$ 0,2 a R\$ 0,5 bilhões. Dessa forma, para os casos do período de 2020-2021 nota-se que existe um potencial de aumento na tarifa em percentuais que vão de 1% no CVaR (50,25) a 5% no CVaR (25,50).

Quanto ao impacto no consumidor do ACL, calcularam-se os indicadores do encargo por GFOM e DH. Em ambos há uma redução em comparação ao modelo Vigente e ao realizado. No primeiro, ocorre uma redução de encargos por GFOM em R\$ 0,3 e 0,1 bilhões no caso CVaR (50,25) e (50,35), respectivamente, comparados ao modelo Vigente. Por outro lado, os demais casos tiveram uma redução de R\$ 1,7 bilhões. No total, os casos simulados com as novas implementações propostas reduziram entre R\$ 0,4 bilhões e R\$ 1,9 bilhões em relação ao modelo Vigente.

Quanto ao impacto financeiro para as usinas do MRE, em todas as simulações observa-se que os casos avaliados apresentam valores maiores que o vigente, devido ao efeito da menor geração hídrica e PLDs mais elevados. Considerando o caso CVaR (25,45), por exemplo, no período de 2020 a 2021 haveria um impacto financeiro negativo de aproximadamente R\$ 18,3 bilhões ao MCP para as usinas do MRE do ACL, ou seja, R\$ 11 bilhões acima do caso vigente.

#### **Impactos em Garantia Física nas usinas hidrelétricas do MRE**

Quanto aos impactos na ROGF para as usinas hidrelétricas do SIN, observa-se que a potencial redução de Garantia Física vai de 504 MWmed para o caso base (modelo Vigente) a 2.410 MWmed para o caso mais avesso ao risco CVaR (25,50).

Diante dos resultados das Tabela 1, Tabela 2 e conclusões expostas na Tabela 3, todas as sensibilidades de CVaR apresentam pontos positivos e negativos, devendo-se ponderar os benefícios da elevação de armazenamento, provendo uma maior segurança

energética, com os impactos financeiros oriundos de tal possibilidade. A Tabela 4 contém as principais recomendações do GT-Metodologia.

Tabela 4 – Recomendações finais

| Recomendações                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Apesar das inconsistências apresentadas no modelo NEWAVE referente a incorporação da metodologia PAR(p)-A na construção dos cortes da FCF, que forçou a CPAMP a reformular os estudos de impactos de modo a manter a metodologia vigente de geração de cenários PAR(p), a CPAMP reafirma que para garantir uma maior segurança energética estrutural ao SIN, é necessário que os modelos computacionais reflitam um nível de aversão ao risco coerente aos requisitos sistêmicos do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Os impactos diretos dessa maior segurança energética indicados pelos modelos são os incrementos dos custos operativos, devido à inerente maior geração termelétrica na ordem de mérito econômico, e a consequente redução da geração hidrelétrica, de forma a permitir a manutenção dos níveis dos reservatórios em níveis seguros à operação do sistema. |
| Por fim, recomenda-se a utilização, nos modelos computacionais, dos parâmetros de <b>CVaR (<math>\alpha = 25\%</math> e <math>\lambda = 45\%</math>)</b> . Nas análises, essa combinação de parâmetros de CVaR atrelada à utilização da metodologia PAR(p) nos modelos NEWAVE e GEVAZP, da RHE no modelo DECOMP e da alteração dos níveis meta de VMinOp, se mostrou eficiente tanto para a segurança energética quanto para os impactos econômicos dos Agentes do SEB.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| Dada a relevância do PAR(p)-A na geração de cenários dos modelos computacionais, <b>o tema continuará em validação no ciclo 2021/2022</b> , visando garantir o seu pleno funcionamento no que diz respeito à sua implementação na PDDE do modelo NEWAVE.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |

### 3 Histórico dos estudos da metodologia PAR(p)-A no SG Representação Hidrológica

A metodologia de geração de cenários PAR(p)-A foi desenvolvida pelo CEPEL e analisada pelo GT Metodologia no ciclo 2019/2020/2021, com o objetivo principal de representar nos modelos uma melhor resposta à condição hidrológica conjuntural que o modelo atualmente empregado - PAR(p).

As análises da metodologia PAR(p)-A foram discutidas com os agentes em quatro *workshops* promovidos pelo GT Metodologia, que ocorreram em 18/jun/2020, 17/dez/2020, 09/abr/2021 e 09/jun/2021. Os resultados e impactos dessa implementação foram abordados nos Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 02-2020 e 02-2021, no âmbito das Consultas Públicas MME nº 103/2021 e 109/2021, respectivamente.

Complementarmente, o CEPEL divulgou em seu site os seguintes documentos referentes à nova metodologia proposta:

- Relatório Técnico 1416/2020 - Proposta Metodológica para o Aprimoramento da Memória de Modelos Auto-Regressivos Periódicos [3];
- Relatório Técnico 2002/2020 - Consideração do Modelo Auto-Regressivo Periódico Anual (PAR(p)-A) no Algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica [4];
- Relatório Técnico 1274/2021 - Testes Estatísticos para Avaliação de Aderência entre Séries Históricas de Energias Naturais Afluentes ao SIN e Cenários Sintéticos dos modelos PAR(p) e PAR(p)-A [5]; e
- Relatório Técnico CEPEL 1941/2021 - Revisão da construção dos cortes de Benders ao considerar o Modelo Autorregressivo Periódico Anual (PAR(p)-A) no Algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica [2].

Paralelamente, nos meses de fevereiro a maio/2021 ocorreram cinco reuniões da Força Tarefa do modelo NEWAVE, em que instituições e agentes apresentaram testes de consistência realizados ao se implementar a metodologia PAR(p)-A.

Contudo, durante o período de vigência da Consulta Pública MME nº 109/2021, de 02/06/2021 a 02/07/2021, identificou-se uma inconsistência na forma de representação do modelo PAR(p)-A na Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) do modelo NEWAVE. Conforme descrito a seguir, essa inconsistência traz imprecisões no cálculo dos cortes na etapa *backward* do algoritmo, de forma que os resultados apresentados originalmente na Consulta Pública MME nº 109/2021 precisaram ser reavaliados.

A seguir, apresenta-se qual foi a inexatidão encontrada na modelagem PAR(p)-A. No modelo PAR(p)-A, a Energia Natural Afluente (ENA) de um Reservatório Equivalente de Energia (REE)  $i$  com parcela anual é descrita pela equação abaixo:

$$ENA_{it} = \sum_{j=1}^{p_m} \left( \phi_{jit} + \frac{\psi_{jt}}{12} \right) \cdot ENA_{t-j,i} + \left( \frac{\psi_{it}}{12} \right) \cdot X_{i,t-1} + re_{it}, \quad (1)$$

onde:

- $ENA_{it}$  : Energia Natural Afluente no REE  $i$  estágio  $t$ ;
- $p_m$  : ordem do modelo PAR(p)-A;
- $\phi_{jit}$  : coeficiente da ordem  $j$  do REE  $i$  no estágio  $t$ ;
- $\psi_{it}$  : coeficiente da parcela anual do REE  $i$  no estágio  $t$ ;
- $re_{it}$  : resíduo do cenário do REE  $i$  e estágio  $t$ ;
- $X_{i,t-1}$  : soma das energias afluentes de  $t - (p_m + 1)$  até 12.

Nota-se que a diferença entre a ENA calculada pelo modelo PAR(p) e a do PAR(p)-A são os termos adicionais  $\frac{\psi_{jt}}{12}$  e  $X_{i,t-1}$  colocados na equação (1). Ressalta-se que, a ordem dos modelos PAR(p) e PAR(p)-A são determinadas de forma distinta, portanto todos os coeficientes são igualmente distintos.

A parcela  $X_{i,t-1}$  presente na modelagem (1) trata das parcelas de ENAs presentes na média da parcela anual e que não constam individualmente no conjunto energia armazenadas passadas de ordem  $p_m$ . Matematicamente essa parcela é dada por:

$$X_{t-1,i} = \sum_{j=p_m+1}^{12} ENA_{t-j,i} \quad (2)$$

onde:

- $ENA_{t-j,i}$  : Energia Natural Afluente no REE  $i$  estágio  $t-j$ ;

A inclusão deste novo termo da equação (2) na ENA, por ser uma variável de estado, se reflete em dimensões adicionais nos cortes de *Benders* gerados pelo NEWAVE em suas iterações *Backwards*. Segundo a formulação apresentada pelo CEPEL no Relatório Técnico 2002/2020 [4], de maneira geral, o corte pode ser representado de forma simplificada pela equação (3). Observa-se que para focar na modelagem do modelo PAR(p)-A, na equação (3) foram omitidos, apenas nesse equacionamento, os coeficientes relacionados à energia armazenada, usinas a Gás Natural Liquefeito (GNL) e volume mínimo operativo, sendo representados pelo coeficiente B. Dessa forma, o corte em um estágio  $t$  qualquer é:

$$\alpha_t \geq W_c + B_c + \sum_{i=1}^{NREE} \left( \sum_{j=1}^{p_m} \pi_{t-j,c} \cdot ENA_{t-j,i} + \pi_{ic} \cdot X_{t-1,i} \right) \quad (3)$$

onde,

- $\alpha_t$  : Função do custo do estágio  $t$ ;
- $W_c$  : coeficiente linear do corte  $c$ ;
- $c$  : é o número do corte  $c$ ;
- $B_c$  : é a parcela omitida que engloba as demais variáveis de estado;
- $NREE$  : número de REEs;
- $\pi_{t-j,c}$  : coeficiente angular do corte  $c$  da variável de estado da ENA no estágio  $t-j$ ;
- $\pi_{ic}$  : coeficiente angular do corte  $c$  da variável  $X$  do REE  $i$ ;

Quando analisamos a equação (3), nota-se que a representação matemática apresentada na versão que subsidiou o relatório da Relatório Técnico 2002/2020 [4], os cortes na PDDE incluem os seguintes termos:

- $\pi_{t-j,c}$  termo referente à variável de estado das ENAs passadas de  $t-1$  até  $p_m$  ;
- $\pi_{ic}$  termo adicional referente a variável de estado  $X_{t-1,i}$ ;

Portanto, constatou-se que as ENAs passadas dos estágios  $t = p_m+1, \dots, 12$ , não estão representadas explicitamente na modelagem da variável agregada. Uma vez que a variável de estado  $X_{t-1,i}$  é também função das ENAs passadas dos estágios  $t = p_m+1, \dots, 12$ , a regra da cadeia que faz a derivação do corte na função (Equação (23) no Relatório Técnico 2002/2020 [4]) deveria representar essas componentes. Formalmente, no caso de representação de todas as ENAs passadas dos estágios  $t = p_m+1, \dots, 12$ , a própria variável de decisão  $X_{t-1,i}$  poderia ser explicitamente representada pelas ENAs passadas na formulação original, podendo ser omitida.

Assim, na versão do modelo NEWAVE 27.4.7, utilizados para os *backtests* e análises econômicas que subsidiaram o RT GT Metodologia CPAMP nº 06-2021 - Avaliação parâmetros CVaR com Sumário Executivo da CP MME nº 109/2021 os cortes estão sendo calculados com parcelas faltantes. Este fato, poderia representar uma visão de futuro distorcida, pois limita a representação de forma completa do espaço de estado das variáveis aleatórias. Neste sentido, foi necessária uma correção no modelo atual de modo a representar todas as variáveis de estado das 12 ENAs passadas, independentemente da ordem  $p_m$  calculada na calibração.

A CPAMP concluiu, então, que a forma inexata como os cortes estão sendo calculados não proporcionam segurança ao processo de planejamento, programação da operação e formação do preço. Ademais, constatou-se que seria necessária a realização de um novo processo de avaliação metodológica e testes em Forças Tarefas para se reavaliar a modelagem exata, além das análises de impactos decorrentes de sua implementação. Dado o exíguo tempo para avaliação, constatou-se que não seria possível a aprovação da metodologia para a entrada em vigor a partir de janeiro/2022. Dessa forma, a recomendação da CPAMP é no sentido de continuidade da utilização do modelo atual PAR(p) e a indicação da continuidade das análises dessa promissora metodologia para o próximo ciclo de trabalhos.

A revisão da construção dos cortes de Benders ao considerar o PAR(p)-A no algoritmo da PDDE é apresentada no relatório técnico [2] do CEPEL. **Ressalta-se que a inconsistência constada se limita à construção dos cortes que compõe a Função de Custo Futuro do modelo NEWAVE. Portanto, a geração de cenários hidrológicos da metodologia PAR(p)-A auferida pelos modelos GEVAZP e NEWAVE não foi afetada.** Neste sentido, todos os testes efetuados pelo GT Metodologia e pelas respectivas Forças Tarefas relativas à geração de cenários hidrológicos continuam válidos.

## 4 Aprimoramentos metodológicos incorporados na avaliação do *backtest*

As avaliações apresentadas ao longo deste relatório consideraram os aperfeiçoamentos metodológicos que foram objetos de estudo pelo GT Metodologia e que o grupo técnico entende que estão robustos para serem incorporados nas etapas de planejamento da operação e expansão e para a formação de preço.

Nos estudos de avaliação de reparametrização do CVaR e no estudo retrospectivo com encadeamento dos modelos NEWAVE e DECOMP (*backtest*) foram consideradas as seguintes funcionalidades e parametrizações:

- Representação do volume mínimo operativo (VMinOp) no modelo DECOMP por meio da funcionalidade RHE *mix*, com a representação *hard* nos estágios do primeiro mês e *soft* nos estágios do segundo mês. A avaliação específica deste aprimoramento metodológico se encontra no Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 05-2021.
- Novos valores de referência para representação das restrições de volume mínimo operativo (VMinOp), nos modelos NEWAVE e DECOMP sendo estes apresentados na Tabela 5. A avaliação específica desse aprimoramento metodológico se encontra no Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 04-2021.

Tabela 5 – Níveis Mínimos Operativos

| VMinOp | REE                            |
|--------|--------------------------------|
| 20%    | Sudeste, Paraná e Paranapanema |
| 30%    | Sul e Iguaçu                   |
| 23,5%  | Nordeste                       |
| 20,8%  | Norte                          |

Ressalta-se que, dada a inconsistência encontrada na FCF ao se utilizar o PAR(p)-A, as simulações ora apresentadas mantiveram a metodologia vigente de geração de cenários, o PAR(p).

Maiores detalhes sobre as funcionalidades e parametrizações podem ser encontradas nos respectivos relatórios técnicos dos temas. Estes documentos fazem parte da primeira fase da Consulta Pública do MME nº 109/2021 sobre os aprimoramentos metodológicos avaliados pelo GT Metodologia ao longo do ciclo de trabalho 2019/2020/2021.

## 5 Avaliação da reparametrização do CVaR

A avaliação da adequabilidade da parametrização do mecanismo de aversão ao risco – CVaR se faz necessária diante de evoluções da configuração do sistema, de aprimoramentos metodológicos nos modelos energéticos, da inclusão de mecanismos adicionais de segurança, dentre outras questões relevantes que possam afetar a relação oferta × demanda do sistema. Entende-se, assim, que essa avaliação deve ser feita periodicamente.

Para tanto, deve ser observado o problema em todas as suas dimensões, considerando o impacto econômico e o impacto na segurança operativa, avaliando a preferência do Operador com relação à segurança da operação dados os resultados do modelo, além das consequências na comercialização e nas tarifas de energia.

No Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 06-2021 foram apresentadas as análises dos resultados do modelo NEWAVE que subsidiaram a escolha do conjunto de parâmetros do CVaR utilizados nos estudos *backtest*. O objetivo desta seção é avaliar uma nova lista de parâmetros de CVaR, verificando seus impactos no horizonte de planejamento do NEWAVE, e comparando com os resultados obtidos no caso **Vigente** (sem os aprimoramentos sugeridos pela CPAMP e CVaR (50x35) ) e no caso **50x50**(considerando PAR(p)-A com a modelagem inexata e VMinOp e CVaR(50x50)). Estes dois últimos casos foram apresentados e discutidos no Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 06-2021. Os pares que constam da lista de parâmetros avaliados são: **(50x25), (50x35), (50x50), (25x30), (25x35), (25x40), (25x45) e (25x50)**.

### 5.1 Avaliação dos casos de PMO

Nesta avaliação foram considerados dois casos do Programa Mensal de Operação, o PMO de outubro/2017 e PMO de julho/2014. Os dois casos analisados têm uma situação conjuntural crítica, baixos níveis de armazenamento e tendência hidrológica não favorável, assim, foi possível verificar o impacto dos diferentes níveis de aversão na operação do sistema em situações de escassez. A configuração do parque gerador é a mesma da época em que os casos foram elaborados, porém a divisão em reservatórios equivalentes de energia é igual à configuração atual, isto é, 12 REEs. Os parâmetros e funcionalidades utilizados na rodada vigente são aqueles válidos em 2020: geração de cenários com reamostragem considerando o modelo PAR(p) e curva de VMinOp com os valores atuais para o caso denominado **Vigente**. Nos demais casos deste estudo foi considerado uso do modelo PAR(p), os novos valores de VMinOp propostos pelo GT-

Metodologia neste ciclo, bem como a inclusão da sua representação no modelo DECOMP.

Os resultados apresentados a seguir são oriundos da simulação final do NEWAVE, com 2.000 séries sintéticas e sem considerar a opção de racionamento preventivo. São apresentadas as principais variáveis de operação, assim como uma estimativa dos custos incrementais de geração térmica, para todas as opções avaliadas na calibração dos parâmetros do CVaR.

### 5.1.1 Deck do PMO de outubro/2017

A seguir são apresentados os resultados obtidos com o processamento do PMO de outubro/2017.

Na Figura 1 é apresentado o valor esperado do custo total de operação (CTO), dividido nas principais parcelas que o compõem, assim como seu desvio padrão, para o caso vigente e para os casos com diferentes parametrizações de CVaR. Para a parametrização atual (50x35), é possível observar um acréscimo de aproximadamente 27,5% no CTO, ao incorporar os novos valores de VMinOp. Esse comportamento é percebido em todas as parametrizações testadas, assim como um aumento no custo de geração térmica.

Conforme esperado, à medida que o peso ( $\lambda$ ) do custo dos cenários mais críticos aumenta, é observado um aumento no custo de geração térmica. Já os demais custos que compõem o CTO permanecem praticamente os mesmos. Da mesma forma, ao reduzir o tamanho da cauda ( $\alpha$ ) observa-se um aumento do CTO, principalmente o custo relativo ao despacho térmico.

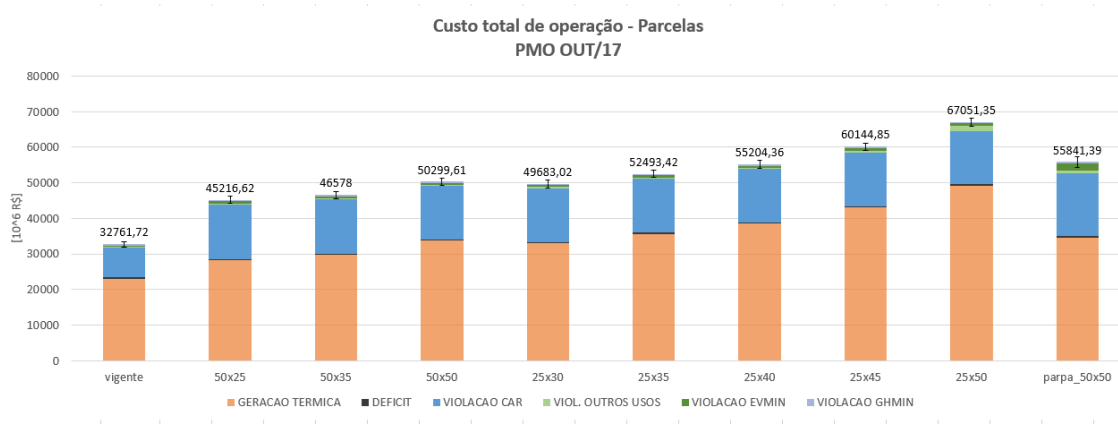


Figura 1 – Custo total de operação - Parcelas - PMO de outubro/2017

Nas Figura 2 e Figura 3 são apresentados gráficos de Pareto de energia armazenada *versus* custo de geração térmica e custo do déficit *versus* custo de geração térmica. Nestes

gráficos é possível avaliar, nas diversas parametrizações do CVaR, o custo-benefício de cada opção estudada. Observa-se, ainda, a relação entre o aumento do custo de despacho térmico e do nível de armazenamento médio do SIN ao longo do horizonte de planejamento.

Para a parametrização atual (50x35), há um ganho de armazenamento médio de aproximadamente 2% comparado ao caso Vigente, com aumento no custo de geração térmica em torno de 22%. Para outras opções de parametrização são observados ganhos médios de armazenamentos do SIN de 5% quando comparados ao caso vigente. Contudo, há ganhos de até 10% nas parametrizações de maior aversão ao risco. Com relação ao custo de déficit, todas as parametrizações apresentaram valores menores que os do caso vigente.

Ao analisar o comportamento dos pares de CVaR nos gráficos de Pareto nota-se que as parametrizações mais avessas (25x40), (25x45) e (25x50) se encontram em localização mais extrema do gráfico: o custo de geração térmica é pelo menos 40% maior do que o do vigente.

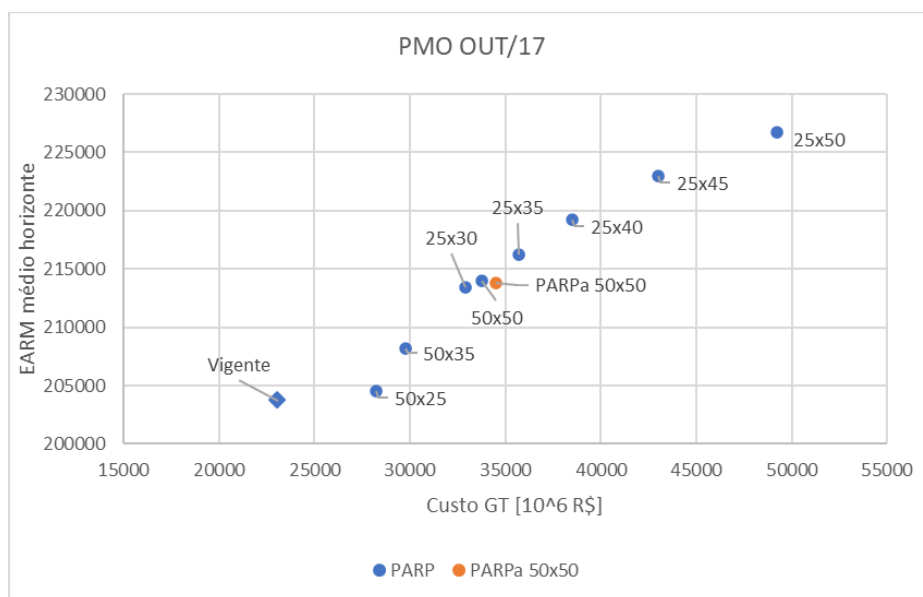


Figura 2 – Pareto Custo de Geração Térmica x EARM médio (MWmédio) - PMO de outubro/2017

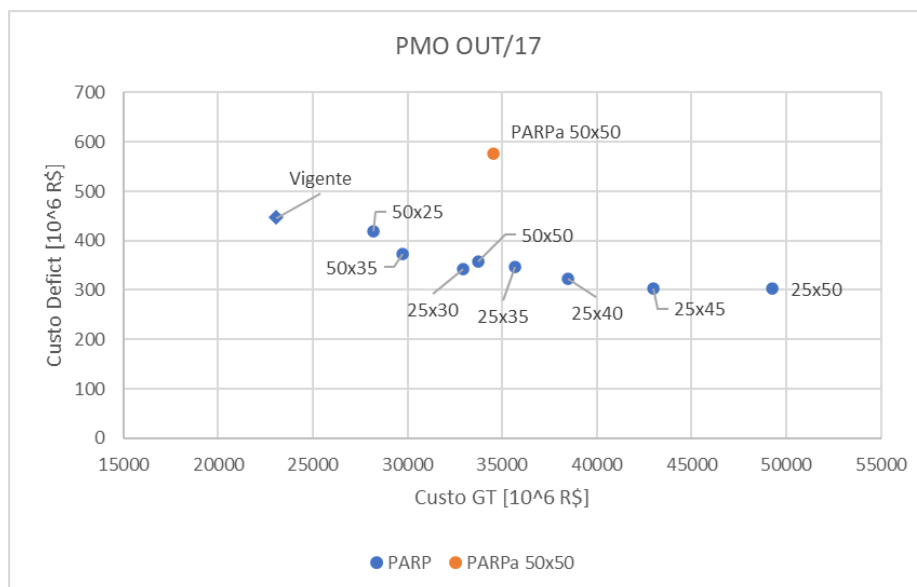


Figura 3 – Pareto Custo de Geração Térmica x Custo de Déficit - PMO de outubro/2017

Na Figura 4 é apresentado o CMO médio das 2000 séries para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste ao longo de todos os meses do horizonte do estudo, tanto para o caso Vigente quanto para os casos com os aprimoramentos propostos pela CPAMP. É possível observar que o caso Vigente é aquele em que ocorrem os menores valores de CMO. Ao adotar os novos níveis mínimos operativos, podemos observar que à medida que aumentamos os parâmetros de aversão ao risco, maiores são os CMOs médios observados, principalmente nos primeiros meses do estudo, conforme esperado. O caso com a parametrização atual (50x35) observa-se um aumento de cerca de 1.200 R\$/MWh, aproximadamente 66%, nos dois primeiros meses, comparado ao caso Vigente. Os casos com parametrizações mais severas, (25x40), (25x45) e (25x50), apresentam comportamento similar, atingindo a ordem de quase 3.000 R\$/MWh no início do horizonte.

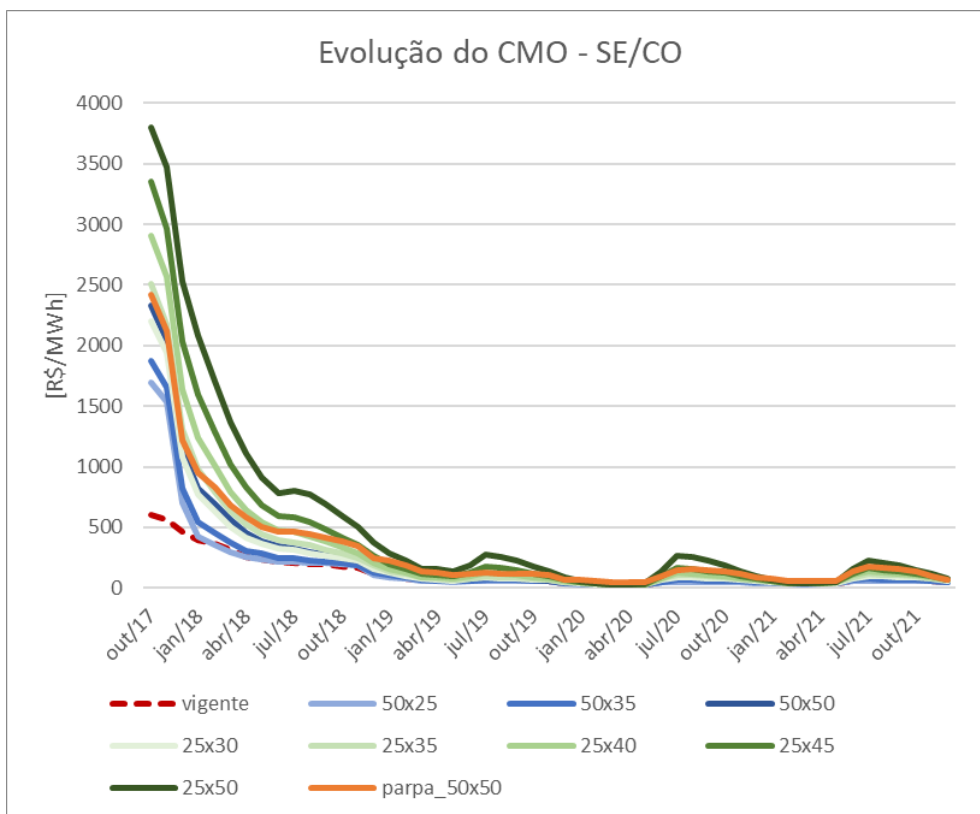


Figura 4 – CMO Médio do Subsystema Sudeste/CO - PMO de outubro/2017

As Figura 5 e Figura 6 apresentam a evolução temporal, respectivamente, da geração hidráulica média do SIN e da geração térmica média do SIN ao longo dos meses do horizonte de estudo. Nota-se que apenas no primeiro mês do horizonte, a geração hidráulica do caso Vigente é superior a geração hidráulica dos demais casos avaliados. Este resultado era esperado, visto que o caso Vigente é menos avesso por não considerar os novos níveis mínimos de armazenamento propostos. As maiores diferenças no despacho dado pelo caso vigente e os demais casos ocorrem nos períodos secos do SIN.

No caso com a parametrização atual, (50x35), o aumento observado foi de 9,9% de geração térmica e redução de 4,4% geração hidráulica (pouco mais de 1.600 MWmed) em novembro/17. As maiores reduções de geração hidráulica pertencem aos casos mais avessos ao risco, como os casos (25x40), (25x45) e (25x50), conforme o esperado, com valores de aproximadamente 1.600, 2.900 e 4.800 MWmed no mês de julho/2020.

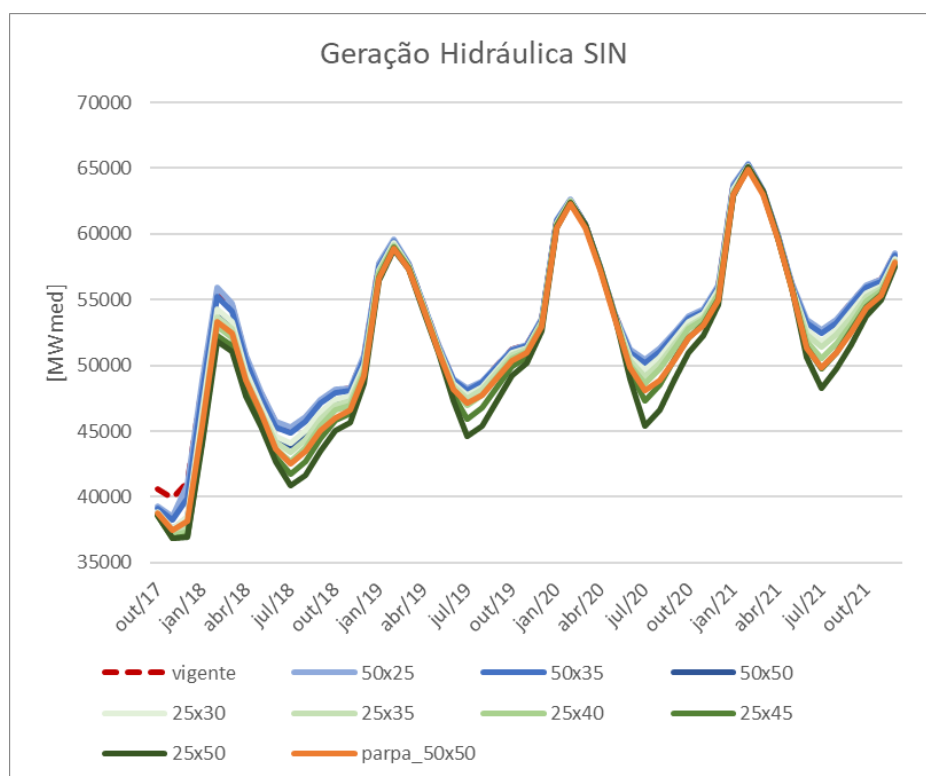


Figura 5 – Evolução temporal da Geração Hidráulica Média - SIN - PMO de outubro/2017

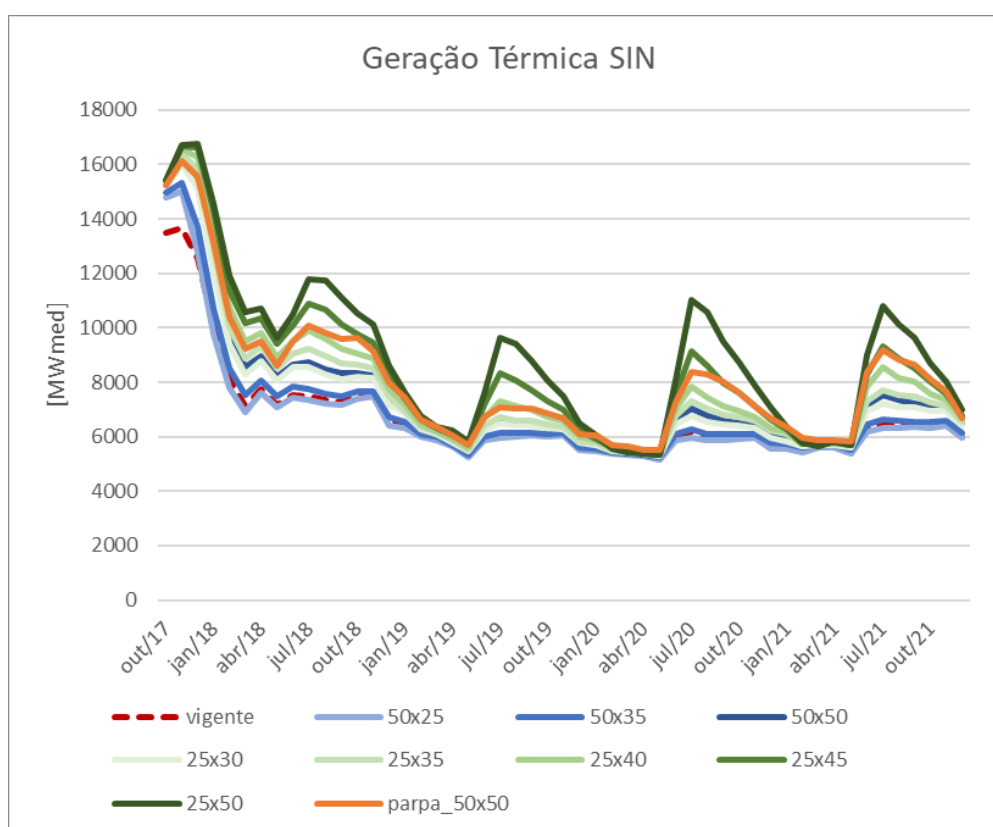


Figura 6 – Evolução temporal da Geração Térmica Média - SIN - PMO de outubro/2017

Na Figura 6 é apresentada a evolução temporal da energia armazenada média do SIN. Os casos que consideram a metodologia PAR(p) e os novos níveis mínimos de armazenamento com as diversas variações de parâmetros de CVaR apresentam energia armazenada superior ao do caso Vigente, conforme esperado. À medida que os parâmetros de aversão ao risco avaliados ficam mais severos, maior é o armazenamento ao longo dos meses.

Além disso, com exceção do caso menos avesso (50x25), todas as parametrizações alcançaram armazenamentos mais elevados que o caso Vigente no final do período do estudo. A parametrização atual (50x35) apresentou armazenamento 2,3%EARMx acima e a parametrização (25x50) apresentou armazenamento superior em 9,9%EARMx.

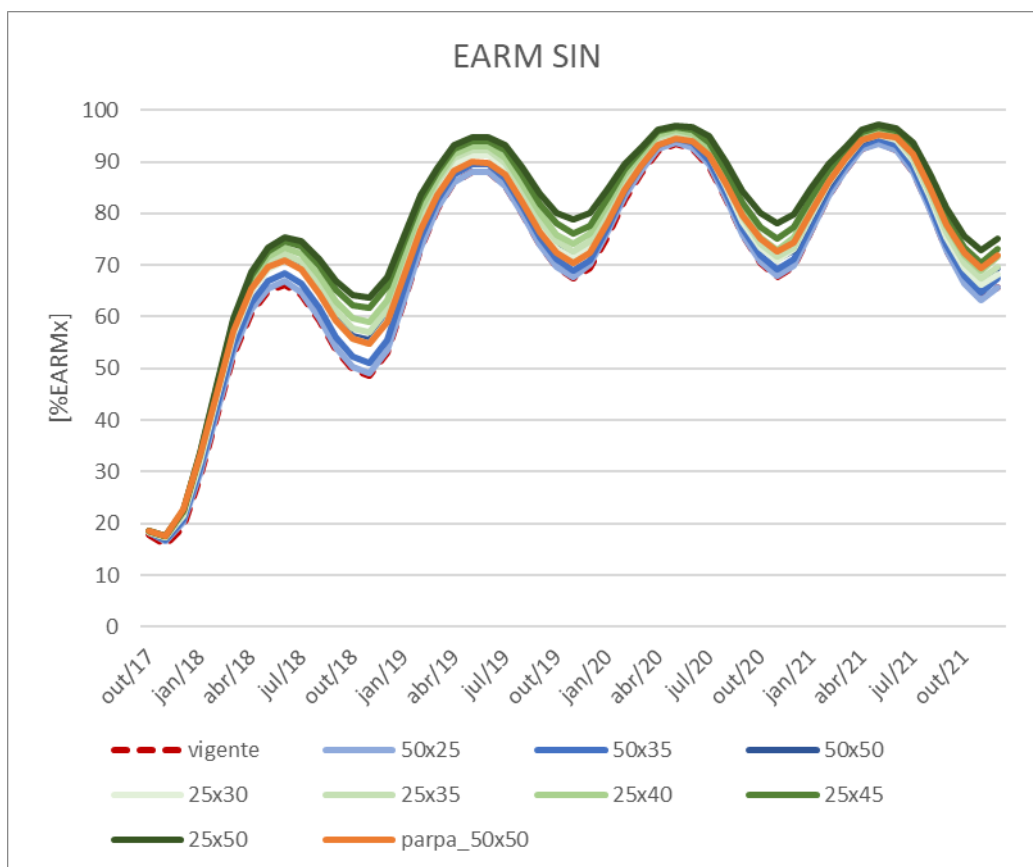


Figura 7 - Evolução Temporal da EARM Média do SIN – PMO de outubro/2017

A Tabela 6 apresenta comparação de algumas grandezas para todos os casos avaliados: CMO nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste para o segundo mês do horizonte (mês de acoplamento com o modelo DECOMP), energia armazenada no SIN para o final do período seco do primeiro ano (mês de novembro) e o vertimento médio no SIN em todo o horizonte. Observa-se que, para um mesmo valor do parâmetro  $\alpha$ , o valor de todas as métricas apresentadas aumenta à medida que o valor do parâmetro  $\lambda$

também aumenta, conforme esperado. Os resultados mostram que considerar os novos níveis mínimos de armazenamento, em todas as parametrizações, resulta em um ganho de armazenamento em novembro do 1º ano, que reflete em aumento de CMO médio do segundo mês.

Tabela 6 - Outras Grandezas Observadas – PMO de outubro/2017

| Deck PMO<br>OUT/17 | CMO SE<br>2º mês<br>(R\$/MWh) | CMO NE<br>2º mês<br>(R\$/MWh) | Earm SIN<br>Nov/1º ano<br>(%) | Vertimento médio<br>horizonte SIN<br>(MWmês) |
|--------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|----------------------------------------------|
| <b>Vigente</b>     | 560,66                        | 544,25                        | 15,80                         | 10.983,82                                    |
| <b>50x25</b>       | 1.535,10                      | 1.498,63                      | 16,68                         | 11.024,75                                    |
| <b>50x35</b>       | 1.654,77                      | 1.610,05                      | 16,86                         | 11.176,49                                    |
| <b>50x50</b>       | 2.039,91                      | 1.935,71                      | 17,23                         | 11.651,87                                    |
| <b>25x30</b>       | 1.945,26                      | 1.882,63                      | 17,20                         | 11.595,62                                    |
| <b>25x35</b>       | 2.176,19                      | 2.075,13                      | 17,39                         | 11.848,90                                    |
| <b>25x40</b>       | 2.565,19                      | 2.437,07                      | 17,46                         | 12.063,28                                    |
| <b>25x45</b>       | 2.966,13                      | 2.792,87                      | 17,50                         | 12.468,74                                    |
| <b>25x50</b>       | 3.467,20                      | 3.208,84                      | 17,59                         | 13.014,67                                    |
| <b>PARPA_50x50</b> | 2.126,87                      | 2.065,13                      | 17,51                         | 11.694,49                                    |

A Tabela 7 apresenta para os casos avaliados o custo de geração térmica (GTerm) e o ganho percentual do armazenamento em todo o horizonte com relação ao caso Vigente. Adicionalmente, são apresentados o custo incremental de geração térmica por unidade de variação de energia armazenada, que permite observar o benefício entre custo e energia armazenada e o custo incremental de geração térmica por MWh de carga.

Todas as parametrizações apresentaram um ganho de armazenamento se comparados ao Vigente. Vale ressaltar que para parâmetros  $\lambda$  mais baixos, os ganhos de armazenamento são menores, justificando um custo incremental por unidade de armazenamento alto nestes casos. O caso com a parametrização atual (50x35) apresentou ganho de 1,55% de armazenamento médio com um custo incremental de 16,61 R\$/MWh. Um dos casos mais avessos (25x50) apresentou ganho de 7,91% com custo incremental de 25,94 R\$/MWh.

Tabela 7 - Custos incrementais - PMO de outubro/2017

| Deck PMO<br>OUT/17 | Custo da<br>GTerm<br>(\$ bi) | Ganho % de<br>armazenamento | Custo incremental da<br>GTerm por unidade de<br>variação do EARM (R\$) | Custo incremental<br>da GTerm por<br>MWh de carga<br>(R\$) |
|--------------------|------------------------------|-----------------------------|------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|
| <b>Vigente</b>     | 23,09                        | -                           | -                                                                      | -                                                          |
| <b>50x25</b>       | 24,36                        | 0,29                        | 40,23                                                                  | 0,47                                                       |
| <b>50x35</b>       | 25,74                        | 1,55                        | 16,61                                                                  | 1,03                                                       |
| <b>50x50</b>       | 29,27                        | 3,55                        | 17,65                                                                  | 2,52                                                       |
| <b>25x30</b>       | 28,58                        | 3,33                        | 16,47                                                                  | 2,21                                                       |
| <b>25x35</b>       | 31,02                        | 4,29                        | 18,72                                                                  | 3,24                                                       |
| <b>25x40</b>       | 33,46                        | 5,34                        | 19,87                                                                  | 4,28                                                       |
| <b>25x45</b>       | 37,30                        | 6,63                        | 22,27                                                                  | 5,95                                                       |
| <b>25x50</b>       | 42,36                        | 7,91                        | 25,94                                                                  | 8,27                                                       |
| <b>PARPA_50x50</b> | 34,51                        | 3,48                        | 34,90                                                                  | 4,89                                                       |

De forma geral, foi possível observar a tendência do comportamento crescente dos custos de geração térmica e armazenamento à medida que os parâmetros de aversão ao risco ficam mais severos, embora de forma pontual algumas parametrizações não apresentem tanto ganho de armazenamento.

### 5.1.2 Deck do PMO de julho/2014

A seguir são apresentados os resultados obtidos com o processamento do PMO de julho/2014. Vale ressaltar que julho/2014 consiste em um caso mais crítico, com maior despacho térmico, do que o de outubro/2017 apresentado anteriormente.

Na Figura 8 é apresentado o valor esperado do custo total de operação (CTO), dividido nas principais parcelas que o compõem. Para a parametrização atual (50x35), é possível observar um acréscimo de aproximadamente 15% no CTO, ao incorporarmos os novos valores de para curva de VMinOp. Houve, também, um aumento no pagamento de violações pelo não atendimento aos requisitos do VMinOp.

Conforme esperado, à medida que o parâmetro  $\lambda$  aumenta, é observado um aumento no custo de geração térmica. Os demais custos que compõem o CTO permanecem praticamente os mesmos.

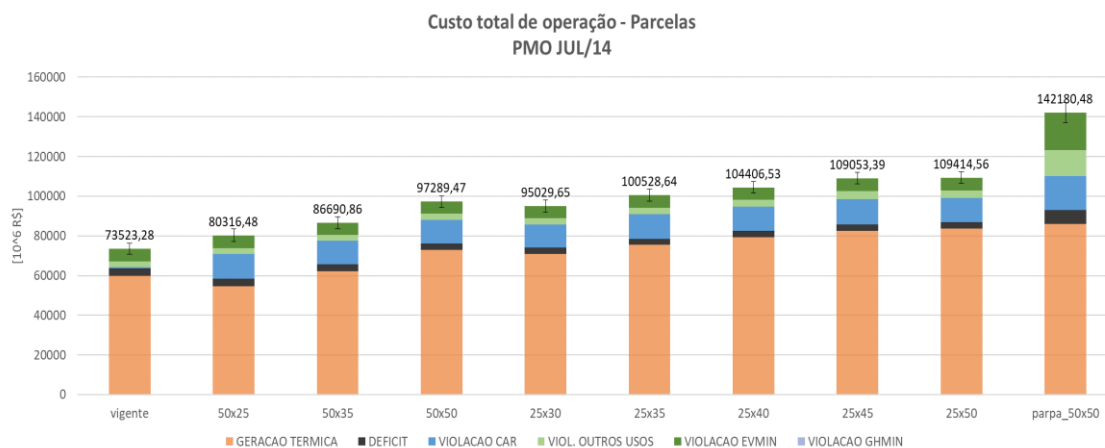


Figura 8 – Custo Total de Operação - Parcelas - PMO de julho/2014

Nas Figura 9 e Figura 10 são apresentados gráficos de Pareto de custo de geração térmica *versus* custo déficit e armazenamento, respectivamente. Para a parametrização atual (50x35), há um ganho de armazenamento médio de aproximadamente de 1% comparado ao caso vigente, para um aumento no custo de geração térmica em torno de 4%. Para outras opções de parametrização são observados ganhos médios de armazenamentos do SIN de até 6%. Nota-se também que para o custo de déficit é similar entre os casos apresentados.

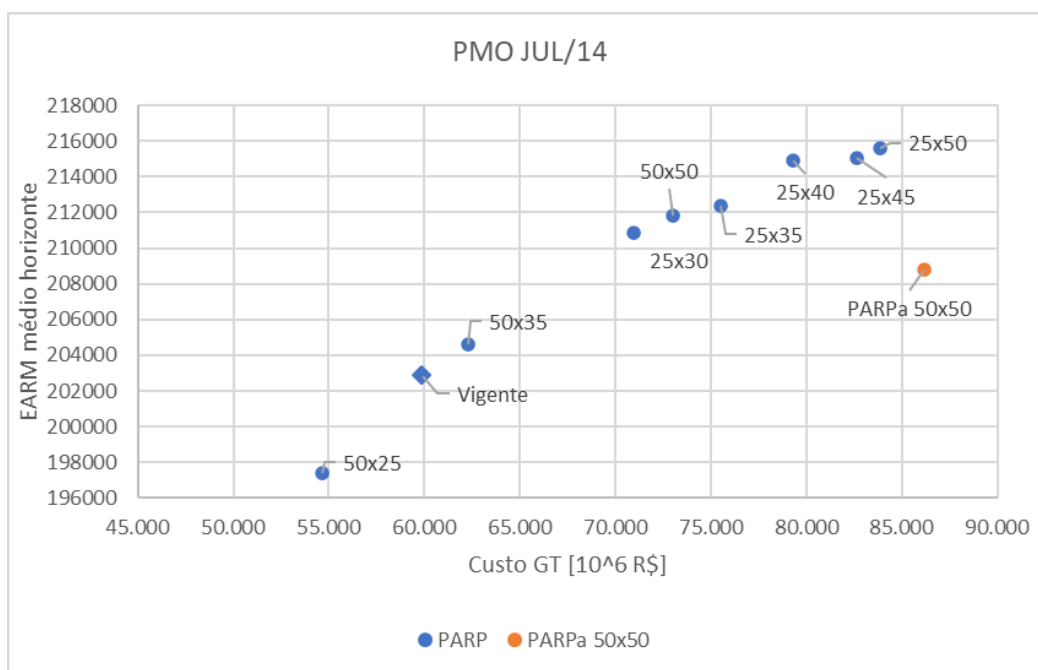


Figura 9 - Pareto Energia Armazenada x Custo da geração térmica – PMO de julho/2014

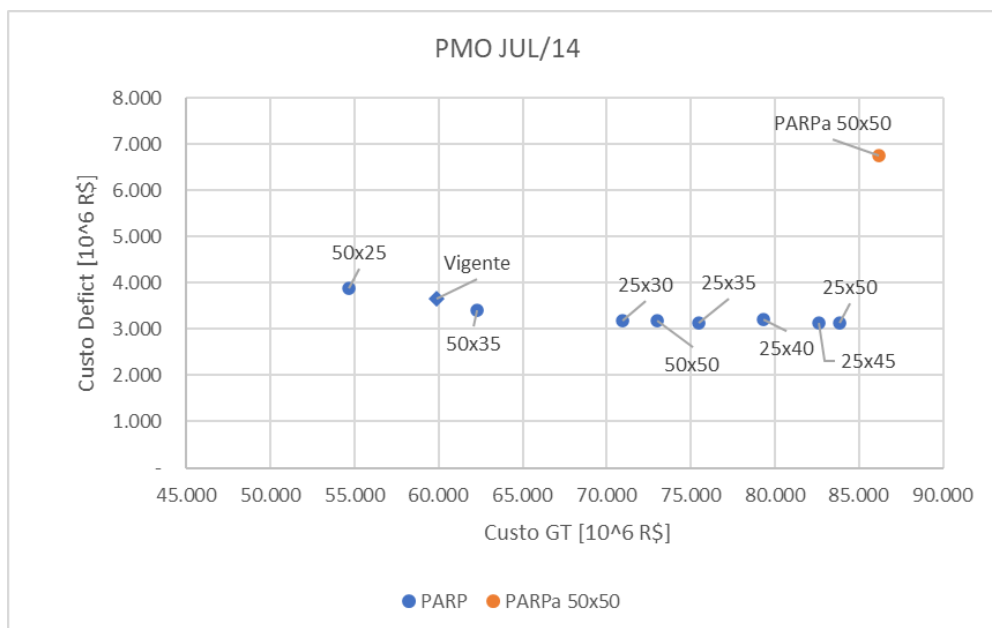


Figura 10 - Pareto Custo de déficit x Custo da geração térmica - PMO de julho/2014

Na Figura 11 é apresentado o CMO médio para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste ao longo do horizonte do estudo. Com a adoção dos novos níveis mínimos operativos, à medida que os parâmetros de aversão ao risco aumentam, maiores são os CMOs médios observados, conforme era esperado. O caso com a parametrização atual (50x35) aumentou cerca de 500 R\$/MWh, nos dois primeiros meses comparado ao vigente. Nos casos mais severos, as parametrizações (25x40), (25x45) e (25x50) apresentam CMOs acima de 3.000 R\$/MWh no início do horizonte.

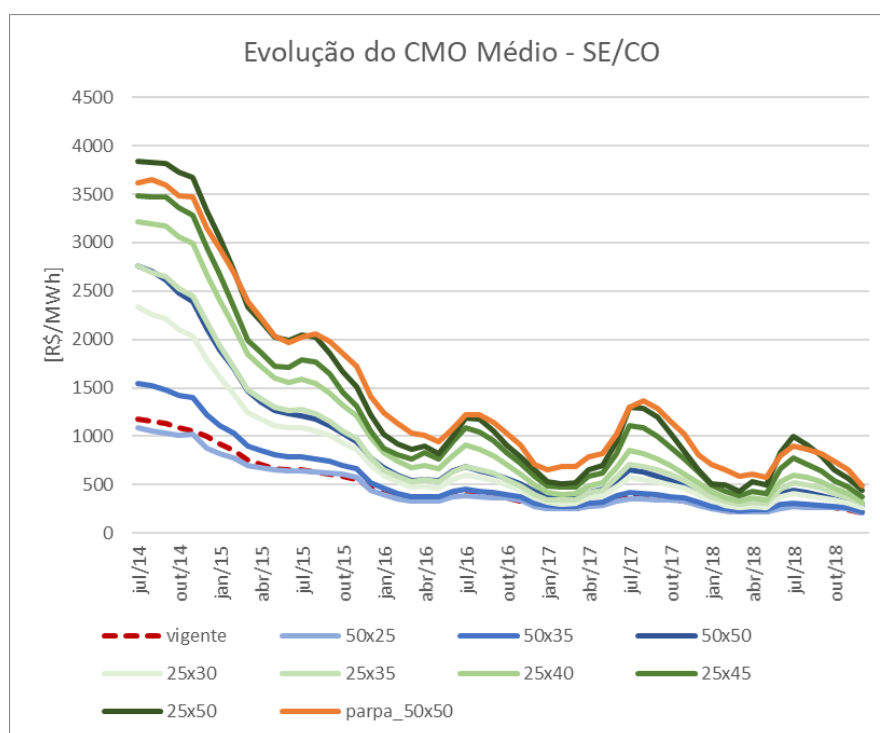


Figura 11 - CMO Médio para o submercado SE/CO - PMO de julho/2014

As Figura 12 e Figura 13 apresentam a evolução temporal, respectivamente, da geração hidráulica média e da geração térmica média do SIN. Observa-se que na maior parte dos meses a geração hidráulica do caso Vigente é superior a geração hidráulica dos demais. Em contrapartida, a geração térmica do caso vigente é inferior a geração térmica dos demais. As maiores diferenças no despacho dado pelo caso vigente e os demais casos ocorrem nos períodos secos do SIN.

Em agosto/2017 ocorreram as maiores diferenças comparando-se com o caso vigente, onde em uma das parametrizações mais severas, (25x50), houve aumento de 30,3% na geração térmica e redução de 10,7% na geração hidráulica (equivalente a 5.000 MWmed). Já no caso com a parametrização atual, (50x35), o aumento observado foi de 2,7% de geração térmica e redução de 6% de geração hidráulica (aproximadamente 2700 MWmed) também em agosto/2017. A parametrização (50x25), menos avessa, é a que ocorre a menor diferença de despacho neste mês, com redução de 6,4% de geração térmica e 0,5% de redução de hidráulica (aproximadamente 5.000 MWmed).

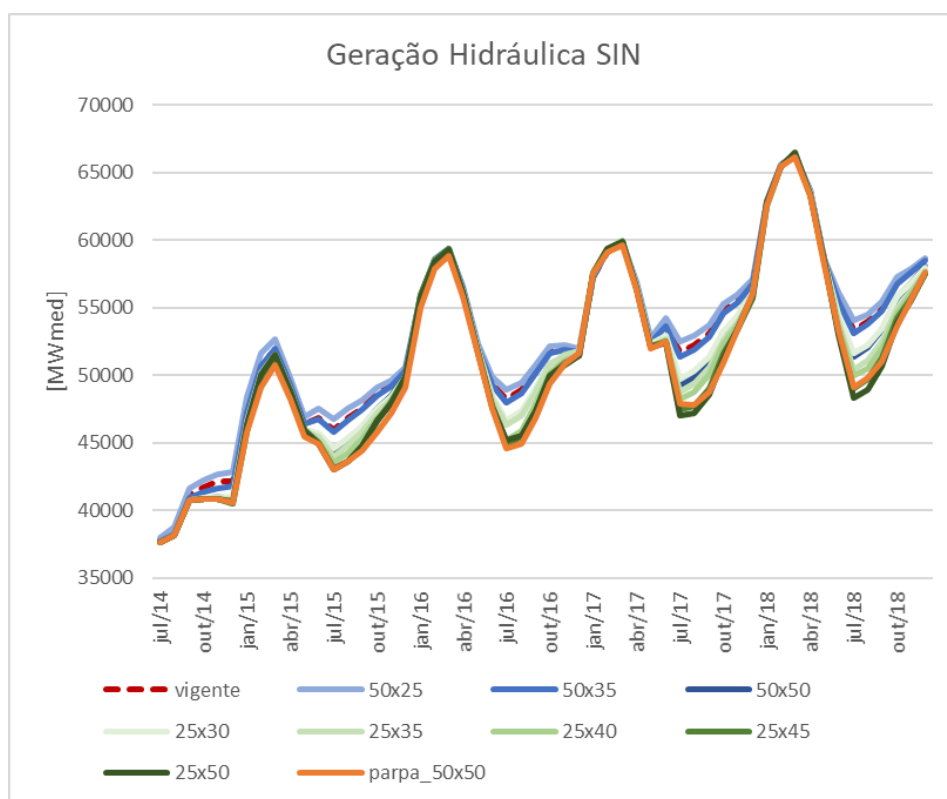


Figura 12 - Evolução temporal da Geração Hidráulica Média - SIN - PMO de julho/2014

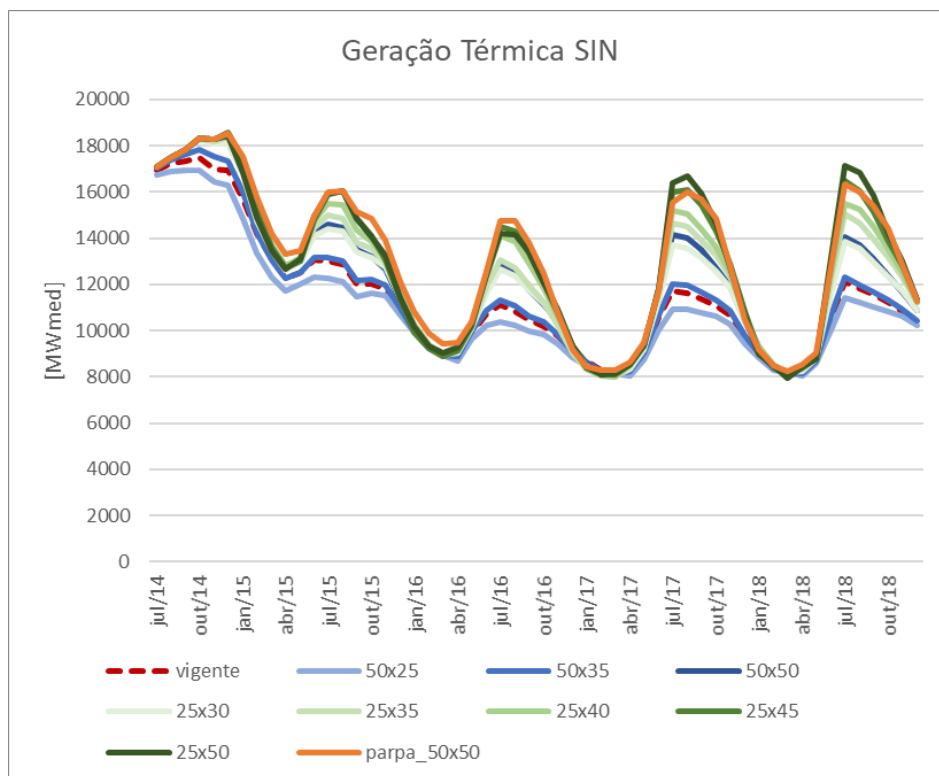


Figura 13 - Evolução temporal da Geração Térmica Média - SIN - PMO de julho/2014

Na Figura 14 é apresentada a evolução temporal da energia armazenada média do SIN. Todas as parametrizações elevaram os armazenamentos quando comparado ao caso vigente no final do período do estudo, exceto o caso menos avesso (50x25), que apresentou armazenamento médio no SIN inferior em 4% EARmax. A parametrização atual (50x35) apresentou armazenamento 1,2% EARmax acima e as parametrizações mais avessas (25x40), (25x45) e (25x50) apresentaram armazenamento aproximadamente 10%EARmax superior.

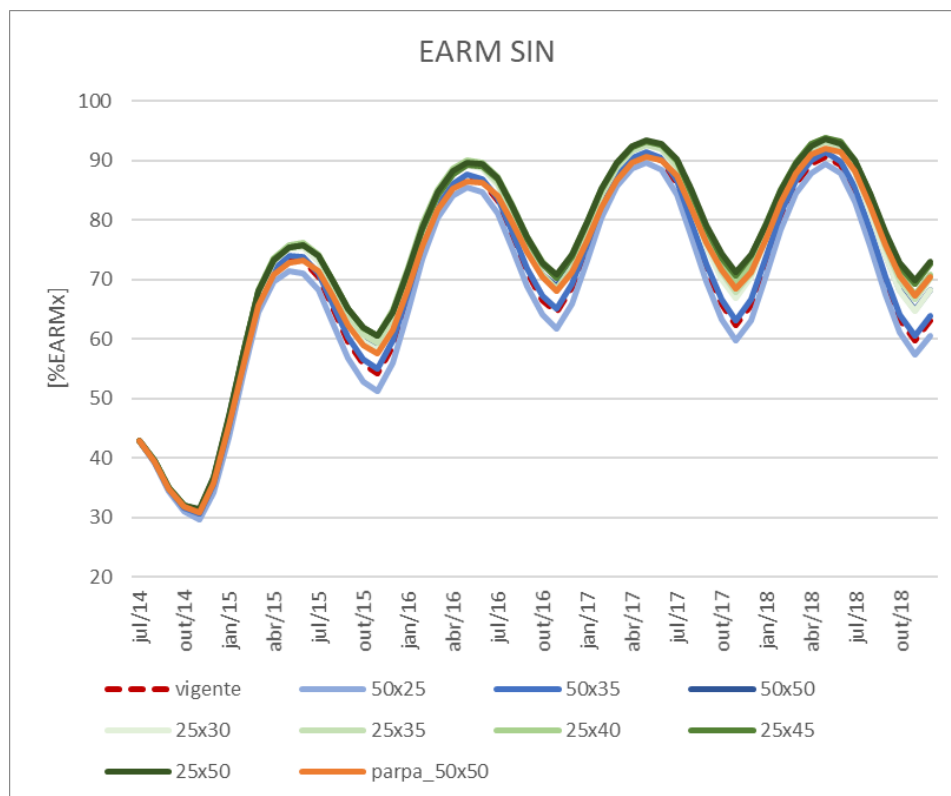


Figura 14 - Evolução da EARM Média - SIN

A Tabela 8 apresenta o CMO nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste para o segundo mês, energia armazenada no SIN para o final do período seco do primeiro ano e o vertimento médio no SIN em todo o horizonte. Observa-se que, para um mesmo valor do parâmetro  $\alpha$ , o valor de todas as grandezas apresentadas aumenta à medida que o valor do parâmetro  $\lambda$  também aumenta, conforme esperado.

A parametrização equivalente a utilizada no caso Vigente (50x35) mostra que manter os parâmetros, mas adotar os novos níveis mínimos de armazenamento, resulta em aumento de aproximadamente 370 R\$/MWh no CMO médio do segundo mês. Ao manter o parâmetro  $\lambda$  (35%) e reduzir o valor do parâmetro  $\alpha$  para 25%, o CMO médio do segundo mês cresce em aproximadamente 1.500 R\$/MWh com relação ao caso Vigente.

Tabela 8 - Outras Grandezas Observadas – PMO de julho/2014

| Deck PMO<br>JUL/14 | CMO SE<br>2º mês<br>(R\$/MWh) | CMO NE<br>2º mês<br>(R\$/MWh) | Earm SIN<br>Nov/1º ano<br>(%) | Vertimento médio<br>horizonte SIN<br>(MWmês) |
|--------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|----------------------------------------------|
| <b>Vigente</b>     | 1.153,62                      | 1.136,13                      | 30,26                         | 8.479,80                                     |
| <b>50x25</b>       | 1.053,96                      | 1.043,72                      | 29,62                         | 8.216,20                                     |
| <b>50x35</b>       | 1.524,33                      | 1.469,43                      | 30,70                         | 8.619,24                                     |
| <b>50x50</b>       | 2.704,16                      | 2.635,19                      | 31,21                         | 9.220,56                                     |
| <b>25x30</b>       | 2.256,85                      | 2.203,90                      | 31,26                         | 9.141,01                                     |
| <b>25x35</b>       | 2.693,34                      | 2.624,48                      | 31,21                         | 9.338,07                                     |
| <b>25x40</b>       | 3.198,15                      | 3.148,85                      | 31,29                         | 9.600,48                                     |
| <b>25x45</b>       | 3.476,25                      | 3.403,08                      | 31,32                         | 9.732,56                                     |
| <b>25x50</b>       | 3.825,58                      | 3.804,25                      | 31,45                         | 9.792,64                                     |
| <b>PARPA_50x50</b> | 3.653,15                      | 3.580,14                      | 30,75                         | 9.454,14                                     |

A Tabela 9 sintetiza o custo de geração térmica e o ganho do armazenamento em todo o horizonte com relação ao caso vigente. Adicionalmente, são apresentados o custo incremental de geração térmica por unidade de variação de energia armazenada e o custo incremental de geração térmica por MWh de carga.

Com exceção do caso (50x25) que, em média, não apresentou ganho de armazenamento, todos os demais apresentaram um ganho se comparados ao vigente. O caso com a parametrização atual (50x35) apresentou ganho de armazenamento de apenas 0,61% com um custo incremental de 39,55 R\$/MWh. Já o caso mais avesso (25x50) apresentou ganho de 4,36% com custo incremental de 61,04 R\$/MWh.

Tabela 9 - Custos Incrementais - PMO de julho/2014

| Deck PMO<br>JUL/14 | Custo da<br>GTerm<br>(\$ bi) | Ganho % de<br>armazenamento | Custo incremental da<br>GTerm por unidade de<br>variação do EARM (R\$) | Custo incremental<br>da GTerm por<br>MWh de carga<br>(R\$) |
|--------------------|------------------------------|-----------------------------|------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|
| <b>Vigente</b>     | 59,90                        | -                           | -                                                                      | -                                                          |
| <b>50x25</b>       | 54,65                        | -1,86                       | 28,68                                                                  | -2,14                                                      |
| <b>50x35</b>       | 62,28                        | 0,61                        | 39,55                                                                  | 0,96                                                       |
| <b>50x50</b>       | 73,01                        | 3,06                        | 45,71                                                                  | 5,62                                                       |
| <b>25x30</b>       | 70,96                        | 2,75                        | 42,75                                                                  | 4,72                                                       |
| <b>25x35</b>       | 75,48                        | 3,25                        | 51,91                                                                  | 6,77                                                       |
| <b>25x40</b>       | 79,33                        | 4,12                        | 51,25                                                                  | 8,48                                                       |
| <b>25x45</b>       | 82,64                        | 4,18                        | 59,82                                                                  | 10,05                                                      |
| <b>25x50</b>       | 83,83                        | 4,36                        | 61,04                                                                  | 10,71                                                      |
| <b>PARPA_50x50</b> | 86,16                        | 2,02                        | 141,82                                                                 | 11,57                                                      |

De forma geral, pôde-se observar a tendência do comportamento crescente dos custos de geração térmica e armazenamento à medida que os parâmetros de aversão ao risco ficam mais severos.

## 5.2 Avaliação do caso de PDE

A seguir serão apresentados os resultados do PDE 2029 para mensurar o impacto e os benefícios das propostas da CPAMP neste ciclo, variando o nível de aversão ao risco através do CVaR. Ressalta-se que o PDE 2029 não considera os aprimoramentos do ciclo 2018/2019, devido a uma questão temporal entre o ciclo 2018/2019 e a data de publicação do PDE, assim o caso de referência é o PDE com todos os aprimoramentos do ciclo 2018/2019.

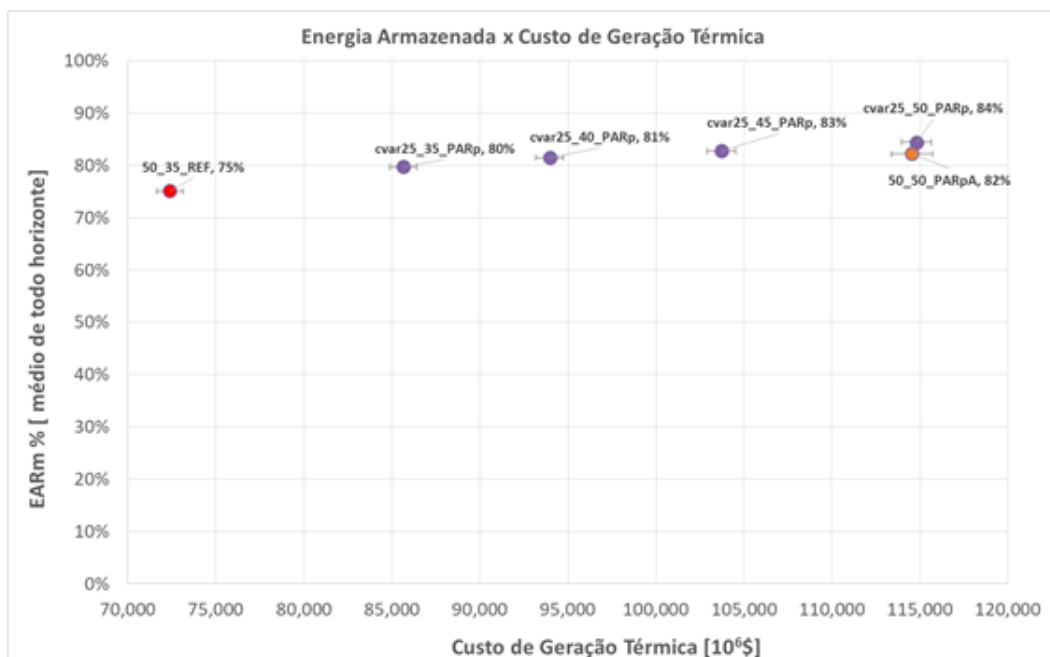


Figura 15 - Armazenamento médio e geração térmica média no SIN

A Figura 15 mostra que quanto maior a aversão ao risco, maior o armazenamento médio no SIN, devido ao uso de maior geração térmica. Verifica-se que com o PAR(p) e CVaR(25,45) teríamos níveis de armazenamento semelhante ao indicado pelo PAR(p)-A e CVaR(50,50) e com menor custo de geração térmica.

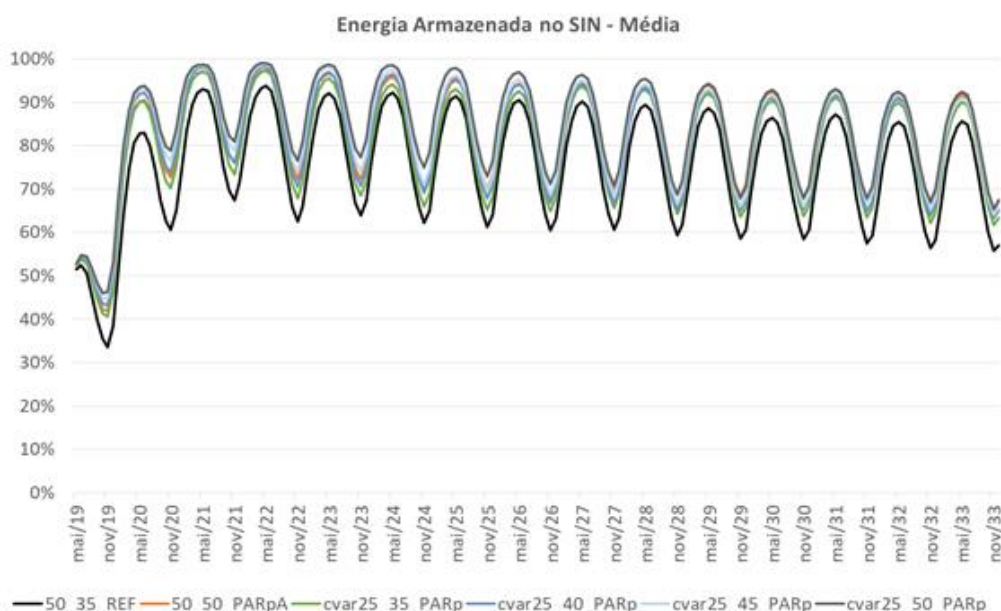


Figura 16 - Média do armazenamento no SIN

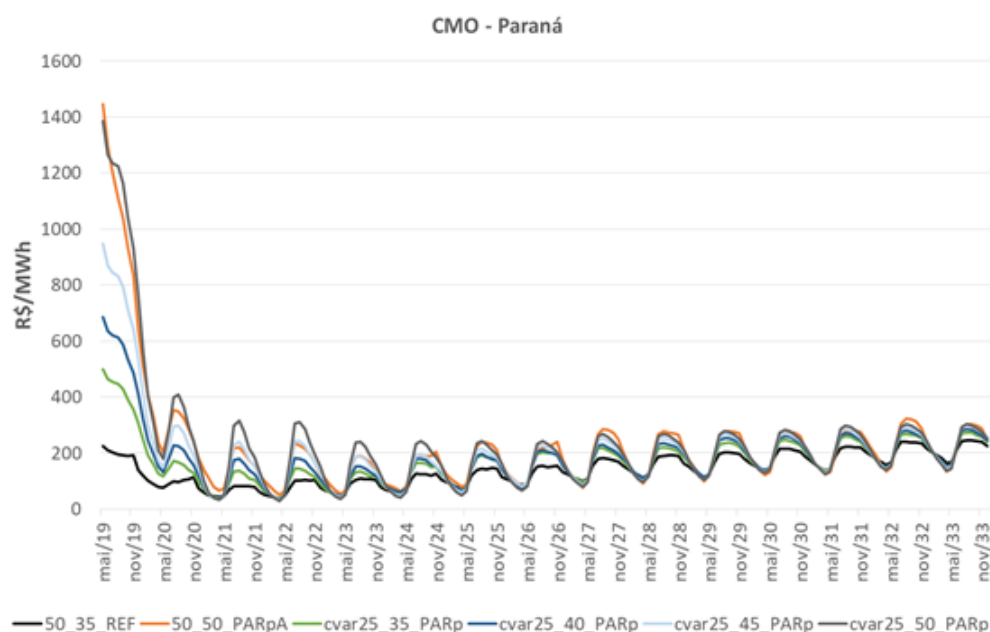


Figura 17 - Média do custo marginal de operação no Paraná

As figuras acima mostram a evolução média mensal do custo marginal de operação e do armazenamento variando o  $\lambda$  nos pares CVaR  $(25, \lambda)$  usando as metodologias propostas no presente relatório (PAR(p) + alteração de valores de  $V_{minOp}$ ) e comparando com o CVaR(50,50) com PAR(p)-A.

Verifica-se que para o armazenamento médio, o caso com CVaR(25,40) e CVaR(25,45) se aproximam dos resultados obtidos com CVaR(50,50) com PAR(p)-A. Já para o CMO médio, o CVaR(50,50) com PAR(p)-A se aproxima do caso com CVaR(25,45) na maior parte do tempo.

### 5.3 Avaliação do caso base para o LEN A-3 3 e A-4/2021

Nesta seção será avaliado o Caso Base para cálculo de garantia física dos Leilões de Energia Nova A-3 e A-4/2021. O caso denominado “Vigente” é o caso original do leilão, disponível no site da EPE. Os demais casos consideram os novos valores de  $V_{MinOp}$  propostos pelo GT-Metodologia neste ciclo e foram executados na versão 27.04.07 do modelo NEWAVE. Adicionalmente, incluímos o caso PAR(p)-A\_5050, que considera PAR(p)-A com a modelagem inexata<sup>2</sup> com CVAR(50x50)<sup>3</sup>, executado na versão 27.04.03 do modelo NEWAVE.

A Figura 18 apresenta o custo do déficit versus o custo de geração térmica, ao longo do horizonte de estudo, para diferentes parametrizações do CVaR. Ao adotar os novos valores de  $V_{MinOp}$  propostos neste ciclo, observa-se elevação do custo de geração térmica para todos os pares com  $\alpha$  igual a 25 e para o par (50,50); redução para o par

<sup>2</sup> Apresentada no Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 06-2021.

<sup>3</sup> Neste caso também são considerados os novos valores de  $V_{MinOp}$  propostos neste ciclo da CPAMP.

(50,25) e equivalência para o par (50,35). O caso (25,45) é equivalente, em custo de geração térmica, ao caso PAR(p)-A\_(50,50).

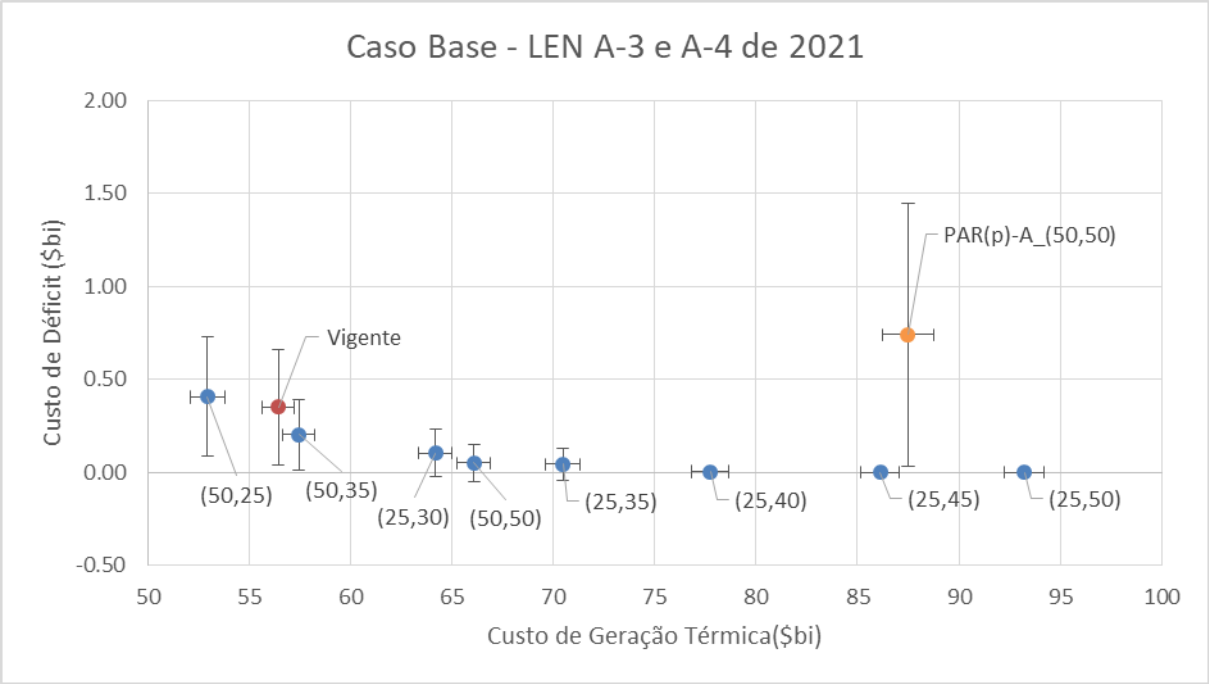


Figura 18 – Custo do déficit x Custo da geração térmica – Caso Base LEN A-3 e A-4/2021

A Figura 19 apresenta o custo do déficit versus a energia armazenada média do SIN, ao longo do horizonte de estudo, para diferentes parametrizações do CVaR. Observa-se que o caso Vigente é equivalente ao par (50,35) e o caso PAR(p)-A\_(50,50) é equivalente ao par (25,45). Todos os casos, exceto o par (50,25), apresentam ganho de energia armazenada média em relação ao caso Vigente.

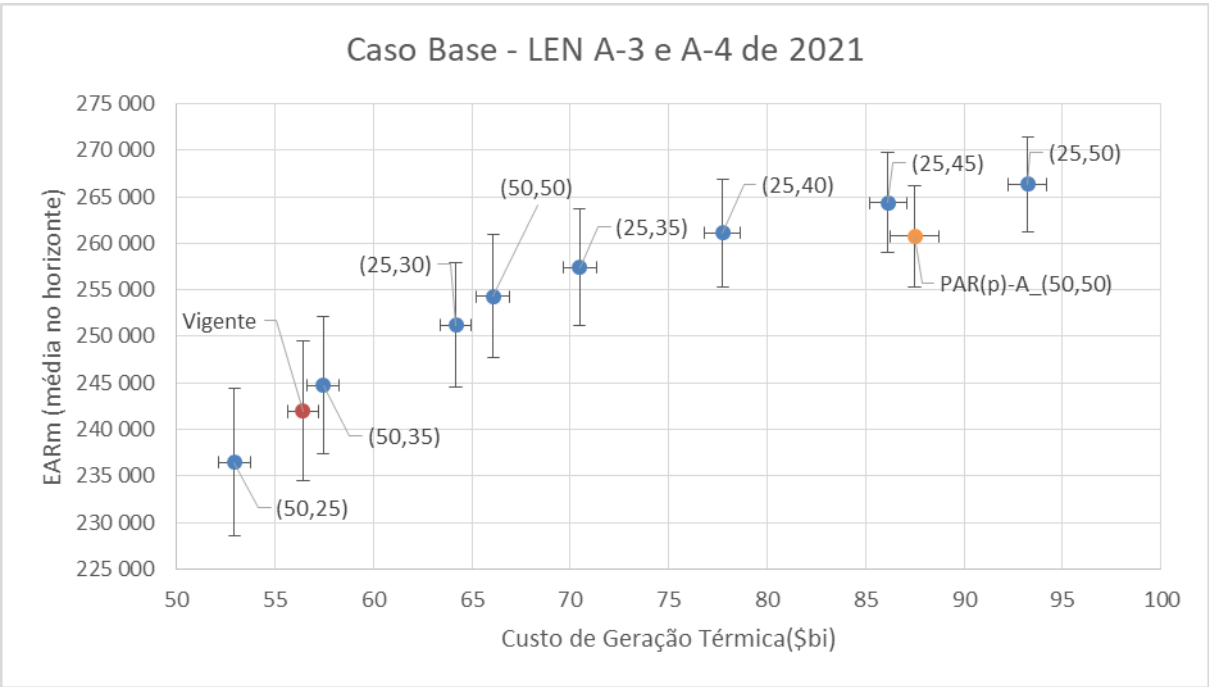


Figura 19 – Energia Armazenada x Custo da geração térmica – Caso Base LEN A-3 e A-4/2021

A Figura 20 apresenta o CMO médio do período de estudo. Observa-se, ao adotar os novos valores de VMinOp propostos neste ciclo, elevação do CMO médio para todos os pares de CVaR ( $\alpha$ ,  $\lambda$ ) avaliados – excetuando-se o par (50,25) - que se torna cada vez mais expressivo com o aumento da aversão.

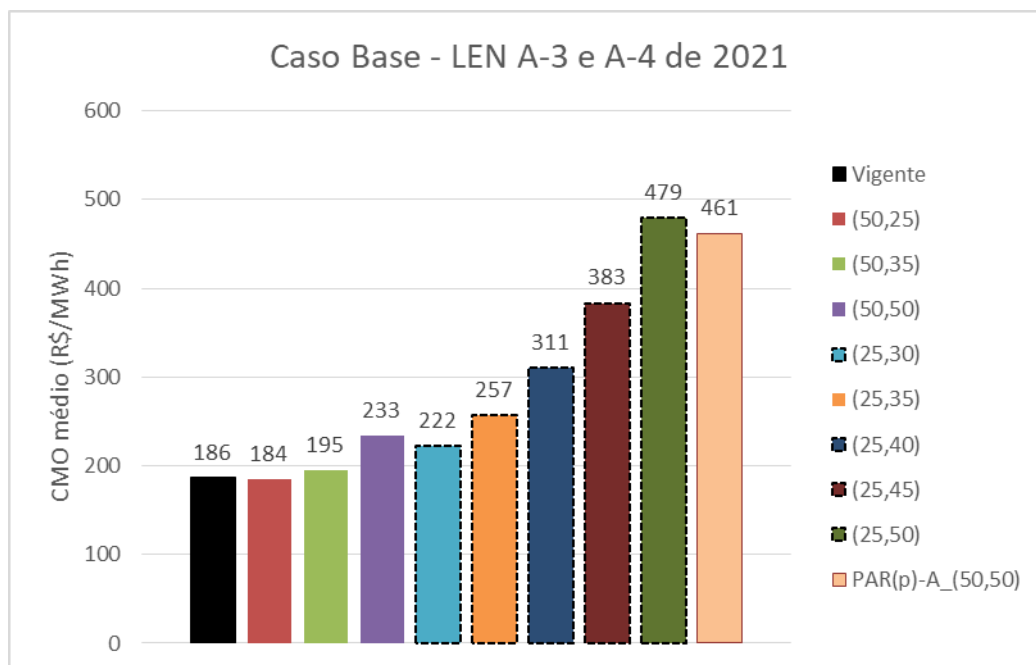


Figura 20 – CMO médio – Carga Crítica do Caso Base - LEN A-3 e A-4/2021

A Figura 21 apresenta o CVaR<sub>10%</sub>(CMO) do período de estudo. Os aumentos são mais expressivos para os pares com  $\alpha$  igual a 25.

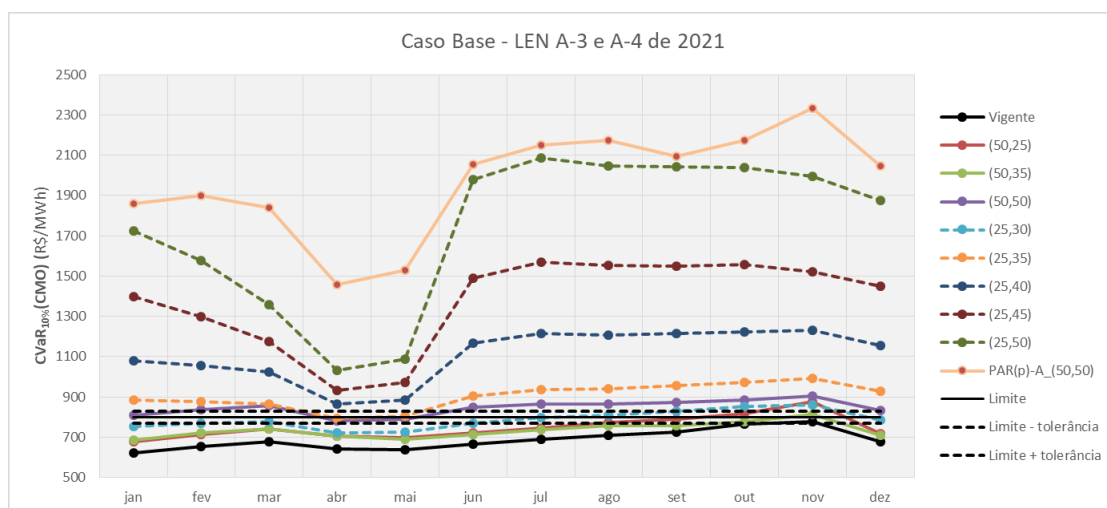


Figura 21 – CVaR10%(CMO) – Carga crítica do Caso Base - LEN A-3 e A-4/2021

Os resultados até aqui apresentados consideravam como demanda a carga crítica do caso original. Visto que os limites do critério de suprimento não estavam atendidos, foi necessário reconvergir a carga crítica para a análise dos impactos em garantia física.

A Figura 22 e a Figura 23 apresentam os valores de CMO médio e de CVaR10%(CMO), do período de estudo, para cada caso com a carga crítica convergida de modo a atender os limites do critério de suprimento. Observa-se que todos os casos foram convergidos pela igualdade entre CMO e CME (igual a 187 R\$/MWh), exceto o caso (50,25).

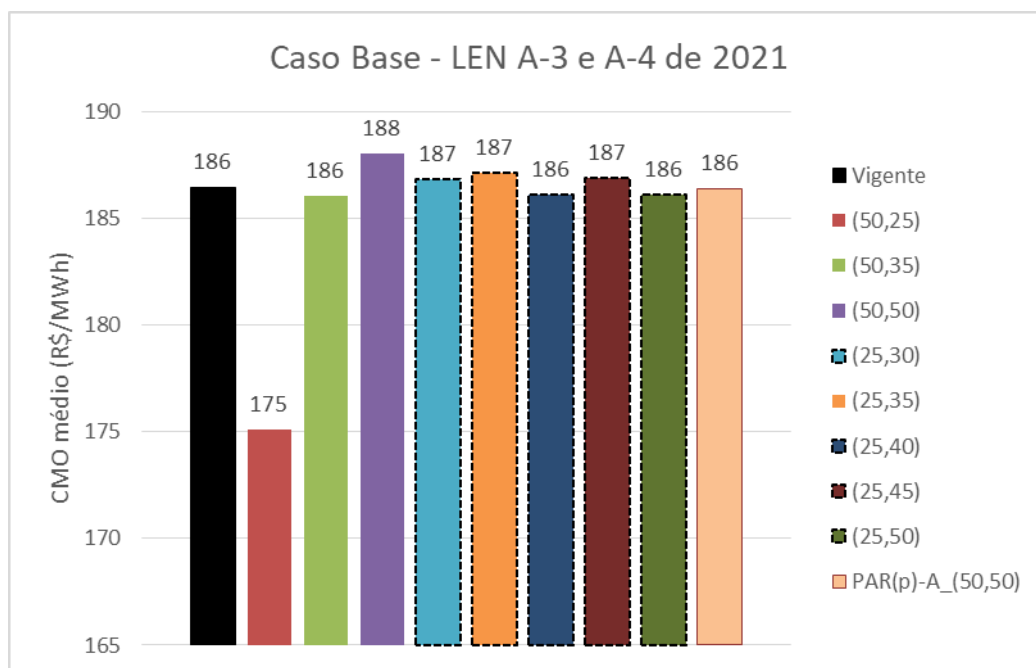


Figura 22 – CMO médio – Carga Crítica Convergada

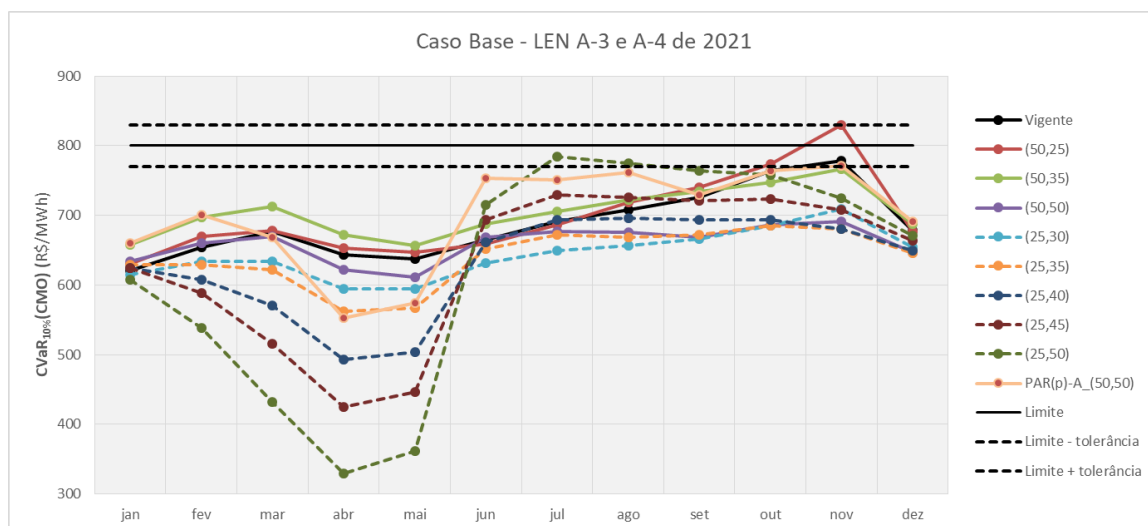


Figura 23 – CVaR10%(CMO) – Carga Crítica convergada

A Figura 24 apresenta os resultados em carga crítica, bloco hidráulico e bloco térmico. Observa-se redução da carga crítica e do bloco hidráulico e aumento do bloco térmico em todos os pares de CVAR analisados, exceto para o par (50,25). O par (25,45)

apresenta valores de redução do bloco hidráulico de 4 773 MWmed e aumento no bloco térmico de 1 613 MWmed.

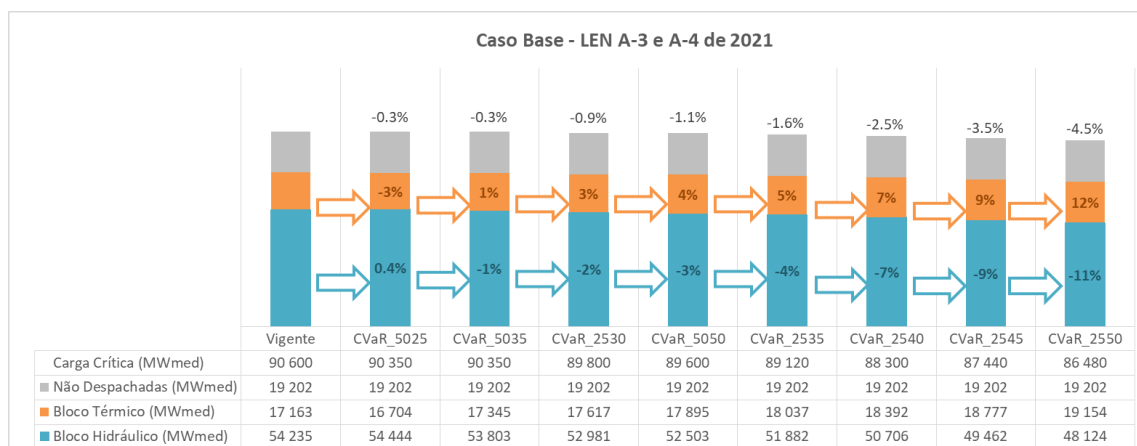


Figura 24 – Impacto em carga crítica, bloco hidráulico e bloco térmico – Caso Base - LEN A-3 e A-4/2021

Adicionalmente, foi avaliado o impacto na Revisão Ordinária de Garantia Física de UHEs para o caso vigente e os demais casos analisados com os novos valores de VMinOp propostos neste ciclo.

Para o cálculo simplificado do montante revisado de GF após a ROGF foram consideradas as seguintes premissas:

- Todas as UHEs estão sujeitas aos limites de redução de GF estabelecidos no Decreto 2.655/1998;
- Foi apenas considerada uma configuração, isto é, não foram consideradas configurações específicas associadas ao benefício indireto e a revisões extraordinárias de GF;
- Os valores de energia firme foram obtidos com o modo de simulação para o cálculo de energia firme do modelo SUISHI em sua versão 15<sup>4</sup>. Além da parametrização<sup>5</sup> empregada nos cálculos de GF, foi também considerada a regra de operação das usinas do São Francisco, conforme Resolução ANA 2081/2017 e o desligamento da 2ª casa de força de Tucuruí.

A ROGF foi estabelecida no Decreto nº 2.655/1998, que determina que para as usinas hidrelétricas participantes do MRE as reduções de garantia física devem ser limitadas

<sup>4</sup> Disponível na Consulta Pública MME 107/2021, de 24/05/2021 a 05/06/2021.

<sup>5</sup> O roteiro de parametrização do SUISHI para cálculo de garantia física pode ser encontrado na página <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/parametrizacao-do-suishi-para-calculo-de-garantia-fisica-de-usinas-despachadas-centralizadamente>.

em cinco por cento do valor estabelecido na última revisão e em dez por cento da sua garantia física originalmente estabelecida no Contrato de Concessão.

Desta forma, o valor revisado de GF (pós ROGF) é obtido como o maior valor entre 95% do valor de GF estabelecido na última revisão, 90% do valor de GF constante no Contrato de Concessão e o montante de GF simulado. O gráfico da Figura 25 a seguir considera:

- GF Revisável corresponde ao total de garantia física local vigente (desconsideradas as parcelas de benefício indireto e de casa de força secundária);
- GF Revisada é o montante de garantia física atribuído respeitando-se os limites do Decreto 2.655/1998;
- $\Delta$  GF Revisada é a diferença entre o montante Revisado e o montante Revisável, isto é, o quanto se consegue reduzir de GF vigente;
- $\Delta\%$  GF Revisada é a variação do montante Revisado em relação ao montante Revisável.

Observa-se que, considerando as premissas definidas, a redução da GF vigente após a ROGF é de 504 MWmed no caso Vigente, podendo chegar a 2.353 MWmed no caso (24,45). Para referência, observa-se que a redução estimada no caso anteriormente sugerido pela CPAMP (CVAR (50,50) PAR(p)-A + VminOp + RHE), utilizando da FCF inexada no modelo NEWAVE utilizando a versão SUISHI 15, consideradas as mesmas premissas, é de 2.355 MWmed.

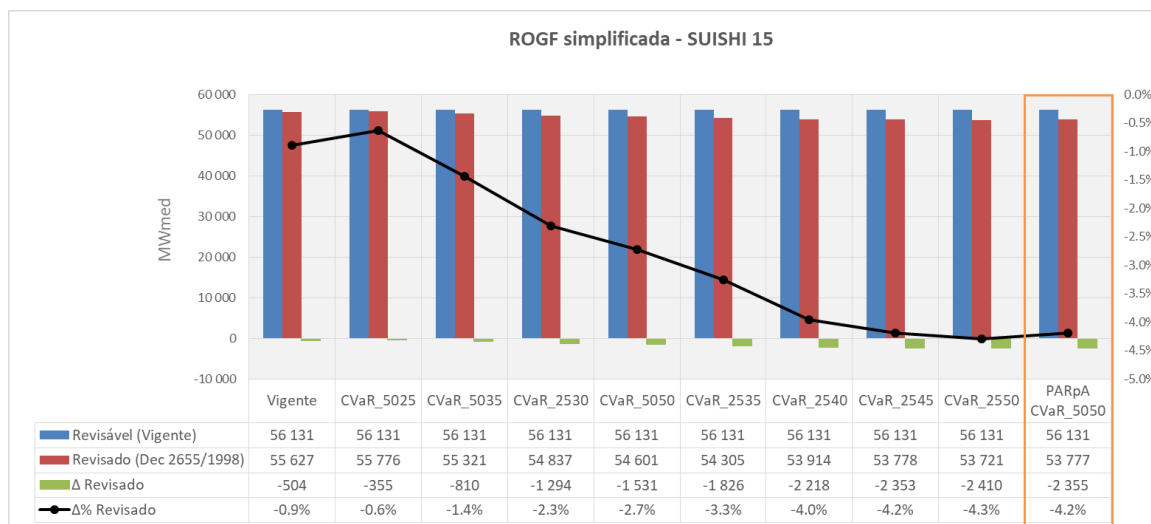


Figura 25 – ROGF simplificada – SUISHI 15

## 6 Estudo retrospectivo encadeado – *backtest*

A simulação retrospectiva encadeada – *backtest* – com os modelos NEWAVE e DECOMP tem por objetivo emular os processos da PMO e cálculo do PLD de maneira sequencial, acumulando os efeitos das decisões operativas ao longo do tempo.

Com este propósito foi realizada a simulação retrospectiva do período de janeiro de 2020 a fevereiro de 2021. Estes estudos possibilitam a avaliação do comportamento das principais variáveis do sistema, tais como: CMO/PLD, armazenamento, geração térmica, GSF (fator de ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE) e estimativas de encargos relacionados à geração fora da ordem de mérito (GFOM) que serão apresentados na Seção 7.

Os seguintes pares de parâmetros ( $\alpha$ ,  $\lambda$ ) foram avaliados, garantindo a cobertura de diferentes dos níveis de aversão risco suficientes para a análise: (50,25), (50,35), (50,50), (25,30), (25,35), (25,40), (25,45) e (25,50). Também é exposto juntamente com os novos casos simulados, o caso sugerido pela CPAMP no Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 06-2021: CVAR (50,50) PARp-A + VminOp + RHE. Abaixo são listadas as rodadas realizadas no estudo:

- Sensibilidades dos pares de parâmetros CVaR supracitadas, considerando os aprimoramentos propostos pelo GT-Metodologia: (i) representação do volume mínimo operativo no modelo DECOMP por meio da funcionalidade denominada de RHE; e (ii) novos níveis mínimos de armazenamento (VMinOp) nos modelos NEWAVE e DECOMP, conforme apresentado na Tabela 5 ;
- Vigente: considera os parâmetros atuais do CVaR ( $\alpha=50\%$  e  $\lambda=35\%$ ), sem os aprimoramentos propostos pelo GT-Metodologia.

### 6.1 Premissas e ajustes nos *decks*

Para a realizar o estudo encadeado com os modelos NEWAVE e DECOMP foram utilizados os *decks* oficiais da época, porém realizando alterações necessárias para trazê-los à configuração atual. Dentre as principais alterações destacam-se as seguintes:

- Patamar único de déficit;
- 12 REEs. Nesse caso foi necessária a motorização de uma usina hidrelétrica no REE Teles Pires e outra no REE Manaus, sendo imposta uma restrição elétrica de geração nula sobre essas usinas com elevação da restrição nas datas previstas de expansão;
- Geração hidrelétrica mínima no modelo NEWAVE para as usinas de Itaipu e Tucuruí, quando pertinente;
- Arquivo de entrada no modelo DECOMP vazoes.rvx (histórico e previsões de vazões) considerando os decks oficiais, utilizando o modelo GEVAZP 8.1.5 e a metodologia PAR(p), atualmente empregada;

- Reamostragem de cenários;
- Correlação espacial mensal;
- Centroide; e
- Representação da RHE no modelo DECOMP.

Para o encadeamento dos decks nos modelos NEWAVE e DECOMP, são considerados como níveis de partida os valores observados nos decks oficiais da RVO de janeiro de 2020. Uma breve descrição do processo de execução é apresentada a seguir:

- Após a execução do modelo NEWAVE é fornecida a função de custo futuro ao modelo DECOMP, e após a execução do modelo DECOMP são fornecidos os níveis de armazenamento obtidos da simulação ao final da primeira semana para o deck do modelo DECOMP da próxima semana;
- Além dos níveis armazenamento, são fornecidas as informações de despacho antecipado das usinas a Gás Natural Liquefeito - GNL e de tempo de viagem (registro VI do DECOMP) obtidos da simulação;
- Esse processo é realizado até o final do mês, sendo que no próximo mês, devido à necessidade de atualização da função de custo futuro, são fornecidos para os modelos NEWAVE e o DECOMP os níveis de armazenamento e o despacho antecipado das usinas a GNL obtidos da simulação da última revisão do modelo DECOMP do mês, além do tempo de viagem apenas para o modelo DECOMP;
- Repete-se o processo até o final do horizonte de interesse.

## 6.2 Backtest – 2020 a 2021

Foi realizado um estudo retrospectivo encadeando os modelos NEWAVE e DECOMP, com *decks* de PMO, para o período de janeiro de 2020 a fevereiro de 2021. Este período foi escolhido com o intuito de avaliar os efeitos da incorporação dos aprimoramentos propostos do ponto de vista do histórico recente. O período foi caracterizado por deplecionamento elevado do armazenamento do SIN, com níveis observados inferiores a 20%EARmax no subsistema Sudeste/Centro-Oeste no final de 2020. O subsistema Sul apresentou deplecionamento acentuado no primeiro quadrimestre de 2020 e no final de 2020, atingindo armazenamentos inferiores a 30% EARmax, chegando a 14% EARmax em maio/2020. Vale ressaltar que, motivado pelos baixos níveis dos reservatórios do Sul neste período, ocorreu deliberação pelo CMSE de despacho fora da ordem de mérito a partir do mês de março, encerrando-se em julho de 2020. Posteriormente, com a volta do deplecionamento dos reservatórios do Sul e, também, dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste, foi deliberado o despacho fora da ordem de mérito a partir do mês de outubro de 2020.

Como premissa dos casos executados, adotou-se a mesma configuração do parque gerador da época em que os casos foram elaborados, assim como os parâmetros e

funcionalidades utilizados na época. Assim, na rodada intitulada Vigente considera-se a geração de cenários com reamostragem, o modelo PAR(p) e a curva de VMinOp com os valores atuais. Nos demais casos, com as sensibilidades de parametrização do CVaR, foram considerados os aprimoramentos metodológicos reavaliados pelo GT-Metodologia no presente ciclo de trabalho: novos valores de VMinOp no NEWAVE e no DECOMP através de restrições RHEs. O modelo NEWAVE foi executado em sua versão 27.4.7 e o modelo DECOMP na versão 30.11 e GEVAZP 8.1.2.

Na Figura 26 está apresentada a evolução temporal da energia armazenada no SIN comparando-se o caso Vigente com os demais casos com sensibilidades de CVaR, e também os valores verificados de armazenamento. É observado que à medida que os parâmetros representam maior aversão ao risco, maior é o armazenamento atingido no final do horizonte do *backtest*, nesta ordem: (50,25), (50,35), (25,30), (50,50), (25,35), (25,40), (25,45) e (25,50). Todos os casos terminaram o período com níveis mais elevados que o caso Vigente.

Ainda na Figura 26, uma informação relevante são os níveis de replecionamento verificados quando houve a deliberação de despacho fora da ordem de mérito a partir do mês de outubro de 2020. Considerando os pares (50,25), (50,35), (25,30), (50,50), (25,35), (25,40), (25,45) e (25,50), para a RV0 de outubro de 2020, esses valores foram de respectivamente, -0,3%, +1,8%, +4,0%, +4,8%, 6,1%, 7,0%, 7,8% e 8,2% quando comparados ao caso Vigente.

Nota-se, ainda, que o caso anteriormente sugerido pela CPAMP (CVAR (50,50) PAR(p)-A + VminOp + RHE) indicou armazenamento no SIN 7,1% superior ao Vigente. O nível de armazenamento verificado ficou +1,2% acima do Vigente neste período, o que permite assegurar que, apesar do pouco tempo de simulação (cerca de 9 meses), o modelo já apresentava níveis relevantes de replecionamento. A partir disso, é possível utilizar a hipótese de que parte da geração fora da ordem de mérito não seria necessária para os casos (50,25) e (50,35) e totalmente mitigada para os casos (50,50), (25,30), (25,35), (25,40), (25,45) e (25,50). Na Seção 7 são detalhados os resultados relativos aos impactos financeiros/comerciais.

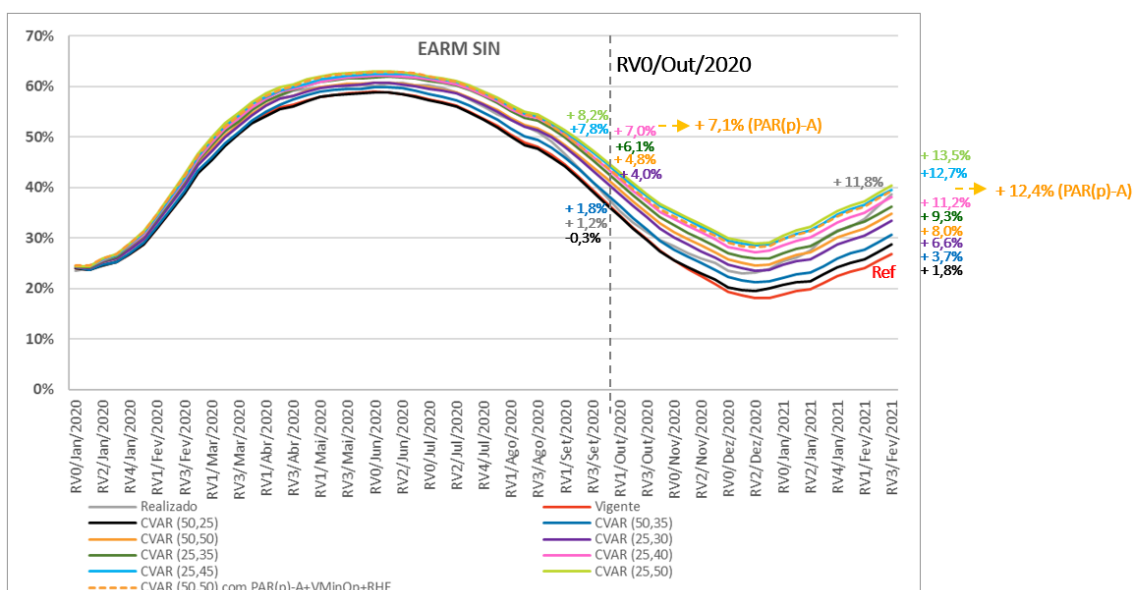


Figura 26 – Backtest 2020 a 2021: Energia armazenada do SIN.

A Figura 27 compara a energia armazenada no final do horizonte do *backtest*, tendo como referência o caso Vigente. Nota-se que mesmo a parametrização menos avessa (50x25) apresentou replecionamento dos reservatórios. A parametrização atual (50x35) elevou o armazenamento em 3,7%EARmax que, em termos de diferença percentual, equivale a 13,8% de aumento. O caso com maior aversão ao risco (25x50) elevou o armazenamento em 13,5%EARmax, diferença percentual de 50,1% com relação ao caso Vigente. O caso Verificado ficou 10,5% acima do caso Vigente. Os demais casos (25,30), (50,50), (25,35), (25,40) e (25,45) apresentação elevação em +6,6%, +8,0%, 9,3%, 11,2% e 12,7% em relação ao Vigente.

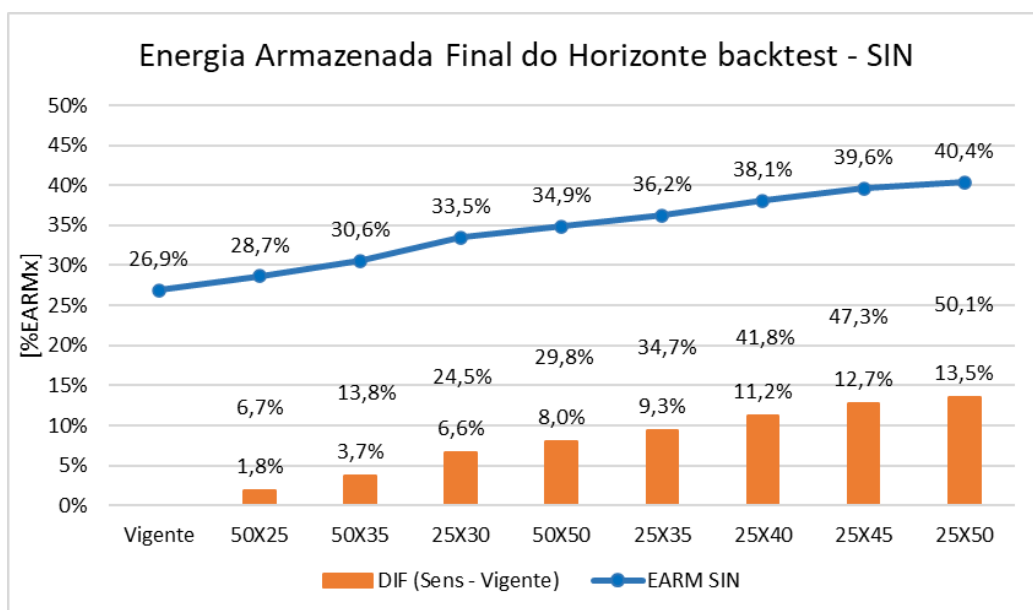


Figura 27 - Energia Armazenada Final - SIN

A seguir é apresentada a evolução dos armazenamentos por subsistema. Nota-se, na Figura 28, que todos os casos de sensibilidade elevaram o armazenamento do

subsistema Sudeste/Centro-Oeste quando comparados ao caso Vigente. Vale destacar que os casos que apresentaram nível abaixo do novo VMinOp proposto de 20% (linha tracejada vermelha) foram os casos o Vigente, (50x25) e (50x35), em todas as revisões de dezembro/20 e nas três primeiras de janeiro/21, terminando no final do horizonte em 25,9%, 26,6% e 28,9% EARmax respectivamente. Os casos (25,30), (50,50), (25,35), (25,40) e (25,45) terminaram o período em 32,6%, 34,6%, 36,0%, 38,8% e 40,9% de EARmax, respectivamente, e o caso mais severo (25x50) em 40,9%EARmax.

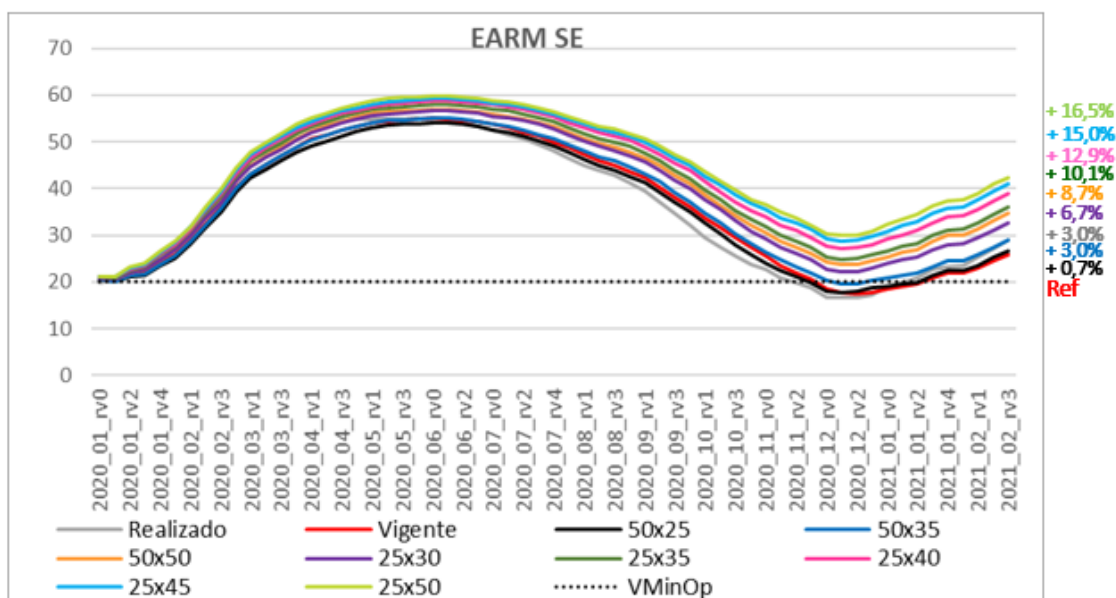


Figura 28 - Backtest 2020 a 2021: Energia armazenada do subsistema Sudeste/Centro-Oeste

Com relação ao subsistema Sul, alguns pontos podem ser destacados. Observa-se na Figura 29 que o caso Vigente apresentou, na maior parte do tempo, armazenamento inferior a 30%EARmax e, inclusive, encerra o período de estudo muito abaixo deste valor, com armazenamento chegando a 18%EARmax. Entretanto, os casos que adotam o VMinOp de 30% no modelo DECOMP, conseguem se manter, na maior parte do período, acima deste nível e terminam o horizonte do estudo em aproximadamente 38%EARmax.

Nos períodos de abril/20 a junho/20, onde o modelo não conseguiu replecionar os reservatórios acima do VMinOp, havia diversas restrições hidráulicas no subsistema Sul que obrigaram os reservatórios a defluir, fazendo com que os mesmos se esvasiassem. Comparando as sensibilidades avaliadas, observa-se que todas apresentaram trajetórias parecidas entre si, inclusive o caso mais avesso ao risco (25x50).

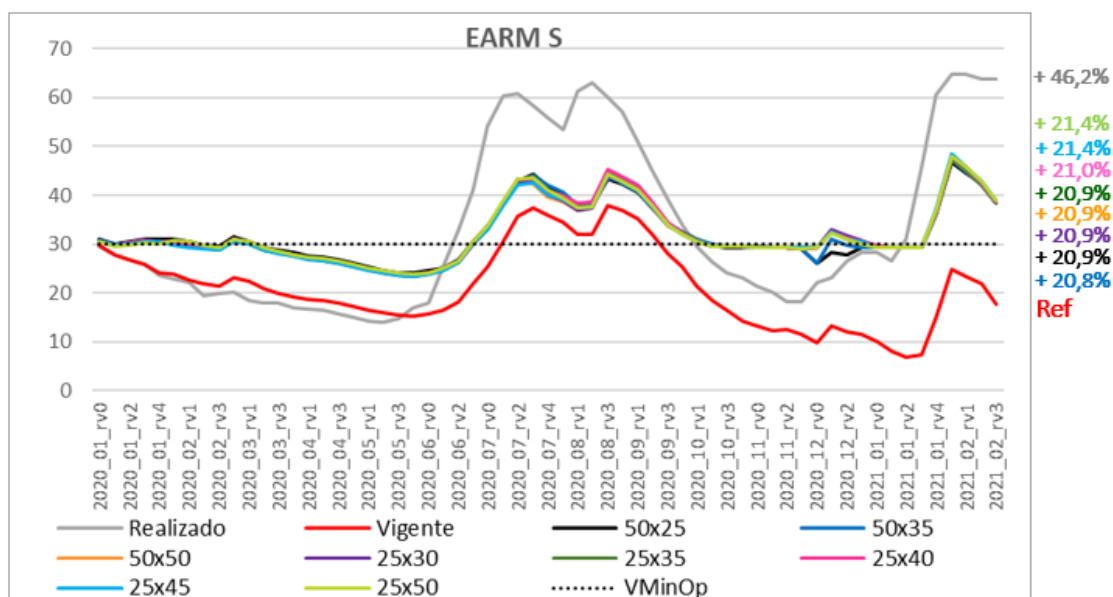


Figura 29 - Backtest 2020 a 2021: Energia armazenada do subsistema Sul

Quanto ao subsistema Nordeste, Figura 30, todos os casos, com exceção do (50x25), apresentaram armazenamento acima de 23,5%EARmax em todo o período simulado. No final do horizonte, as parametrizações (50x25) e (50x35) alcançaram aproximadamente o mesmo armazenamento que o caso Vigente, no entanto, o primeiro obteve deplecionamento de 1,4% e o segundo com replecionamento de 0,4%. Os casos (50x50) e (25x50) foram superiores em, respectivamente, 2,1%EARmax e 1,9%EARmax, em comparação com o caso Vigente. O caso com maior replecionamento no submercado NE foi alcançado no caso (25x35) com 4%EARmax.

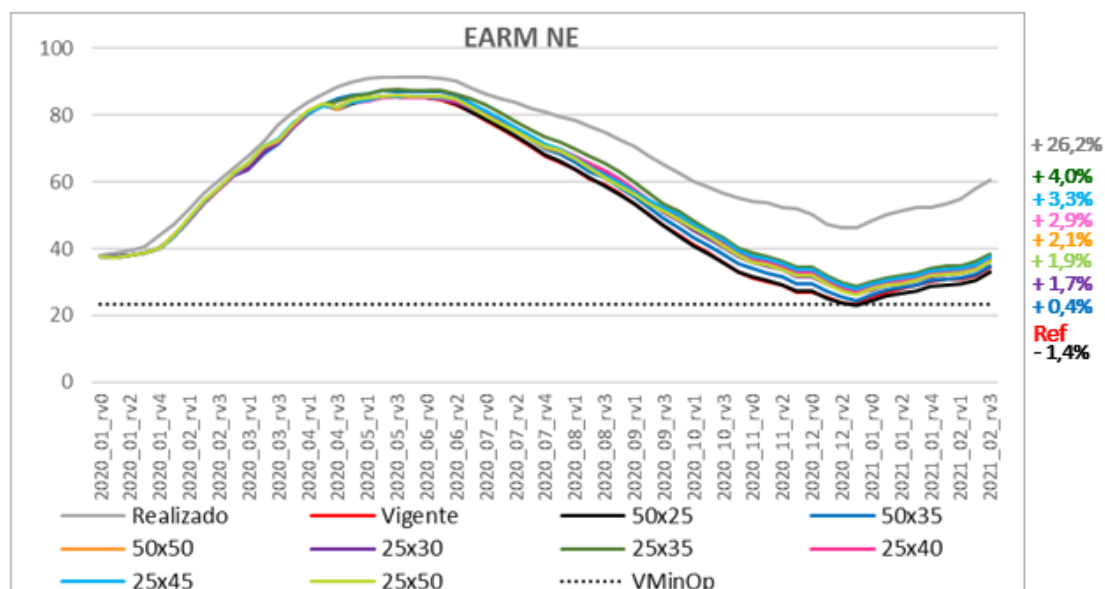


Figura 30 - Backtest 2020 a 2021: Energia armazenada do subsistema Nordeste

A Figura 31 apresenta a evolução do armazenamento do subsistema Norte, onde os casos de sensibilidade de CVaR apresentaram resultados similares. É possível observar nesta figura que o subsistema Norte não consegue se manter acima da curva no final do

horizonte. Isso ocorre devido ao tipo de produtividade utilizada pelo modelo: a energia armazenada calculada para consulta à restrição de VMinOp utiliza a produtividade equivalente, enquanto os níveis de energia armazenada são calculados com a produtividade no ponto que os reservatórios estão. Assim, apesar da restrição RHE, que considera a produtividade equivalente, ter sido atendida sem violação neste caso, a energia armazenada final calculada com a produtividade no ponto de operação do sistema pode assumir valores minimamente diferentes do nível VMinOp estabelecido.

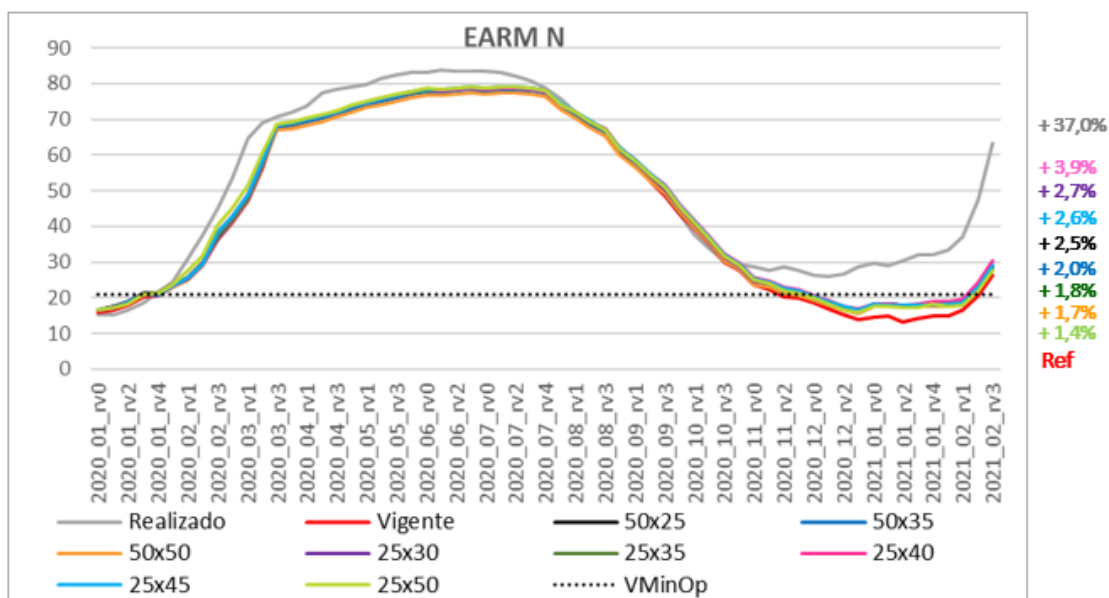


Figura 31 - Backtest 2020 a 2021: Energia armazenada do subsistema Norte

A Figura 32 apresenta a evolução do custo marginal de operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Observa-se que o caso mais avesso (25x50) apresentou os CMOs mais elevados na maior parte do período simulado, conforme já era esperado. Observa-se que o caso com a parametrização menos avessa (50x25) apresentou custos superiores aos demais entre novembro/2020 e janeiro/2021, evidenciando a RV1 de novembro, em que apresentou um pico elevado de CMO (aproximadamente R\$ 2.000,00/ MWh).

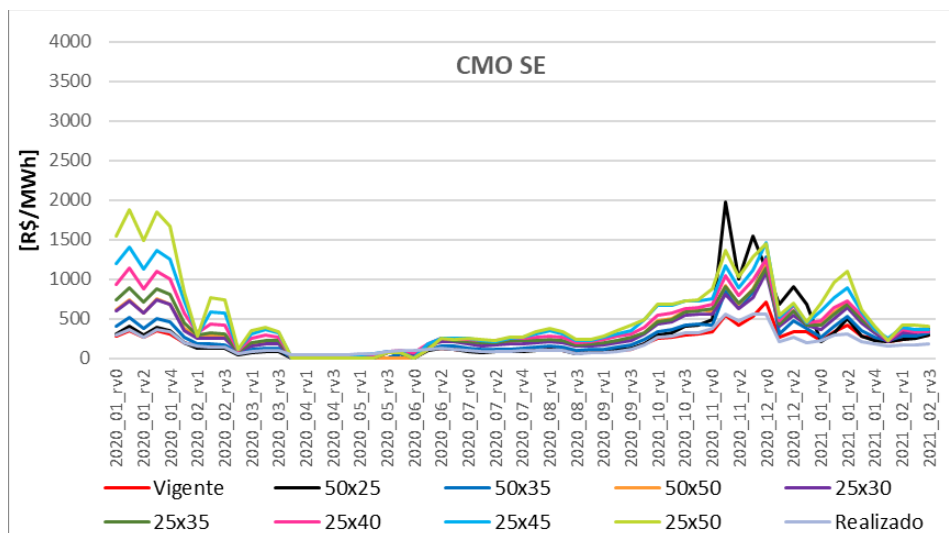


Figura 32 - Backtest 2020 a 2021: CMO do subsistema Sudeste/Centro-Oeste

Na Figura 33 é possível observar o CMO médio do Sudeste em todo o horizonte. Observa-se que à medida que os parâmetros ficam mais severos, maior é a diferença do CMO médio com relação ao caso Vigente, chegando a 87% (165,36 R\$/MWh) na parametrização (25x35) e 186% (352,30 R\$/MWh) na parametrização (25x50). Nota-se que, apesar de ser o caso com menor CMO médio, o par (50x35) esteve 34% acima do vigente, isto é 64,95 (R\$/MWh).

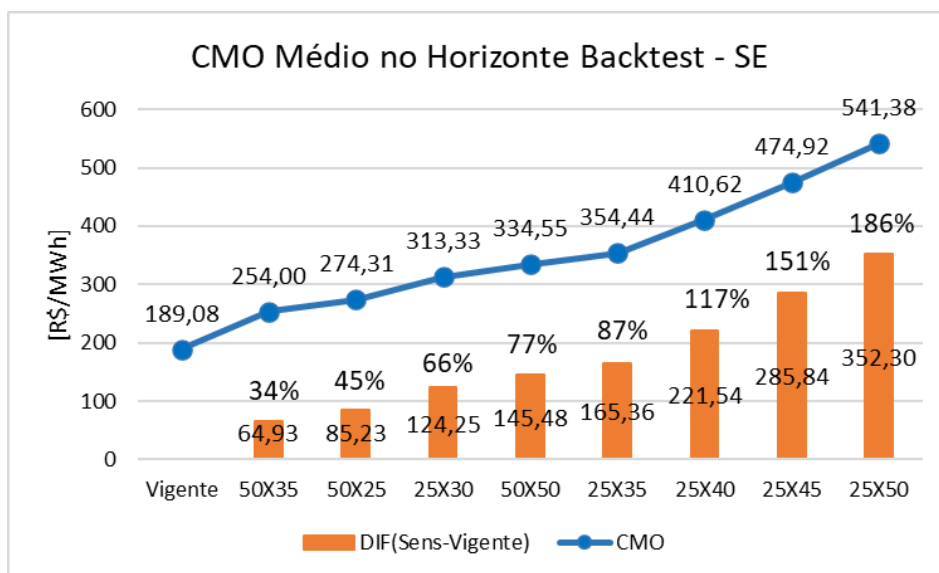


Figura 33 - CMO Médio - Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

A Figura 34 apresenta a comparação de outra métrica relacionado ao CMO. As barras da esquerda (cor azul) representam o valor da volatilidade entre as revisões operativas do mesmo mês e as barras da direita (cor laranja) representam a volatilidade observada apenas nos PMOs, ou seja, entre a última revisão do mês e a primeira revisão do mês seguinte.

Como esperado, a volatilidade calculada entre PMOs é superior à volatilidade entre revisões, visto que ocorre a atualização da FCF. Também é observado que o caso (25x40) foi o que apresentou os menores índices de volatilidade entre revisões, inclusive inferiores ao caso Vigente. No caso da volatilidade mensal, o caso (25x30) foi o que indicou menor valor.

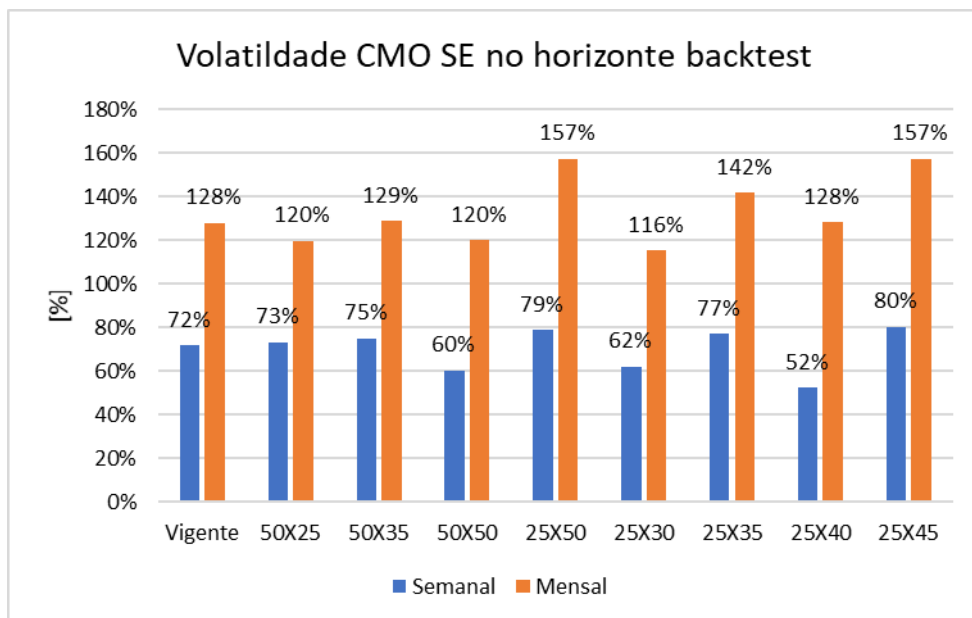


Figura 34 - Volatilidade do CMO - Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

As Figura 35, Figura 36 e Figura 37 apresentam o custo marginal de operação dos subsistemas Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. Para todos os subsistemas pode ser observado o comportamento de aumento de CMO à medida que os parâmetros de aversão ficam mais severos, em praticamente todo o período simulado. Destaca-se que no período de abril a junho de 2020 o CMO é nulo ou próximo de zero para todos os casos avaliados. Isto ocorreu devido a carga muito baixa verificada neste período, conforme mostra a Figura 38.

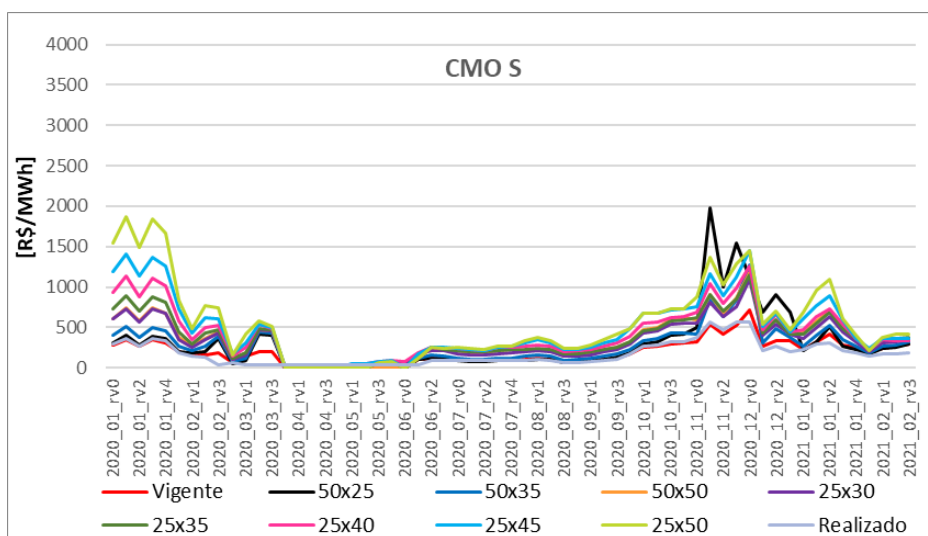


Figura 35 - Backtest 2020 a 2021: CMO do subsistema Sul

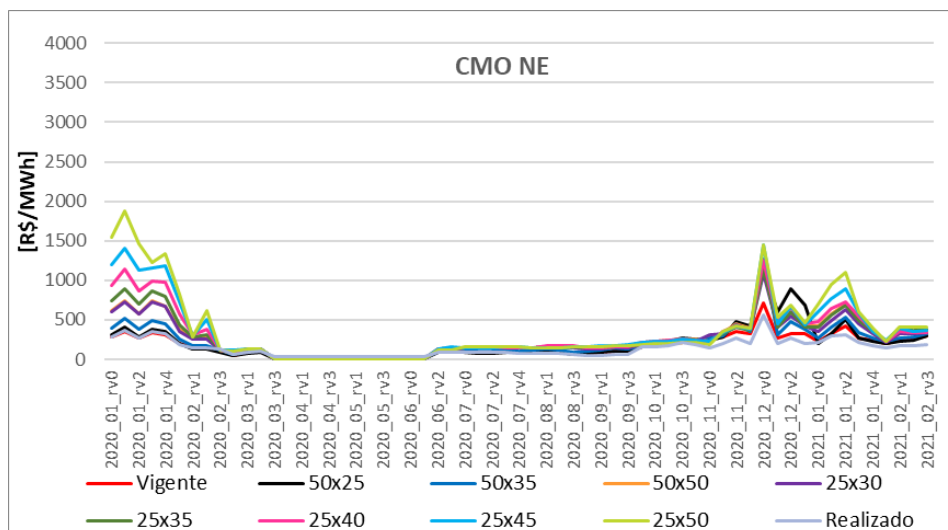


Figura 36 - Backtest 2020 a 2021: CMO do subsistema Nordeste

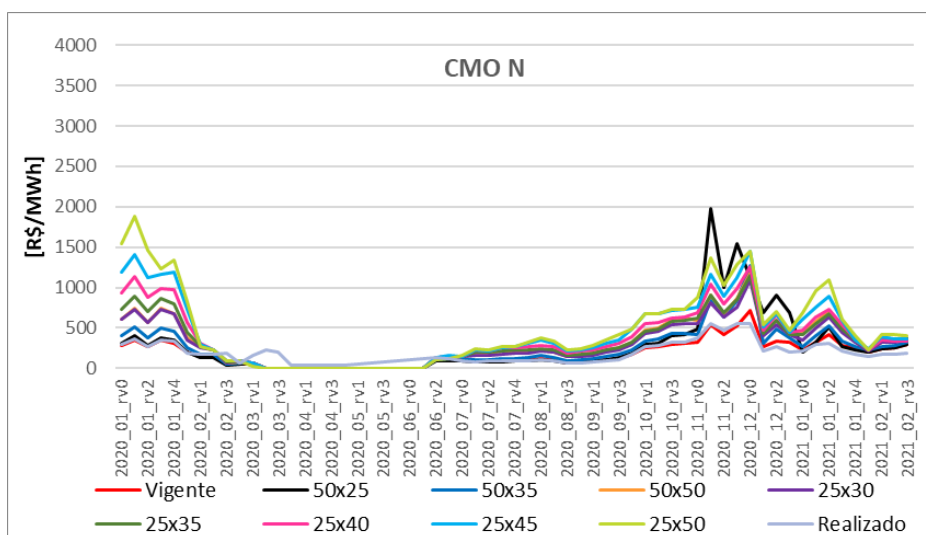


Figura 37 - Backtest 2020 a 2021: CMO do subsistema Norte

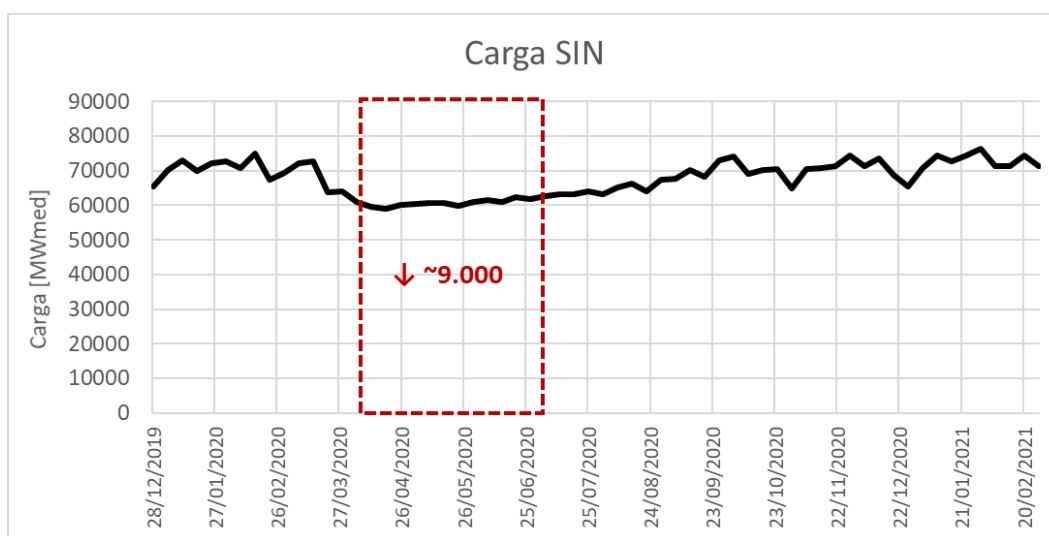


Figura 38 – Carga Verificada SIN 2020 a 2021

A Figura 39 apresenta a geração hidráulica do SIN para todos os casos. Observa-se que a geração hidráulica do caso Vigente é superior à dos demais. Isto porque os demais, ao adotar a os novos níveis mínimos operativos, aumentam a segurança energética do SIN, gerando menos hidráulica enquanto repleciona os reservatórios.

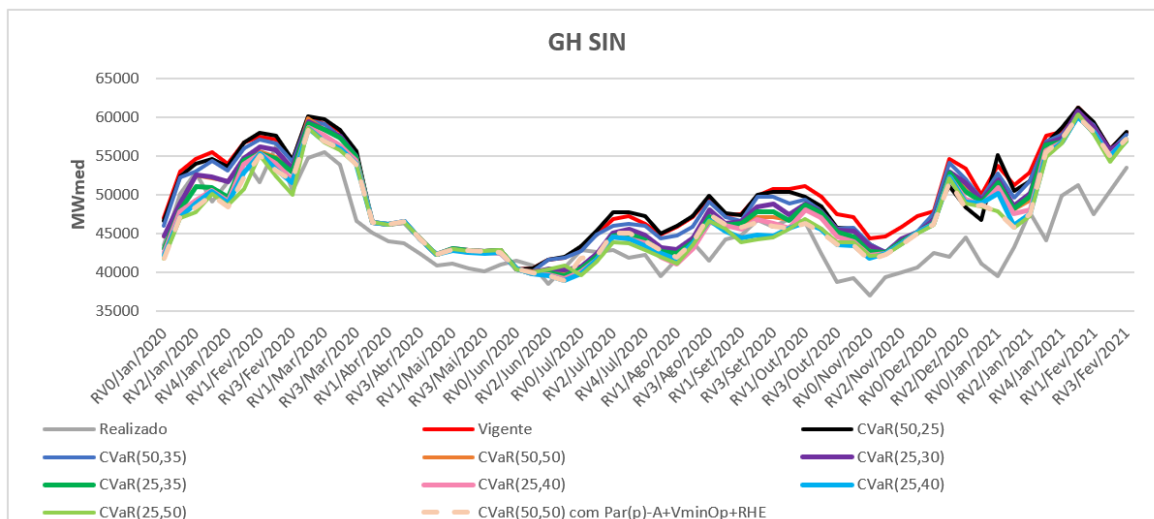


Figura 39 - Geração Hidráulica - SIN – Backtest 2020/2021

Na Figura 40 podemos observar essa redução da geração hidráulica média no SIN para os casos avaliados. Verifica-se que todas as parametrizações reduzem a geração hidráulica quando comparadas ao caso Vigente. A maior redução é observada no caso mais avesso ao risco, (25x50).

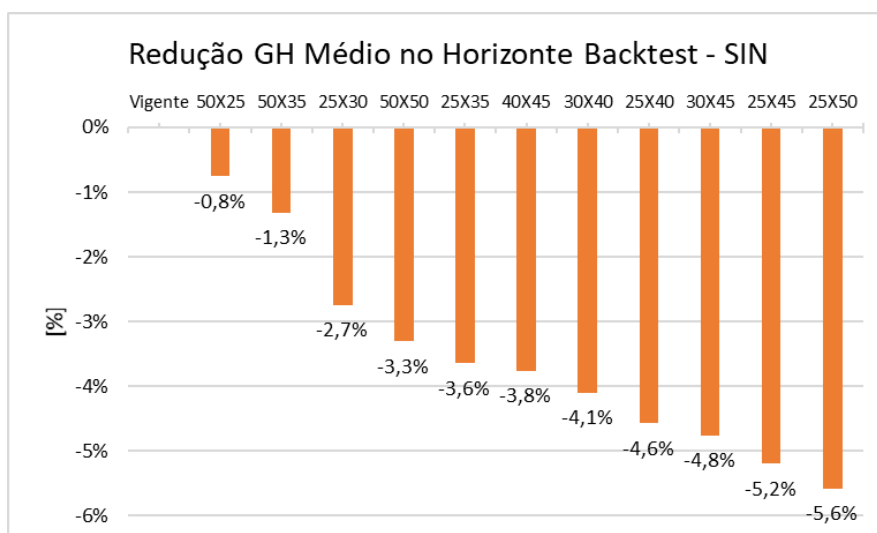


Figura 40 – Redução da Geração Hidráulica Média do SIN – Backtest 2020/2021

A Figura 41 apresenta a evolução temporal da geração térmica no SIN. É possível observar que no mesmo período de abril a julho de 2020 a geração de todos os casos corresponde à geração apenas por inflexibilidades, justificando os CMOs nulos já mostrados. Entretanto, nos demais períodos, a geração térmica é sempre superior para todas as sensibilidades de CVaR quando comparadas ao caso Vigente. Os maiores

montantes de geração térmica nos casos de sensibilidade ocorrem quando se observam menores gerações hidráulicas, conforme esperado.

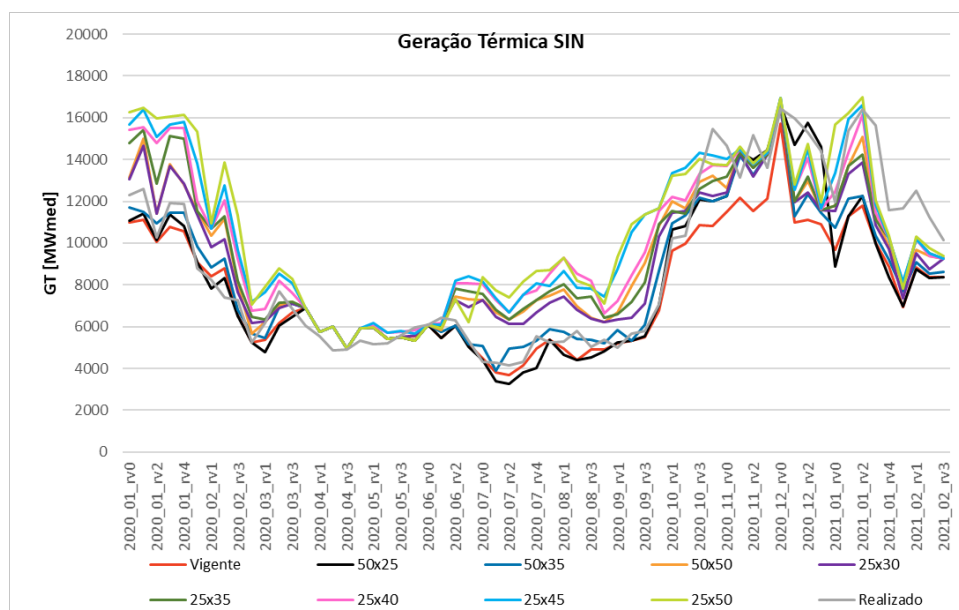


Figura 41 - Backtest 2020 a 2021: Geração térmica do SIN

A Figura 42 ilustra a geração térmica acumulada no SIN ao longo do horizonte. Ao encontro de todos os resultados já expostos, verifica-se que a geração acumulada ao longo dos períodos é maior conforme os parâmetros de CVaR ficam mais severos. No caso mais severo (25x50) a geração térmica acumulada no fim do horizonte é maior em 33% do que a do caso Vigente e, no caso com parametrização atual (50x35) o acumulado é superior em 8%.

Adicionalmente, é apresentada a geração térmica acumulada realizada no mesmo período. Vale destacar que essa geração térmica verificada já contempla o despacho térmico fora da ordem de mérito deliberado pelo CMSE. Nota-se que, em março de 2020, período em houve geração for da ordem de mérito, tanto para o caso oficial quanto para o caso menos avesso (50x25), o modelo não sinalizou este despacho. Em contrapartida, os casos (50x50), (25x30), (25x35), (25x40), (25x45) e (25x50) apresentaram capacidade de antecipar o despacho térmico se comparado com o verificado.

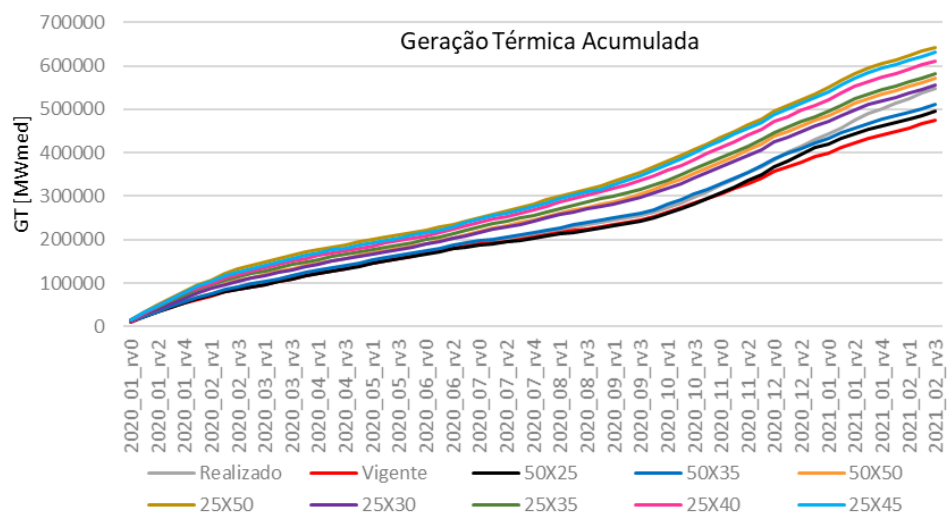


Figura 42 - Geração Térmica Acumulada - SIN

## 7 Avaliação de impactos financeiros

Para um melhor entendimento dos possíveis impactos financeiros oriundos das implementações propostas pelo GT-Metodologia nos modelos computacionais, esta seção apresenta a avaliação comparativa do despacho térmico, custo total de geração térmica, custos referentes à parcela de geração fora da ordem de mérito, GSF (fator de ajuste do MRE) e o impacto financeiro no MRE. Dentre os impactos financeiros do MRE, podemos destacar que serão apresentados o risco hidrológico do MRE, a divisão do impacto entre o ACL e o ACR e o deslocamento hidráulico.

Para tal, os resultados estão divididos em duas seções: 7.1, relacionada ao despacho térmico e custos associados; e 7.2, onde são apresentados os impactos relacionados à geração hidráulica no MRE.

### 7.1 Custos relacionados ao despacho térmico

Esta seção apresenta os resultados referentes ao despacho térmico obtido nos casos simulados do *backtest* e os custos associados. Adicionalmente, os casos simulados são comparados com a geração térmica e importação (no período 2020-2021) realizadas.

Os dados de geração térmica verificada foram obtidos no banco de dados SAGIC, disponibilizado pelo ONS. Fez-se necessário, então, a compatibilização das usinas térmicas informadas no SAGIC com aquelas listadas nos *decks* do modelo DECOMP. Nesta etapa, foram retiradas da base SAGIC as usinas não simuladas individualmente (UNSI) e, em casos pontuais, foram ajustados os resultados do modelo computacional com as UTEs sem correspondência compatível com as verificadas.

Visto que a base SAGIC agrega toda a geração das usinas térmicas, tornou-se necessário, para o cálculo do custo da parcela fora do mérito, a separação do despacho. Considerou-se, então, inicialmente, a premissa de que as térmicas no mérito se referem àquelas com Custo Variável Unitário (CVU), informado no modelo, inferior ou igual ao CMO oficial da época. Adicionalmente, a parcela inflexível das usinas, informada como dado de entrada no DECOMP, foi considerada como despacho no mérito. Por fim, consideraram-se também no mérito a parcela da geração destinada ao atendimento às restrições elétricas das usinas, tendo como base o resultado do caso Vigente simulado. Ao restante da geração verificada por UTE denominou-se “GFOM realizado”, equivalente à:

$$GFOM_{realizado} = Geração\ térmica\ total_{realizada} - (Geração\ mérito_{realizada} + Inflexibilidade_{modelo} + Restrições\ Elétricas_{modelo})$$

(4)

Portanto, a parcela GFOM inclui, além da parcela predominante motivada por segurança energética, outras motivações de despacho fora da ordem de mérito, como por exemplo, restrições operativas, manutenção de reserva operativa, *unit commitment* e

*constrained-on*. Adicionalmente, para o período de 2020-2021, foram consideradas nesta parcela os montantes de energia importada, sendo os valores verificados também disponibilizados no SAGIC.

A Figura 43 mostra a trajetória de geração térmica de 2020 até fevereiro/2021 dos casos simulados no *backtest* e o realizado. Neste caso, para o montante realizado, procedeu-se com a divisão do total em parcela no mérito (área em cinza), GFOM devido à geração térmica (área vermelha) e parcela referente à importação de energia (área azul).

Em relação ao despacho total realizado (áreas cinza + vermelha + azul), verifica-se que a partir da RV3 outubro/2020 a maioria dos casos simulados apresentou geração térmica inferior. Este período de maiores valores realizados (outubro/2020 a fevereiro/2021) coincide com as contínuas deliberações do CMSE para acionamento de térmicas adicionais e importação de energia do Uruguai e Argentina, como medida para auxiliar na elevação dos armazenamentos dos reservatórios do SIN, dado o período úmido de escassez hídrica vivenciado.

Para referência do leitor, também é indicado na Figura 43 o resultado do caso anteriormente sugerido pela CPAMP, aqui denominado CVaR (50,50) com PAR(p)-A+VMinOp+RHE e representado na linha tracejada. Entre janeiro e junho de 2020 e a partir de outubro de 2020, o caso simulado (PAR(p)+VMinOp+RHE) que mais se assemelha à este é o (25,50). Entre julho e setembro verifica-se uma geração térmica que mais se aproxima dos casos (25,35), (50,50) e (25,40).

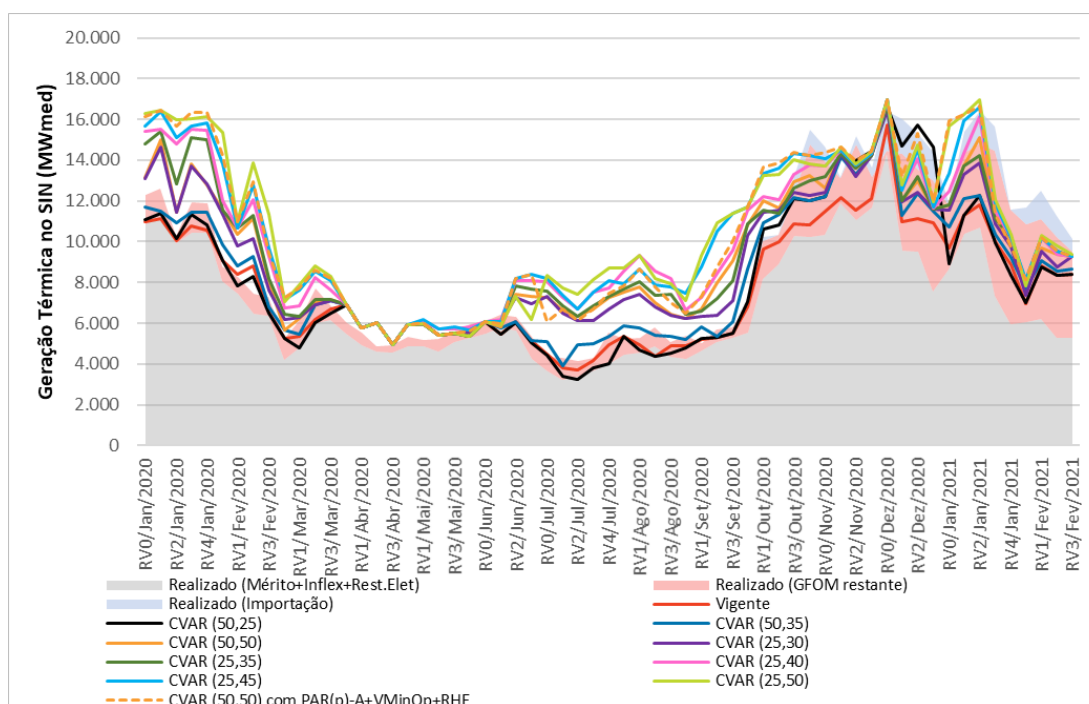


Figura 43 – Geração térmica obtida na simulação retrospectiva encadeada de 2020 a 2021 e realizada (incluindo importação).

Na Figura 44 apresentam-se os montantes de geração térmica, em MWmed, por ano simulado e o total. Em termos médios no período, a geração térmica total que mais se aproximou à realizada foi a do par CVaR (25,30), que apresentou cerca de 9,1 GWm. O par indicado na primeira fase da CP (CVaR (50,50) com PAR(p)-A+VMinOp+RHE) tem geração térmica total entre os casos CVaR (25,45) e CVaR (25,50), que utilizam PAR(p)+VMinOp+RHE.

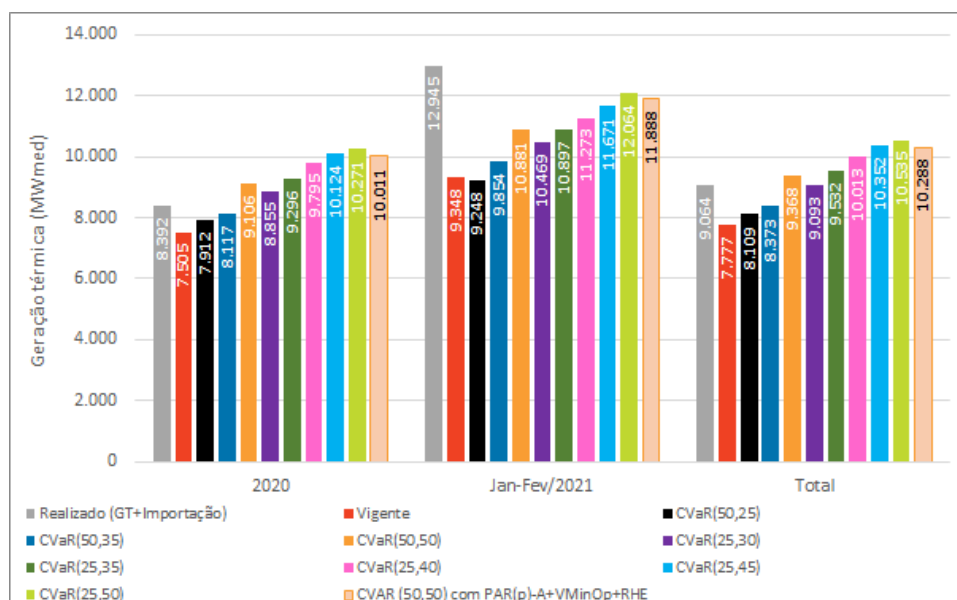


Figura 44 – Geração térmica por ano e total obtida na simulação retrospectiva encadeada de 2020 a 2021 e realizada (incluindo importação).

Na Figura 45 observa-se o custo total do despacho térmico (acrescido da importação no caso realizado) no ano de 2020 e nos dois primeiros meses de 2021, e na última coluna, é exposto o total do período (janeiro/2020 a fevereiro/2021). Bem como evidenciado para o período anteriormente analisado, os casos com maior aversão ao risco são mais custosos devido ao maior despacho térmico pelo modelo.

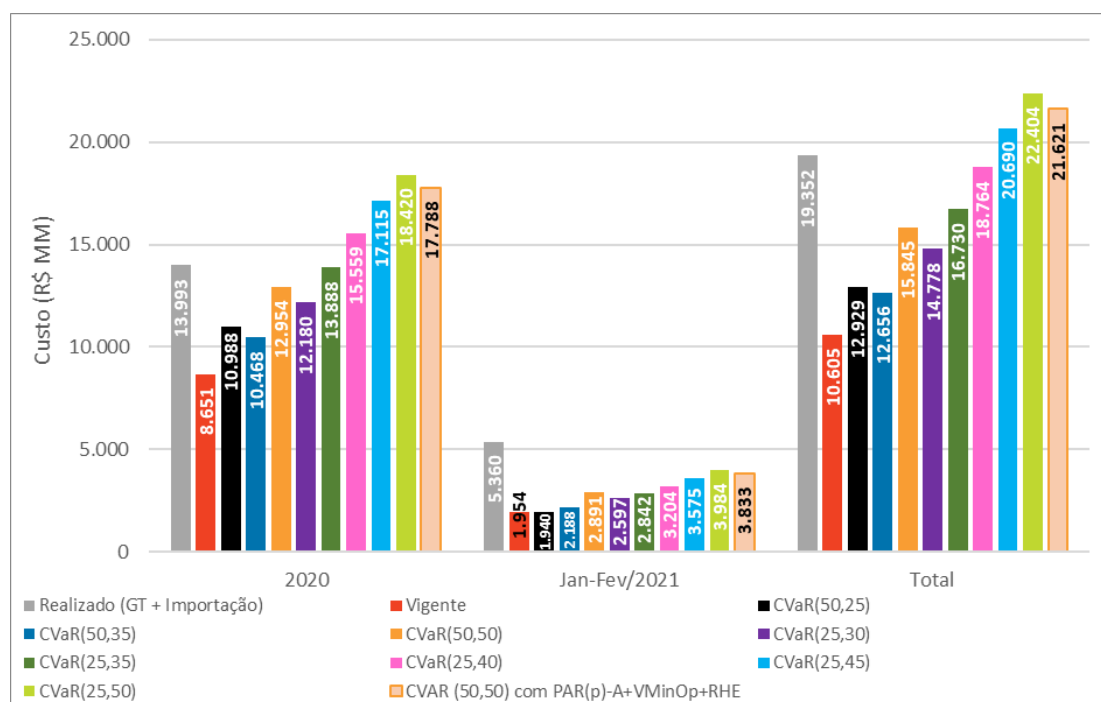


Figura 45 – Custo geração térmica (acrescida da importação para o realizado) obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2020 a 2021

Os resultados das simulações indicam que o caso Vigente seria o de menor custo no período (R\$ 10,6 bilhões), cerca de R\$ 8,7 bilhões inferior ao verificado. A maioria dos casos apresentaram custos totais inferiores ao realizado, com exceção dos casos CVaR(25,45) e CVaR(25,50). Nota-se que o caso sugerido anteriormente, executado com PAR(p)-A inexato, o CVaR(50,50) com PAR(p)-A + VMinOp + RHE, possui custo total próximo ao mais avesso ao risco CVaR(25,50).

Para uma análise mais completa das consequências desses despachos térmicos, torna-se necessário reavaliar as trajetórias de EARM obtidas nas simulações e realizada, apresentadas na Figura 46.

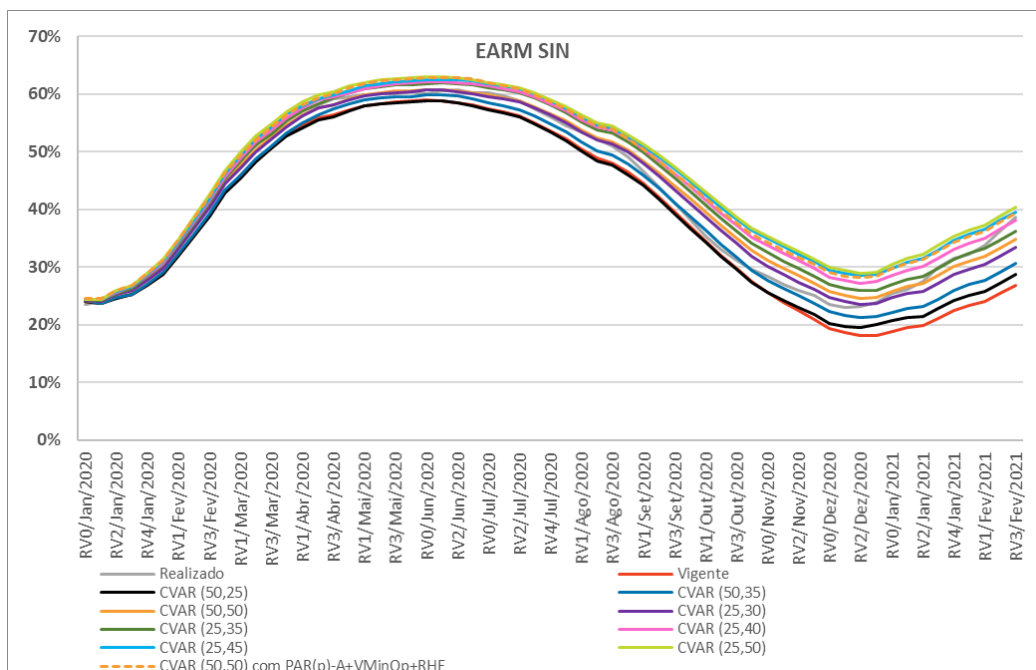


Figura 46 – Energia armazenada do SIN: *backtest* 2020 a 2021 e realizado

Na Figura 47, tem-se o gráfico de Pareto que relaciona a diferença de armazenamento entre o início de 2020 e o final de fevereiro de 2021 e o custo total de geração térmica para o mesmo período. Todos os casos apresentaram elevação de armazenamento ao longo do período, com destaque para o CVaR (25,50) que teve uma maior elevação de armazenamento, ainda que oriunda de um custo total mais elevado. No cenário oposto, o caso Vigente foi o que apresentou menor elevação de armazenamento, aproximadamente 3% EARMmax do SIN, com um menor custo de operação. Outro ponto interessante é que o caso CVaR(25,45) apresenta armazenamento maior e custo térmico menor que o caso CVaR(50,50) com PAR(p)-A + VMinOp + RHE, isto é, possui ganhos nos dois eixos.

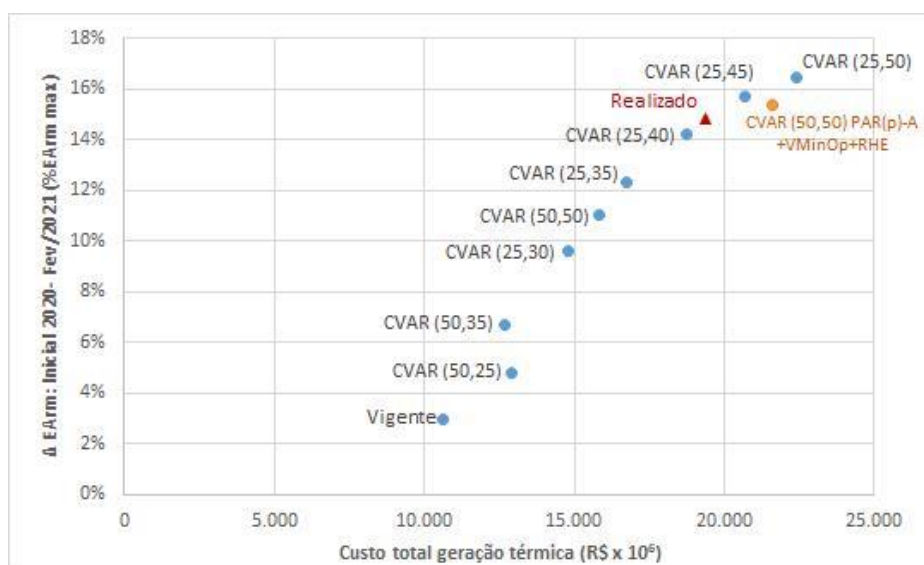


Figura 47 - Gráfico de Pareto: Custo de geração térmica x  $\Delta$  EARM (2020 - 2021) no SIN

A Tabela 10 apresenta o indicador de eficiência de cada caso simulado, indicando o custo por MWh armazenado, em relação ao Vigente. Ordenando-se os casos, partindo do mais eficiente, tem-se: CVaR (50,35), CVaR (25,30), CVaR (50,50), CVaR (25,35), CVaR (25,40), CVaR (25,45), CVaR (25,50) e (50,25).

Tabela 10 – Indicador de eficiência:  $\Delta$  Custo de GTerm /  $\Delta$  EARM no SIN do período 2020 e 2021.

| Sensibilidades - Vigente                                      | CVAR (50,25) | CVAR (50,35) | CVAR (50,50) | CVAR (25,30) | CVAR (25,35) | CVAR (25,40) | CVAR (25,45) | CVAR (25,50) |
|---------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| $\Delta$ EArm (Fev/2021 – Jan/2020) (MWmês)                   | 5.228        | 10.758       | 23.246       | 19.104       | 27.098       | 32.574       | 36.917       | 39.120       |
| $\Delta$ Custo total geração térmica (R\$ x 10 <sup>6</sup> ) | 2.323        | 2.050        | 5.239        | 4.172        | 6.124        | 8.158        | 10.084       | 11.798       |
| Indicador eficiência (R\$/MWh)                                | 609          | 261          | 309          | 299          | 310          | 343          | 374          | 413          |

Os custos da parcela GFOM realizado, valorada à diferença entre o CVU e o PLD à época, são apresentados na Tabela 11

Tabela 11– GFOM realizado no período de jan/2020 a fev/2021

| Período      | GFOM (R\$ MM) |
|--------------|---------------|
| 2020         | 3.063         |
| Jan-Fev/2021 | 2.310         |
| Total        | 5.373         |

Apresenta-se na Figura 48 o potencial de redução do GFOM realizado, em percentual de MWmed, caso o sistema fosse operado como indicado pelas simulações. Em termos totais, verifica-se que o caso Vigente reduziria 21% da geração, enquanto os casos CVaR (50,25) e CVaR (50,35) têm o potencial de reduzir 37% e 42%, respectivamente. Para os casos que já em outubro/2020 (quando se iniciaram as deliberações do CMSE), o armazenamento se encontrava superior ao realizado, entendeu-se que não haveria a necessidade de gerações fora do mérito e, conseqüentemente, haveria o potencial de redução de 100% da parcela GFOM em todo o período simulado.

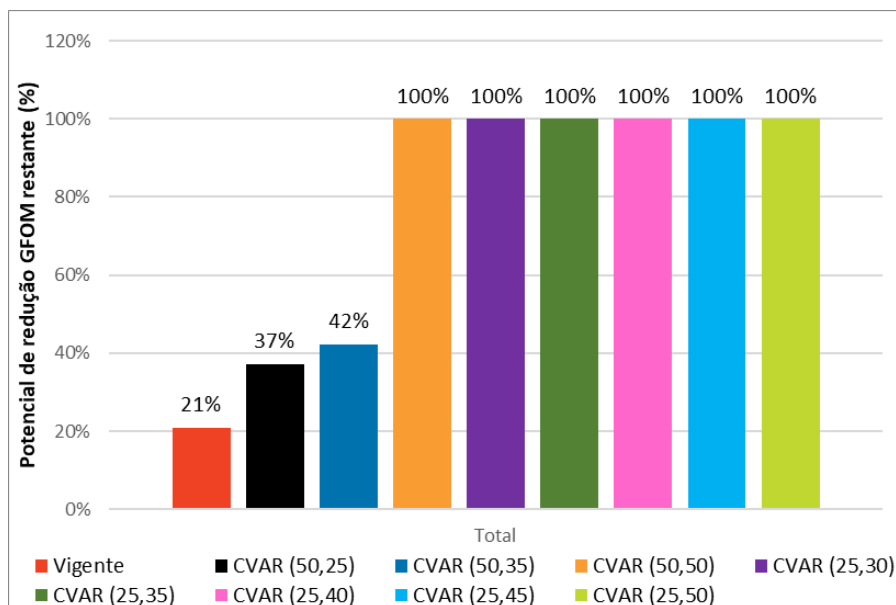


Figura 48 - Potencial de redução do custo do GFOM restante (% Realizado), em MWmed

Com isso, calculou-se, para os casos simulados, a parcela “GFOM restante”, resultante da redução desse potencial. Similarmente ao “GFOM realizado”, as premissas indicam:

$$GFOM_{restante} = Geração\ térmica\ total_{realizada} - (Geração\ mérito_{modelo} + Inflexibilidade_{modelo} + Restrições\ Elétricas_{modelo}) + Importação_{realizada} \quad ()$$

Essa parcela restante foi valorada a CVU - PLD<sub>oficial</sub>. Nas Figura 49 e Figura 50 apresenta-se, respectivamente, o custo GFOM restante por caso e o indicador GFOM restante / carga média realizada em cada período. Observa-se que no período total, o caso Vigente apresenta um custo similar ao realizado. Em janeiro e fevereiro/2021, o total realizado foi o de maior custo, representando R\$22,11 / MWh.

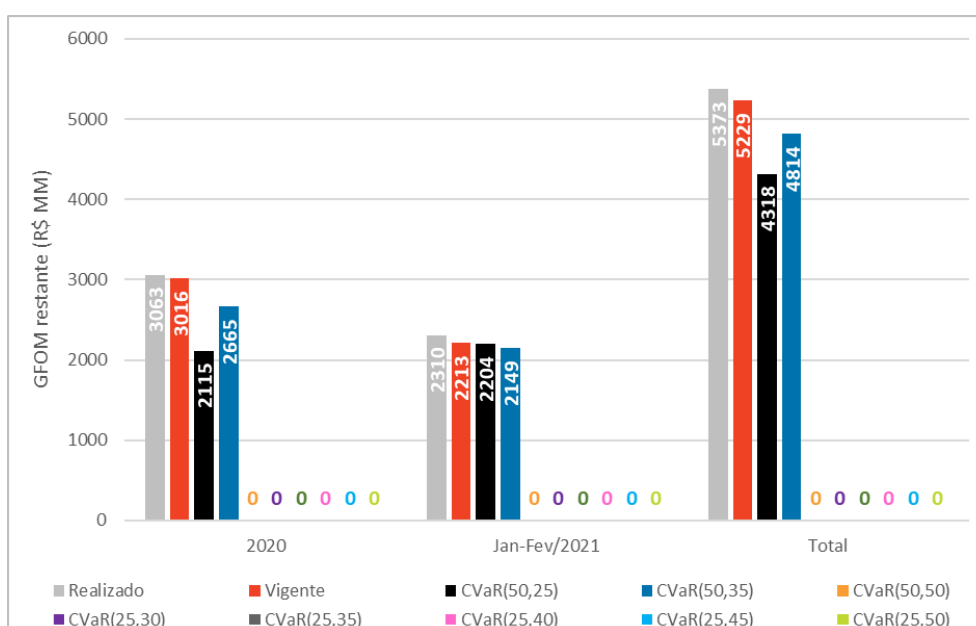


Figura 49 - GFOM restante (R\$ MM)

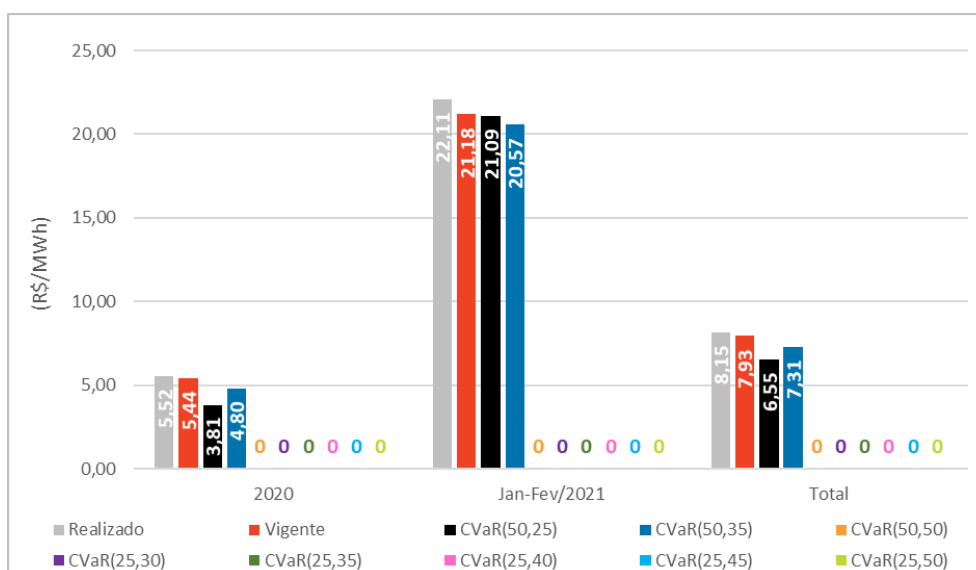


Figura 50 - GFOM restante / Carga verificada (R\$/MWh)

## 7.2 GSF e impacto financeiro no MRE

Nesta seção serão apresentados os resultados e as premissas utilizadas para calcular o GSF e o impacto financeiro no MRE no período de janeiro de 2020 a fevereiro de 2021.

Para a consolidação das bases de dados de geração hídrica realizada, foram considerados os dados do Sinercon, CliqCCEE e DRI da CCEE e do SAGIC do ONS para a definição da geração hídrica do MRE, da garantia física sazonal do sistema e consequentemente do GSF em base semanal.

Para os valores de geração hídrica simuláveis obtidos como resultados das simulações retrospectivas encadeadas dos modelos NEWAVE e DECOMP, utilizou-se fatores *ad-hoc* de contabilização para a consideração do fator de perdas e inclusão das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) do MRE para compatibilização dos dados com as bases realizadas.

Considerando o impacto de elevação dos armazenamentos, através do aumento de geração termelétrica e consequentemente, diminuição da geração hidrelétrica, podem ser observados na Figura 51 as implicações das alterações de geração hidrelétricas nos valores do fator de ajuste do MRE (GSF).

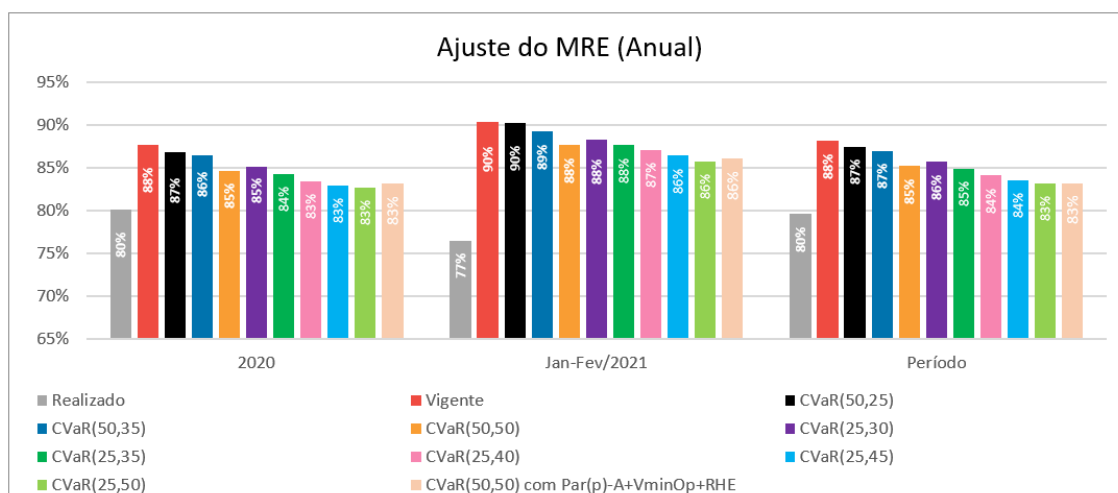


Figura 51 – Fator de Ajuste do MRE (GSF) obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2020 a 2021

Observa-se que o GSF apresentou valores menores que a unidade em todas as simulações realizadas para o período. Contudo, nota-se que mesmo assim, todas as simulações apresentam elevação no GSF em relação ao histórico realizado. No geral, naturalmente, nota-se uma tendência de menor GSF para os casos com maior aversão ao risco.

Considerando a hipótese de que toda a garantia física das usinas do MRE estivessem 100% contratadas, uma estimativa do impacto financeiro pode ser vista na Figura 52. Esta figura considera o impacto no Mercado de Curto Prazo (MCP) como a valoração da diferença entre a geração hídrica (GH) no MRE e a garantia física (GF) sazonalizada ao PLD, como demonstrado pela equação (6).

$$Impacto\ no\ MCP_{caso} = PLD_{caso} * (GH_{caso} - GF_{período}) \quad (5)$$

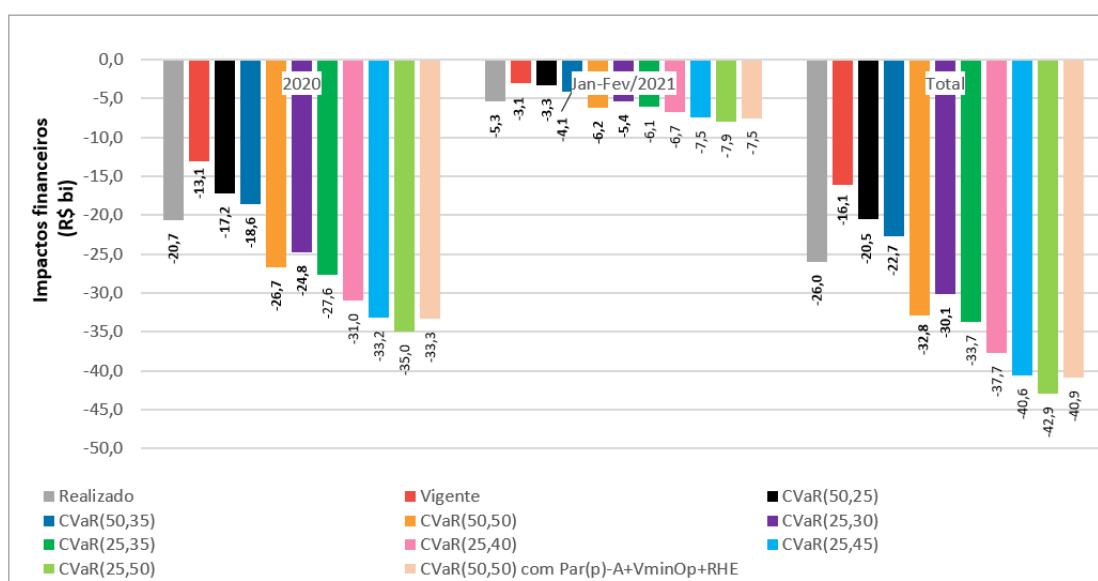


Figura 52 – Impacto financeiro anual e diferenças entre os casos obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2020 a 2021

Considerando o caso vigente, sem a adição dos aprimoramentos sugeridos pelo GT-Metodologia, essa contratação resultaria para o período em um impacto financeiro de R\$ 16,1 bilhões para as usinas do MRE, o que representa uma redução de R\$ 9,9 bilhões do “impacto financeiro” avaliado com base nos dados históricos do MRE. Por sua vez, considerando os aprimoramentos propostos e alterando os parâmetros do CVaR, o menor impacto financeiro seria o do caso com menor aversão ao risco CVAR (50,25), em que houve uma redução de R\$ 5,5 bilhões em relação ao realizado, e o maior impacto financeiro observado seria da ordem de R\$ 16,9 bilhões maior que o verificado, pelo caso com maior aversão ao risco CVaR (25,50). O maior impacto financeiro nos casos mais avessos ao risco é devido sobretudo à maior valoração do PLD nesses cenários.

Ainda, dividindo-se os impactos financeiros entre o ACR (impactos relativos a Itaipu, Cotas de Garantia Física e Repactuação de Risco Hidrológico) e o ACL (impactos das usinas do MRE com contratação no ACL), esses valores são apresentados nas Figura 53 e Figura 54.

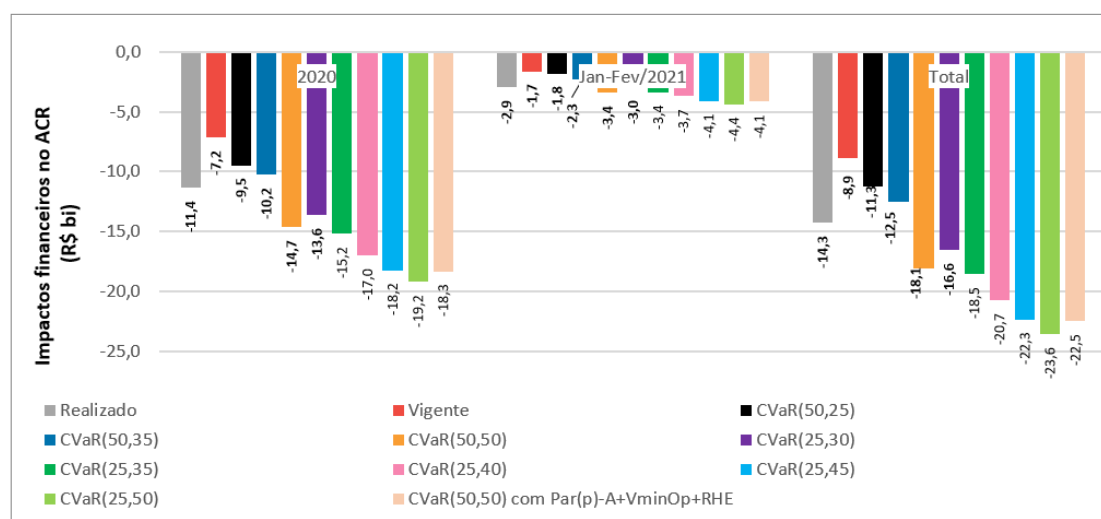


Figura 53-Impacto financeiro anual no ACR e diferenças entre os casos obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2020 a 2021

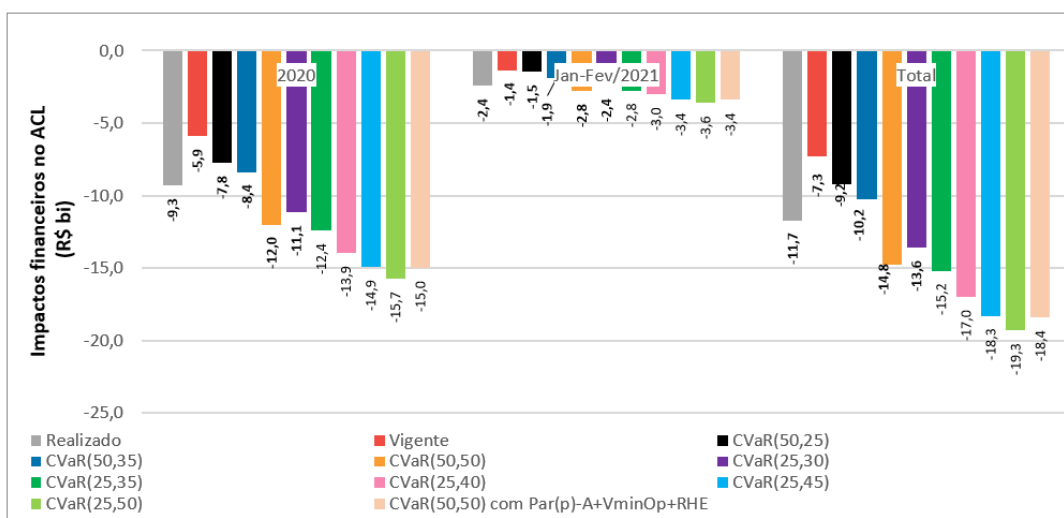


Figura 54-Impacto financeiro anual no ACL e diferenças entre os casos obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2020 a 2021

Por último, considerando o encargo de deslocamento hidráulico que ocorre quando há geração fora da ordem de mérito, a Figura 55 apresenta o valor financeiro de deslocamento hidráulico que ocorre para cada modelo considerado. A Figura 56 apresenta o impacto financeiro relativo ao potencial de redução do deslocamento hidráulico em cada um dos casos avaliados em relação ao realizado. No geral, observa-se que quanto mais avesso ao risco, maior o potencial de redução do encargo relativo ao deslocamento hidráulico. Uma exceção é vista no caso CVaR(50,35), que apresentou um menor potencial de redução de encargos de deslocamento hidráulico que o caso CVaR(50,25). Embora o caso CVaR(50,35) tenha um maior potencial de redução de deslocamento hidráulico que o CVaR(50,25) em termos de energia (MWmed), em termos financeiros, o potencial de redução do deslocamento hidráulico apresentado foi menor. Essa distorção ocorreu devido ao PLD considerado no período que foi maior quando o caso CVaR(50,35) apresentava maiores potenciais de redução que o CVaR(50,25) e menor, nos casos contrários.

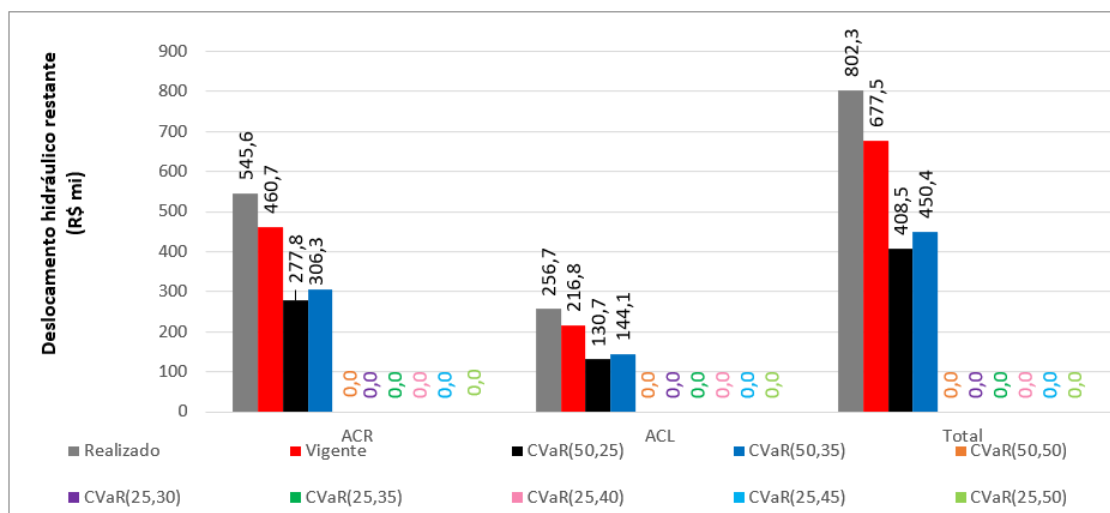


Figura 55 - Deslocamento hidráulico restante

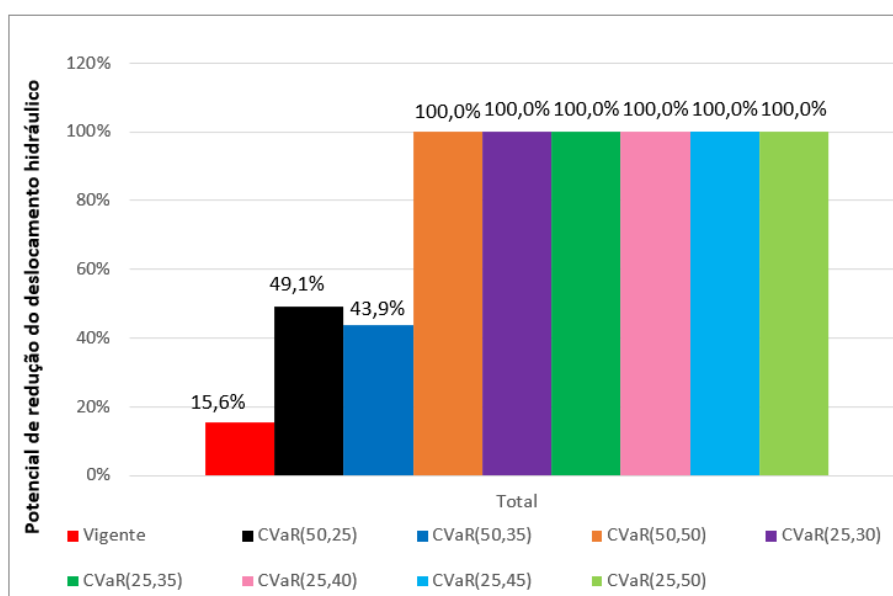


Figura 56 - Potencial de redução do deslocamento hidráulico em relação ao realizado

## 8 Avaliação do impacto tarifário

As tarifas de energia elétrica constituem importante segmento de atenção para as iniciativas de calibração da aversão ao risco endógena aos modelos computacionais responsáveis pelo planejamento e programação da operação e pela formação do preço no Mercado de Curto Prazo (MCP).

Desde a criação do mecanismo das Bandeiras Tarifárias, os custos variáveis vinculados à operação do sistema têm sido alocados dinamicamente nas tarifas via acionamento de patamar adicional correspondente. O incremento de receita arrecadado guarda compatibilidade com o grau de escassez da oferta de energia elétrica e, por conseguinte, com o custo incorrido na operação do sistema, todos computados em janela temporal coincidente (granularidade mensal).

Os consumidores cativos de eletricidade devem suportar financeiramente os adicionais tarifários arrecadados no âmbito do mecanismo das Bandeiras Tarifárias. Exceção é conferida aos consumidores localizados em regiões não conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), os sistemas isolados.

Os custos que são cobertos pelas Bandeiras Tarifárias são alocados às distribuidoras de energia elétrica e vinculam-se a rubricas financeiras cuja origem provém de parcelas variáveis previstas em contratos por disponibilidade de usinas termelétricas e da exposição de contratos de geração e da carga no âmbito do MCP.

A sistemática de acionamento e o regramento de cobrança dos adicionais tarifários estão disciplinados nos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret), Submódulo 6.8. Abaixo apresenta-se o trecho da norma do qual constam os custos abarcados pelo mecanismo:

- a) Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Regulada na Modalidade por Disponibilidade – CCEAR-D;
- b) Exposição ao mercado de curto prazo por insuficiência contratual em relação à carga realizada;
- c) Encargo de Serviços do Sistema – ESS decorrentes das usinas despachadas fora da ordem de mérito e por ordem de mérito com Custo Variável Unitário – CVU acima do valor-teto do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD;
- d) Exposição ao mercado de curto prazo decorrente de insuficiência de geração alocada no âmbito do MRE – das usinas hidrelétricas contratadas em regime de cotas, de que trata o art. 1o da Lei no 12.783, de 2013 (Risco Hidrológico das Cotas);

- e) Exposição ao mercado de curto prazo decorrente de insuficiência de geração alocada das usinas hidrelétricas no âmbito do MRE, cuja energia foi contratada no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, e que firmaram Termo de Repactuação de Risco Hidrológico em conformidade com a Resolução no 684, de 11 de dezembro de 2015 (Risco Hidrológico dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs); e
- f) Exposição ao mercado de curto prazo decorrente de insuficiência de geração alocada no âmbito do MRE de Itaipu Binacional (Risco Hidrológico de Itaipu), bem como o correspondente alívio de exposições à diferença de preços entre submercados.

## 8.1 Desenho do estudo conduzido pela ANEEL

Diante das simulações de *backtest* exercidas pela CCEE e pelo ONS, a ANEEL confeccionou rotina de cálculo *ad hoc* para o cômputo do impacto tarifário, cuja estrutura foi desenvolvida na plataforma computacional R e abarcou as seguintes etapas:

- i. Leitura dos arquivos de saída do modelo DECOMP, produzidos no âmbito de simulações sequenciais referentes ao horizonte janeiro de 2020 a fevereiro de 2021;
- ii. Extração e organização da informação de interesse à sistemática de Bandeiras Tarifárias, para tanto observando as distintas granularidades temporais e espaciais associadas ao mecanismo tarifário.
- iii. Acoplamento das variáveis de interesse à rotina de simulação do acionamento e da performance financeira da conta Bandeiras, ambas baseadas em premissas e parâmetros da ANEEL, divulgados na Consulta Pública (CP) n. 10/2021 e recentemente aprovados pela Resolução Homologatória n. 2.888, de 29 de junho de 2021;
- iv. Fixação da configuração de referência do SIN ao longo de todo o horizonte simulado (configuração estática), para tanto observando as condições de contorno empregadas no Programa Mensal da Operação de janeiro de 2020.
- v. Compilação dos resultados em formatos gráficos e de tabelas, viabilizando sua compreensão e análise.

Importante sublinhar que os valores aqui apresentados devem ser interpretados com cautela no que tange às cifras absolutas. Primeiramente porque as simulações da operação emulam o processo real, assim conferindo condições sintéticas e necessariamente distintas da vivenciada na prática. Da mesma forma, os cálculos atrelados à sistemática das Bandeiras Tarifárias são simplificados em relação à granularidade espacial real (privilegia-se a caracterização de uma distribuidora

hipotética, com escala condizente à dimensão do SIN, em detrimento de se considerarem todas as especificidades de cada qual das dezenas de distribuidoras do país) e temporal (simplifica-se o calendário de reajustes tarifários, assumindo que os resultados de todos eles sejam concentrados ao fim do ano civil).

Além disso, o emprego desses paradigmas de cálculo faz com que as diferenças relativas computadas entre os cenários de sensibilidade e o caso de referência (*baseline*) sejam os achados mais importante deste trabalho. Tais diferenças exprimem o núcleo central do objetivo perseguido, que é o de contabilizar os possíveis impactos tarifários das distintas vertentes de aversão ao risco (parâmetros do CVaR) em comparação ao paradigma hoje existente.

## 8.2 Resultados para o horizonte 2020-2021

O ano de 2020 sofreu importante influência do efeito da pandemia da Covid-19 sobre o consumo de eletricidade, com repercussões relevantes sobre variáveis operativas e comerciais e, por conseguinte, sobre a sistemática das Bandeiras Tarifárias. Para maiores detalhes, vide a discussão instaurada pela ANEEL no âmbito da Consulta Pública n. 011/2020.

O arrefecimento conjuntural da carga de energia sem contrapartida na dimensão da oferta, entre outros fatores, provocou compressão do nível de geração das hidrelétricas (elevando o déficit de GSF), combinada a uma redução do patamar de realização do PLD.

Tendo em vista que essas são as duas variáveis empregadas na sistemática de acionamento, os resultados obtidos foram diretamente influenciados por essas condições de contorno. Na Figura 57, apresentam-se as trajetórias das variáveis GSF<sub>band</sub> e PLD<sub>gatilho</sub> contabilizadas para o período do estudo.

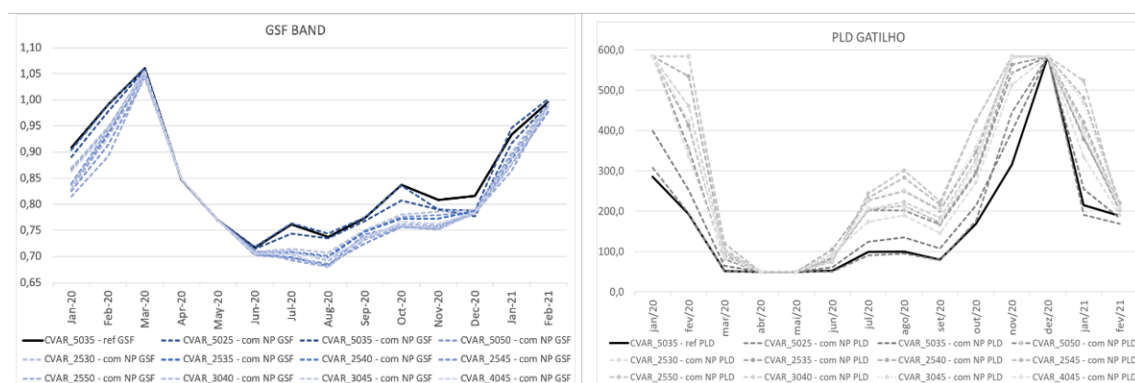


Figura 57 - GSFband e PLDgatilho

Nota-se que de março até junho, houve importante queda do GSF e, sobretudo, da respectiva amplitude típica esperada para sensibilidades com distintos (e relevantes) graus de aversão ao risco. O PLD teve comportamento similar no mesmo período,

atingindo o piso regulatório nas onze vertentes consideradas em abril e maio. A reversão desse quadro começou a ocorrer mais significativamente a partir de setembro.

Na Figura 58, apresenta-se o resultado para a sistemática de acionamento das Bandeiras Tarifárias. De maneira geral, observa-se uma gradação dos patamares de acionamento condizente com a elevação do grau de aversão ao risco associados aos parâmetros do CVaR e aos avanços metodológicos.

Todavia, em alguns meses, algumas trajetórias apresentaram inversões pontuais. Como, nesse conjunto de simulações, houve casos com emprego de distintos *quantis* estatísticos para a produção dos cenários hidrológicos (parâmetro *alfa* do mecanismo do CVaR), esse é um fator que pode explicar parte dos episódios de inversão observados (*i.e.*, acionamento menos gravoso da Bandeira Tarifária em um mês qualquer, para uma trajetória com grau de aversão a risco estruturalmente mais elevado do que o de uma outra).

Outras possibilidades são os conhecidos efeitos da pandemia da Covid-19 nas variáveis operativas e comerciais, além da própria estrutura da programação dinâmica dual estocástica, cujo algoritmo detém estratégias numéricas que podem induzir descontinuidades pontuais entre condições de contorno vizinhas. Exemplos nesse sentido foram detectados nos meses de janeiro, junho e agosto.

No mês de junho, o cenário (25,30)\_NP teve a indicação de Bandeira Amarela, em meio a outros dois mais avessos ao risco, que tiveram a sinalização de Bandeira Verde (CVaR (50,50)\_NP e CVaR (25,35)\_NP. Em relação ao primeiro, possível explicação pode estar relacionada com o valor do *quantil* estatístico do parâmetro *alfa*. No caso da combinação CVaR\_(25,30)\_NP, os cenários gerados são mais gravosos do que no CVaR (50,50)\_NP, o que necessariamente constituiu panorama mais severo para a consecução das variáveis de estado do sistema que conformarão a dinâmica de otimização. Dessa forma, a tendência é que os cenários mais avessos ao risco implicassem despachos termelétricos cumulativamente mais intensos, o que possivelmente também explicaria uma política operativa mais conservadora naquele estágio do horizonte considerado.

Para o segundo caso CVaR (25,35)\_NP, a causa teria sido o fato de que o maior peso conferido ao parâmetro *lambda* (valor igual a 35), que denota a parcela da função objetivo sobre a qual se aplica grau de confiança estatístico diferenciado para a concepção dos cenários hidrológicos (parâmetro *alfa*), teria induzido acionamentos de Bandeira Tarifária mais intensos na janela pregressa (e.g. mês de janeiro). Isso teria produzido despachos termelétricos cumulativamente mais significativos, possivelmente posicionando o sistema em condição mais confortável para a operação (armazenamentos mais elevados) no mês em questão.

Ainda nesse contexto, provavelmente também houve alguma influência do efeito da pandemia, particularmente sobre o consumo de eletricidade, o que atenuou o custo de

oportunidade para a constituição da oferta hidráulica em todos os casos, mas de modo mais importante naquelas cujas condições de contorno seriam mais avessas ao risco.

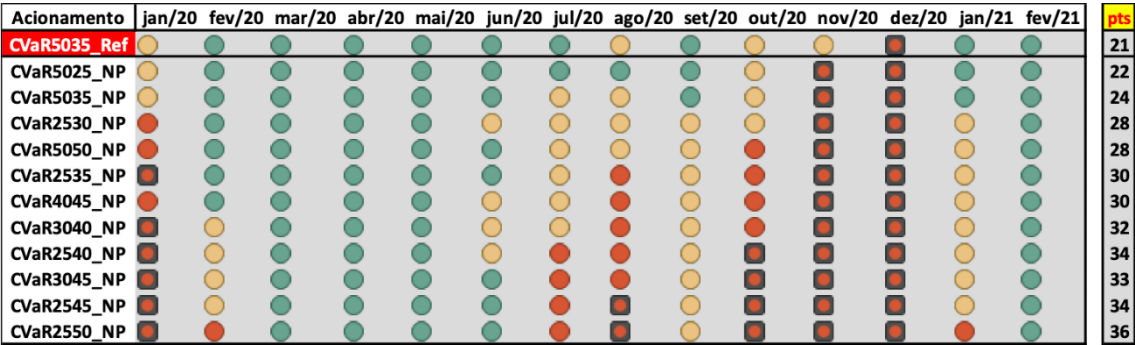
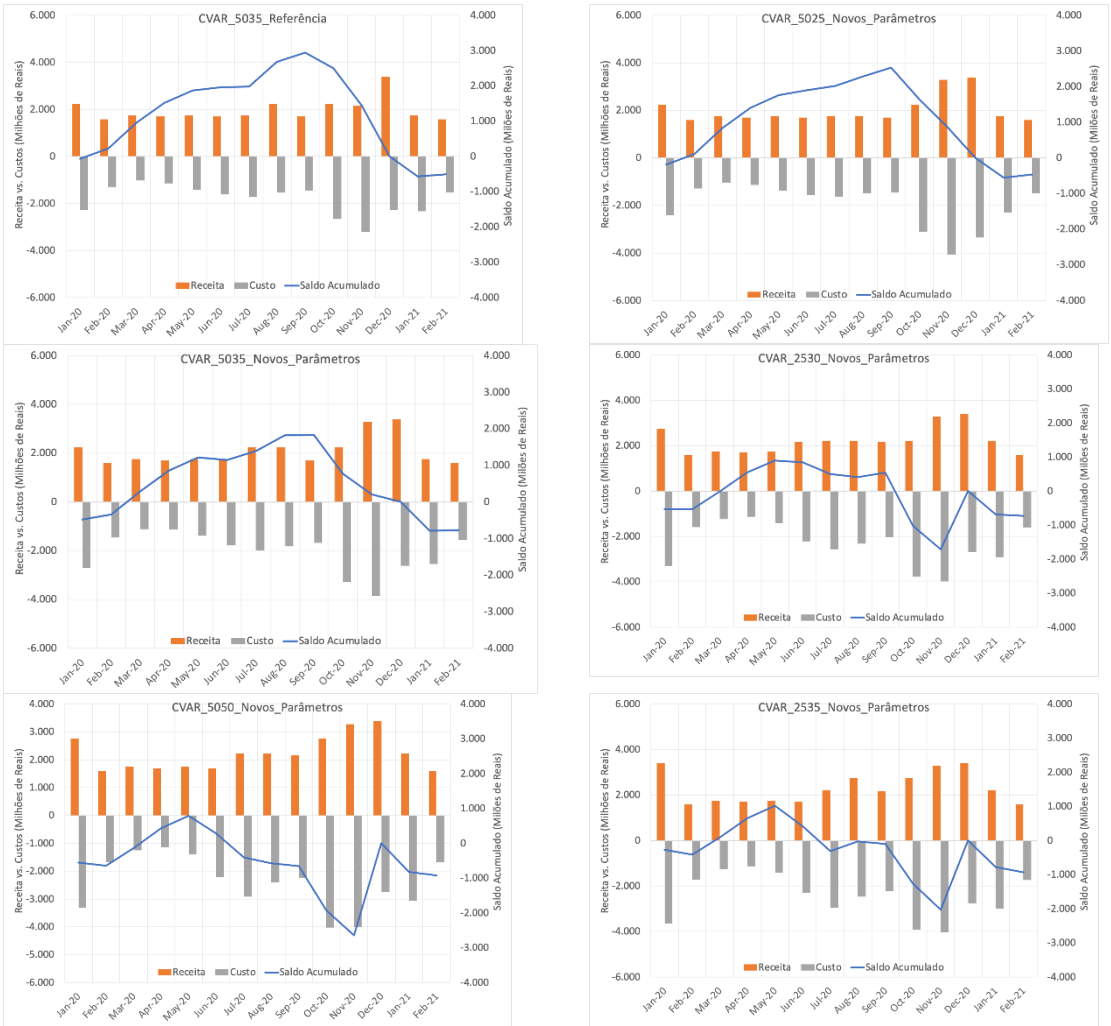


Figura 58 - Simulação do Acionamento em 2020-2021

Sobre os fluxos financeiros, na Figura 59 apresentam-se os resultados para cada vertente considerada. Novamente, nota-se compatibilidade entre esses resultados e o grau de aversão ao risco previamente fixado. Quanto maior a aversão ao risco, maior foi também o impacto na tarifa de energia elétrica.



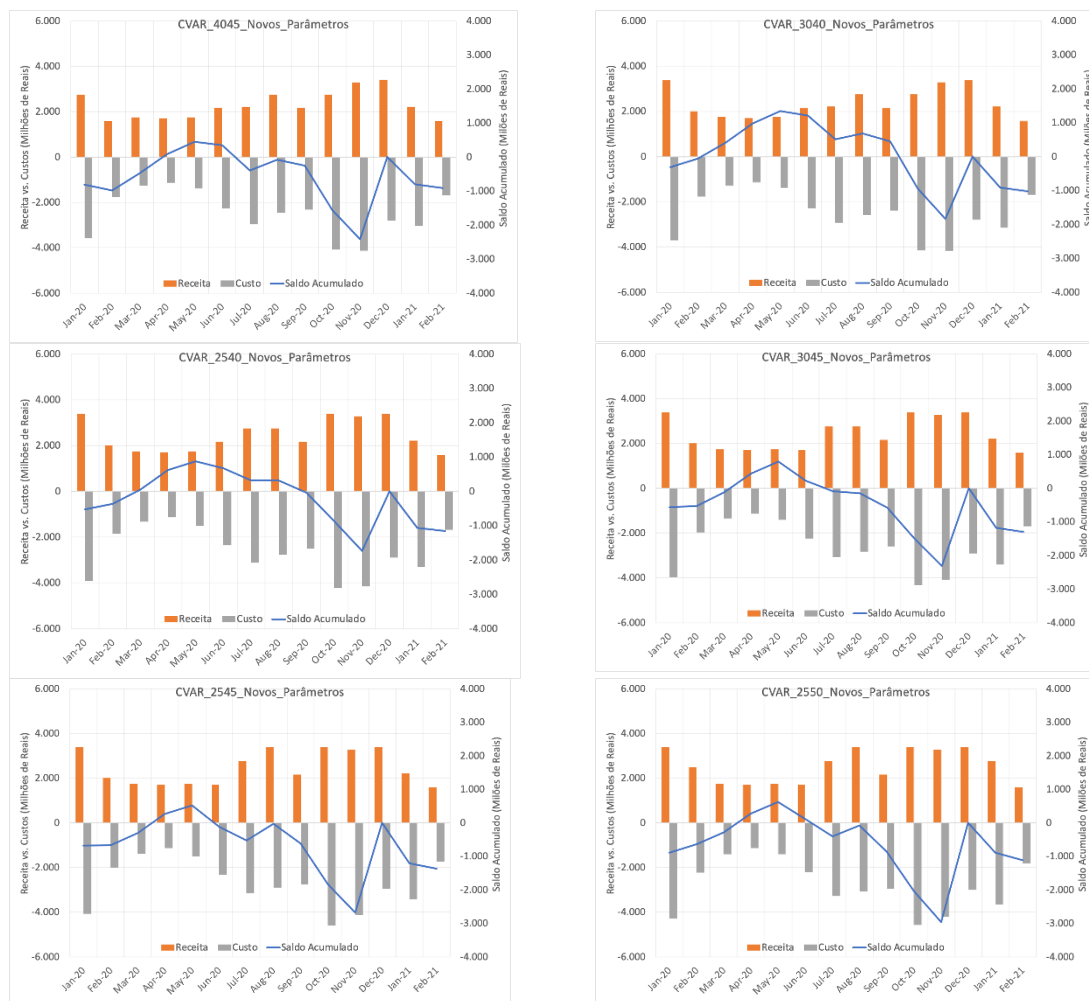


Figura 59 - Simulações financeiras da Conta Bandeiras

O cenário *baseline* ((50,35)\_NP) foi o que apresentou a trajetória mais superavitária ao longo do horizonte. Na outra ponta, a trajetória mais custosa foi aquela conformada pelo cenário CVaR (25,50)\_NP. Os outros cenários apresentaram trajetórias intermediárias. A síntese desses resultados quantitativos está disposta na Tabela 12.

Tabela 12 - Síntese dos impactos tarifários

| Ano civil: 2020 | diferença em relação ao CVaR_5035_Ref. |          | Impacto Tarifário |
|-----------------|----------------------------------------|----------|-------------------|
|                 | absoluta                               | relativa |                   |
| CVaR (50,25)_NP | -R\$ 2.306                             | 10,66%   | <b>1,15%</b>      |
| CVaR (50,35)_NP | -R\$ 3.174                             | 14,68%   | <b>1,59%</b>      |
| CVaR (25,30)_NP | -R\$ 6.591                             | 30,47%   | <b>3,30%</b>      |
| CVaR (50,50)_NP | -R\$ 7.664                             | 35,44%   | <b>3,83%</b>      |
| CVaR (25,35)_NP | -R\$ 8.214                             | 37,98%   | <b>4,11%</b>      |
| CVaR (40,45)_NP | -R\$ 8.466                             | 39,14%   | <b>4,23%</b>      |
| CVaR (30,40)_NP | -R\$ 8.939                             | 41,33%   | <b>4,47%</b>      |
| CVaR (25,40)_NP | -R\$ 10.113                            | 46,76%   | <b>5,06%</b>      |
| CVaR (30,45)_NP | -R\$ 10.251                            | 47,40%   | <b>5,13%</b>      |
| CVaR (25,45)_NP | -R\$ 11.274                            | 52,13%   | <b>5,64%</b>      |
| CVaR (25,50)_NP | -R\$ 12.111                            | 56,00%   | <b>6,06%</b>      |

Para esse horizonte, a receita total levada em consideração para o segmento de distribuição foi a mesma projetada para 2021, algo em torno de R\$200 bilhões. O cenário *baseline* (CVaR\_5035\_Referência), por sua vez, movimentou custo médio de R\$22.405.480.

Os resultados da Tabela 12 mostram impactos computados sobre essas duas referências. Nota-se que eles foram progressivos e crescentes sobre a performance da Conta Bandeiras e, conseqüentemente, sobre as tarifas finais de eletricidade. Nesse último quesito, o cenário com menor impacto foi o CVaR (50,25)\_NP (1,15%), com o máximo tendo sido apurado em CVaR (25,50)\_NP, atingindo 6,06%.

## 9 Referências

- [1] G. Metodologia, “Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 06-2021. Avaliação da parametrização do CVaR,” 2021.
- [2] C. C. A. L. Diniz, “Revisão da construção dos cortes de Benders ao considerar o Modelo Autorregressivo Periódico Anual (PAR(p)-A) no Algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica,” Rio de Janeiro, Relatório Técnico CEPEL 1941/2021, Julho 2021.
- [3] CEPEL, “Proposta Metodológica para o Aprimoramento da Memória de Modelos Auto-Regressivos Periódicos - Relatório Técnico 1416/2020,” Rio de Janeiro, Julho 2020.
- [4] CEPEL, “Consideração do Modelo Auto-Regressivo Periódico Anual (PAR(p)-A) no Algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica, Relatório Técnico 2002/2020,” Rio de Janeiro, Julho 2020.
- [5] CEPEL, “Testes Estatísticos para Avaliação de Aderência entre Séries Históricas de Energias Naturais Afluentes ao SIN e Cenários Sintéticos dos modelos PAR(p) e PAR(p)-A - Relatório Técnico 1274/2021,” Maio 2021.
- [6] L. C. d. C. Júnior, *Representação de restrições de aversão a risco de CVaR em Programação Dinâmica Dual Estocásticas com aplicação ao planejamento da operação de sistemas hidrotermicos.*, Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2013.
- [7] CEPEL, “Mecanismos alternativos de aversão a risco - valor condicionado a um dado risco (Nota Técnica nº 66),” Rio de Janeiro, 2013.
- [8] G. Metodologia, “Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 02-2020. Representação Hidrológica: Geração de Cenário,” 2020.
- [9] G. Metodologia, “Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 02-2021. Representação Hidrológica: Geração de Cenário,” 2021.