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

GT Metodologia

Avaliação da parametrização do CVaR com Sumário Executivo 2020/2021

Relatório Técnico do GT-Metodologia da CPAMP – nº 06-2021

Sumário

1 Introdução 6

2 Sumário Executivo 9

3 Aprimoramentos metodológicos incorporados na avaliação do *backtest* 19

4 Avaliação da reparametrização do CVaR 20

4.1 Métrica de risco 20

4.2 Avaliação dos casos de PMO 23

4.2.1 *Deck* do PMO de Outubro/2017 23

4.2.2 *Deck* do PMO de Julho/2014 31

4.3 Avaliação dos casos de PLD 39

4.3.1 *Deck* do PLD de Agosto/2014 39

4.3.2 *Deck* do PLD de Dezembro/2013 46

4.4 Avaliação do caso PDE 52

4.5 Avaliação do caso base para o LEN A-3 3 e A-4/2021 56

5 Avaliações com o modelo DECOMP 60

6 Avaliação com o modelo DESSEM 63

6.1 Período de outubro 2020 64

6.2 Período de janeiro a fevereiro de 2021 68

7 Estudo retrospectivo encadeado – *backtest* 71

7.1 Premissas e ajustes nos *decks* 71

7.2 *Backtest* – 2012 a 2015 72

7.3 *Backtest* – 2020 a 2021 82

8 Avaliação de impactos comerciais 94

8.1 Custos relacionados ao despacho térmico 94

8.1.1 Período de 2012 a 2015 95

8.1.2 Período de 2020 a 2021 98

8.2 GSF e impacto financeiro no MRE 102

8.2.1 Período de 2012 a 2015 103

8.2.2 Período de 2020 a 2021 105

9 Avaliação do impacto nas distribuidoras 108

10 Avaliação de impacto tarifário 111

10.1 Desenho do estudo conduzido pela ANEEL 113
10.2 Resultados para o horizonte 2012-2015 114
10.3 Resultados para o horizonte 2020-2021 117
11 Referências 121
ANEXO A – Avaliação *deck* do PLD 122
1) *Deck* do PLD Dezembro/2013 122
2) *Deck* do PLD Agosto/2014 124
3) *Deck* do PLD Maio/2019 126
4) *Deck* do PLD Outubro/2020 131
5) *Deck* do PLD Janeiro/2021 136
6) *Deck* do PLD Fevereiro/2021 141

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 - Conditional Value at Risk
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 Afluente
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 - Generation Scaling Factor
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
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
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 n° 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.

O GT Metodologia não recomendou o uso do modelo NEWAVE que não considerava a Energia Natural Afluente (ENA) como variável de estado, trabalho este desenvolvido

pelo Subgrupo de Volatilidade. Os detalhes sobre o trabalho estão contidos no Relatório Técnico que subsidiou a Consulta Pública (CP) do tema.

O Subgrupo de Produtibilidade avaliou a modelagem das perdas e da produtibilidade de forma variável na Função de Produção Hidrelétrica (FPH) no modelo DECOMP. As avaliações do tema continuarão ao longo do ciclo 2021/2022, visando aperfeiçoar a representação da FPH e são abordadas no Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 03-2021.

Com relação ao Subgrupo de Representação Hidrológica, os estudos avaliaram o aperfeiçoamento metodológico do modelo de geração de cenários de afluências atualmente empregado - PAR(p), visando preservar a condição hidrológica recente por um maior período. A metodologia proposta, denominado 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 no Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 02-2020 e no Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 02-2021.

O Subgrupo de Representação do Volume Mínimo Operativo (SG-VMinOp) avaliou a representação dos níveis mínimos de armazenamento por Reservatório Equivalente de Energia (REE) no modelo DECOMP. A funcionalidade de Restrições Hidráulicas de Energia (RHEs) foi empregada para este fim, as análises e resultados são apresentados no Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 04-2021.

O Subgrupo de Elevação de Armazenamento (SG-ElevaEARM) abordou a atualização dos níveis meta usados na representação das restrições de volume mínimo operativo no modelo NEWAVE, e por recomendação do GT Metodologia também estarão representadas no modelo DECOMP. O Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 05-2021 detalha a escolha dos novos parâmetros e a metodologia empregada para este fim.

Por fim, o Subgrupo de Taxa de Desconto tratou da avaliação da taxa de desconto atualmente empregada no modelo NEWAVE. As avaliações do tema continuarão ao longo do ciclo 2021/2022, visando aperfeiçoar e identificar qual será o melhor índice ou taxa de referência que dever ser empregado nos estudos de planejamento da operação e da expansão e no cálculo preço de curto prazo. Os estudos desenvolvidos ao longo do ciclo de trabalho são apresentados no Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 01-2021.

Considerando as recomendações do GT Metodologia de uso das funcionalidades acima detalhadas, este relatório apresentará a avaliação de reparametrização do mecanismo de aversão ao risco, Valor Condicionado a um Dado Risco - CVaR com parâmetros alfa (α) e lambda (λ).

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.

Este relatório contempla simulações que incorporam aos modelos os aprimoramentos sugeridos nos relatórios do SG-ElevaEARM, SG-VMinOp e SG-Representação hidrológica de forma concomitante e avalia a necessidade de recalibração dos atuais parâmetros α=50% e λ=35% do CVaR para serem utilizados nos modelos a partir de janeiro/2022. Ademais, são apresentadas algumas 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. Para isso, foram desenvolvidos um conjunto de testes em toda a cadeia de modelos.

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. Foram realizadas simulações com *decks* do Programa Mensal da Operação (PMO) de junho/2014 e outubro/2017 e, nos casos do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) para dezembro/2013, agosto/2014, maio/2019, outubro/2020, janeiro/2021 e fevereiro/2021. Por fim, para avaliar os impactos que podem ocorrer na etapa de planejamento da expansão foram avaliados o *deck* de Plano Decenal de Expansão (PDE) para o ano de 2029 e o *deck do* caso Base para cálculo de garantia física dos Leilões de Energia Nova A-3 e A-4/2021.

Todas as avaliações consideraram diversos pares de CVaR, sendo apresentada no presente documento uma diversidade de fronteiras de Pareto, que permitem avaliar, principalmente, a relação custo de *déficit* vs. geração térmica. Adicionalmente, foram apresentados resultados para distintas variáveis, entre elas: custo total de operação, geração térmica e hidráulica, armazenamento, vertimento e outras métricas de eficiência.

Na avaliação com o modelo DECOMP, são apresentadas fronteiras de Pareto usando as grandezas PLD vs. geração térmica da primeira semana operativa do mês. Neste caso, foi estabelecido um comparativo com a geração vigente à época, ou seja, a geração na ordem de mérito e fora da ordem de mérito, com o objetivo de verificar se as novas implementações resultariam em condição de despacho semelhante à verificada.

Tendo em vista as avaliações dos efeitos no modelo de curtíssimo prazo, o estudo avaliativo com o modelo DESSEM tratou de verificar se as funções de custo futuro do modelo DECOMP do *backtest* foram suficientes para sinalizar suas políticas operativas. Para isso, foram utilizadas as políticas do modelo DECOMP do caso CVaR (50,35) obtidas no estudo *backtest* do período de janeiro/2020 a fevereiro/2021 e os *decks* de DESSEM do respectivo período. Os períodos de estudo compreenderam 14 dias, de 26/09/2020 a 09/10/2021, e 39 dias, de 16/01/2021 a 24/02/2021. Ambos os períodos simulados indicam que a política calculada pelo DECOMP com as novas metodologias sugeridas pelo GT-Metodologia no presente ciclo foi eficiente para refletir o sinal de preço e a operação no DESSEM.

Após as análises individuais dos modelos, concluiu-se que os efeitos nos modelos de alguns parâmetros do CVaR deveriam ser estudados detalhadamente. Neste sentido, foram desenvolvidos estudos retrospectivos encadeados com os modelos NEWAVE e DECOMP considerando os parâmetros do CVaR (50,25), (50,35), (50,50) e (25,50) juntamente com as novas metodologias recomendadas pela CPAMP[1]. Foram avaliados dois períodos, um que compreendeu 4 anos, de janeiro de 2012 a dezembro de 2015, e outro, mais recente, de janeiro de 2020 a fevereiro de 2021. Ambos consideram anos de hidrologia desfavorável, o que auxilia na análise da resposta dos modelos aos cenários de estiagens. Por fim, para fins de base 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 sequência é apresentada uma estimativa de alguns impactos 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

[1] PAR(p)-A no NEWAVE e GEVAZP, RHE no DECOMP e elevação dos níveis mínimos operativos nos submercados Sudeste/Centro-Oeste = 20%; Sul = 30%; Nordeste = 23,5% e Norte 20,8%.

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 comerciais foi realizado um estudo que buscou estimar os impactos ao MRE e às distribuidoras 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 quão maior é o nível de aversão ao risco, maior é o impacto na redução de garantia física das usinas, com uma consequente possível necessidade de recontratação das distribuidoras.

Foi também desenvolvida uma avaliação sobre o impacto tarifário, a partir dos resultados dos *backtests*. Observa-se que quão maior é o nível de aversão ao risco, menor são os encargos relacionados à geração fora de mérito e maior é o custo tarifário, em função da maior quantidade de usinas termoelétricas gerando na ordem de mérito.

A Tabela 1 e a Tabela 2 resumem os principais resultados obtidos para os períodos de janeiro/2012 a dezembro/2015 e janeiro/2020 a fevereiro/2021, respectivamente. 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. Nas tabelas, o padrão de cores indica que as totalidades 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* 2012-2015

Período 2012-2015		Realizado	Avaliação com os modelos				
			Vigente	(50,25)	(50,35)	(50,50)	(25,50)
Δ de armazenamento no SIN [p.p.] em relação ao vigente		-11,0	Ref	-2,1	3,7	12,3	21,9
Custo da geração térmica [Bi R$]		92,05	55,99	58,52	67,38	81,6	96,15
CMO/PLD médio do período [R$/MWh]		352,41	358,96	380,32	440,31	627,11	941,56
Impacto nas distribuidoras	Δ Aumento Conta Bandeiras [Bi R$] [%][1]	-	Ref -	0,52 0%	6,68 1%	18,24 2%	34,39 4%
Impacto nas usinas do MRE	GSF [%]	95,12%	96,42%	96,57%	95,28%	93,88%	91,89%
	Impacto MRE [Bi R$]	-48,91	-35,37	-40,41	-54,48	-75,31	-93,52
Consumidores	Δ Redução do encargo GFOM [Bi R$]	16,6	Ref	0,0	0,0	0,0	0,0

1 – Percentuais relativos à receita total para o segmento de distribuição para 2021

Menor alinhamento com deliberação do CMSE

Maior alinhamento com deliberação do CMSE

Tabela 2 – Tabela comparativa de resultados do *backtest* 2020-2021

Período 2020-2021		Realizado	Avaliações com os modelos				
			Vigente	(50,25)	(50,35)	(50,50)	(25,50)
Δ de armazenamento no SIN [p.p.] em relação ao vigente		11,8	Ref	4,8	8,6	12,4	15,7
Custo da geração térmica [Bi R$]		19,4	10,6	13,5	16,7	21,6	24,2
CMO/PLD médio do período [R$/MWh]		182,5	189,1	292,7	354,9	516,2	792,0
Impacto nas distribuidoras	Δ Redução do encargo GFOM [Bi R$]	0,10	Ref	-0,50	-3,57	-3,57	-3,57
	Δ Aumento Conta Bandeiras[1] [Bi R$]	7,46	Ref	5,64	9,92	14,39	17,80
	Δ Redução do Deslocamento Hidráulico [Bi R$]	0,09	Ref	-0,15	-0,46	-0,46	-0,46
	Total [Bi R$] [%][2]	**7,65** 4%	Ref -	**4,99** 3%	**5,88** 3%	**10,36** 5%	**13,76** 7%
Impacto no consumidor do ACL	Δ Redução do encargo GFOM [Bi R$]	0,05	Ref	-0,23	-1,66	-1,66	-1,66
	Δ Redução do Deslocamento Hidráulico [Bi R$]	0,04	Ref	-0,07	-0,21	-0,21	-0,21
	Total [Bi R$]	**0,09**	Ref	**-0,30**	**-1,87**	**-1,87**	**-1,87**
Impacto nas usinas do MRE	GSF [%]	79,59%	88,18%	86,33%	84,98%	83,68%	82,50%
	Impacto do pagamento no MCP do ACL [Bi R$]	-11,70	-7,27	-11,30	-14,56	-18,39	-20,84

1 - Dados até fev/2021 2 - Percentuais relativos à receita total para o segmento de distribuição para 2021

A Tabela 3 traz um sumário dos principais impactos observados com os estudos de garantia física.

Tabela 3 - Tabela comparativa com as estimativas dos impactos em garantia física

Impacto em GF e nas distribuidoras	Sem revisão de GF	Caso base	(50,25)	(50,35)	(50,50)	(25,50)
Δ Montante revisado pós ROGF [MWmed]	Ref	-737	-1844	-2169	-2372	-2439
Δ Redução de lastro das distribuidoras - CCGF em 2025 [MWmed]	Ref	-306	-451	-500	-519	-520
Nível de contratação das distribuidoras em 2025	100,5%	99,9%	99,6%	99,5%	99,5%	99,5%
Sobre/Sub contratação em 2025 [MWmed]	257	-49	-193	-241	-262	-262

A Tabela 4 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.

Tabela 4 – Conclusões da avaliação da parametrização do CVaR

Conclusões gerais
Nos estudos de Pareto considerando apenas o modelo NEWAVE observa-se que o uso do modelo PAR(p)-A combinado com níveis mínimos operativos do VMinOp mais restritivos levaram a um maior despacho térmico e consequente recuperação do nível de armazenamento, que resulta em uma maior segurança energética do SIN. Observam-se níveis de CMO/PLD mais elevados consequência do despacho termoelétrico mais expressivo. Esses estudos deram subsídio para a definição dos parâmetros de CVaR a serem utilizados nas análises de *backtest.*
Nos estudos de Pareto do DECOMP concluiu-se que, de forma geral, as novas modelagens foram efetivas para sinalizar montantes de geração térmica na ordem de mérito próximos aos totais verificados a época (no mérito e fora da ordem de mérito), como demonstram as simulações de dezembro/2020 e janeiro/2021. O caso de fevereiro/2021 ficou menos aderente ao observado no período, sobretudo devido à aproximação dos períodos de geração significativa das UHEs fio d'agua do Norte sinalizados pela FCF do modelo NEWAVE.
Na avaliação com o modelo DESSEM observa-se que as políticas calculadas pelos modelos NEWAVE e DECOMP, com os aprimoramentos da CPAMP, elevam o valor do CMO/PLD horário. Observa-se assim que as metodologias propostas foram capazes

de sinalizar ao modelo DESSEM um despacho no sentido de recuperação dos armazenamentos do SIN.
Simulações encadeadas retrospectivas entre 2012 e 2015
Nas simulações de sensibilidades de *backtest* no período de janeiro de 2012 a dezembro 2015, para os casos CVaR (50,35), (50,50) e (25,50) foi observado uma elevação do nível de armazenamento do Sistema Interligado Nacional (SIN) ao final do horizonte de avaliação em relação ao caso vigente. O caso CVaR (50,25), embora muito semelhante ao vigente, terminou com armazenamento inferior. Ainda assim, todos os casos apresentados são superiores às decisões da época, que terminou 2015 com armazenamento inferior ao vigente em 11 p.p.. Portanto, os aprimoramentos sugeridos pela CPAMP foram eficientes na elevação dos armazenamentos quando comparado ao modelo vigente, com exceção ao caso (50,25).
Quanto ao custo de geração térmica, no período de 2012-2015 foi contabilizado um custo de aproximadamente R$ 92 bilhões no realizado. O caso CVaR (25,50) foi o que mais se aproximou do custo de geração térmica verificado, o qual computou um total de aproximadamente R$ 96 bilhões, porém com armazenamento final substancialmente superior. Os demais casos simulados para este período obtiveram custos de geração térmica inferiores ao realizado, mostrando uma eficiência na alocação dos custos, uma vez que apresentaram níveis de armazenamentos ao final do horizonte também superiores ao realizado.
Quanto aos valores médios de CMO/PLD, observa-se que ocorre uma elevação nesta variável à medida que se aumenta a aversão ao risco quando comparado ao caso vigente. Destaca-se o caso CVaR (25,50) com valor médio de 941,56 R$/MWh nos períodos de 2012-2015. A média do CMO/PLD substancialmente acima do teto do PLD estrutural atual 583,88 R$/MWh sinaliza o risco de configuração de longos períodos acima deste nível.
Com relação ao impacto nas distribuidoras, houve um aumento no valor da conta bandeira proporcionalmente ao aumento da aversão ao risco. Considerando o caso vigente como referência e o período de backtest de 2012-2015, nota-se que os aumentos vão de R$ 0,52 bilhões (caso CVaR (50,25)) a R$ 34,39 bilhões (caso CVaR (25,50)). Dessa forma, estima-se que a depender do par de CVaR adotado, existe um

potencial de aumento na tarifa em percentuais que chegam a 4% no caso CVaR (25,50).
Sobre os resultados de impactos na geração hídrica, no período de 2012-2015, os casos mais avessos ao risco CVaR (50,50) e CVaR (25,50) apresentaram valores de GSF abaixo do realizado. Por outro lado, o caso CVaR (50,25) apresentou valores superiores de GSF, enquanto o CVaR (50,35) foi equivalente ao realizado. Adotando a hipótese de que toda a garantia física das usinas do MRE estivesse 100% contratada e sem *hedge* hidráulico, a estimativa do impacto financeiro ao MCP para o caso realizado foi negativo de R$ 48,91 bilhões. 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$ 8,5 bilhões em relação ao realizado. Os demais casos CVaR (50,35), CVaR (50,50) e CVaR (25,50) indicaram impactos financeiros negativos superiores ao realizado.
Por fim, quanto ao impacto aos consumidores, considerou-se que não haveria geração fora da ordem de mérito para os casos simulados, visto que estes alcançaram armazenamentos significativamente superiores ao realizado ao longo de todo período de simulação. Dessa forma, o potencial de redução de encargos aos consumidores atrelados à geração fora da ordem de mérito seria de R$ 16,6 bilhões.
Simulações encadeadas retrospectivas entre janeiro/2020 e fevereiro/2021
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.
Quanto ao custo de geração térmica, conforme esperado, os custos aumentam à medida que se aumenta o nível de aversão ao risco. O caso mais próximo ao realizado é o CVaR (50,50) com uma diferença positiva de aproximadamente R$ 2,2 bilhões.
Como consequência da elevação do armazenamento e do maior despacho de térmicas, houve elevação no CMO/PLD em todas as sensibilidades. Destaca-se o caso CVaR (50,50) com valor médio de 792 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). Por fim, é importante salientar que valores altos de CMO/PLD podem levar a períodos prolongados de PLDs próximos ou no teto estrutural, tendo como consequência possíveis efeitos adversos ao mercado de energia elétrica.

No período de 2020-2021, foi possível estimar o impacto financeiro nas distribuidoras (consumidores cativos) e nos consumidores do ACL. Quanto ao impacto nas distribuidoras, tem-se as seguintes avaliações: efeitos por geração fora da ordem de mérito (GFOM);nas contas bandeiras e no Deslocamento Hidráulico (DH). Para a primeira análise, todos os casos tiveram redução dos custos de GFOM (de R$ 0,5 a R$ 3,6 bilhões) quando comparados com o modelo Vigente. Na sequência, observa-se que a conta bandeira se eleva sensivelmente 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$ 0,24 a R$ 0,55 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 3% no CVaR (50,25) a 7% 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$ 0,23 bilhões no caso CVaR (50,25) comparado ao modelo Vigente. Por outro lado, os casos CVaR (50,35), CVaR (50,50) e CVaR (25,50) tiveram uma redução de R$ 1,66 bilhões. No total, o impacto realizado auferido pelo consumidor do ACL foi R$ 0,09 bilhões superior ao modelo Vigente, enquanto para os casos simulados com as novas implementações propostas houve reduções entre R$ 0,3 bilhões e R$ 1,87 bilhões em relação ao modelo Vigente.

Quanto ao impacto financeiro para as usinas do MRE, em todas as simulações observa-se que os casos com maior aversão ao risco apresentam valores maiores que o verificado, devido ao efeito do PLD mais elevado nessas simulações. Considerando o caso CVaR (50,35), por exemplo, no período de 2020 a 2021 haveria um impacto

financeiro negativo de aproximadamente R$ 15 bilhões ao MCP para as usinas do MRE do ACL.
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 737 MWmed para o caso base (modelo Vigente) a 2.439 MWmed para o caso mais avesso ao risco CVaR (25,50).
Como consequência, a redução de lastro contratual das distribuidoras considerando os CCGFs provocaria um potencial de subcontratação após a ROGF para as distribuidoras de 241 MWmed no caso (50,35) e 262 MWmed no caso (25,50) para o ano de 2025.

Diante dos resultados das Tabela 1, Tabela 2, Tabela 3 e conclusões expostas na Tabela 4, todas as sensibilidades de CVaR apresentam pontos positivos e negativos, devendo-se ponderar os benefícios da elevação de armazenamento com os impactos financeiros oriundos de tal possibilidade.

A Tabela 5 contém as principais recomendações do GT-Metodologia.

Tabela 5 – Recomendações finais

Recomendações
Para se 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 SEB. Os impactos diretos dessa maior segurança energética são os incrementos dos custos operativos, devido à inerente maior geração termelétrica, 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 **CVaR (α = 50% e λ = 50%)**. Nas análises, essa combinação de parâmetros, atrelada à utilização do PAR(p)-A no modelo NEWAVE e GEVAZP, do 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.

3 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 a seguintes funcionalidades e parametrizações:

- Modelo de geração de cenários que preserva a condição hidrológica recente por um período maior, denominado PAR(p)-A. Este aprimoramento está incorporado nos modelos NEWAVE e GEVAZP. A avaliação específica deste aprimoramento metodológico se encontra no Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 02-2021.

- 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 eles apresentados na Tabela 6. A avaliação específica desse aprimoramento metodológico se encontra no Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 04-2021.

Tabela 6 – Níveis Mínimos Operativos

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

Maiores detalhes sobre as funcionalidades e parametrizações podem ser encontradas nos respectivos relatórios técnicos dos temas. Estes documentos fazem parte da 2ª Consulta Pública do MME sobre os aprimoramentos metodológicos avaliados pelo GT Metodologia ao longo do ciclo de trabalho 2019/2020/2021.

4 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.

O objetivo desta seção é, a partir de resultados obtidos com o NEWAVE, escolher uma lista de parâmetros do CVaR para que uma análise mais detalhada da operação do sistema e da formação de preço seja realizada, a partir dos resultados do *backtest*.

4.1 Métrica de risco

O CVaR (valor condicionado a um dado risco) é uma métrica de risco que tem sido utilizada em problemas de decisão de portfólios em função da sua capacidade de capturar a presença de eventos adversos na função de distribuição [1].

No modelo NEWAVE, o CVaR busca dar maior importância aos cenários hidrológicos mais críticos no cálculo da política de operação. Para este fim, na função objetivo, minimiza-se o valor esperado do custo total de operação com um determinado peso $(1-\lambda)$ considerando uma parcela adicional referente ao custo dos cenários hidrológicos mais críticos, com um peso λ [2].

Já o conjunto de cenários hidrológicos mais críticos é identificado pelo parâmetro α. Assim, o parâmetro α está associado ao percentual do total dos cenários de um determinado período que será considerado com custo adicional na função objetivo. A Figura 1 apresenta uma distribuição de probabilidade em que α representa a cauda da curva, ou seja, os cenários mais críticos dos quais se espera proteger.

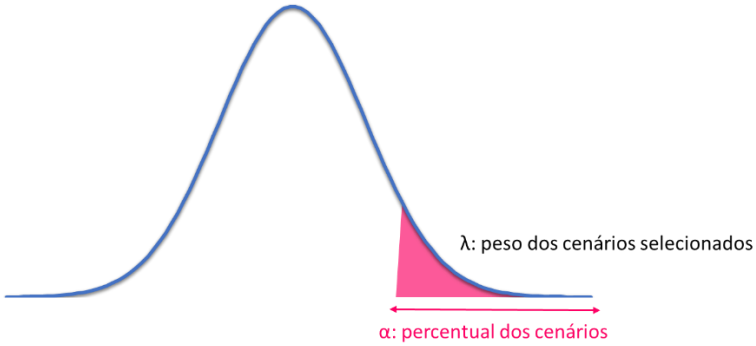


Figura 1 – Distribuição de probabilidade

Na etapa de calibração dos parâmetros do CVaR definem-se os parâmetros α (percentual dos cenários) e λ (peso dos cenários selecionados) que serão utilizados. Quanto mais próximo de 1 for o valor de λ, mais avessa ao risco será a política de operação. O mesmo ocorre quando o percentual de α se aproxima de zero. Vale lembrar que, no modelo NEWAVE, o percentual de α representa os α% cenários mais críticos de cada estágio.

Os aprimoramentos propostos pelo GT Metodologia, que incluem o modelo PAR(p)-A e os novos valores de referência das restrições de volume mínimo operativo, incluindo a sua representação no modelo DECOMP, resultam em outro ponto de operação do sistema. Dessa forma, surge a necessidade de avaliar se os parâmetros do mecanismo de aversão ao risco do CVaR atualmente utilizados pelo modelo NEWAVE (α = 50; λ = 35) permanecem adequados para o nível se segurança que se deseja no Sistema Interligado Nacional - SIN.

Com o propósito de fazer uma avaliação exaustiva dos parâmetros do CVaR (α, λ) já incorporando os aprimoramentos metodológicos avaliados ao longo do ciclo 2019/2020/2021 do GT Metodologia, o grupo avaliou os parâmetros apresentados na Tabela 7.

A análise dos parâmetros do CVaR considerou as aplicações no planejamento da operação e da expansão e na etapa de formação de preço. Nas próximas seções são apresentados os principais resultados para cada um desses casos.

Tabela 7 – Parâmetros do CVaR

Parâmetros (α, λ)			
(50,25)	(30,25)	(40,25)	(20,50)
(50,30)	(30,30)	(40,30)	(25,50)
(50,35)	(30,35)	(40,35)	
(50,40)	(30,40)	(40,40)	
(50,45)	(30,45)	(40,45)	
(50,50)			
(50,60)			
(50,70)			

As grandezas analisadas foram: gráfico de Pareto do binômio segurança × custo de operação, gráfico de Pareto do binômio energia armazenada × custo de operação, custo total da operação, custo marginal da operação, geração hidráulica, geração térmica e energia armazenada.

4.2 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. Nos demais casos deste estudo foram considerados os aprimoramentos metodológicos avaliados pelo GT-Metodologia no presente ciclo de trabalho (modelo PAR(p)-A, novos valores de VMinOp e inclusão da sua representação no modelo DECOMP).

Os resultados apresentados a seguir são oriundos da simulação final do NEWAVE, com 2000 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.

4.2.1 *Deck* do PMO de Outubro/2017

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

Na Figura 2 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 50% no CTO, ao incorporar a modelagem PAR(p)-A e os novos valores de para curva de VMinOp. Houve um aumento no pagamento de violações pelo não atendimento aos requisitos do VMinOp e das demais restrições hidráulicas (vazão mínima, outros usos d´água e geração hidráulica mínima), assim com um aumento de aproximadamente 25% no custo de geração térmica.

Conforme esperado, à medida que o peso (λ) 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 (α) observa-se um aumento do CTO, principalmente o custo relativo ao despacho térmico.

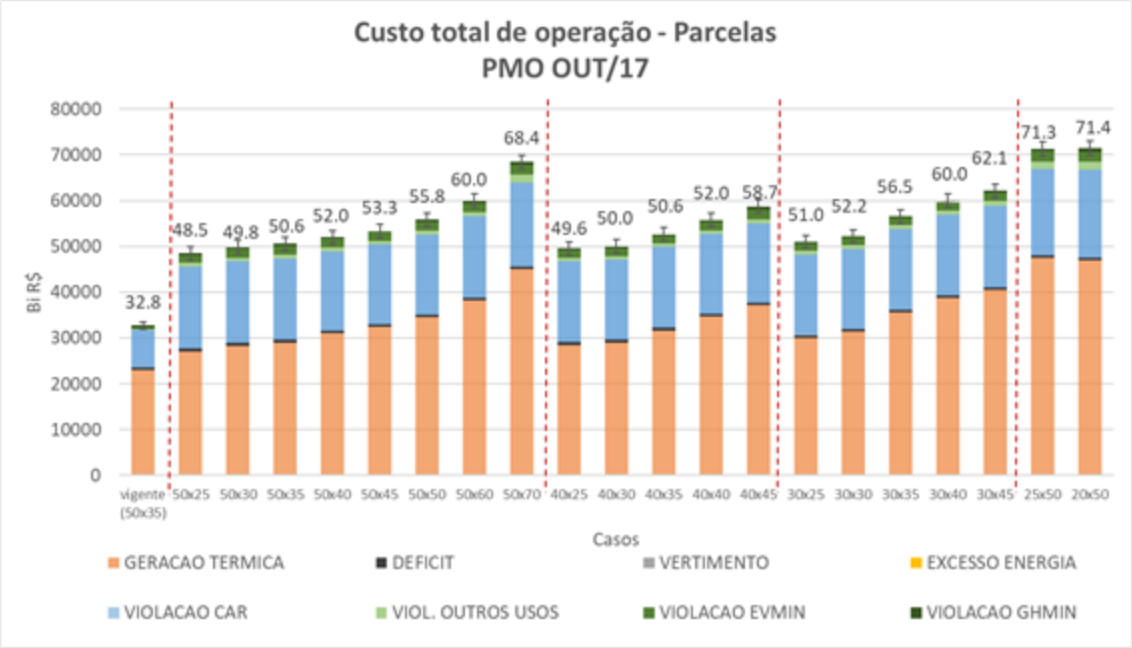


Figura 2 – Custo total de operação - Parcelas - PMO de outubro/2017

Nas Figura 3Figura 4 são apresentados gráficos de Pareto de energia armazenada *versus* custo de geração térmica e custo 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 1% comparado ao caso vigente, com aumento no custo de geração térmica em torno de 25%. Para outras opções de parametrização são observados ganhos médios de armazenamentos do SIN de até 10%. Nota-se também que nas parametrizações de CVaR que representam menor aversão ao risco o custo de déficit é maior.

Ao analisar o comportamento dos pares de CVaR nos gráficos de Pareto nota-se uma similaridade no comportamento entre algumas parametrizações com as variações de α (30, 40, 50), por exemplo, entre as parametrizações (50x35) e (40x30); (50x50), (40x40) e (30x35). Nota-se também que as parametrizações mais avessas (50x70), (25x50) e (20x50) se encontram em localização mais extrema do gráfico: o custo de geração térmica é pelo menos 70% maior do que o do vigente.

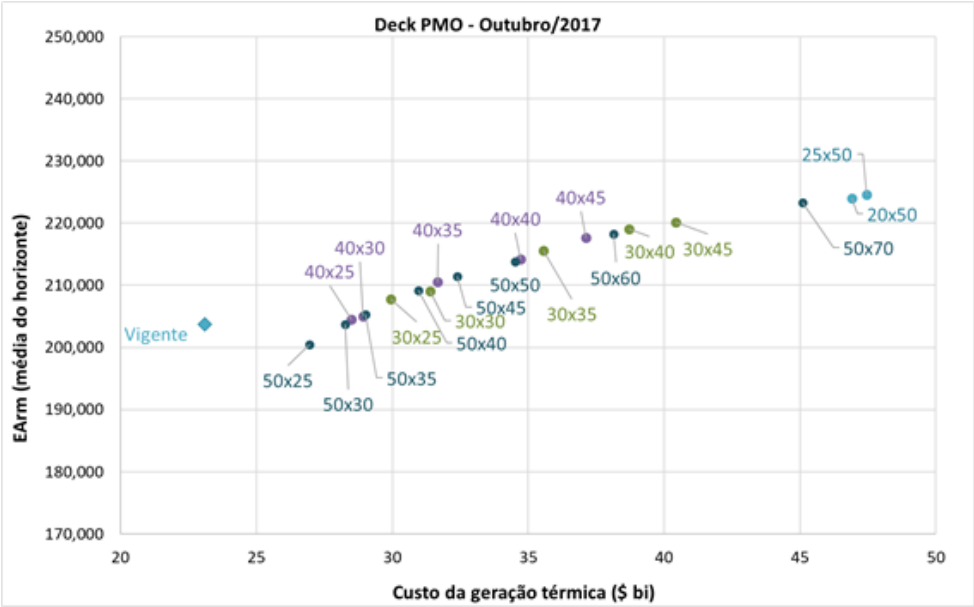


Figura 3 – Pareto Custo de Geração Térmica x EARM média - PMO de outrubro/2017

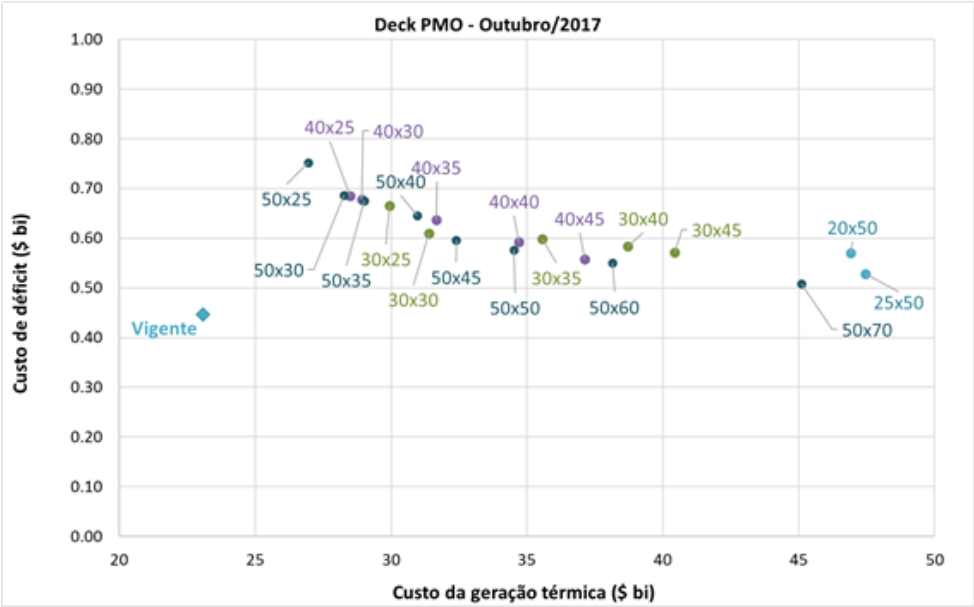


Figura 4 – Pareto Custo de Geração Térmica x Custo de Déficit - PMO de outubro/2017

Na Figura 5 é apresentado o CMO médio das 2000 séries para o subsistema Sudeste/Centro-Oesteao 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 a metodologia PAR(p)-A e 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) aumentou cerca de 1000 R$/MWh, aproximadamente 180%, nos dois primeiros meses, comparado ao caso vigente. Os casos com parametrizações mais severas, (50x70), (25x50) e (20x50), apresentam comportamento similar, atingindo a ordem de quase 4000 R$/MWh no início do horizonte.

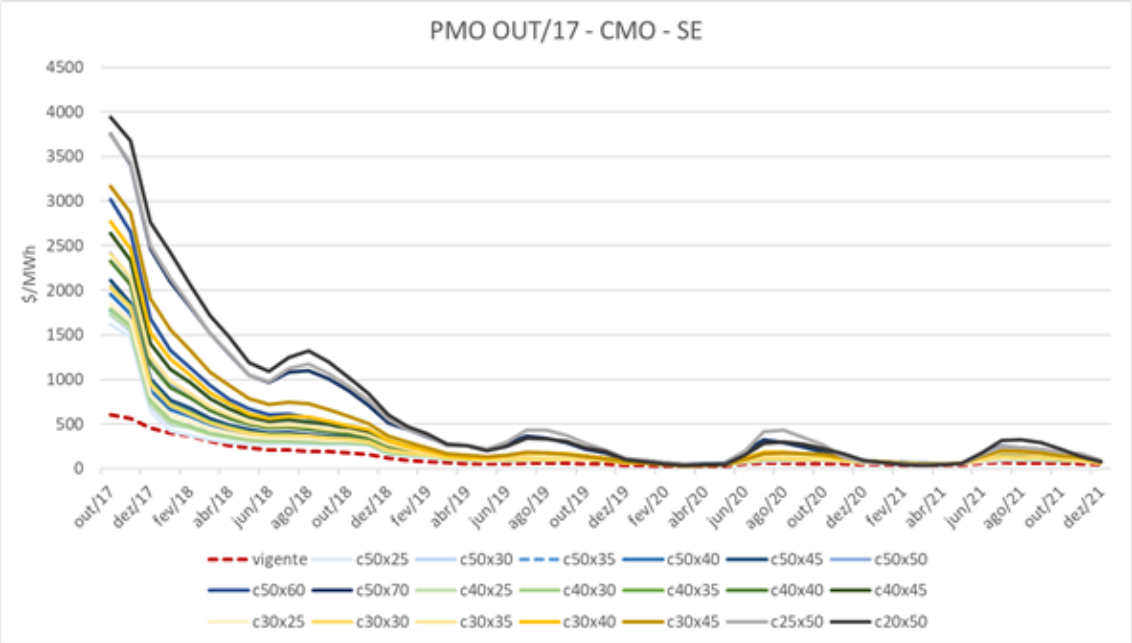


Figura 5 – CMO Médio do Subsistema Sudeste/CO - PMO de outrubro/2017

As Figura 6Figura 7 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 na maior parte dos meses a geração hidráulica do caso vigente é superior a geração hidráulica dos demais casos avaliados. Em contrapartida, a geração térmica do caso vigente é inferior a geração térmica dos demais. Este resultado era esperado, visto que o caso vigente é menos avesso por não considerar a metodologia PAR(p)-A e 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. Em agosto/2018 ocorreram as maiores diferenças com o caso vigente, onde em uma das parametrizações mais severas, (25x50), houve aumento de 66% na geração térmica e redução de 14% na geração hidráulica (equivalente a 6300 MWmed).

Já no caso com a parametrização atual, (50x35), o aumento observado foi de 18% de geração térmica e redução de 2% de geração hidráulica (aproximadamente 1300 MWmed) também em agosto/2018. A parametrização (50x25), menos avessa, é a que ocorre a menor diferença de despacho neste mês, o aumento foi de 10% de geração térmica e 2% de redução de hidráulica (aproximadamente 700 MWmed).

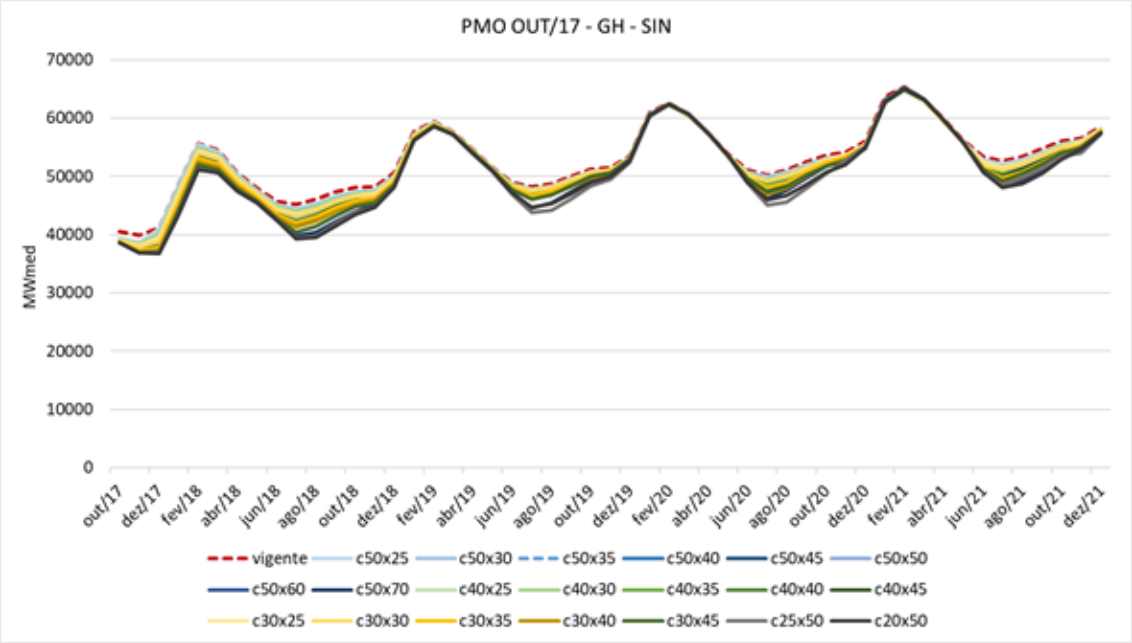


Figura 6 – Evolução temporal da Geração Hidráulica Média - SIN - PMO de outrubro/2017

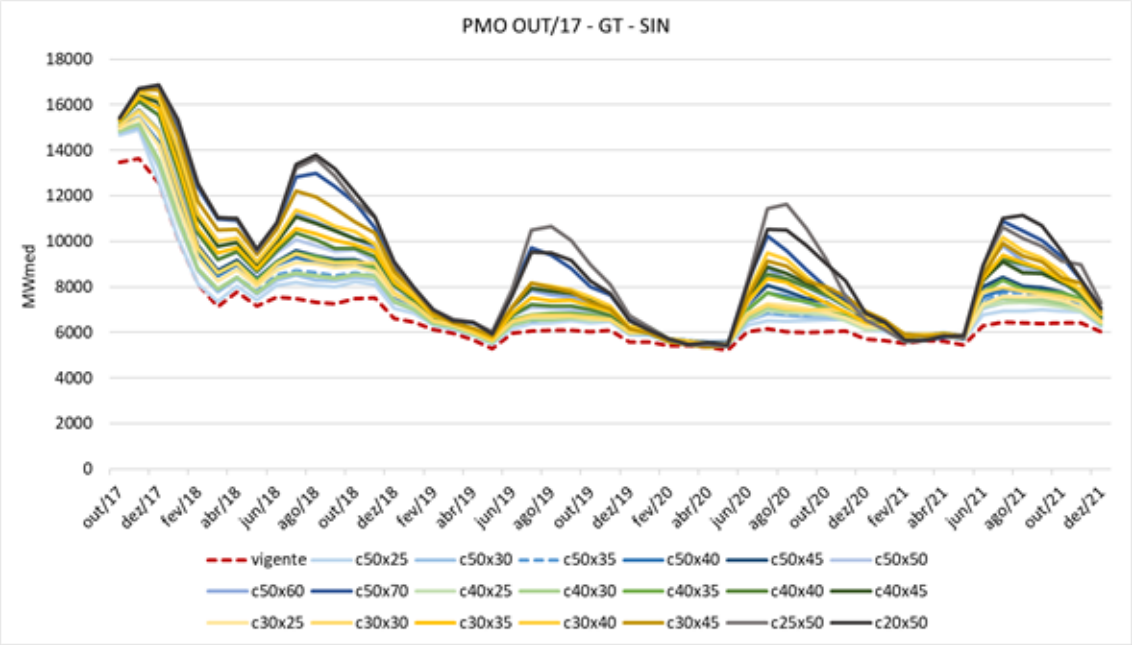


Figura 7– Evolução temporal da Geração Térmica Média - SIN - PMO de outrubro/2017

Na Figura 8 é apresentada a evolução temporal da energia armazenada média do SIN. Os casos que consideram a metodologia PAR(p)-A 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, todas as parametrizações alcançaram armazenamentos mais elevados que o caso vigente no final do período do estudo. Inclusive o caso menos avesso (50x25) apresentou armazenamento médio no SIN superior em 1,1%EARmax. A parametrização atual (50x35) apresentou armazenamento 2,5%EARmax acima e a parametrização (50x70) apresentou armazenamento superior em 9,2%EARmax.

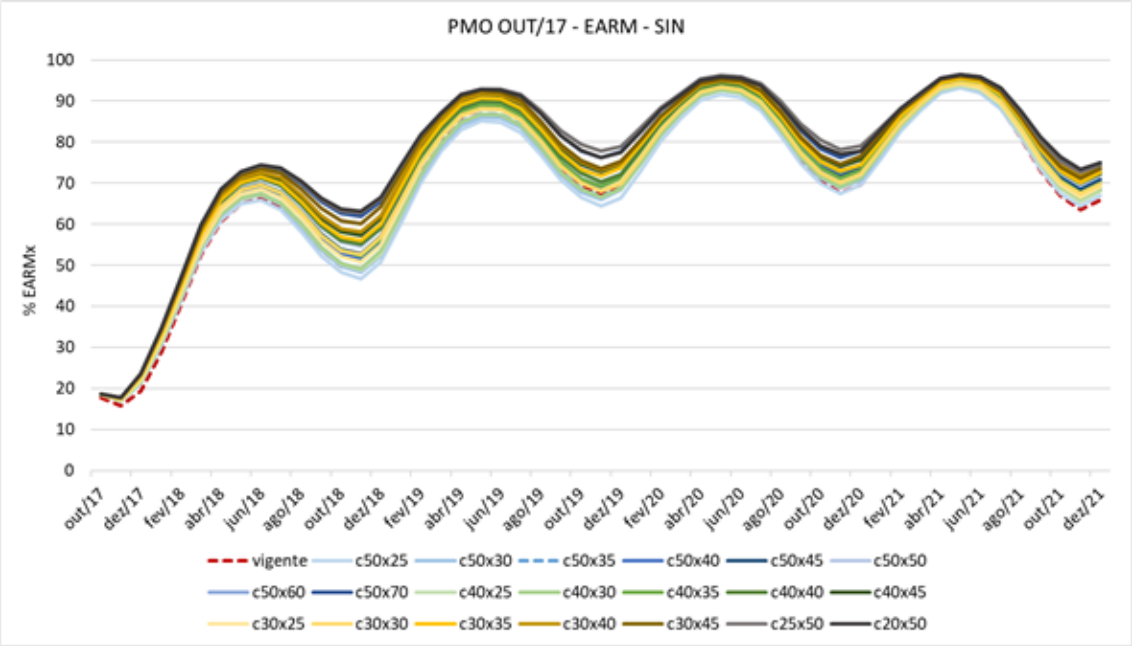


Figura 8 – Evolução Temporal da EARM Média do SIN – PMO de outubro/2017

A Tabela 8 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 α, o valor de todas as métricas apresentadas aumenta à medida que o valor do parâmetro λ também aumenta, conforme esperado. Além disso, também se confirma que, à medida que as variações dos parâmetros α avaliados diminuem (α=50, 40, 30, 25 e 20), o valor das grandezas avaliadas aumentam. A parametrização equivalente utilizada no caso vigente (50x35) mostra que manter os parâmetros atuais, mas adotar a metodologia PAR(p)-A e os novos níveis mínimos de armazenamento, resulta em um ganho de armazenamento que reflete em aumento de aproximadamente 1000 R$/MWh no CMO médio do segundo mês.

Tabela 8 - Outras Grandezas Observadas – PMO de outubro/2017

Deck PMO de outubro/2017	CMO Sudeste 2º mês (R$/MWh)	CMO Nordeste 2º mês (R$/MWh)	EARM SIN Nov/1º ano (%)	Vertimento médio horizonte SIN (MWmês)
Vigente	560,66	544,25	15,80	10.983,82
50x25	1.476,72	1.461,16	16,85	10.850,64
50x30	1.541,25	1.510,25	16,95	11.009,44
50x35	1.599,79	1.570,09	17,00	11.093,07
50x40	1.731,29	1.679,17	17,17	11.328,10
50x45	1.856,16	1.815,70	17,33	11.427,76
50x50	2.126,87	2.065,13	17,51	11.694,49
50x60	2.656,26	2.568,45	17,71	12.000,97
50x70	3.415,66	3.304,21	17,82	12.619,35
40x25	1.565,53	1.545,84	17,00	11.061,26
40x30	1.599,18	1.576,47	17,03	11.064,03
40x35	1.825,30	1.794,14	17,32	11.425,35
40x40	2.063,16	2.004,27	17,54	11.723,63
40x45	2.330,58	2.277,96	17,65	12.021,99
30x25	1.656,11	1.632,98	17,15	11.228,46
30x30	1.811,25	1.782,29	17,31	11.393,47
30x35	2.144,97	2.073,53	17,61	11.793,53
30x40	2.463,24	2.397,48	17,71	12.098,65
30x45	2.866,45	2.757,44	17,76	12.261,38
25x50	3.432,67	3.311,73	17,80	13.007,16
20x50	3.680,51	3.494,09	17,83	12.869,04

A Tabela 9 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.

Com exceção dos casos (50x25) e (50x30), que não apresentaram ganho, todos os demais apresentaram um ganho de armazenamento se comparados ao vigente. Vale ressaltar que para parâmetros λ mais baixos, os ganhos de armazenamento foram muito pequenos, justificando um custo incremental por unidade de armazenamento com montantes altos nestes casos. O caso com a parametrização atual (50x35) apresentou ganho de 0,56% de armazenamento com um custo incremental de 112,87 R$/MWh. Um

dos casos mais avessos (25x50) apresentou ganho de 7,15% com custo incremental de 36,37 R$/MWh.

Tabela 9 - Custos incrementais - PMO de outubro/2017

Deck PMO de outubro/2017	Custo da GTerm ($ bi)	Ganho % de armazenamento	Custo incremental da GTerm por unidade de variação do EARM	Custo incremental da GTerm por MWh de carga
Vigente	23,09	-	0,00	0,00
50x25	26,96	-1,10	-37,48	1,67
50x30	28,27	-0,01	-11.729,66	2,23
50x35	29,01	0,56	112,87	2,56
50x40	30,97	1,87	44,88	3,38
50x45	32,39	2,65	37,43	3,99
50x50	34,51	3,48	34,90	4,89
50x60	38,13	5,01	31,75	6,41
50x70	45,11	6,74	34,65	9,41
40x25	28,48	0,27	210,40	2,31
40x30	28,93	0,46	136,70	2,52
40x35	31,66	2,35	38,56	3,65
40x40	34,71	3,60	34,32	4,98
40x45	37,11	4,78	30,93	5,96
30x25	29,95	1,40	51,46	2,91
30x30	31,38	1,86	47,01	3,51
30x35	35,57	4,09	32,28	5,32
30x40	38,71	5,27	31,50	6,69
30x45	40,43	5,63	32,27	7,32
25x50	47,45	7,15	36,37	10,49
20x50	46,91	6,95	36,50	10,22

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 ganho de armazenamento. Os resultados apresentados também mostram, assim como nos gráficos de Pareto, uma similaridade entre algumas das diferentes parametrizações do par α e λ no que tange aos custos incrementais por unidade de carga, como, por exemplo, entre os pares (50x35), (40x30) e (40x25); e entre os pares (50x50), (40x40) e (30x35); e os mais avessos (20x50) e (25x50). As similaridades de comportamento observadas serão levadas em consideração para a escolha dos parâmetros α e λ a serem utilizados no *backtest*.

4.2.2 *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 mostrado anteriormente.

Na Figura 9 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 80% no CTO, ao incorporarmos a modelagem PAR(p)-A e os novos valores de para curva de VMinOp. Houve, também, um aumento no pagamento de violações pelo não atendimento aos requisitos do VMinOp e das demais restrições hidráulicas, assim com um aumento de aproximadamente 30% no custo de geração térmica.

Conforme esperado, à medida que o parâmetro λ aumenta, é observado um aumento no custo de geração térmica. Os demais custos que compõem o CTO permanecem praticamente os mesmos. Ao reduzirmos o parâmetro α observamos um aumento do CTO, principalmente o custo relativo ao despacho térmico.

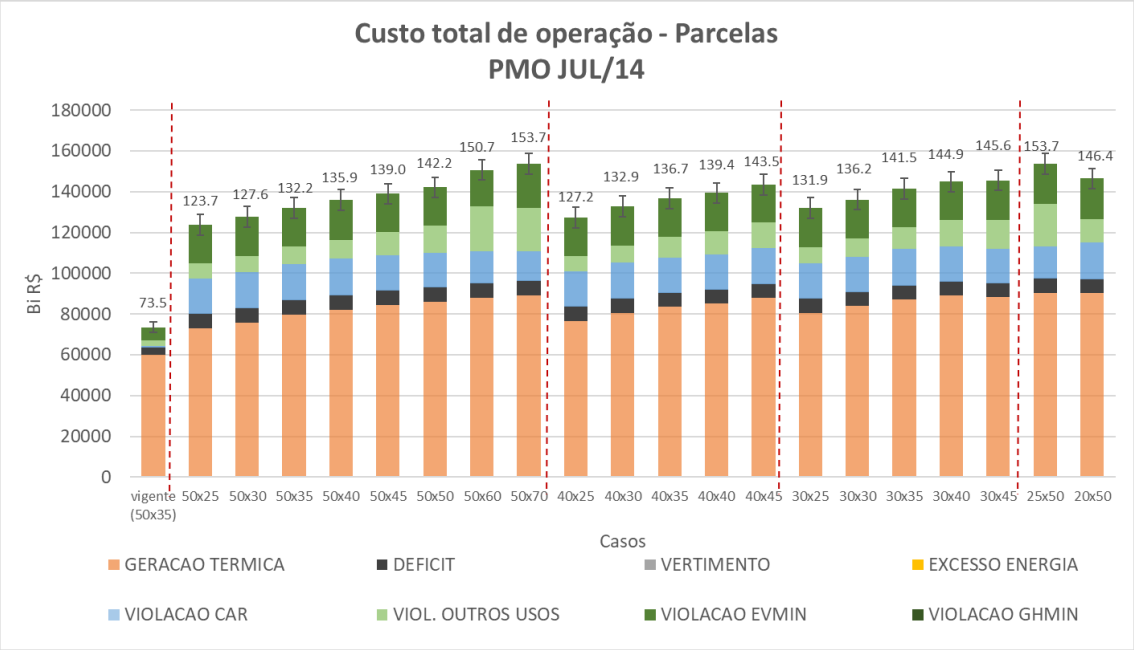


Figura 9 – Custo Total de Operação - Parcelas - PMO de julho/2014

Nas Figura 10Figura 11 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 2% comparado ao caso vigente, para um aumento no custo de geração térmica em torno de 30%. Para outras opções de parametrização são observados ganhos médios de armazenamentos do SIN de até 4%. Nota-se também que para o custo de déficit é parecido entre os casos apresentados.

Ao analisar o comportamento dos pares de CVaR nos gráficos de Pareto nota-se similaridade no comportamento entre algumas parametrizações com as variações de α (30, 40, 50), por exemplo, entre as parametrizações (50x35), (40x30) e (30x25); (50x50), (40x40) e (30x35); (50x60), (40x45) e (30x45). Nota-se também que as parametrizações (25x50) e (20x50) se encontram em localização mais extrema do gráfico, com custo de geração térmica cerca de 50% maior do que o do vigente.

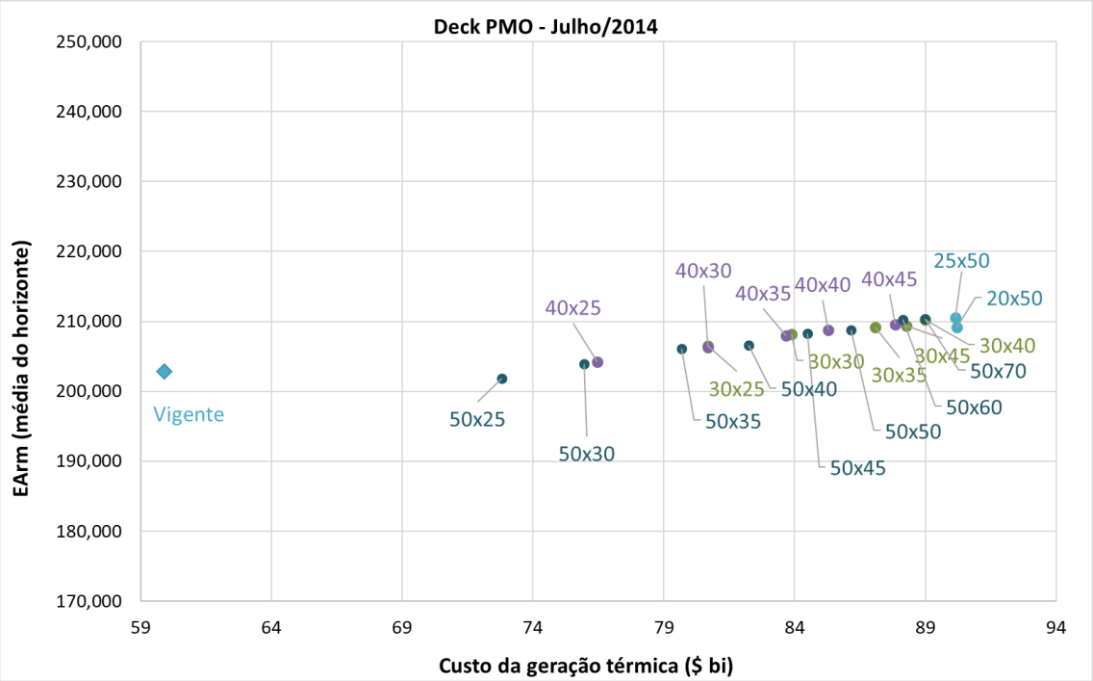


Figura 10 - Pareto Energia Armazenada x Custo da geração térmica – PMO de julho/2014

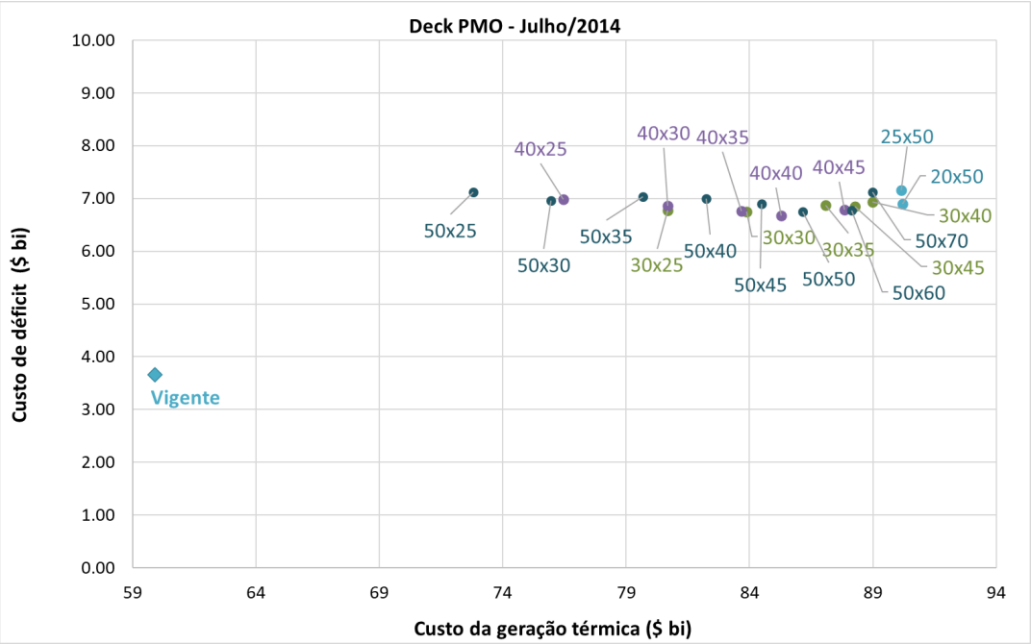


Figura 11 - Pareto Custo de déficit x Custo da geração térmica - PMO de julho/2014

Na Figura 12 é apresentado o CMO médio para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste ao longo do horizonte do estudo. Com a adoção da metodologia PAR(p)-A e os 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 1300 R$/MWh, aproximadamente 110%, nos dois primeiros meses comparado ao vigente. Nos casos mais severos, as parametrizações (50x70), (25x50) e (20x50) apresentam comportamento similar entre si, atingindo a ordem de 4000 R$/MWh no início do horizonte.

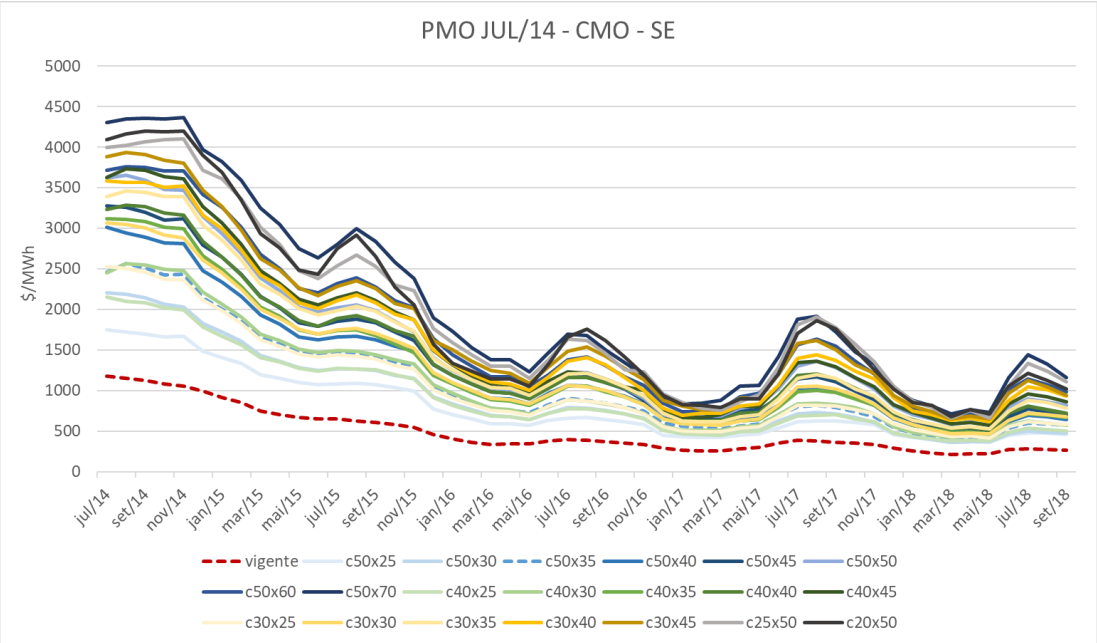


Figura 12 - CMO Médio para o submercado Sudeste/CO - PMO de julho/2014

As Figura 13 eFigura 14 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/2016 ocorreram as maiores diferenças comparando-se com o caso vigente, onde em uma das parametrizações mais severas, (25x50), houve aumento de 35% na geração térmica e redução de 8% na geração hidráulica (equivalente a 3800 MWmed). Já no caso com a parametrização atual, (50x35), o aumento observado foi de 26% de geração térmica e redução de 6% de geração hidráulica (aproximadamente 2700 MWmed) também em agosto/2016. A parametrização (50x25), menos avessa, é a que ocorre a menor diferença de despacho neste mês, o aumento foi de 15% de geração térmica e 3% de redução de hidráulica (aproximadamente 1600 MWmed).

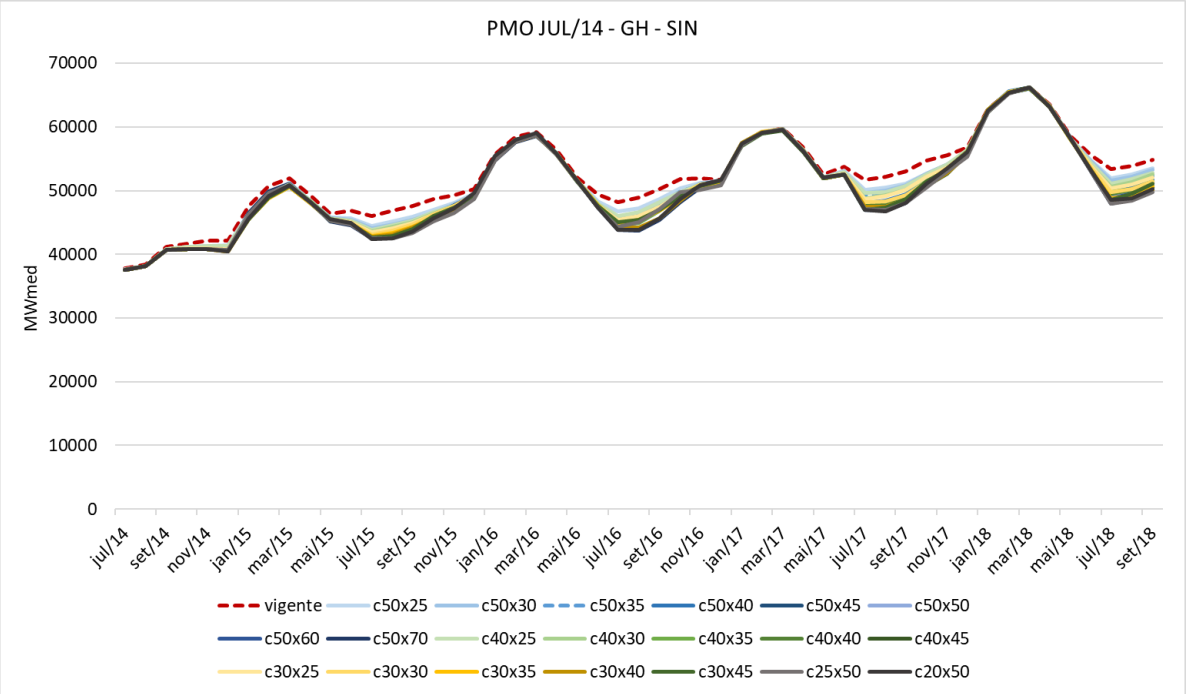


Figura 13 - Evolução temporal da Geração Hidráulica Média - SIN - PMO de julho/2014

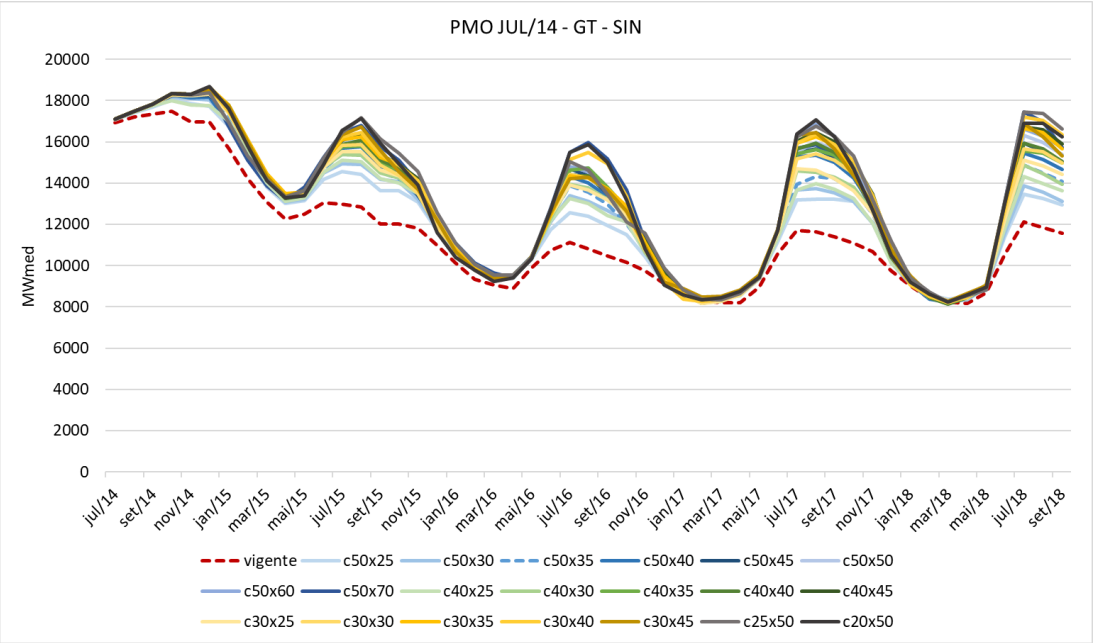


Figura 14 - Evolução temporal da Geração Térmica Média - SIN - PMO de julho/2014

Na Figura 15 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, inclusive o caso menos avesso (50x25), que apresentou armazenamento médio no SIN superior em 2,3% EARmax. A parametrização atual (50x35) apresentou armazenamento 5,1% EARmax acima e as parametrização mais avessas (50x70), (25x50) e (20x50) apresentaram armazenamento aproximadamente 9%EARmax superior em aproximadamente 9%EARmax.

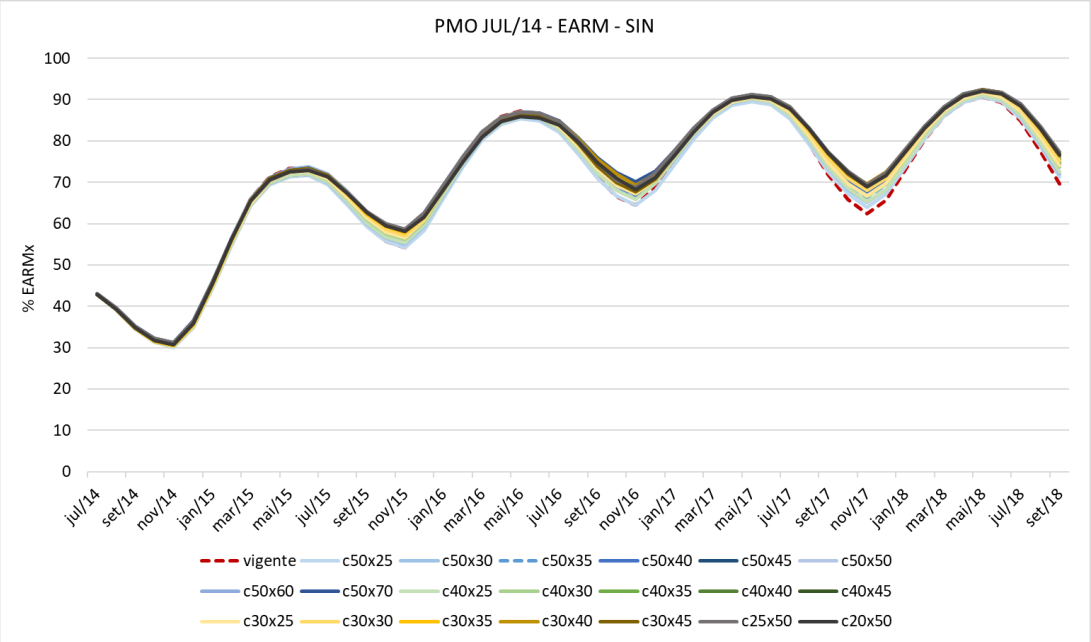


Figura 15 - Evolução da EARM Média - SIN

A Tabela 10 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 α, o valor de todas as grandezas apresentadas aumenta à medida que o valor do parâmetro λ também aumenta, conforme esperado.

Além disso, também se confirma que à medida que as variações dos parâmetros α avaliados diminuem (α=50, 40, 30, 25 e 20) o valor das grandezas avaliadas aumentam. A parametrização equivalente a utilizada no caso vigente (50x35) mostra que manter os parâmetros, mas adotar a metodologia PAR(p)-A e os novos níveis mínimos de armazenamento, resulta em aumento de aproximadamente 1400 R$/MWh no CMO médio do segundo mês.

Tabela 10 - Outras Grandezas Observadas – PMO de julho/2014

Deck PMO de julho/2014	CMO Sudeste 2º mês (R$/MWh)	CMO Nordeste 2º mês (R$/MWh)	EARM SIN Nov/1º ano (%)	Vertimento médio horizonte SIN (MWmês)
Vigente	1.153,62	1.136,13	30,26	8.479,80
(50x25)	1.725,70	1.706,03	30,08	8.735,82
(50x30)	2.187,45	2.095,75	30,29	8.920,74
(50x35)	2.564,08	2.163,36	30,36	9.048,99
(50x40)	2.946,30	2.939,60	30,56	9.317,64
(50x45)	3.260,41	3.153,97	30,58	9.323,86
(50x50)	3.653,15	3.580,14	30,75	9.454,14
(50x60)	3.762,17	3.555,69	31,06	9.535,75
(50x70)	4.351,22	4.341,84	31,23	9.632,84
(40x25)	2.101,93	2.075,54	30,20	8.942,05
(40x30)	2.567,39	2.125,65	30,33	9.112,90
(40x35)	3.114,62	2.939,98	30,47	9.366,74
(40x40)	3.289,07	3.103,90	30,61	9.330,56
(40x45)	3.732,08	3.534,11	30,63	9.497,73
(30x25)	2.504,19	2.371,25	30,36	9.120,69
(30x30)	3.048,27	2.975,53	30,47	9.286,84
(30x35)	3.459,76	3.136,71	30,47	9.415,77
(30x40)	3.562,91	3.526,05	30,83	9.620,37
(30x45)	3.934,97	3.778,95	30,78	9.444,05
(25x50)	4.025,42	4.021,18	31,22	9.679,66
(20x50)	4.166,42	4.137,37	30,71	9.597,33

A Tabela 11 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. Vale ressaltar que para parâmetros λ mais baixos, os ganhos de armazenamento são pequenos, justificando um custo incremental por unidade de armazenamento com montantes mais altos nestes casos. O caso com a parametrização atual (50x35) apresentou ganho de 1,12% de armazenamento com um custo incremental de 189,30 R$/MWh. Um dos casos mais avessos (25x50) apresentou ganho de 2,65% com custo incremental de 126,23 R$/MWh.

Tabela 11 - Custos Incrementais - PMO de julho/2014

Deck PMO de julho/2014	Custo da GTerm ($ bi)	Ganho % de armazenamento	Custo incremental da GTerm por unidade de variação do EARM (R$/MWh)	Custo incremental da GTerm por MWh de carga (R$/MWh)
Vigente	59,90	-	0,00	0,00
(50x25)	72,81	-0,33	-422,76	5,56
(50x30)	75,94	0,37	456,56	6,86
(50x35)	79,67	1,12	189,30	8,54
(50x40)	82,24	1,28	188,56	9,79
(50x45)	84,50	1,87	143,05	10,77
(50x50)	86,16	2,02	141,82	11,57
(50x60)	88,13	2,54	122,26	12,49
(50x70)	88,97	2,56	125,28	12,90
(40x25)	76,46	0,48	67,16	7,16
(40x30)	80,67	1,17	103,95	9,00
(40x35)	83,68	1,75	147,24	10,39
(40x40)	85,28	2,03	135,81	11,12
(40x45)	87,83	2,31	132,39	12,32
(30x25)	80,68	1,25	178,07	9,00
(30x30)	83,89	1,82	142,71	10,45
(30x35)	87,07	2,14	138,09	11,94
(30x40)	88,99	2,52	126,70	12,89
(30x45)	88,28	2,24	139,04	12,53
(25x50)	90,16	2,65	126,23	13,46
(20x50)	90,19	2,15	155,10	13,42

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.

4.3 Avaliação dos casos de PLD

Nesta seção são avaliados os *decks* do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD dos meses de agosto/2014 e dezembro/2013. Como referência também foi simulado o caso denominado vigente, em que não são considerados os aprimoramentos propostos pelo GT-Metodologia para o ciclo 2019/2020/2021. Os casos apresentados nessa seção foram executados na versão 27.4.5 do modelo NEWAVE. Ressalta-se que todos os *decks* consideram a configuração de 12 REEs. Adicionalmente, o Anexo A apresenta a avaliação para os *decks* de maio/2019, outubro/2020, janeiro/2021 e fevereiro/2021.

4.3.1 *Deck* do PLD de Agosto/2014

A avaliação do Custo Total da Operação (CTO) é apresentada na Figura 16. Para o caso neutro ao risco não estão ativas as funcionalidades do CVaR e do VMinOp. Ao comparar os CTOs resultantes das diversas configurações dos parâmetros do CVaR com o caso vigente observa-se um incremento no CTO principalmente na parcela de geração térmica. Este resultado mostra que ao considerar o PAR(p)-A e os níveis de segurança do VMinOp mais restritivos o modelo responde com maior geração térmica. Esse efeito, resulta em armazenamento mais elevado no SIN, cujos detalhes serão apresentados ao longo dessa sessão.

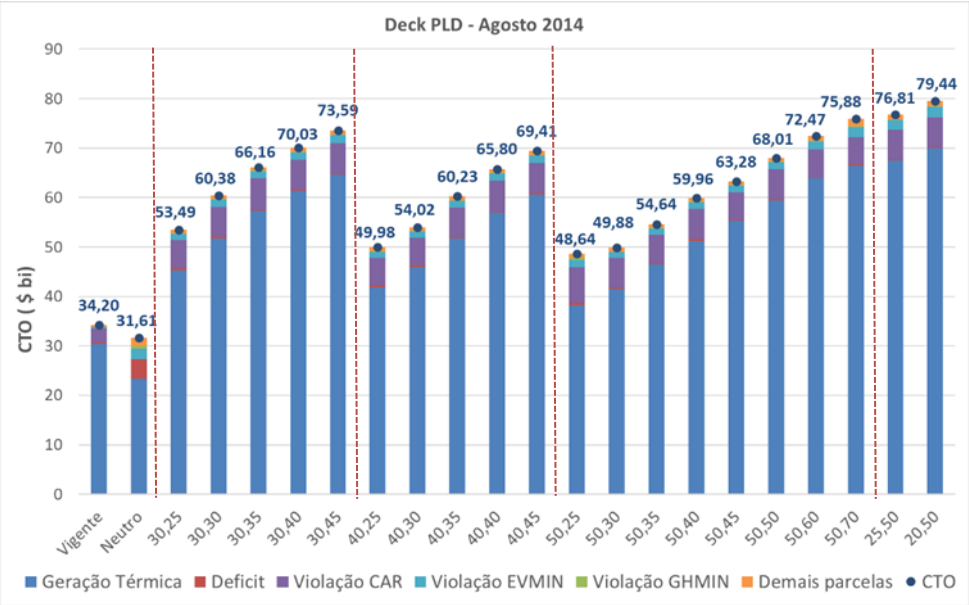


Figura 16 – Custo Total da Operação para o *deck* de agosto/2014

De forma a complementar a análise da Figura 17 apresenta o gráfico de Pareto que permite avaliar o *trade-off* entre o custo do déficit e o custo de geração térmica e para diferentes configurações dos parâmetros do CVaR. Observa-se que nesta avaliação os

pares do CVaR (α, λ) com menor aversão ao risco – (50,25); (50,30); (40,25); (40,30); (30,25) – apresentam custos do déficit mais elevados ao compararmos com o caso de referência (vigente). Para as demais configurações tem-se custos déficit muito próximos.

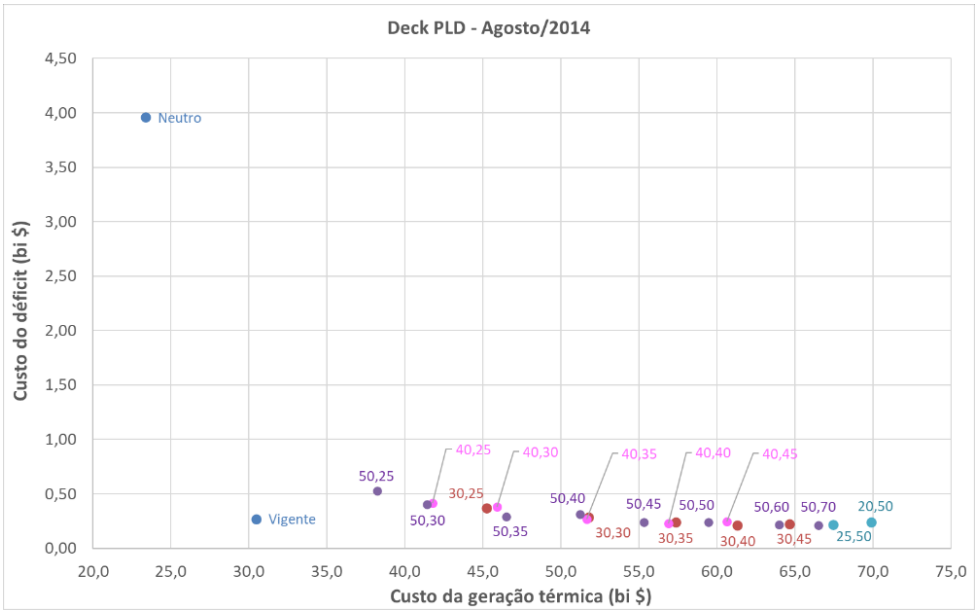


Figura 17 – Pareto Custo do déficit x Custo da geração térmica – *deck* agosto/2014

Ainda, é possível observar que existem configurações (50, λ), (40, λ), (30, λ) e (α, 50) que apresentam soluções bem similares em termos de déficit e geração térmica. Na Figura 17 temos configurações que indicaram resultados semelhantes como por exemplo o par (50,30) e (40,25) ou ainda os pares (50,40), (40,35) e (30,30).

Adicionalmente, foi avaliado um segundo gráfico de Pareto que permite avaliar o *trade-off* entre custo de geração térmica e a energia armazenada quando se alteram os parâmetros do CVaR. Na Figura 18 observa-se que mesmo os parâmetros (α, λ) menos avessos ao risco que o caso vigente indicam níveis de armazenamento superiores ao do caso vigente.

Isso demonstra que a metodologia do PAR(p)-A, combinada com o mecanismo de aversão ao risco do VMinOp com níveis de segurança mais restritivos resultam em armazenamentos mais elevados. Quando se soma a esses aprimoramentos parâmetros do CVaR mais avessos ao risco o modelo indica níveis de armazenamento superiores aos daqueles obtidos pela configuração (50,35).

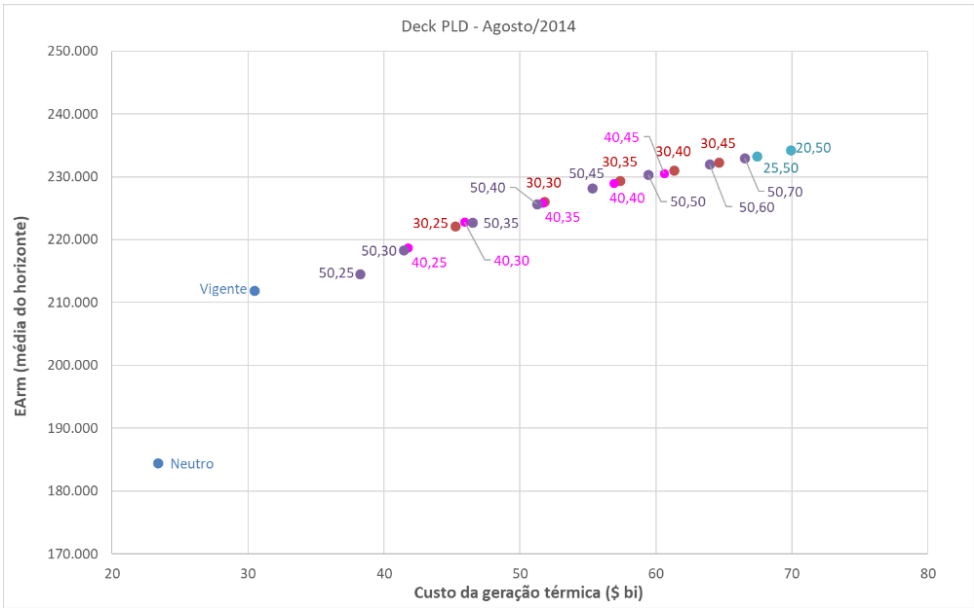


Figura 18 – Pareto Energia armazenada x Custo da geração térmica – *deck* agosto/2014

A Tabela 12 apresenta os resultados do Custo Marginal de Operação - CMO médio do segundo mês do horizonte de planejamento, ou seja, o mês de acoplamento do modelo DECOMP. Os valores de CMO dos submercados Sudeste e Nordeste, dos casos com os aprimoramentos, sinalizam um aumento no custo dessa grandeza.

Adicionalmente, de maneira a avaliar o potencial de armazenamento de energia ao final do período seco (novembro), comparou-se a energia armazenada no SIN no mês de novembro do primeiro ano dos casos com aprimoramentos com a energia armazenada do caso vigente. Assim, na Tabela 12 estão destacados os parâmetros (α, λ) que serão avaliados no estudo do *backtest*. Esses parâmetros indicaram um maior replecionamento dos reservatórios, proporcionando uma maior segurança energética do SIN. Por fim, com relação ao vertimento médio ao longo do período de planejamento verifica-se que não há variações expressivas em comparação ao caso vigente.

Tabela 12 – CMO, Energia Armazenada e Vertimento – agosto/2014

Deck PLD agosto/2014	CMO Sudeste 2º mês (R$/MWh)	CMO Nordeste 2º mês (R$/MWh)	EARM SIN Nov/1º ano (%)	Vertimento médio horizonte SIN (MWmês)
Vigente	458,54	456,09	42,40	4.039,36
Neutro	193,50	193,57	36,40	3.377,98
(30,25)	723,00	698,70	45,40	4.339,58
(30,30)	964,69	939,49	47,00	4.549,57
(30,35)	1.313,95	1.257,05	47,90	4.677,94
(30,40)	1.614,57	1.548,21	48,10	4.790,60
(30,45)	1.872,24	1.722,39	48,20	4.783,72
(40,25)	631,55	630,85	44,40	4.166,43
(40,30)	740,13	736,83	45,70	4.327,04
(40,35)	994,23	937,91	47,00	4.561,81
(40,40)	1.311,30	1.251,76	47,90	4.676,38
(40,45)	1.606,51	1.526,38	48,20	4.776,53
(50,25)	537,55	528,65	42,80	3.935,21
(50,30)	626,88	626,75	44,40	4.238,64
(50,35)	772,47	768,55	45,90	4.321,42
(50,40)	965,64	959,19	47,10	4.507,64
(50,45)	1.265,46	1.227,06	47,80	4.620,36
(50,50)	1.562,84	1.476,87	48,10	4.709,85
(50,60)	2.024,80	1.904,37	48,30	4.796,66
(50,70)	2.363,28	2.237,69	48,40	4.882,30
(25,50)	2.137,86	2.046,66	48,30	4.897,32
(20,50)	2.168,52	2.096,10	48,40	4.979,87

A Tabela 13 apresenta uma avaliação do custo incremental da geração térmica (R$) por unidade de variação do armazenamento (MWh) para cada um dos parâmetros (α, λ). Com essa análise é possível identificar quais parâmetros (α, λ) são mais eficientes considerando o *trade-off* custo × energia armazenada.

Por exemplo, em relação ao caso vigente o parâmetro (50,25), que considera os aprimoramentos do PAR(p)-A e os níveis de segurança do VMinOp mais restritivos, indica-se um ganho de 1,26% de armazenamento ao longo do período de planejamento com um custo incremental de geração térmica de 88,91 R$/MWh. Por sua vez, o parâmetro (50,35) sinaliza um ganho de 5,1% de armazenamento com um custo incremental de geração térmica de 43,92 R$/MWh. Esta última configuração é mais eficiente ao se avaliar o *trade-off* custo × energia armazenada.

Tabela 13 – Avaliação do custo incremental – agosto/2014

Deck PLD agosto/2014	Custo da GTerm ($ bi)	Ganho % de armazenamento	Custo incremental da GTerm por unidade de variação do EArm ($/MWh)	Custo incremental da GTerm por MWh de carga ($/MWh)
(30,25)	45,25	4,84%	42,50	6,11
(30,30)	51,78	6,67%	44,59	8,83
(30,35)	57,35	8,24%	45,81	11,21
(30,40)	61,31	9,01%	48,50	12,97
(30,45)	64,63	9,61%	51,01	14,55
(40,25)	41,76	3,21%	49,44	4,72
(40,30)	45,91	5,18%	41,66	6,41
(40,35)	51,67	6,60%	44,68	8,75
(40,40)	56,87	8,06%	45,98	11,00
(40,45)	60,61	8,79%	48,49	12,65
(50,25)	38,23	1,26%	88,91	3,32
(50,30)	41,43	3,04%	50,57	4,57
(50,35)	46,49	5,10%	43,92	6,65
(50,40)	51,23	6,51%	44,54	8,60
(50,45)	55,31	7,68%	45,15	10,29
(50,50)	59,44	8,71%	46,96	12,14
(50,60)	63,96	9,48%	50,50	14,22
(50,70)	66,50	9,97%	52,10	15,42
(25,50)	67,44	10,07%	52,91	15,83
(20,50)	69,89	10,57%	54,44	17,09

A Figura 19 apresenta a trajetória do CMO (média das 2000 séries do modelo NEWAVE) para cada um dos parâmetros (α, λ) avaliados. Observa-se que quanto maior é o nível de aversão ao risco, maiores são os valores de CMO e maior a amplitude dos mesmos entre períodos úmido e seco. Para esta sensibilidade os pares (20,50), (25,50), (50,60) e (50,70) indicaram os maiores valores do CMO médio. Já a Figura 20 destaca o comportamento da trajetória do CMO para os pares (25,50), (50,50), (50,35) e (50,25).

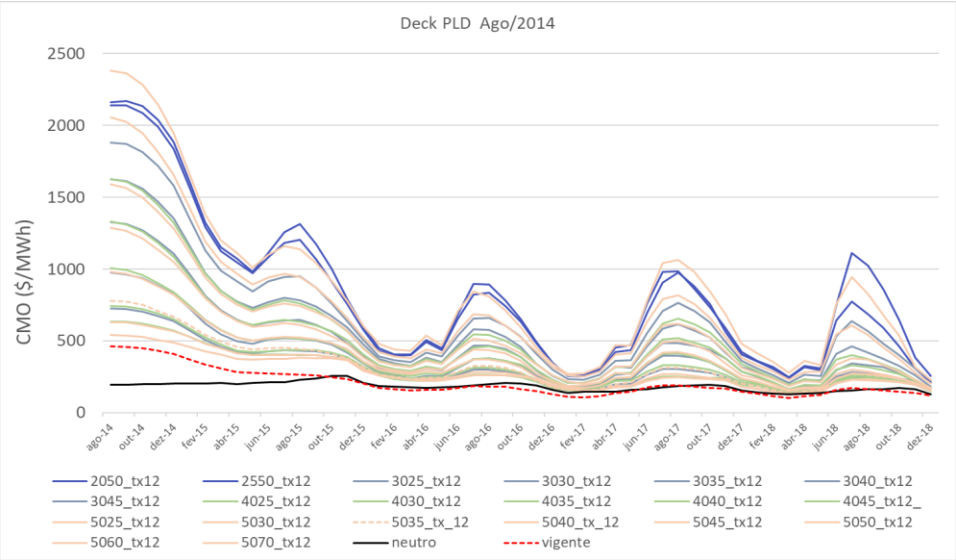


Figura 19 – Média das 2000 séries do CMO submercado Sudeste – *deck* agosto/2014

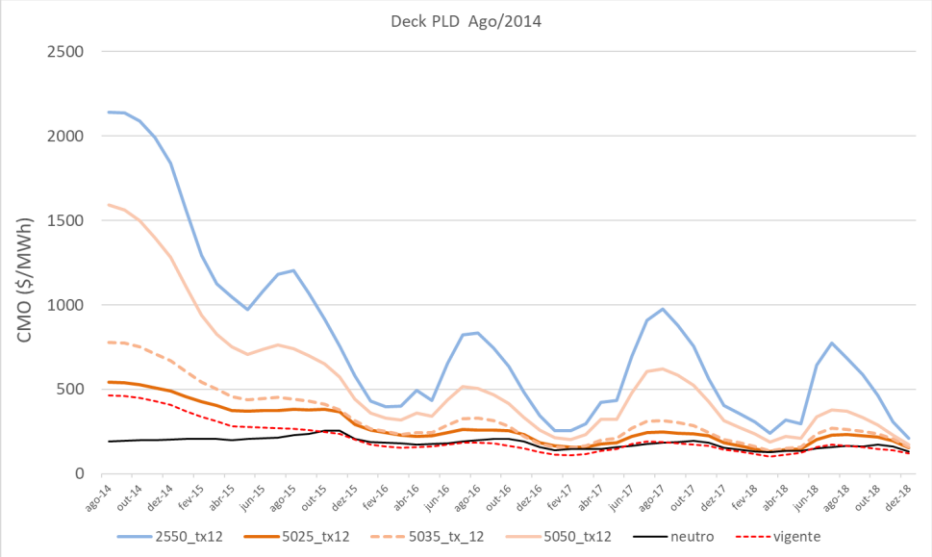


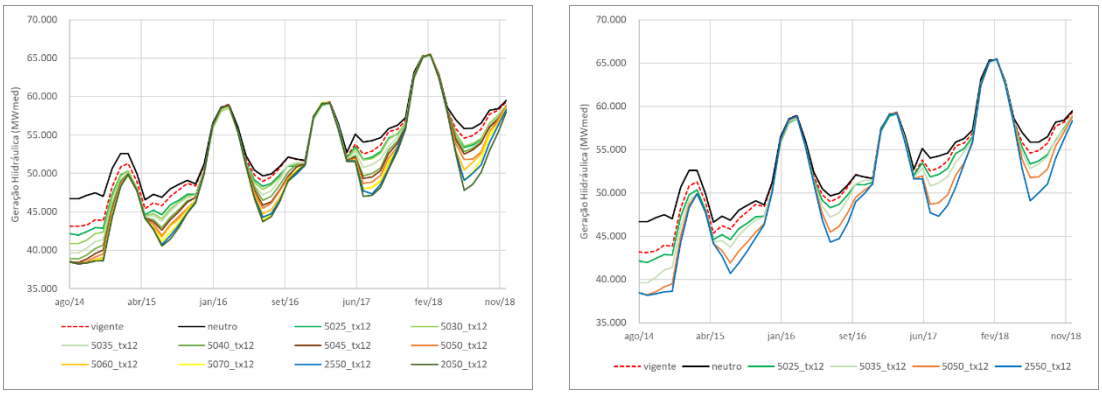
Figura 20 – Média das 2000 séries do CMO submercado Sudeste – *deck* agosto/2014

Complementarmente, a seguir serão apresentadas as grandezas de geração hidráulica, geração térmica e armazenamento percentual por submercado para os parâmetros do CVaR (50, λ) e (α, 50). Alguns dos parâmetros dessa família, foram os escolhidos pelo grupo para uma avaliação mais exaustiva no estudo do *backtest,* que também será apresentado nesse documento.

A Figura 21 apresenta a evolução da geração hidráulica do SIN. Observa-se que de modo geral a geração hidráulica é menor que a do caso de referência (vigente) para as sensibilidades apresentadas. Na Figura 21(b) tem-se o comportamento para os pares (50,25), (50,35), (50,50) e (25,50).

Esse comportamento se justifica pelo modelo poupar mais água nos reservatórios, resultado da combinação da metodologia do PAR(p)-A e de níveis de segurança mais

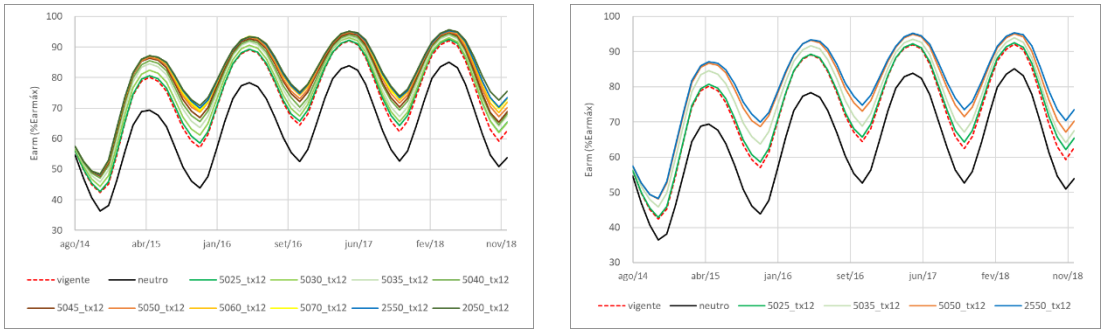
restritivos do VMinOp. A avaliação desse comportamento por submercado está apresentada no Anexo A.



(a) (b)

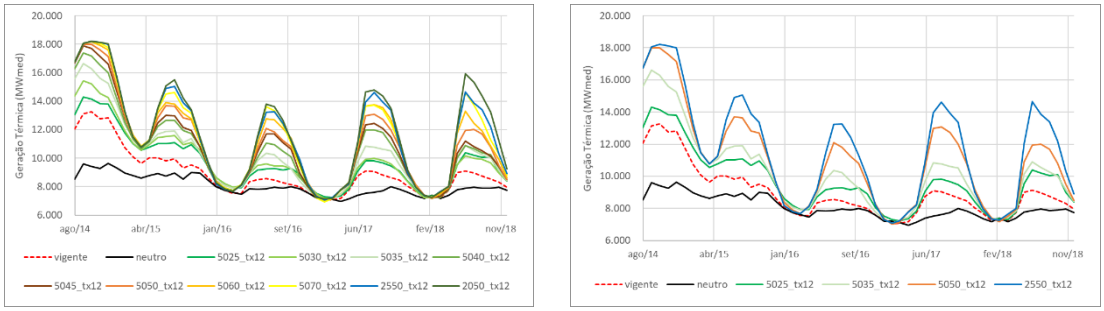
Figura 21 – Geração hidráulica do SIN – *deck* PLD agosto/2014

Como consequência de uma menor geração hidráulica no SIN, observa-se uma recuperação no armazenamento do SIN e um despacho térmico mais elevado. Os resultados estão apresentados nas Figura 22 e Figura 23. A avaliação dessas grandezas por submercado está apresentada no Anexo A.



(a) (b)

Figura 22 – Energia armazenada % do SIN – *deck* PLD agosto/2014



(a) (b)

Figura 23 – Geração térmica do SIN – *deck* PLD agosto/2014

4.3.2 *Deck* do PLD de Dezembro/2013

A avaliação do CTO para o *deck* do PLD de dezembro/2013 é apresentada na Figura 24. Ao comparar os CTOs resultantes das diversas configurações dos parâmetros do CVaR com o caso vigente observa-se um incremento no CTO principalmente na parcela de geração térmica, como já observado na avaliação do *deck* do PLD de agosto/2014.

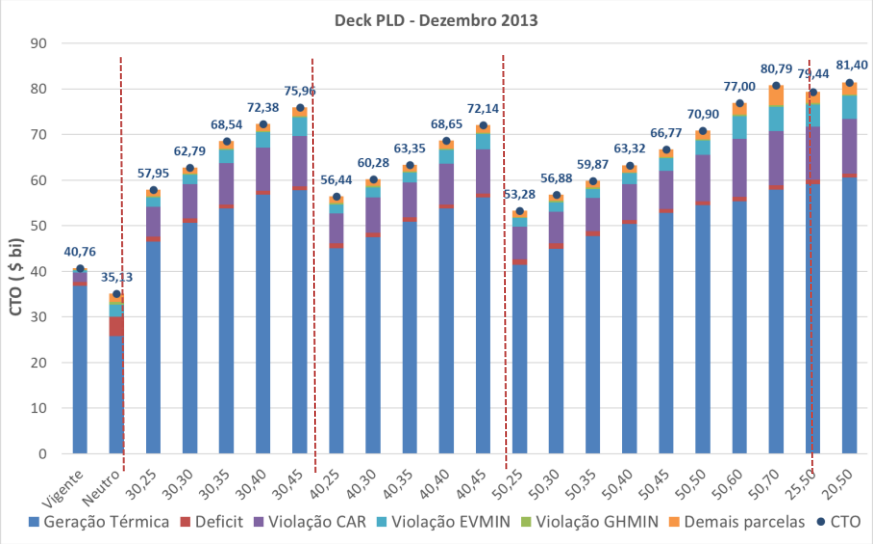


Figura 24 – Custo Total da Operação para o *deck* de dezembro/2013

A Figura 25 apresenta o gráfico de Pareto que permite avaliar o *trade-off* entre o custo do déficit e o custo de geração térmica e para diferentes configurações dos parâmetros do CVaR. Observa-se que os pares do CVaR (α, λ) com menor aversão ao risco – (50,25); (50,30); (40,25) – apresentam custos do déficit mais elevados ao compararmos com o caso de referência (vigente). Os demais parâmetros (α, λ), de modo geral, indicam um custo de geração térmica mais elevado e ligeiros aumentos no custo do déficit.

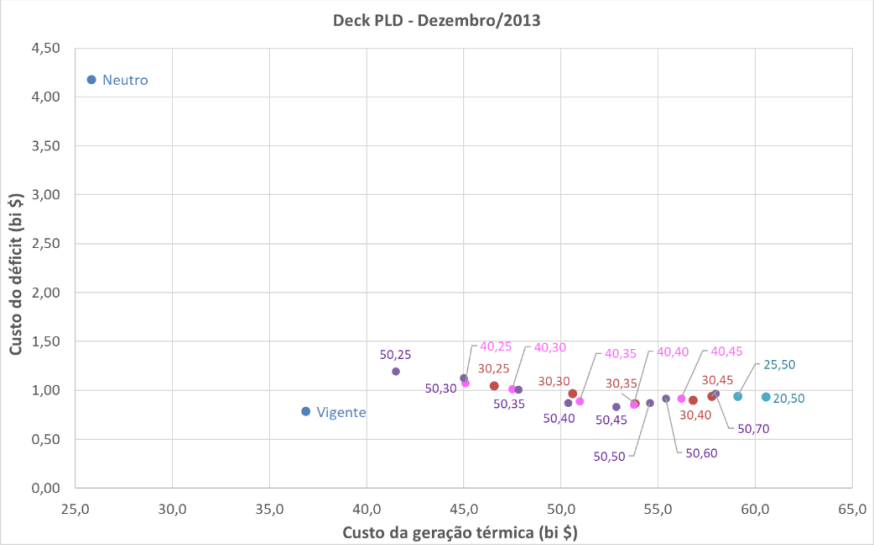


Figura 25 – Pareto Custo do déficit x Custo da geração térmica

Avaliando a Figura 25, é possível observar que existem configurações (50, λ), (40, λ) e (30, λ) que apresentam soluções bem similares em termos de custo do déficit e geração térmica. Por exemplo, os pares (40,30) e (50,35) e os pares (40,40) e (30,30).

Comportamento semelhante foi observado nos estudos realizados nos *decks* do PLD de maio/2019 e fevereiro/2021 que podem ser avaliados no Anexo A. Para reforçar os estudos também foram simulados os *decks* de outubro/2020 e janeiro/2021 considerando apenas os parâmetros (50, λ) e (α, 50).

A Figura 26 apresenta o gráfico de Pareto que permite avaliar o *trade-off* entre custo de geração térmica e a energia armazenada quando se alteram os parâmetros do CVaR. Observa-se que mesmo os parâmetros menos avessos ao risco (50,30) e (40,25) indicam níveis de armazenamento superiores ao do caso vigente, bem como as demais configurações de (α, λ).

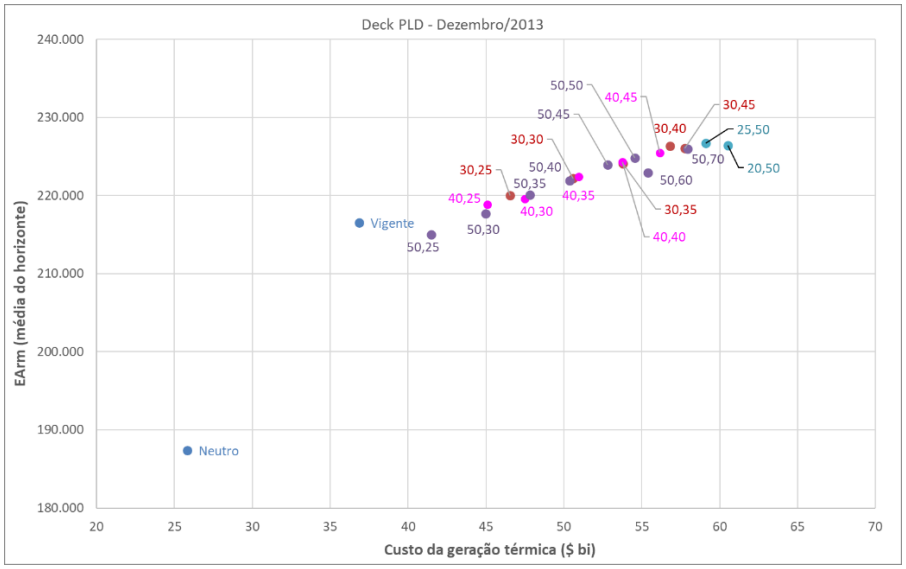


Figura 26 – Pareto Energia armazenada x Custo da geração térmica

Assim, como também observado no caso do PLD de agosto/2014, a sensibilidade para o caso do *deck* do PLD de dezembro/2013 indica que a metodologia do PAR(p)-A, combinada com o mecanismo de aversão ao risco do VMinOp com níveis de segurança mais restritivos resultam em armazenamentos mais elevados, levando a uma maior segurança operativa para o SIN pois o modelo faz uso do despacho térmico antecipado recuperando o armazenamento dos reservatórios.

A Tabela 14 apresenta os resultados do CMO médio do segundo mês do horizonte de planejamento, ou seja, o mês de acoplamento do modelo DECOMP. Os valores de CMO

dos submercados Sudeste e Nordeste, dos casos com os aprimoramentos, sinalizam um aumento no custo dessa grandeza.

Tabela 14 - CMO, Energia Armazenada e Vertimento – dezembro/2013

Deck PLD dezembro/2013	CMO Sudeste 2º mês (/MWh)	CMO Nordeste 2º mês (/MWh)	EARM SIN Nov/1º ano (%)	Vertimento médio horizonte SIN (MWmês)
Vigente	667,72	617,76	53,60	4.128,51
Neutro	230,83	257,29	40,40	3.308,41
(30,25)	928,07	863,56	56,60	4.334,55
(30,30)	1.160,45	1.047,18	58,10	4.484,18
(30,35)	1.426,98	1.234,01	59,30	4.608,06
(30,40)	1.665,53	1.393,67	60,30	4.766,61
(30,45)	1.945,80	1.468,55	59,70	4.773,86
(40,25)	820,41	789,69	55,40	4.279,76
(40,30)	973,31	916,24	56,60	4.279,43
(40,35)	1.225,38	1.102,05	58,50	4.460,31
(40,40)	1.454,24	1.242,11	59,10	4.602,00
(40,45)	1.699,15	1.381,41	59,70	4.672,61
(50,25)	688,81	665,42	53,40	4.152,78
(50,30)	812,53	778,36	55,40	4.184,90
(50,35)	995,11	941,66	57,00	4.288,37
(50,40)	1.196,45	1.057,24	57,90	4.422,57
(50,45)	1.403,39	1.184,16	58,80	4.527,71
(50,50)	1.661,5	1.236,86	58,80	4.607,63
(50,60)	2.128,55	1.310,85	58,50	4.644,88
(50,70)	2.489,37	1.416,38	59,10	4.776,16
(25,50)	2.228,12	1.514,56	59,40	4.876,78
(20,50)	2.255,86	1.496,15	60,30	4.871,37

A Tabela 14, também, apresenta a energia armazenada no SIN ao final do período seco (novembro) do primeiro ano do horizonte de planejamento. Com relação ao vertimento médio ao longo do horizonte não são observadas mudanças significativas.

A Tabela 15 apresenta uma avaliação do custo incremental da geração térmica por unidade de variação do armazenamento (MWh) para cada um dos parâmetros (α, λ). Com essa análise é possível identificar quais parâmetros (α, λ) são mais eficientes considerando o *trade-off* custo × energia armazenada. Destacam-se na tabela os parâmetros (α, λ) que indicaram um maior replecionamento dos reservatórios, proporcionando uma maior segurança energética do SIN.

Tabela 15 – Avaliação do custo incremental – dezembro/2013

Deck PLD Dezembro/2013	Custo da GTerm ($ bi)	Ganho % de armazenamento	Custo incremental da GTerm por unidade de variação do EARM ($/MWh)	Custo incremental da GTerm por MWh de carga ($/MWh)
(30,25)	46,55	1,6%	89,10	4,46
(30,30)	50,59	2,6%	78,09	6,30
(30,35)	53,79	3,5%	72,06	7,77
(30,40)	56,80	4,5%	65,92	9,17
(30,45)	57,75	4,4%	72,31	9,76
(40,25)	45,07	1,1%	111,20	3,74
(40,30)	47,48	1,4%	110,24	4,87
(40,35)	50,94	2,7%	76,54	6,41
(40,40)	53,75	3,6%	69,71	7,74
(40,45)	56,17	4,1%	70,26	8,90
(50,25)	41,49	-0,7%	- 101,52	2,16
(50,30)	44,98	0,6%	221,65	3,77
(50,35)	47,80	1,7%	97,88	4,97
(50,40)	50,37	2,5%	80,74	6,16
(50,45)	52,82	3,4%	69,43	7,31
(50,50)	54,56	3,8%	69,81	8,20
(50,60)	55,40	3,0%	94,97	8,68
(50,70)	57,94	4,4%	74,18	9,93
(25,50)	59,10	4,7%	72,59	10,48
(20,50)	60,53	4,6%	79,37	11,18

A Figura 27 apresenta a trajetória do CMO (média das 2000 séries do modelo NEWAVE) para cada um dos parâmetros (α, λ) avaliados. Observa-se que quanto maior é o nível de aversão ao risco, maiores são os valores de CMO. Para esta sensibilidade os pares (20,50), (25,50), (50,60) e (50,70) indicaram os maiores valores do CMO médio.

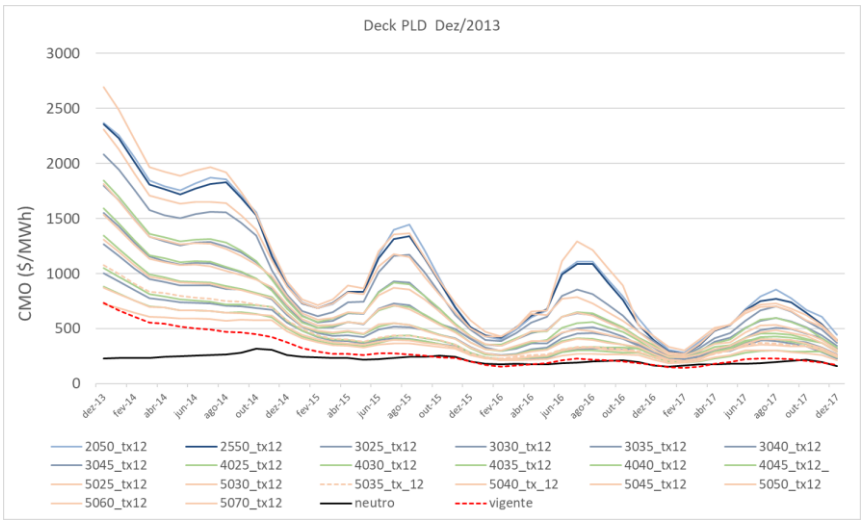


Figura 27 – Média das 2000 séries do CMO submercado Sudeste, dezembro/2013

Por sua vez, a Figura 28 destaca o comportamento da trajetória do CMO para os (25,50), (50,50), (50,35) e (50,25). Estes serão os parâmetros avaliados no estudo do *backtest* que será apresentado nesse relatório.

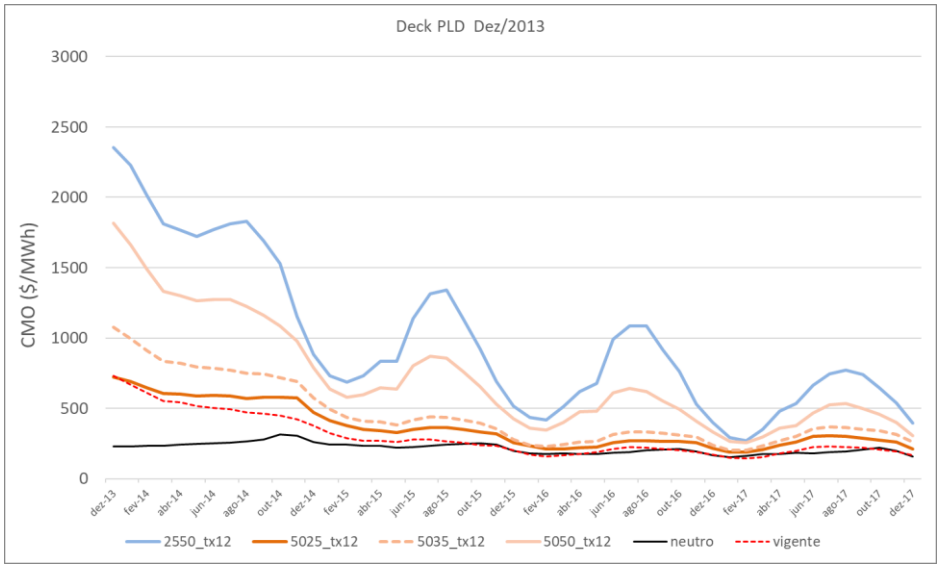
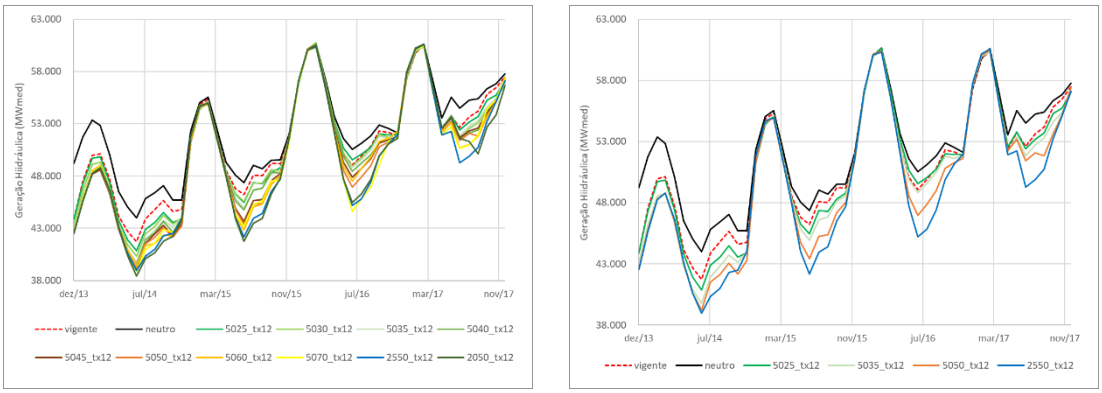


Figura 28 – Média das 2000 séries do CMO submercado Sudeste, dezembro/2013

A Figura 29 apresenta a evolução da geração hidráulica do SIN. Observa-se que de modo geral a geração hidráulica é menor que a do caso de referência (vigente) para as sensibilidades apresentadas. Comportamento similar foi observado na avaliação do *deck* do PLD de agosto/2014.

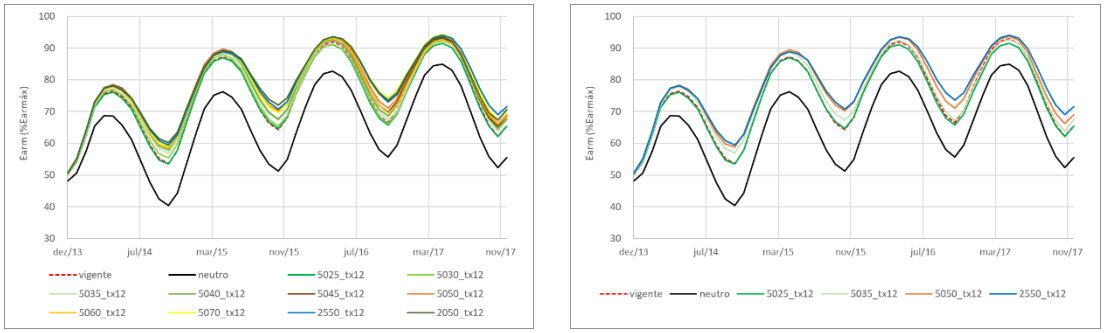
Nessa avaliação a trajetória da geração hidráulica no período de dezembro/2013 a junho/2014 é muito similar para os pares (50,35), (50,50) e (25,50). O par (50,25) apresentou resultados similares ao do caso vigente. A avaliação desse comportamento por submercado está apresentada no Anexo A.



(a) (b)

Figura 29 – Geração hidráulica do SIN – *deck* PLD dezembro/2013

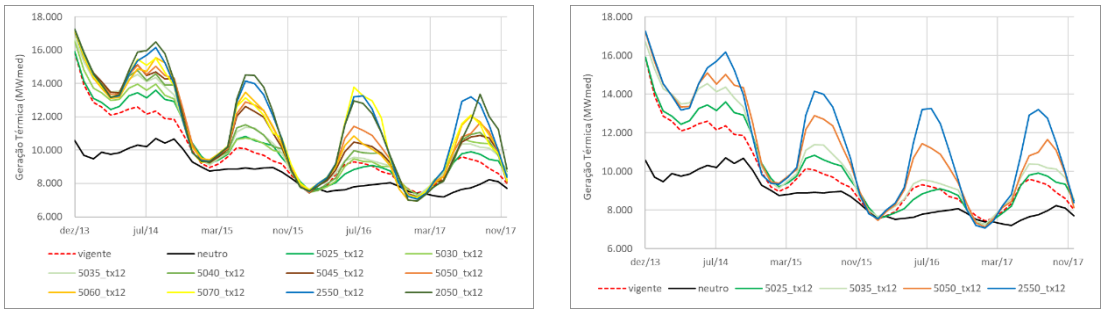
Em virtude de um menor despacho hidrelétrico no SIN, observa-se uma recuperação no armazenamento a partir de março/2014 para os pares (50,35), (50,50) e (25,50) - Figura 30(b). Já o par (50,25) apresentou resultados similares ao do caso vigente.



(a) (b)

Figura 30 – Energia armazenada % do SIN – *deck* PLD dezembro/2013

A Figura 31 apresenta a trajetória da geração termoelétrica, observa-se de modo geral níveis de despacho termoelétrico mais elevados considerando os parâmetros do CVaR avaliados. A avaliação da energia armazenada e da geração térmica por submercado está apresentada no ANEXO A.



(a) (b)

Figura 31 – Geração térmica do SIN – *deck* PLD dezembro/2013

4.4 Avaliação do caso 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 custo. 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.

Na figura abaixo é apresentado o custo de geração térmica *versus* o custo do déficit médio, ao longo de todo o horizonte de operação, associada a configuração do PDE 2029 para diversas parametrizações do CVaR. A notação x.y diz respeito a solução obtida com os parâmetros CVaR $\alpha = x$ e $\lambda = y$.

Associado a cada ponto do gráfico, são apresentadas as seguintes estatísticas:

• Variação percentual médio da energia armazenada do sistema ao longo de todo horizonte de planejamento, em relação ao caso de referência, i.e., $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 35\%$;

• Variação percentual da energia armazenada no primeiro mês de novembro, em relação ao caso de referência, i.e., $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 35\%$;

• Variação percentual do custo de déficit total do sistema ao longo de todo horizonte de planejamento, em relação ao caso de referência, i.e., $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 35\%$;

• Variação percentual do custo de geração térmica ao longo de todo horizonte de planejamento, em relação ao caso de referência, i.e., $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 35\%$;

• Diferença do CMO médio do período de expansão do submercado Paraná, em R$/MWh, em relação ao caso de referência, i.e., $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 35\%$;

Observa-se que ao usar as metodologias estudadas neste ciclo, há elevação do custo de geração térmica ao considerar qualquer parametrização avaliada. Nota-se também que todos as parametrizações possuem estatisticamente o mesmo custo de déficit.

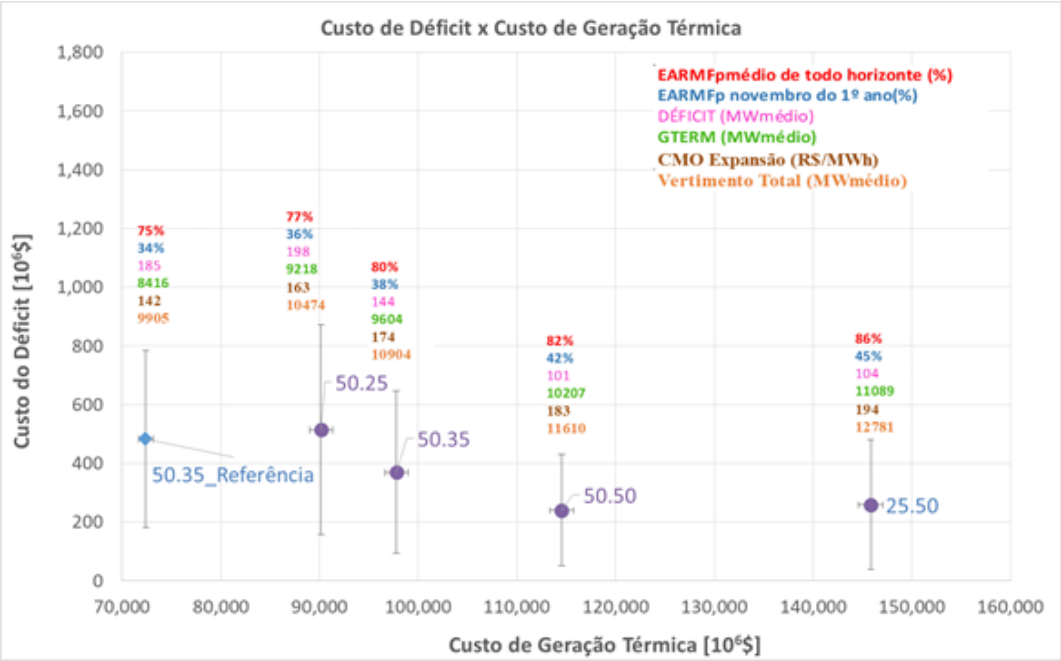


Figura 32 - Gráfico do Custo do déficit x Custo de geração térmica

A figura abaixo indica que todos os casos apresentam custos totais de operação estatisticamente diferentes entre eles e há um aumento significativo da geração térmica, mesmo para o CVaR 50,25.

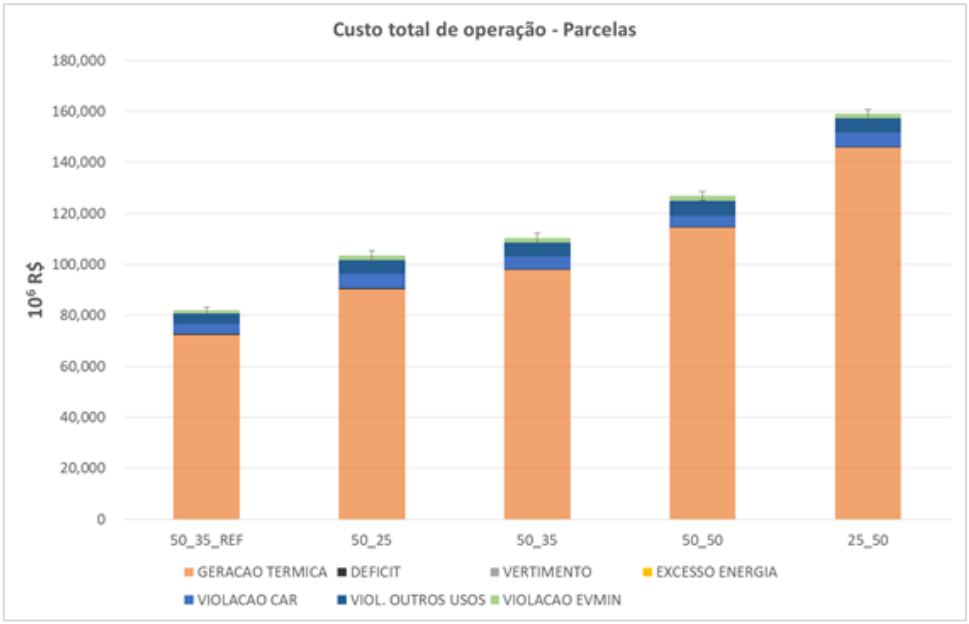


Figura 33 - Custo total de operação e variação em relação ao caso de referência

A figura abaixo mostra que quanto maior a aversão ao risco, maior o armazenamento médio no SIN, devido ao uso de maior geração térmica.

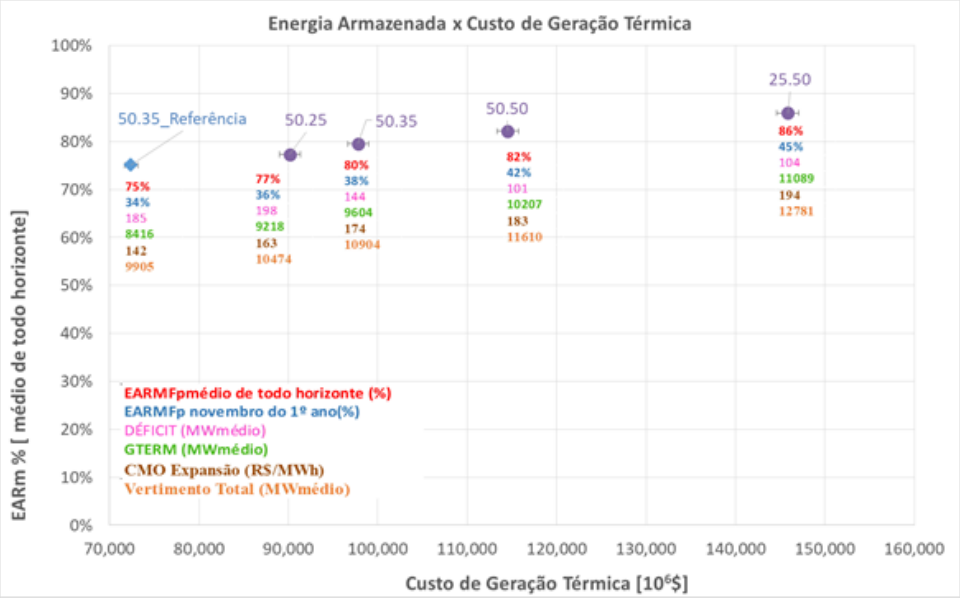


Figura 34 - Armazenamento médio e geração térmica média no SIN

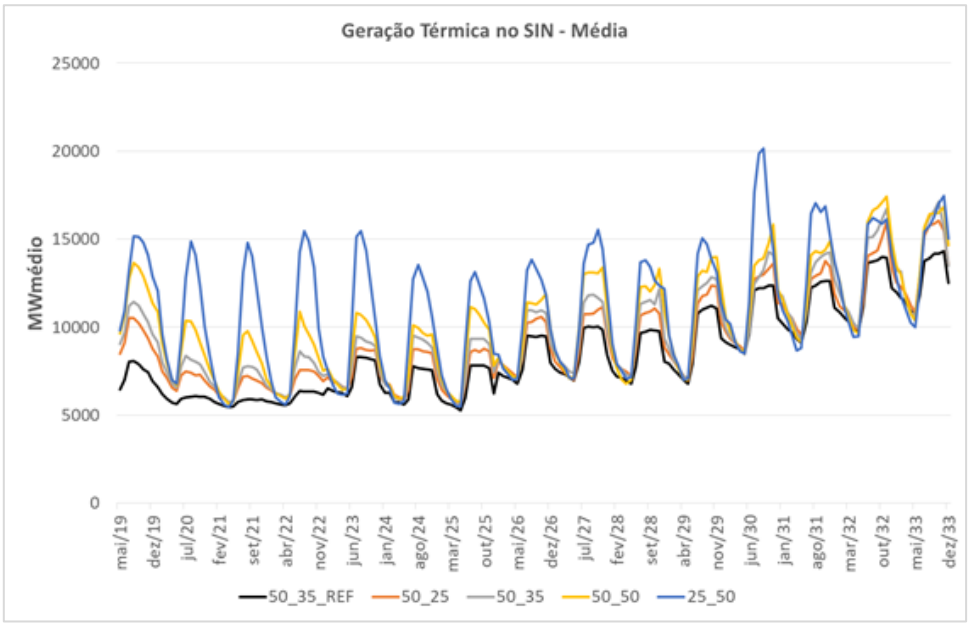


Figura 35 - Média da geração térmica no SIN

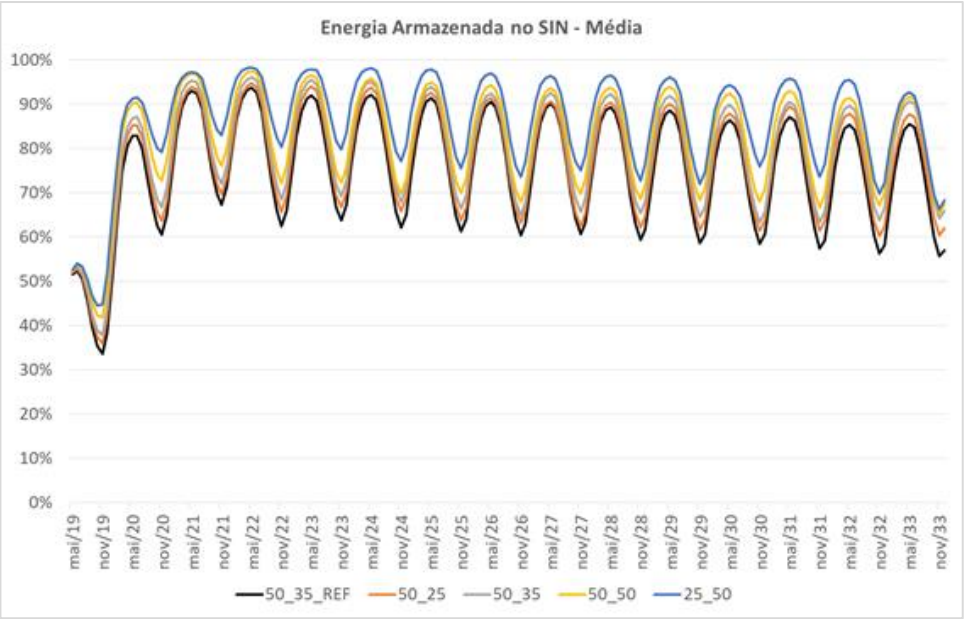


Figura 36 - Média do armazenamento percentual no SIN

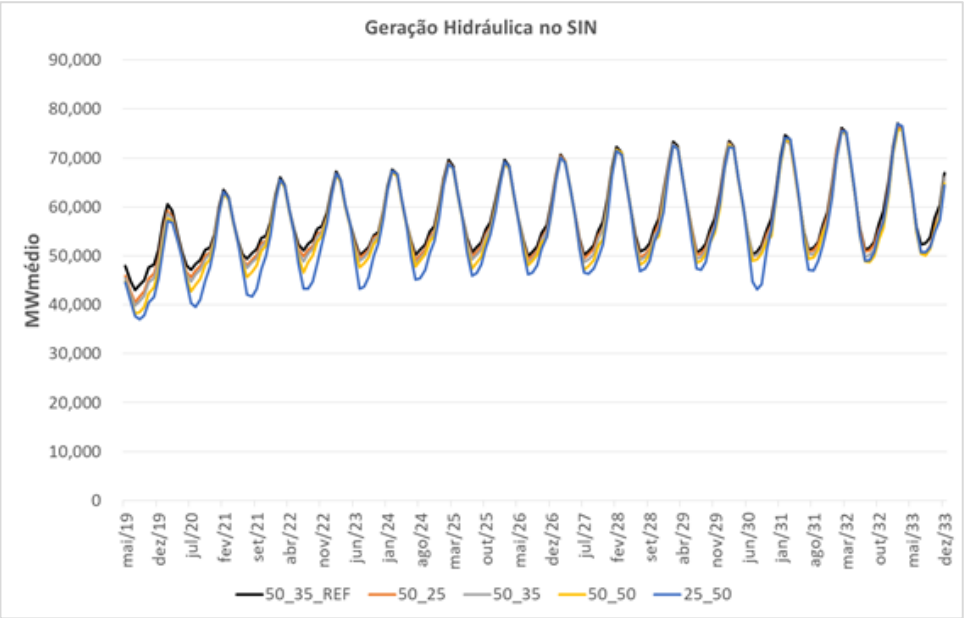


Figura 37 - Média da geração hidráulica no SIN

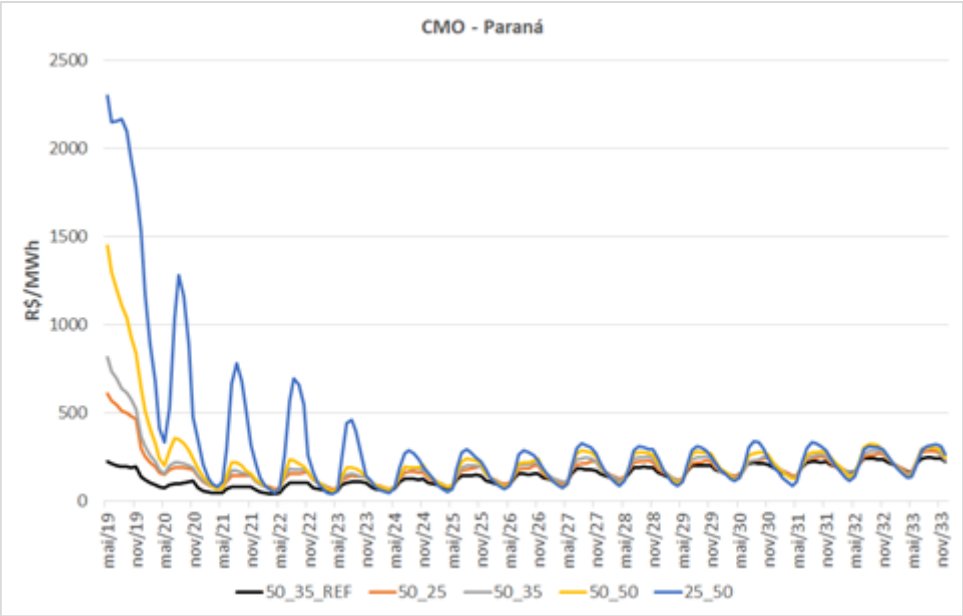


Figura 38 - Média do custo marginal de operação no SIN

As figuras acima mostram a evolução média mensal da geração térmica, da geração hidráulica, custo marginal de operação e armazenamento variando o lambda da família 50.y do CVaR e do caso mais avesso, o 25.50. Conforme esperado, ao aumentar a aversão ao risco também se eleva a geração termelétrica e o armazenamento.

4.5 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 casos que consideram os aprimoramentos propostos pelo GT-Metodologia para o ciclo 2019/2020/2021 foram executados na versão 27.4.5 do modelo NEWAVE.

A Figura 39 apresenta o custo do déficit *versus* o custo de geração térmica, ao longo do horizonte de estudo, para diferentes parametrizações do CVaR. Observa-se que, ao usar as metodologias estudadas neste ciclo, há elevação do custo de geração térmica ao considerar qualquer par de CVaR (α, λ) avaliado. Nota-se também que todas as parametrizações possuem estatisticamente o mesmo custo de déficit.

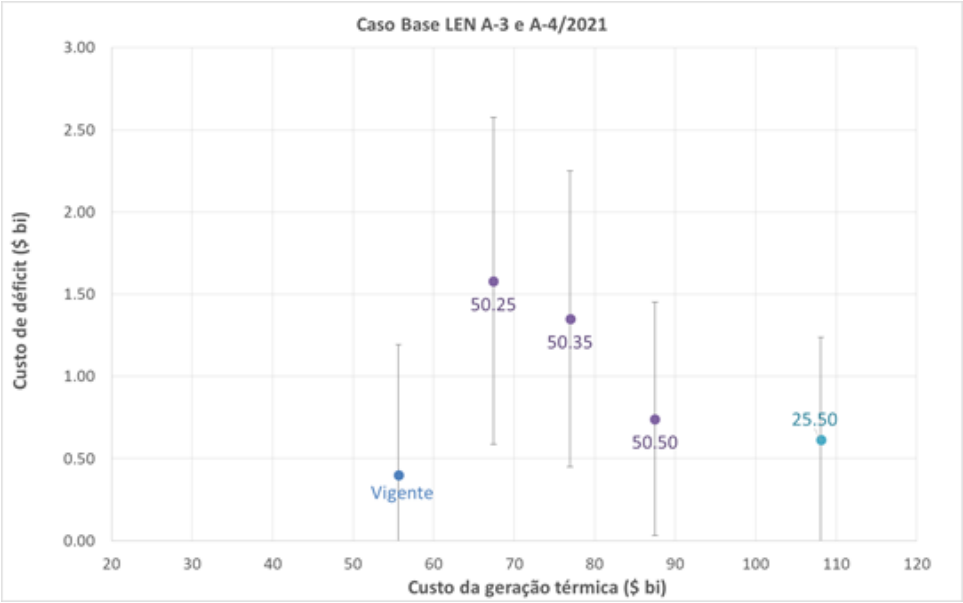


Figura 39 – Custo do déficit x Custo da geração térmica – Caso Base LEN A-3 e A-4/2021

A Figura 40 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 mesmo os parâmetros (α, λ) menos avessos ao risco indicam níveis de armazenamento superiores ao do caso vigente.

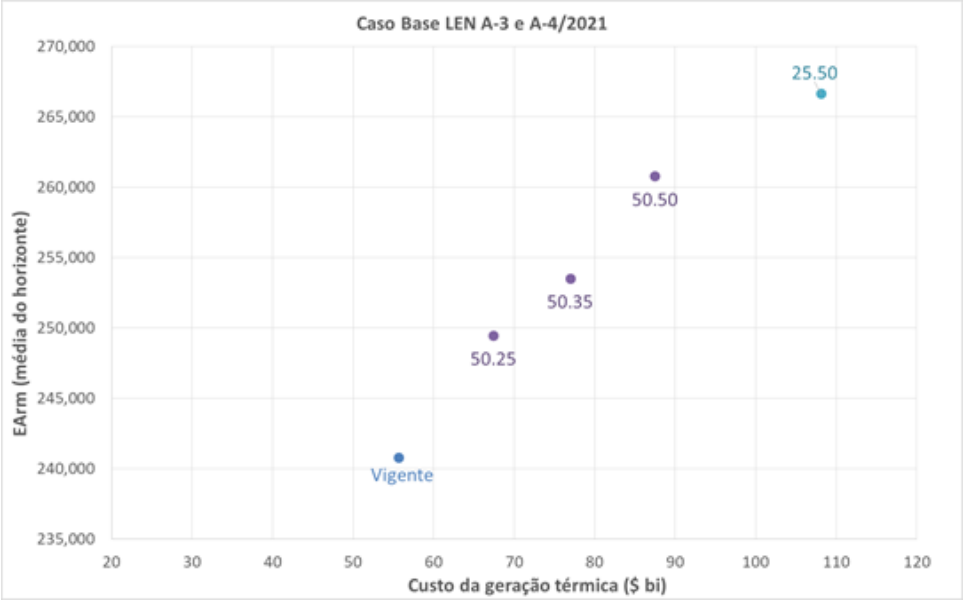


Figura 40 – Energia Armazenada x Custo da geração térmica – Caso Base LEN A-3 e A-4/2021

A Figura 41 apresenta o CMO médio do período de estudo. Observa-se que, ao usar as metodologias estudadas neste ciclo, há elevação do CMO médio para todos os pares de CVaR (α, λ) avaliados, que se torna cada vez mais expressivo com o aumento da aversão.

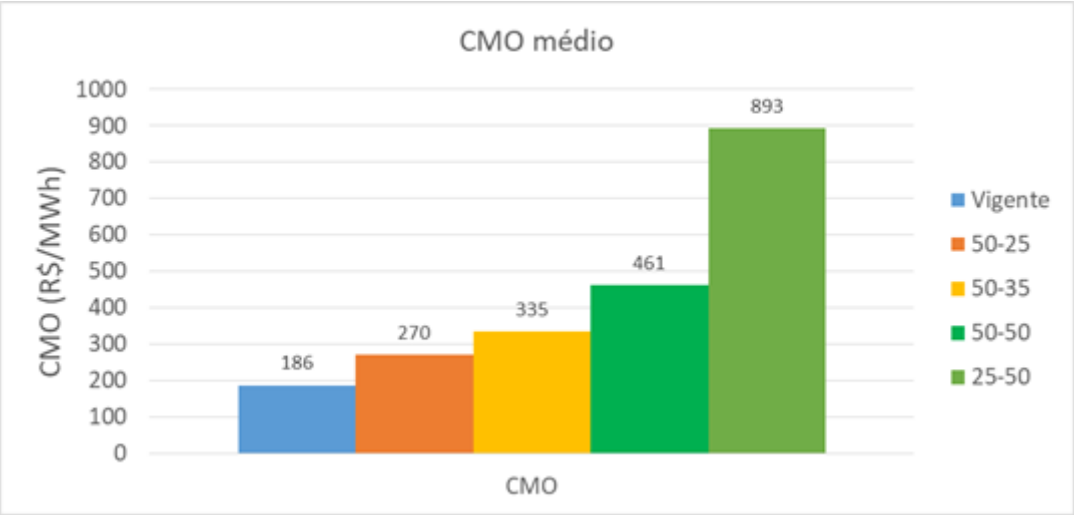


Figura 41 – CMO médio – Caso Base LEN A-3 e A-4/2021

A Figura 42 apresenta o $CVaR_{10\%}$(CMO) do período de estudo. Igualmente, observam-se elevações expressivas.

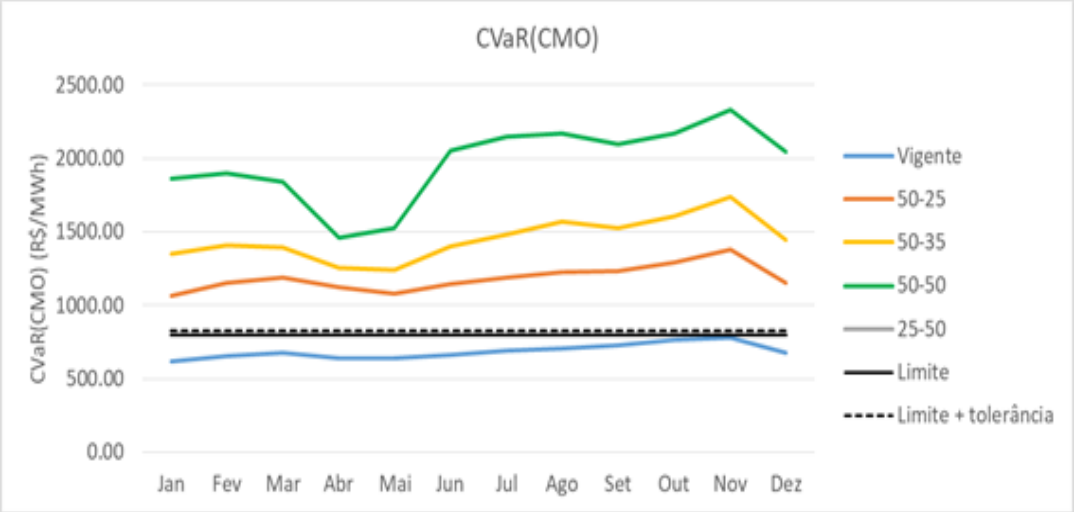


Figura 42 – $CVaR_{10\%}$(CMO) – Caso Base LEN A-3 e A-4/2021

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 carga crítica, bloco hidráulico e bloco térmico, a Tabela 16 apresenta os resultados. Observa-se redução da carga crítica e do bloco hidráulico e aumento do bloco térmico.

Tabela 16 – Impacto em carga crítica, bloco hidráulico e bloco térmico – Caso Base LEN A-3 e A-4/2021

Caso Base LEN A-3 e A-4/2021	CC	BH	BT	ΔCC	ΔBH	ΔBT	ΔCC (%)	ΔBH (%)	ΔBT (%)
Vigente	90600	54235	17163						
50-25	88500	52099	17200	-2100	-2136	36	-2,3%	-3,9%	0,2%
50-35	88500	51180	18118	-2100	-3055	955	-2,3%	-5,6%	5,6%
50-50	87400	49441	18757	-3200	-4794	1594	-3,5%	-8,8%	9,3%
25-50	83600	46383	18015	-7000	-7852	852	-7,7%	-14,5%	5,0%

A Tabela 16 apresenta os resultados dos diferenciais do bloco hidráulico. Para o caso com o par (50,25) nota-se um diferencial do bloco hidráulico de -2.136 MWmed, e para o par mais avesso ao risco (25,50) um diferencial de -7.852 MWmed.

Adicionalmente, foi avaliado o impacto na Revisão Ordinária de Garantia Física de UHEs para o caso vigente e os demais casos analisados com os aprimoramentos propostos pelo GT-Metodologia para o ciclo 2019/2020/2021.

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

- Todas as UHEs são passíveis de ROGF;

- 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 14. Foi considerada a parametrização empregada nos cálculos de GF[2].

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 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.

[2] 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.

O gráfico da Figura 43 a seguir considera:

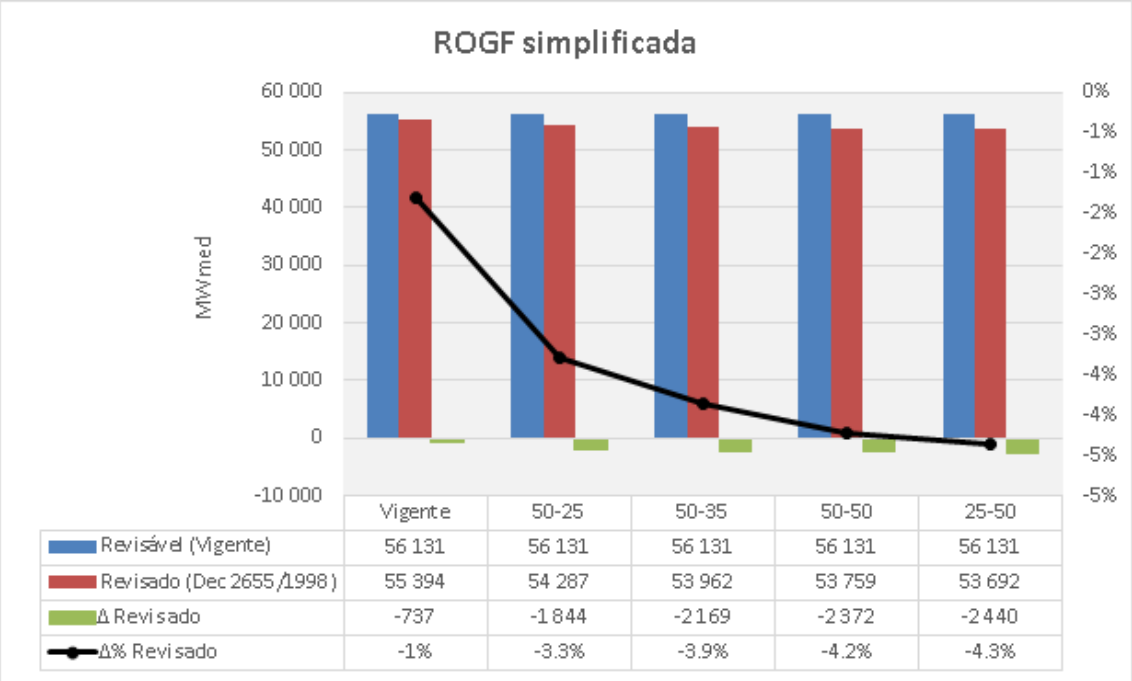
• O montante Revisável corresponde ao total de garantia física local vigente (desconsideradas as parcelas de benefício indireto e de casa de força secundária);

• O montante Revisado é o montante de garantia física atribuído respeitando-se os limites do Decreto 2.655/1998;

• ΔRevisado é a diferença entre o montante Revisado e o montante Revisável, isto é, o quanto se consegue reduzir de GF vigente;

• Δ%Revisado 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 737 MWmed no caso vigente, podendo chegar a 2.372 MWmed no caso (50,50).



	Vigente	50-25	50-35	50-50	25-50
Revisável (Vigente)	56 131	56 131	56 131	56 131	56 131
Revisado (Dec 2655/1998)	55 394	54 287	53 962	53 759	53 692
Δ Revisado	-737	-1 844	-2 169	-2 372	-2 440
Δ% Revisado	-1%	-3.3%	-3.9%	-4.2%	-4.3%

Figura 43 – ROGF simplificada

5 Avaliações com o modelo DECOMP

Em complemento às análises apresentadas na Seção 4.2, que avaliou sobretudo respostas do modelo NEWAVE, foi realizado um estudo específico com o modelo DECOMP. Essa análise buscou avaliar o despacho térmico indicado pelo modelo quando comparado à geração termelétrica total verificada no SIN, ou seja, o despacho

considerando a ordem de mérito e fora da ordem de mérito (GFOM). Foram analisados casos pontuais do período de dezembro/2020 a fevereiro/2021.

A Figura 44 apresenta o gráfico no qual é possível observar o despacho térmico indicado pelo modelo DECOMP para o caso oficial e para as demais sensibilidades dos parâmetros do CVaR avaliadas para a RV1 do *deck* do PLD do mês de dezembro/2020. Observa-se que ao incorporar nos modelos computacionais as funcionalidades propostas pelo grupo técnico do GT-Metodologia para o presente ciclo, os despachos térmicos foram mais elevados que o do caso oficial. O gráfico apresenta também a geração total média do SIN verificada no período, aqui indicada como geração "GFOM".

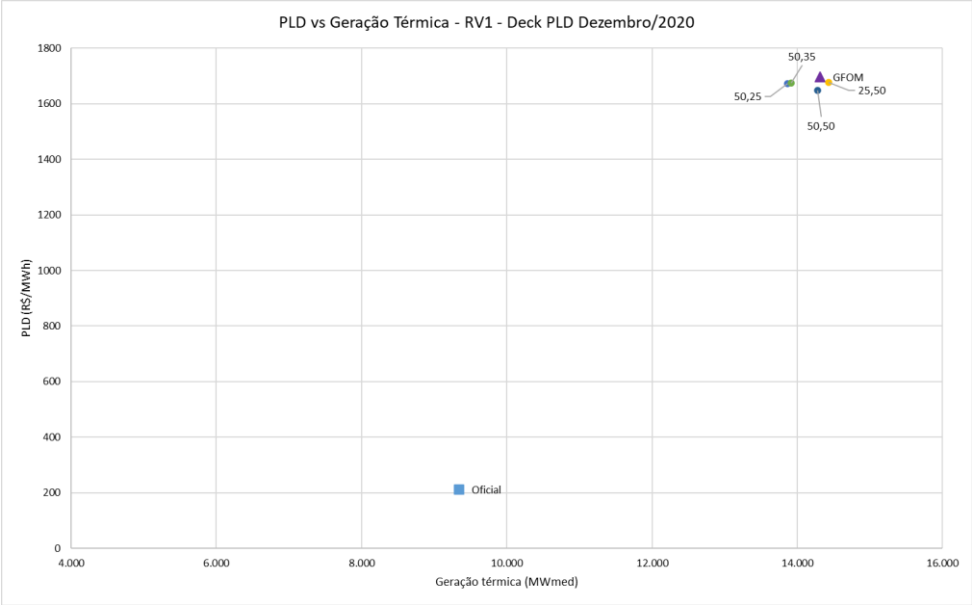


Figura 44 – Pareto PLD x Geração térmica – *deck* PLD Dezembro/2020

Nota-se que o despacho observado no SIN, que já contém a deliberação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) para despacho fora da ordem de mérito, foi muito próximo ao que seria observado caso as funcionalidades metodológicas propostas já estivessem incorporadas ao modelo à época de definição do despacho. Em análise semelhante ao caso anterior, a Figura 45 a seguir apresenta os resultados para o caso considerando a RV0 do *deck* de PLD de Janeiro/2021.

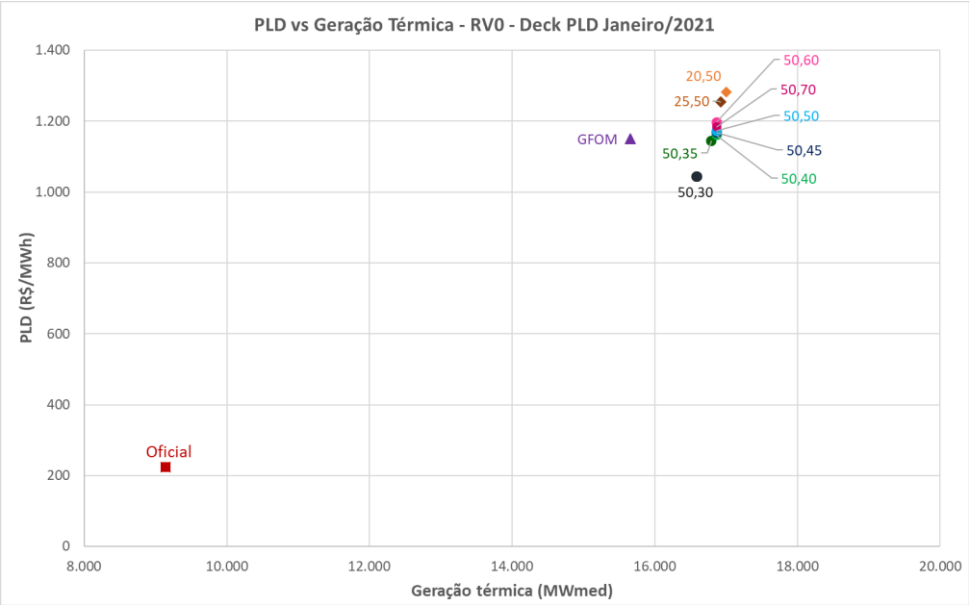


Figura 45 – Pareto PLD x Geração térmica – *deck* PLD Janeiro/2021

Observa-se para esse caso que não haveria a necessidade de acionamento do despacho térmico fora da ordem de mérito para todos os pares. Inclusive, o modelo DECOMP indicou, para os parâmetros (α, λ) avaliados, um despacho térmico superior ao caso GFOM.

Esse resultado, sinaliza que o modelo está mais avesso ao risco, pois indica despachos térmicos mais expressivos e por sua vez resultando em níveis de armazenamentos mais elevados garantindo a segurança energética SIN.

A análise também foi feita para o mês de fevereiro/2021, e os resultados estão apresentados na Figura 46. Observa-se que ao incorporar as funcionalidades propostas nos modelos computacionais os despachos térmicos foram mais elevados. Contudo para a revisão zero (RV0) do *deck* do PLD de fevereiro/2021 o despacho do modelo DECOMP ainda ficou aquém do observado (GFOM).

Para o mês de fevereiro/2021, uma segunda sensibilidade foi avaliada. Foram incorporados nos modelos NEWAVE e DECOMP 5 GWmed distribuídos proporcionalmente para cada submercado, indicados no gráfico pela sigla CA – carga aumentada. Essa avaliação visa verificar qual seria a resposta dos modelos computacionais caso a carga fosse mais elevada, em um nível semelhante ao fixado para o período em um cenário pré COVID-19 e medidas de isolamento social.

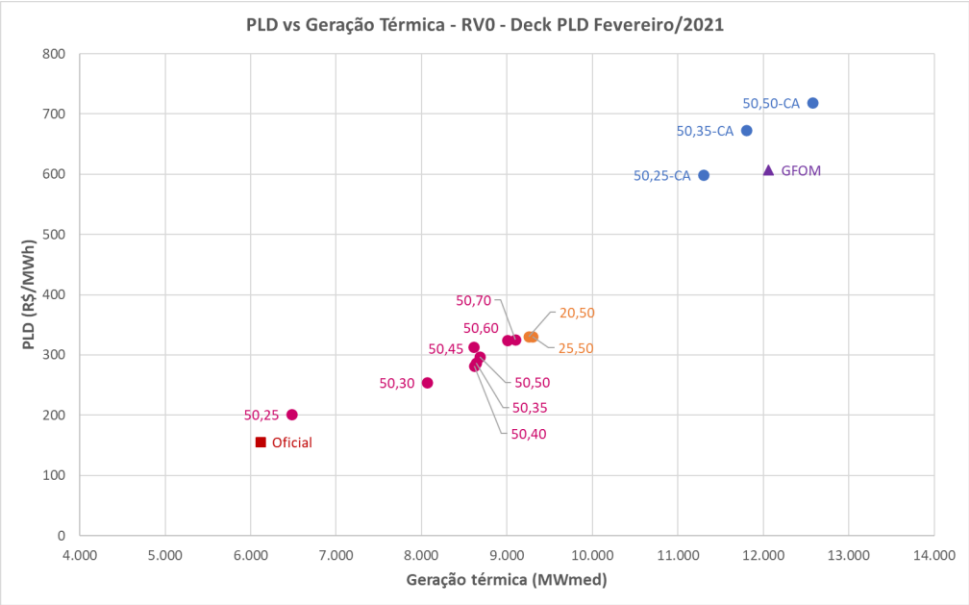


Figura 46 – Pareto PLD x Geração térmica – *deck* PLD fevereiro/2021

Avaliando o gráfico da Figura 46, observa-se que caso o modelo precisasse atender uma carga maior, teríamos a indicação de despacho térmico no mérito próximo ao observado (GFOM). Dessa forma, através dessa simulação, verificamos que o efeito conjunto de entrada no período de gerações hidrelétricas inflexíveis mais altas, levando a uma carga líquida reduzida, fazem com que essa simulação específica não responda ao nível requisitado de geração verificado no SIN.

6 Avaliação com o modelo DESSEM

Esta seção apresenta simulações realizadas com o modelo DESSEM com o objetivo de investigar se as políticas calculadas com novas metodologias propostas pela CPAMP refletem no modelo, uma vez que essas novas implementações competem apenas aos modelos NEWAVE e DECOMP. Para desenvolver este estudo foram simulados dois períodos. Inicialmente, foram processados os decks dos dias 26/09/2020 a 09/10/2020, totalizando 14 dias de simulação. Posteriormente, procedeu-se com um caso mais extenso, de 39 dias (16/01/2021 a 24/02/2021).

Para fazer este estudo, foram executados os casos Vigente e a sensibilidade CVaR (50,35), definidos por:

(i) **Vigente**: Utilizados os cortes (arquivos mapcut.rvx e cortdeco.rvx) obtidos nos casos de CMO oficiais da época, e simulados com o DESSEM caso PLD sem rede.

(ii) **CVaR (50,35)**: Utilizados os cortes (arquivos mapcut.rvx e cortdeco.rvx) obtidos nos casos de backtest 2020 a 2021 α=50% λ=35% expostos na secção 7.2, e simulados com o DESSEM caso PLD sem rede.

Para este estudo foi utilizada a versão 19.0.14.1.2. Ressalta-se que os primeiros casos de DESSEM foram encadeados no armazenamento inicial[3] não havendo sincronização do despacho térmico, o que significa que a condição inicial de térmicas adotada foi a oficial da época. Vale ressaltar que a escolha do CVaR (50,35) foi motivada por ser um par intermediário, em níveis de aversão ao risco, entre os pares disponíveis na Seção 7.3 referentes aos Backtests do período de 2020 a 2021. Dessa forma, esse é um par representativo dos efeitos no modelo DESSEM.

6.1 Período de outubro 2020

Esta seção apresenta os principais resultados dos casos de outubro/2020, RV0 e RV1. Inicialmente são mostrados os armazenamentos do SIN e dos submercados e, posteriormente, o PLD. No caso do PLD apresenta-se o comparativo entre os preços obtidos no modelo DECOMP (semanal) e DESSEM (horário).

A Figura 47 mostra a trajetória de armazenamento do SIN ao longo das duas semanas simuladas. Observa-se que, ao final do período, o caso com CVaR (50,35) teve uma elevação do armazenamento de aproximadamente 1% maior em relação ao caso Vigente.

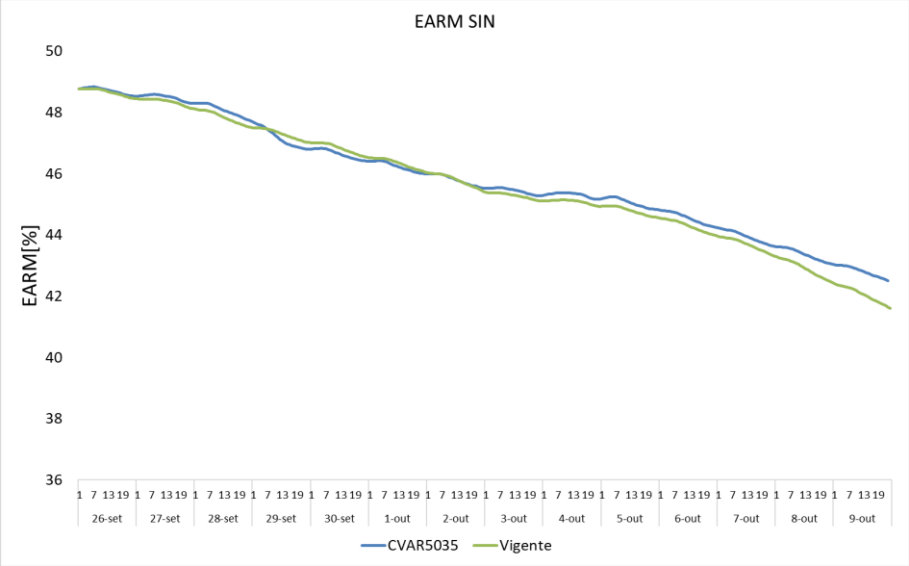


Figura 47 – DESSEM encadeado de 26/09/2020 até 09/10/2020: Energia Armazenada do SIN

Como era esperado, para o submercado Sudeste, a trajetória do armazenamento se assemelha à do SIN, tal como se observa na Figura 48**.** Ao final do período, há uma elevação de armazenamento no caso CVaR (50,35).

[3] O resultado do período 48 do dia x é usado como volume inicial do dia x+1.

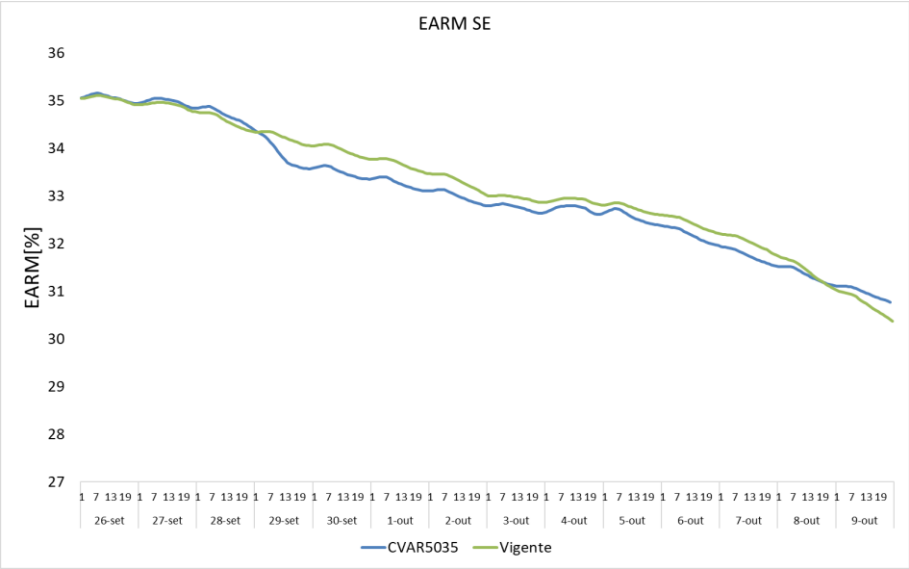


Figura 48 – DESSEM encadeado de 26/09/2020 até 09/10/2020: Energia Armazenada do Sudeste

Os submercados Sul, Norte e Nordeste apresentaram elevações de armazenamento de aproximadamente 4,5%, 1,5% e 0,9% no caso CVaR (50,35) em relação ao caso Vigente, respectivamente. Destaca-se que a trajetória do Vigente nesses casos foi majoritariamente inferior em todo o período encadeado, tal como exposto nas Figura 49, Figura 50 e Figura 51.

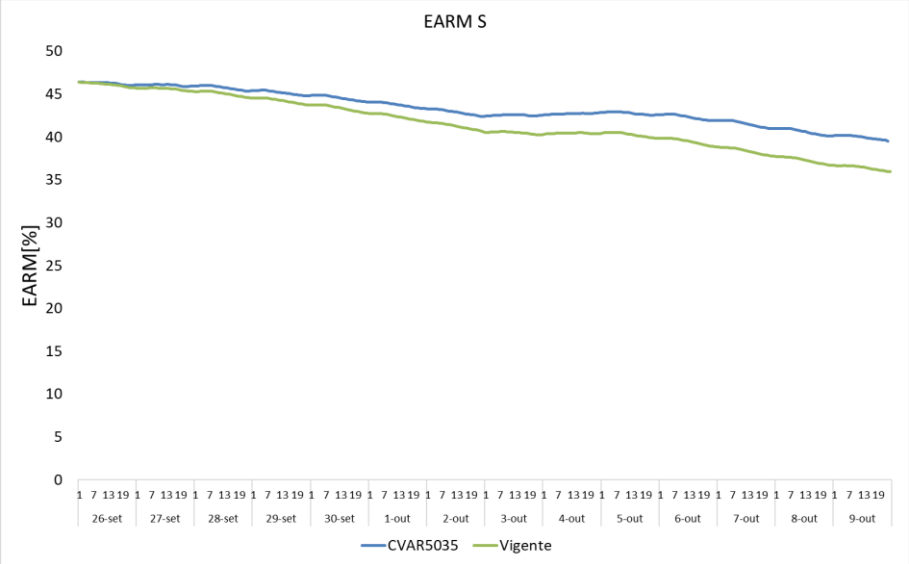


Figura 49 – DESSEM encadeado de 26/09/2020 até 09/10/2020: Energia Armazenada do Sul

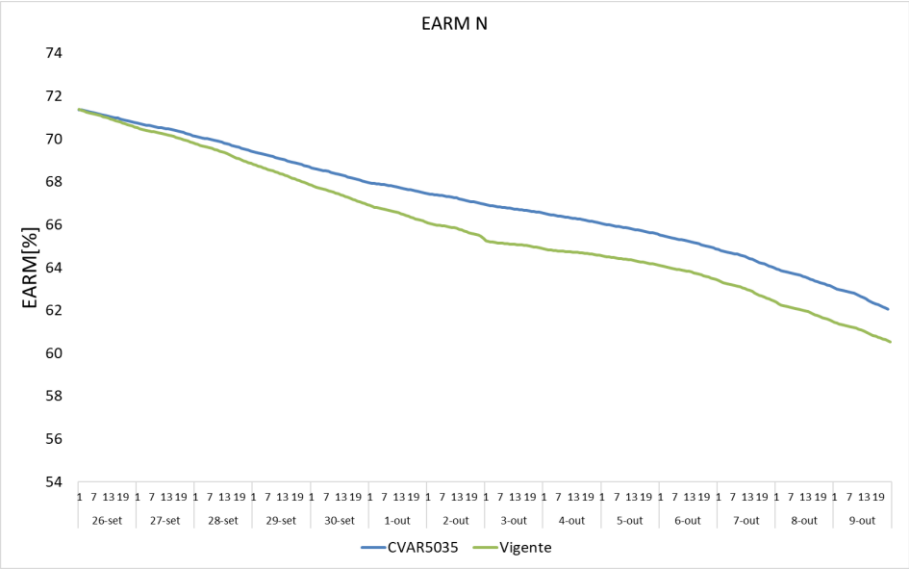


Figura 50 – DESSEM encadeado de 26/09/2020 até 09/10/2020: Energia Armazenada do Norte

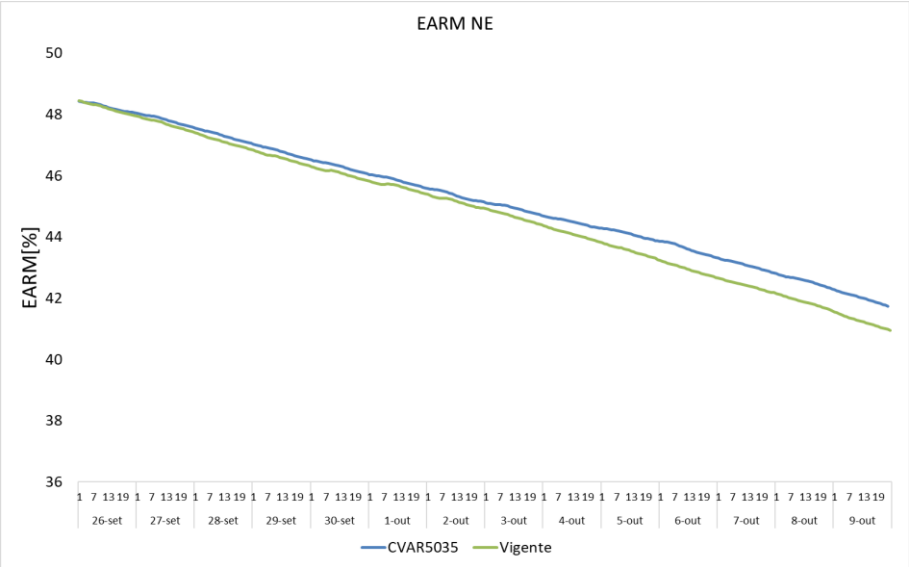


Figura 51 – DESSEM encadeado de 26/09/2020 até 09/10/2020: Energia Armazenada do Nordeste

Nos próximos parágrafos são discutidos os custos marginais de operação. Para isso, compara-se os valores horários, obtidos com esse estudo encadeado de DESSEM, com os valores semanais, os quais foram observados como resultado do modelo DECOMP.

A Figura 52 mostra os valores horários e semanais para o submercado Sudeste. Nota-se que, a política simulada com CVaR (50,35) respondeu de forma a elevar o nível do valor do CMO, isto é, no dia 26 de setembro o PLDh Vigente inicia com o valor de 163,97 R$/MWh ao passo que o PLDh CVaR (50,35) inicia com 322,30 R$/MWh. Em ambos os casos esses níveis se mantêm durante toda a RV0 (26-set a 2-out) até a RV1 (RV1 de 3-out a 9-out), quando acontece a atualização da FCF. As linhas pontilhadas na Figura 52 são os valores semanais do custo marginal, sendo “CMOs CVaR (50,35)” o valor médio

semanal do backtest 2020-2021 e “PLDs Vigente” o valor do PLD horário à época. Observa-se que os valores semanais e horários estão no mesmo nível.

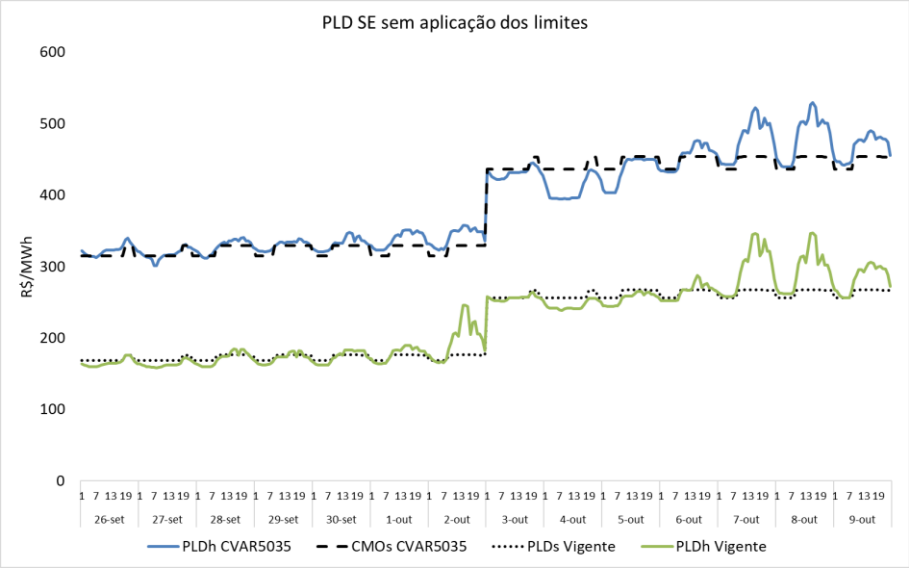


Figura 52 – DESSEM encadeado de 26/09/2020 até 09/10/2020: PLD horário vs PLD semanal Sudeste

O PLD horário do submercado Sul foi idêntico ao do submercado Sudeste e, por questão de simplicidade, não foi colocado neste relatório. Os PLDs horários dos submercados Nordeste e Norte podem ser vistos nas Figura 53 e Figura 54, respectivamente. Observa-se que, assim como as características já analisadas no submercado Sudeste, a FCF com os aprimoramentos propostos foi capaz de elevar o valor dos preços horários. Adicionalmente, ressalta-se que os preços horários e semanais também ficaram no mesmo patamar.

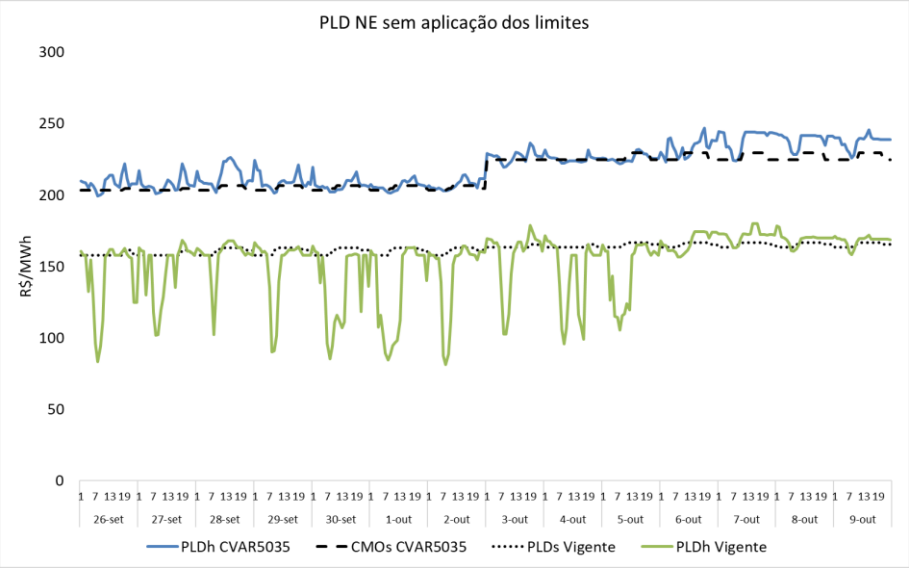


Figura 53 – DESSEM encadeado de 26/09/2020 até 09/10/2020: PLD horário vs PLD semanal Nordeste

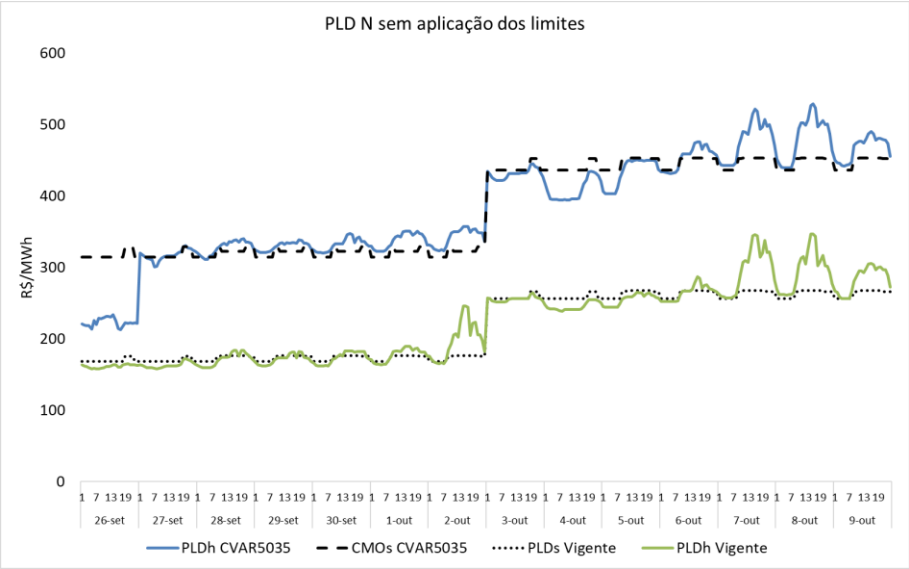


Figura 54 – DESSEM encadeado de 26/09/2020 até 09/10/2020: PLD horário vs PLD semanal Norte

6.2 Período de janeiro a fevereiro de 2021

Esta seção apresenta os principais resultados dos casos de DESSEM para o período de janeiro RV2 até fevereiro RV3 de 2021. São mostradas apenas as sensibilidades de PLD dos submercados a qual é exposto o comparativo entre os níveis de preço obtidos no modelo DECOMP (semanal) e DESSEM (horário).

As Figura 55, Figura 56, Figura 57 e Figura 58 mostram o comportamento do preço em todas as horas ao longo desses 39 dias de simulação. No geral, a função de custo futuro do DECOMP calculada com os aprimoramentos propostos neste ciclo foi capaz de elevar o valor do PLD em todos os períodos. Por exemplo, considerando o primeiro dia (16/01), em que todos os submercados estão acoplados, o CMO/PLD observado com o caso PLDh (50,35) foi de 488,66 R$/MWh, enquanto o PLDh Vigente foi de 241,23 R$/MWh, apresentando uma diferença de 247,43 R$/MWh. Nota-se, ainda, que a diferença entre os PLDs se mantém em praticamente todo o período de simulação, exceto para a semana operativa que compreende a RV0 de fevereiro onde os valores de CMO/PLD horário para ambos os casos se aproximam nos últimos dias de simulação (4 e 5 de fevereiro).

Adicionalmente, se observam nas figuras as linhas pontilhadas, que representam os valores semanais obtidos com o DECOMP. Nota-se que os preços horários dados pelo PLDh (50,35) e PLDh Vigente estão no mesmo patamar que os seus respectivos valores semanais, o que indica que as funções de custo futuro geradas a partir das novas metodologias propostas produzem uma sinalização de maior despacho térmico também no modelo DESSEM.

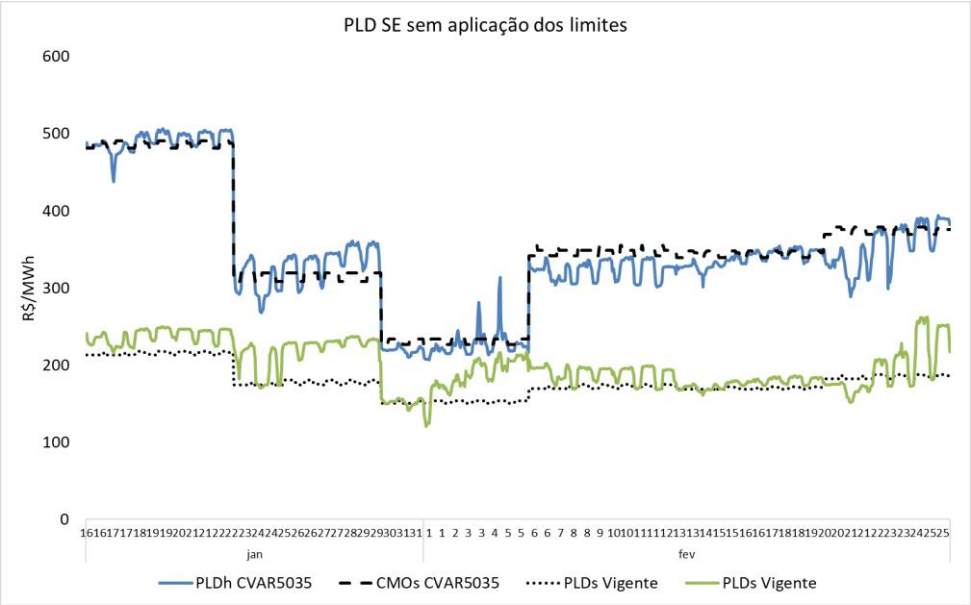


Figura 55 – DESSEM encadeado de 16/01/2021 até 24/02/2021: PLD Sudeste

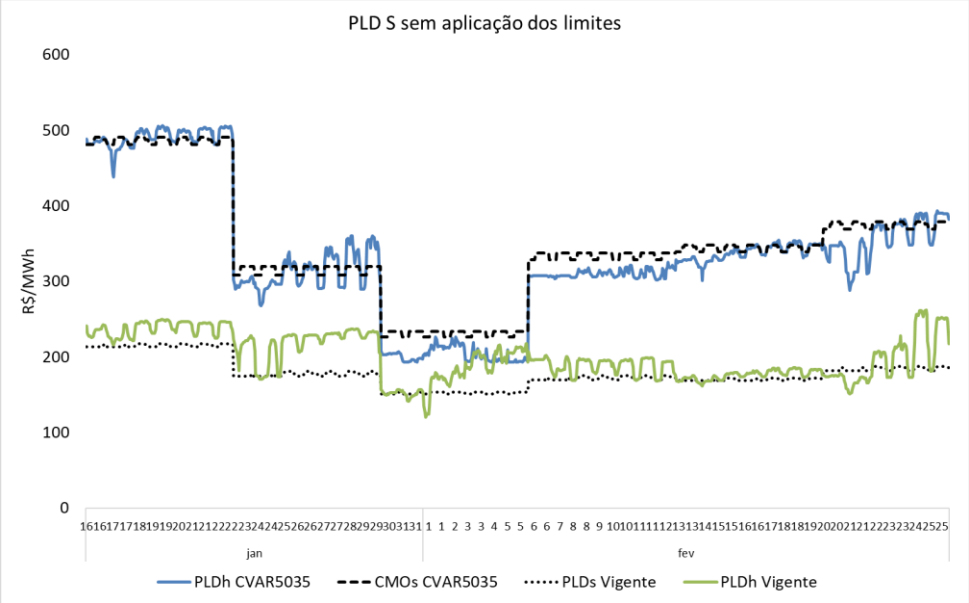


Figura 56 – DESSEM encadeado de 16/01/2021 até 24/02/2021: PLD Sul

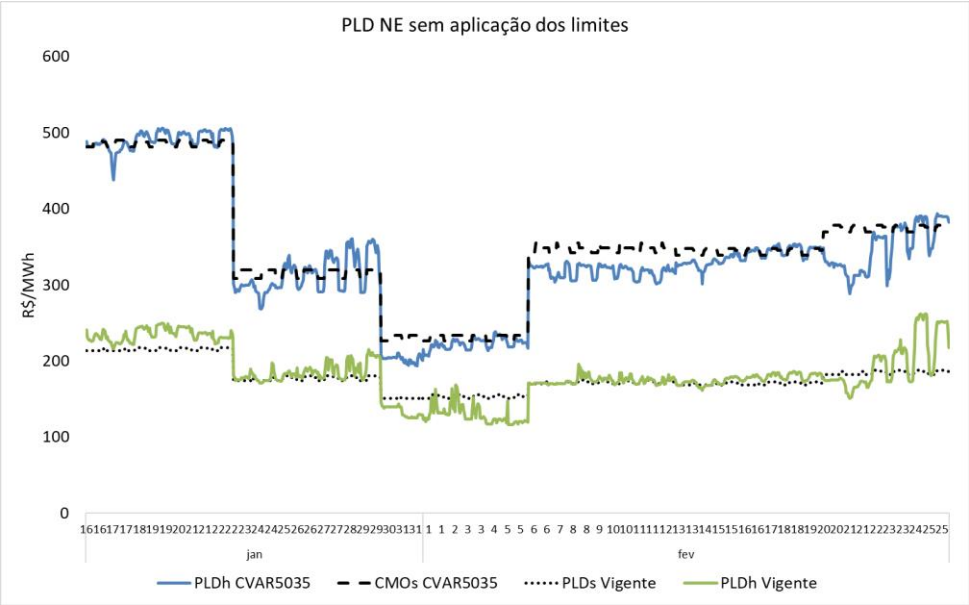


Figura 57 – DESSEM encadeado de 16/01/2021 até 24/02/2021: PLD Nordeste

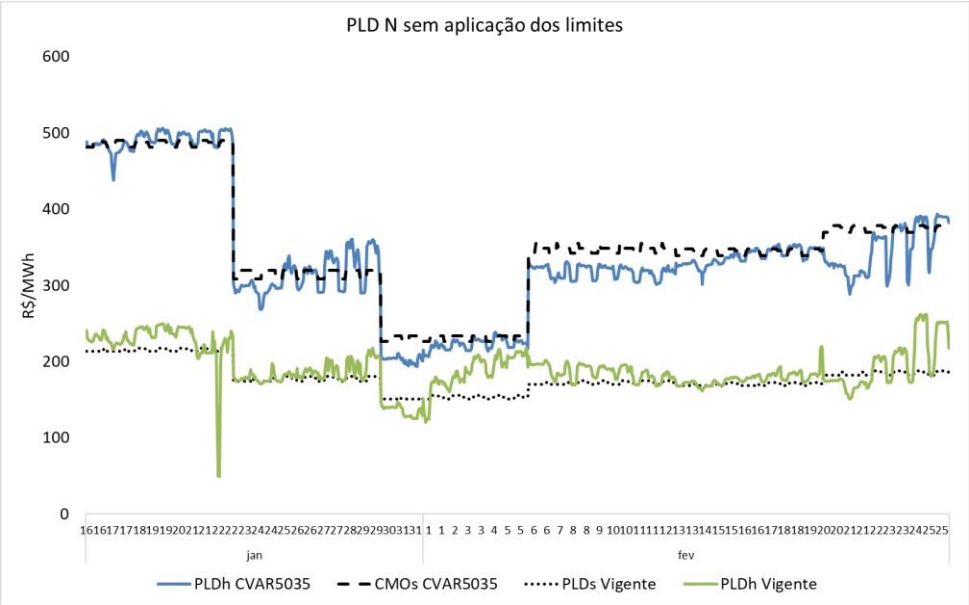


Figura 58 – DESSEM encadeado de 16/01/2021 até 24/02/2021: PLD Norte

7 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 2012 a dezembro de 2015 e para o período mais recente 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 8, considerando a adoção do CVaR desde janeiro de 2012.

Em função dos resultados apresentados nas seções anteriores desse documento, concluiu-se como os seguintes pares de parâmetros (α, λ) como aqueles que possuem uma cobertura dos níveis de aversão risco suficientes para a análise: (50,25), (50,35), (50,50) e (25,50). Abaixo são listadas as rodadas realizadas no estudo:

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

7.1 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 8.1.1;
- 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 RV0 de janeiro de 2012. 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 (tratamento não realizado para os *decks* de 2012) 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.

7.2 *Backtest* – 2012 a 2015

Esta seção apresenta o estudo retrospectivo encadeando os modelos NEWAVE/DECOMP para o período de 2012 a 2015. As variáveis analisadas foram: armazenamento, CMO/PLD, geração hidráulica e a soma da geração térmica acumulada. Ressalta-se que os resultados contidos nesta seção foram processados com a versão 30.1 do DECOMP e 24.4.5 do NEWAVE.

Como resultado inicial, a Figura 59 apresenta a trajetória de armazenamento do SIN para todas as sensibilidades dos parâmetros CVaR. Nota-se que nos primeiros 3-4 meses, todos os casos tomam decisões semelhantes de replecionamento dos reservatórios. Após este período inicial, os casos com maior aversão ao risco indicam um comportamento conservador do ponto de vista de armazenamento, isso reflete em uma maior elevação de armazenamento ao final do horizonte de simulação, isto é, CVaR (25,50) e CVaR (50,50) terminaram dezembro/2015 com armazenamentos 21,9% e 12,3% superior ao do caso Vigente.

Por outro lado, o caso CVaR (50,35) apresentou descolamento do Vigente ao final de 2012 e ao final de 2015 obteve um armazenamento 3,7% superior. Nota-se que o único caso que não foi capaz de elevar o armazenamento foi o que considerou o par (50,25) que terminou com uma redução de 2,1% em relação ao Vigente. Portanto, ressalta-se que a maioria das metodologias propostas foram capazes de assegurar e elevar os níveis de segurança energética neste período.

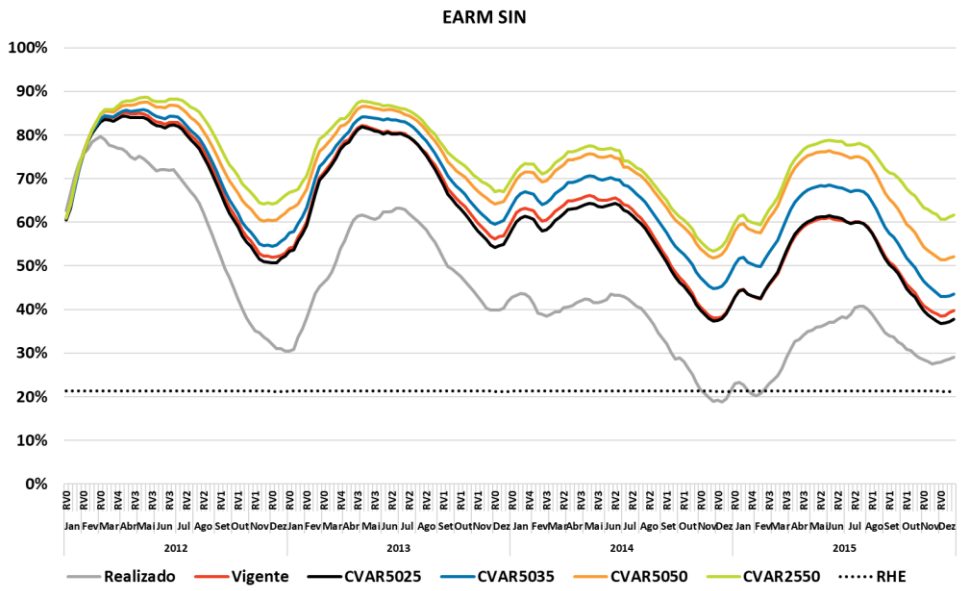


Figura 59 – *Backtest* 2012 a 2015: Energia Armazenada do SIN

Em concordância com a tendência de elevação de armazenamento exposta anteriormente, a Figura 60 apresenta a energia armazenada no submercado Sudeste para os casos do *backtest* de 2012 a 2015. A linha pontilhada indica o nível mínimo de armazenamento de 20% para o submercado na restrição do VMinOp modelada no NEWAVE e nível do RHE modelado no DECOMP. Nota-se que nenhum dos casos violou os níveis do VMinOp/RHE. Adicionalmente, os resultados que apresentaram elevação do armazenamento do SIN foram fortemente influenciados pelo submercado Sudeste, o qual representa cerca de 70% da EARM máxima do SIN.

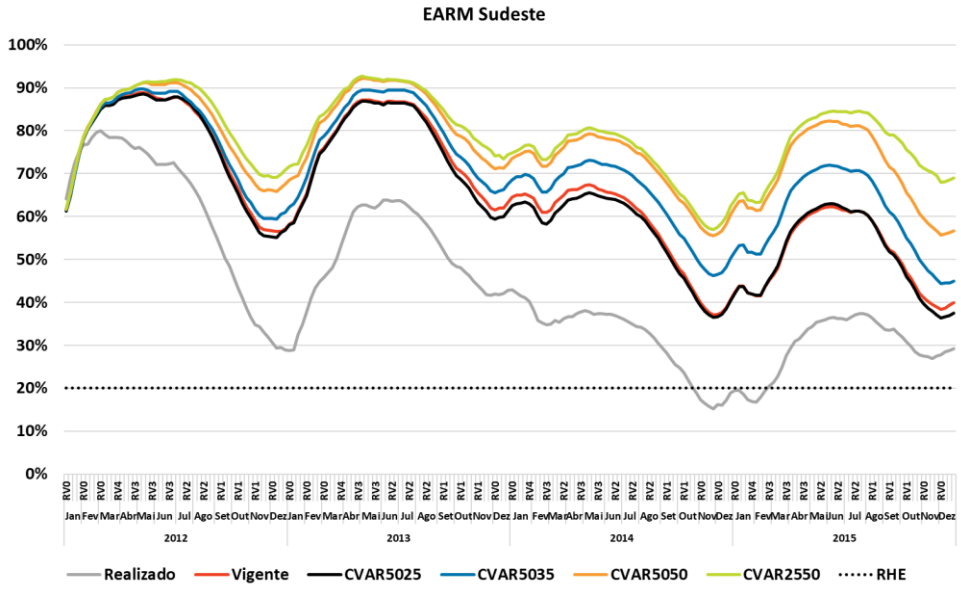


Figura 60 – *Backtest* 2012 a 2015: Energia Armazenada do submercado Sudeste

Todos submercados tiveram a sua parcela de contribuição na elevação do armazenamento do SIN, contudo, o submercado Sul apresentou ao final, do período avaliado, níveis de armazenamento semelhantes entre todos os casos simulados, como

pode ser observado na Figura 61. No entanto, durante o período de abril/2012 a dezembro/2012 e de abril/2013 a junho/2014 observa-se que as decisões dos casos com maior nível de aversão ao risco, CVaR (25,50) e CVaR (50,50), foram superiores aos dos demais casos, em especial ao do caso Vigente. Nota-se também, como já observado anteriormente, que nenhum caso violou o nível de armazenamento mínimo de 30%.

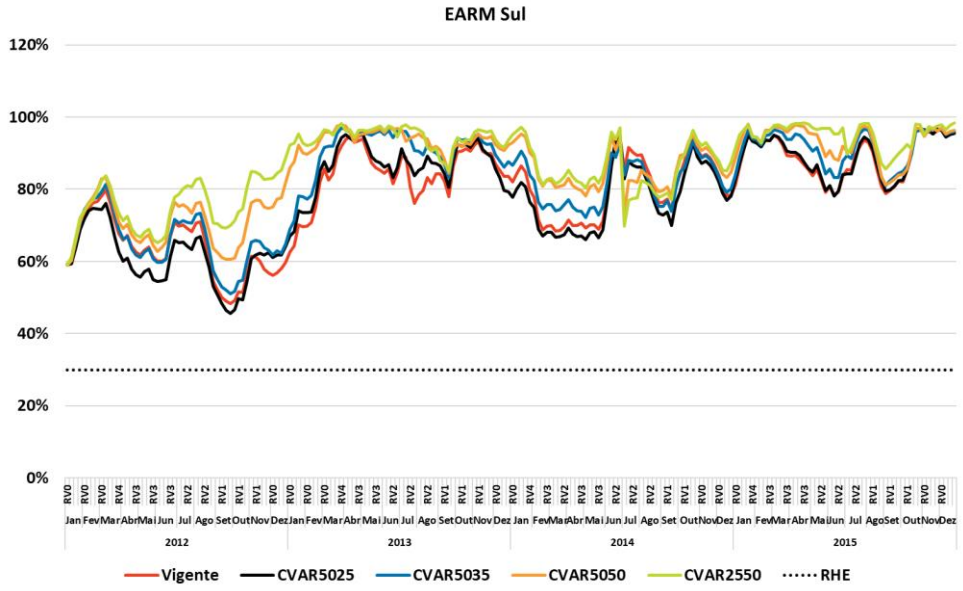


Figura 61 – *Backtest* 2012 a 2015: Energia Armazenada do submercado Sul

A Figura 62 mostra a trajetória do armazenamento do submercado Nordeste para o período de 2012 a 2015. A linha pontilhada indica o nível de RHE de 23,5% para o submercado Nordeste. Ao contrário do Sudeste, o submercado Nordeste apresenta um deplecionamento dos reservatórios com o passar dos anos sendo que, ao final do período avaliado, todos os casos apresentaram níveis de armazenamento muito próximos. Isso ocorreu principalmente devido à severa estiagem na região. Observa-se que de outubro/2014 a novembro/2014 os casos Vigente, CVaR (50,25) e (50,35) violam o nível mínimo de 23,5%. O mesmo comportamento é observado para o período de outubro/2015 a dezembro/2015.

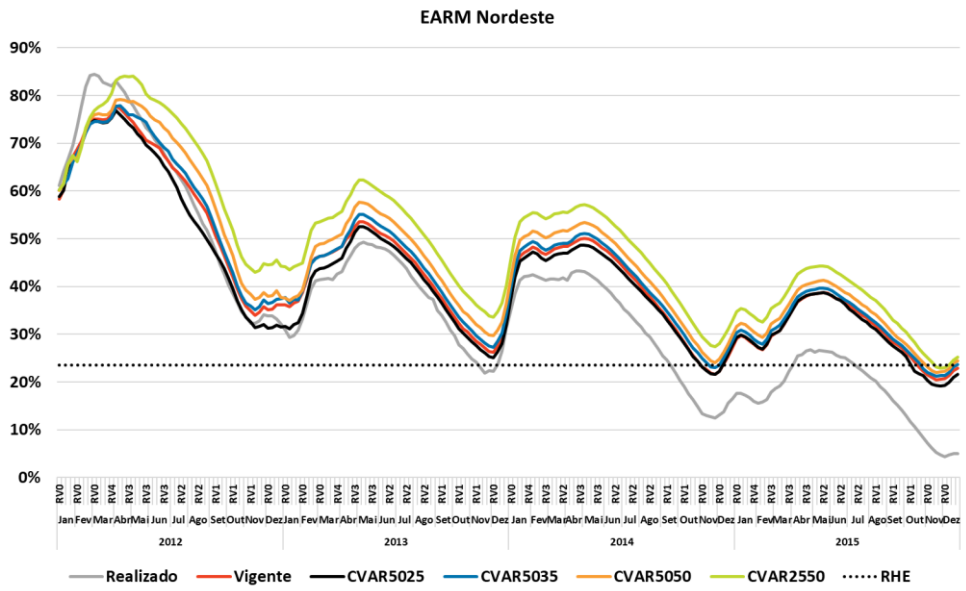


Figura 62 – *Backtest* 2012 a 2015: Energia Armazenada do submercado Nordeste

O submercado Norte foi o que apresentou maior igualdade na excursão do armazenamento entre todos os casos avaliados até aqui, como pode ser observado na Figura 63. O descolamento dos níveis de armazenamento se deu principalmente nos períodos mais secos de outubro/2013 a dezembro/2013 e outubro/2014 a dezembro/2015. Contudo, destaca-se o caso CVaR (50,25) que, ao final de 2015, indicou um armazenamento 17% superior ao do caso Vigente.

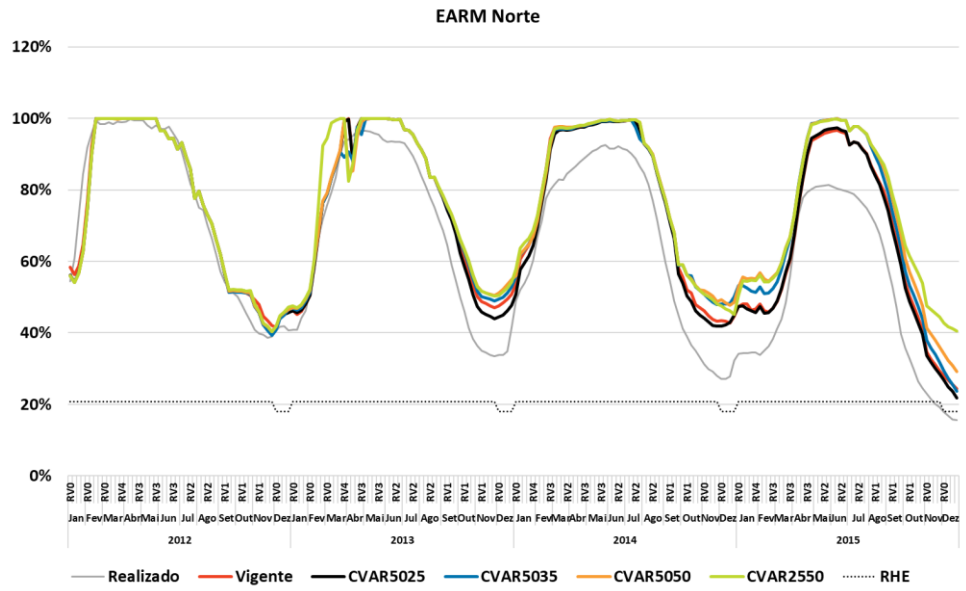


Figura 63 – *Backtest* 2012 a 2015: Energia Armazenada do submercado Norte

A Tabela 17 apresenta os valores de CMO/PLD (PLD sem piso e teto) médio por ano e do período completo para os casos de backtest do período de 2012 a 2015. A última coluna indica a porcentagem de aumento do PLD em relação ao caso Vigente quando considerado todo o período. Observa-se que, na média total, todos os casos simulados

apresentaram PLD superior ao do caso Vigente, destacando-se o caso CVaR (25,50) com 162% de incremento do PLD médio e o CVaR (50,25) com apenas 6% do PLD. Observa-se no ano de 2015 uma redução no PLD em todos os casos. Essa redução do PLD médio no último ano se justifica pelo despacho térmico antecipado ao longo de 2012 a 2014, que proporcionou uma recuperação no armazenamento ao longo do tempo e consequente redução do despacho térmico no último ano do período avaliado.

Tabela 17 – CMO/PLD médio durante os anos em R$/MWh.

	2012	2013	2014	2015	2012-2015	%
Realizado	164,95	264,01	688,19	292,51	352,41	-
Vigente	312,46	265,22	551,81	306,36	358,96	Ref
CVAR5025	295,08	261,79	624,63	339,79	380,32	6%
CVAR5035	395,18	318,48	723,13	324,45	440,31	23%
CVAR5050	603,15	365,46	1150,68	389,15	627,11	75%
CVAR2550	1091,89	427,73	1630,53	616,10	941,56	162%

A Figura 64, mostra o CMO/PLD para o submercado Sudeste. Observa-se que todos os casos apresentaram valores de PLD superiores ao do caso vigente. Ressalta-se que a simulação dos casos CVaR (25,50) e CVaR (50,50) apresentou em diversas semanas valores de PLD superiores a 1.000 (R$/MWh), como por exemplo, abril/2012 a maio/2012, novembro/2012 a dezembro/2012, janeiro/2014 a maio/2014 e julho/2014 a novembro/2014.

De maneira geral, o caso CVaR (50,25) acompanha o modelo Vigente na trajetória de PLD com exceção de poucos períodos em que se observa um descolamento, como de fevereiro/2014 a abril/2014. Por outro lado, o caso CVaR (50,35) apresenta certo grau de descolamento do caso Vigente, indicando valores de PLD superiores ao da curva de referência, com exceção para o período de junho/2015 a dezembro/2015 quando já apresentava níveis superiores de armazenamento.

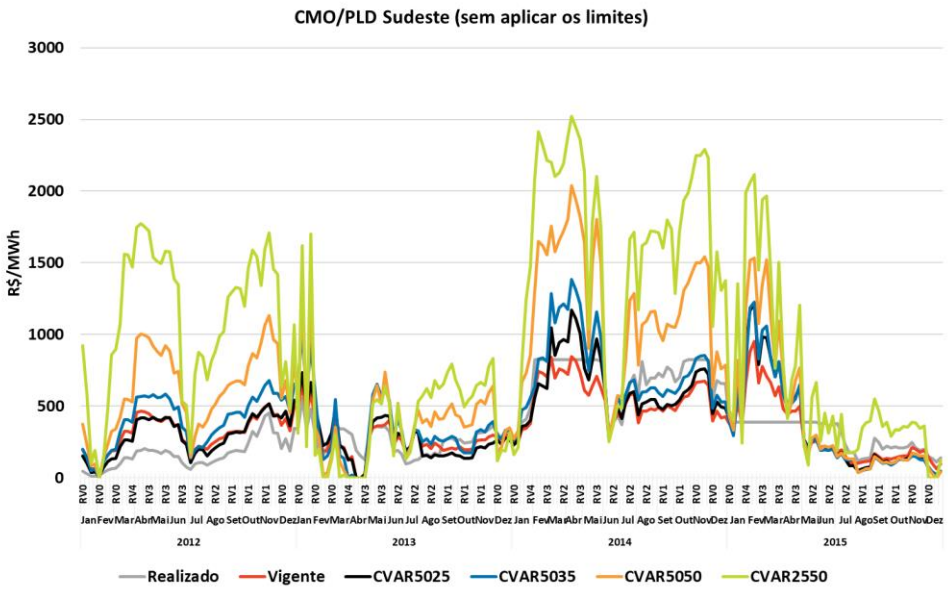


Figura 64 – *Backtest* 2012 a 2015: PLD Sudeste

Os submercados Sul e Sudeste estão acoplados em termos de CMO/PLD em praticamente todos os anos de simulação deste *backtest*, como pode ser observado na Figura 65. Portanto, os mesmos picos de preço já observados anteriormente ocorrem aqui.

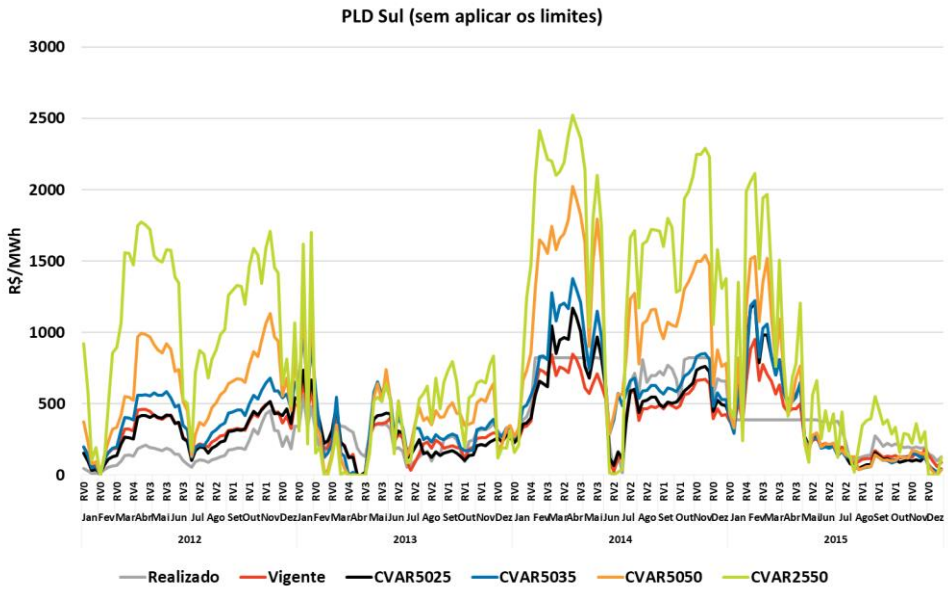


Figura 65 – *Backtest* 2012 a 2015: PLD Sul

Na sequência dos resultados, a Figura 66 e a Figura 67 mostra o CMO/PLD para os submercados Nordeste e Norte. Na maior parte do horizonte de estudo, os submercados estão acoplados. Novamente, os casos mais avessos ao risco, como por exemplo CVaR (25,50) e CVaR (50,50) apresentam picos de preço (acima de 1000 R$/MWh) em vários momentos durante o horizonte de simulação. Destacando os períodos de abril/2012 a maio/2012, novembro/2012 a dezembro/2012, janeiro/2014 a maio/2014, julho/2014 a novembro/2014.

Por outro lado, o caso (50,35) indicou níveis e picos de preço menores que os casos CVaR (25,50) e CVaR (50,50) porém superiores ao do caso Vigente. E por fim, o CVaR (50,25) segue uma trajetória de PLD muito semelhante ao do caso Vigente na maioria dos períodos.

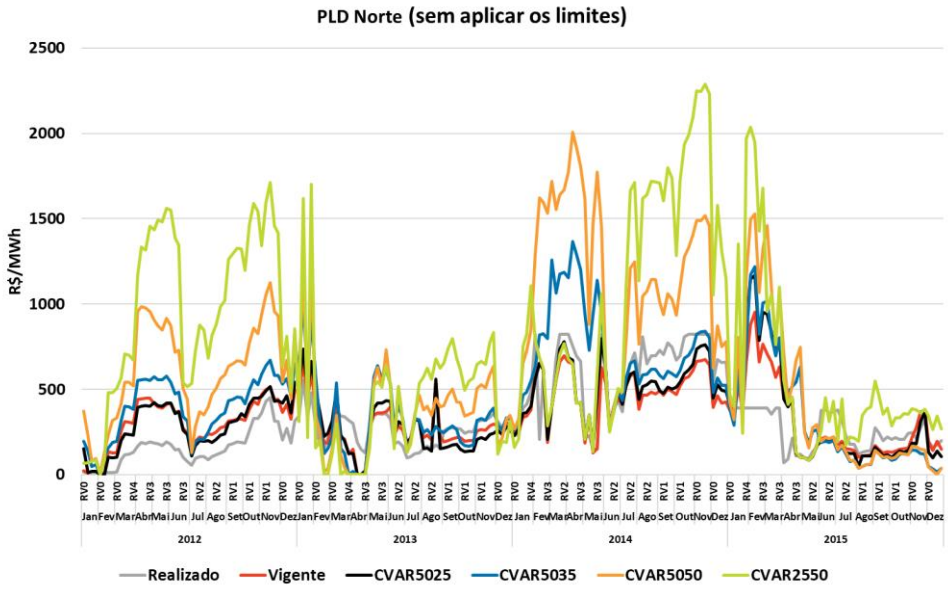


Figura 66 – *Backtest* 2012 a 2015: PLD Nordeste

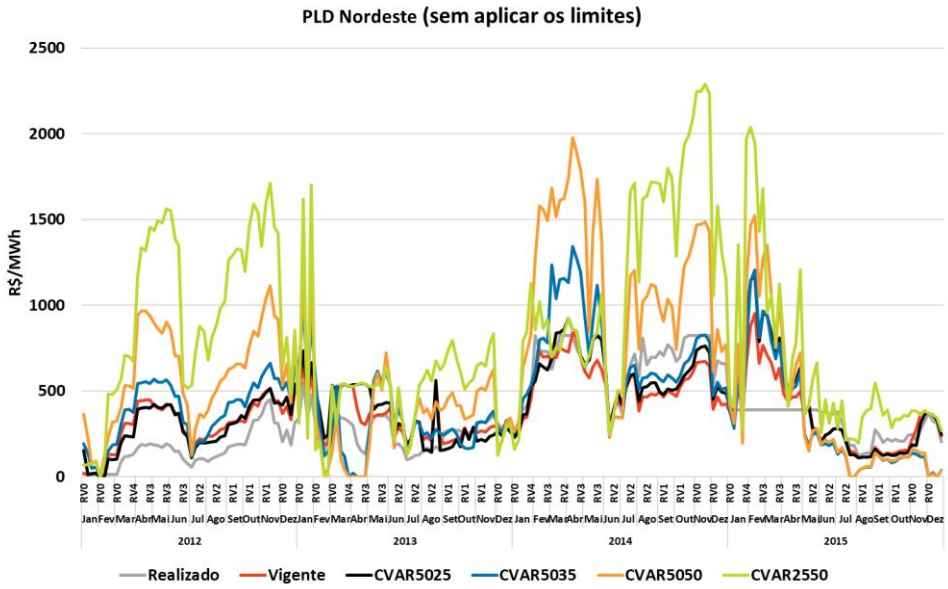


Figura 67 – *Backtest* 2012 a 2015: PLD Norte

Uma métrica que o GT Metodologia vem apresentando nos últimos anos é a volatilidade do CMO/PLD. De forma geral, os picos de CMO/PLD descritos anteriormente sinalizam uma maior volatilidade de preços. A Figura 68 apresenta este fator para todos casos do *backtest* 2012-2015. São apresentadas duas barras por caso, a primeira, "RVx" diz respeito ao cálculo da volatilidade entre as revisões do mesmo mês. A segunda, trata da

volatilidade entre a última semana do mês e revisão zero do próximo mês, ou seja, calculada a cada PMO.

Como esperado, a volatilidade no PMO é maior devido a atualização da FCF do NEWAVE, neste caso, destaca-se o CVaR (25,50) que apresenta 144,7% de volatilidade. Os casos CVaR (50,50) E (50,35) são semelhantes na volatilidade do PMO pois a diferença entre eles é de aproximadamente 2%. Já a volatilidade entre as revisões, apresenta os valores menores, e da mesma forma o caso CVaR (25,50) apresenta maior volatilidade com 93,9%. A menor volatilidade observada é a do caso CVaR (50,25).

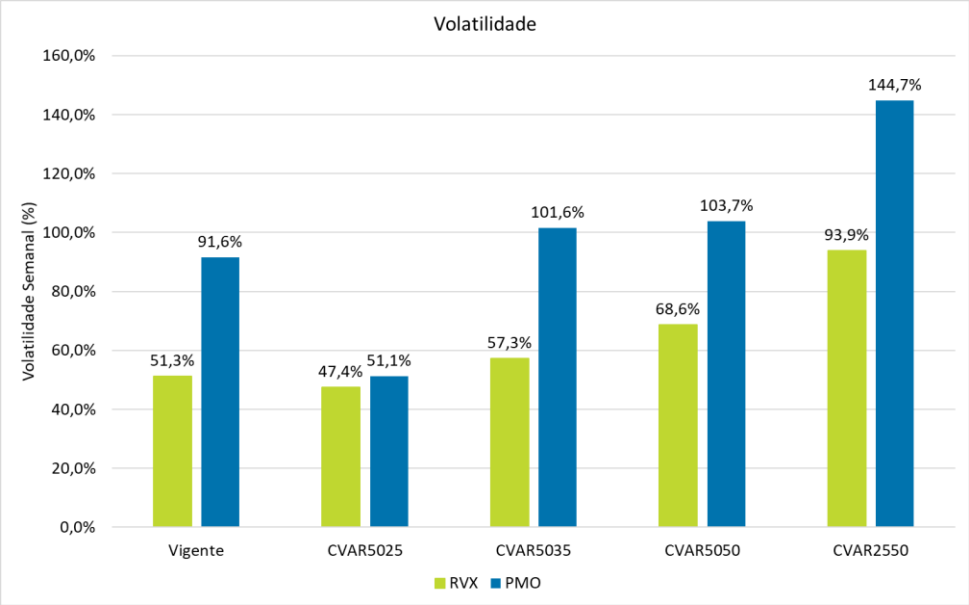


Figura 68 – Volatilidade entre as revisões (RVx intra mês) e PMO (da última semana do mês anterior a RV0 do próximo mês)

A recuperação de armazenamento observada nos casos com maior aversão ao risco é possível devido a uma menor geração hidráulica tal qual apresentada na Figura 69 em que tem-se a trajetória da geração hidráulica do SIN para o período de 2012 a 2015, para cada sensibilidade.

Observa-se que os casos CVaR (25,50), CVaR (50,50) e (50,35) obtiveram geração hidráulica acumulada de 4,9%, 2,7% e 1,2% menor em relação ao caso vigente. Diferentemente, o caso CVaR (50,25) apresenta 0,157% de maior geração hidráulica em comparação com o Vigente.

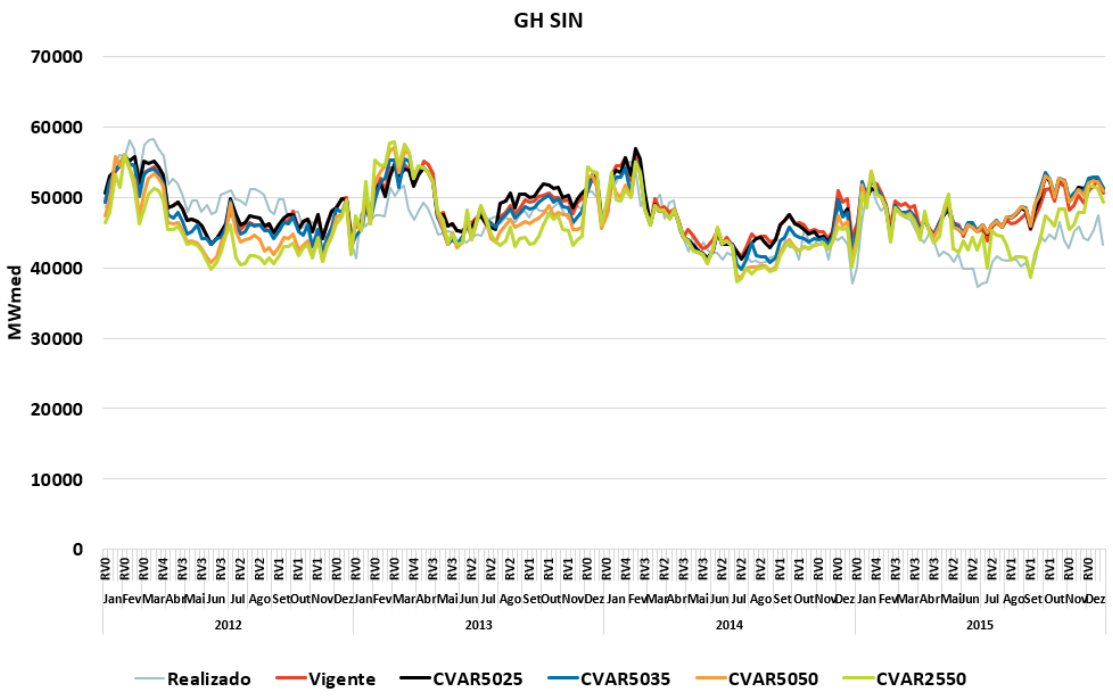


Figura 69 – Trajetória da Geração Hidráulica do SIN de 2012-2015

Por fim, são apresentados os resultados de geração térmica. A Figura 70 mostra a trajetória da geração térmica do SIN. Em concordância aos resultados de CMO/PLD apresentados anteriormente, por vezes as modelagens divergem quanto a decisão de despacho.

Para os casos CVaR (25,50) e CVaR 5050 os períodos em que o CMO/PLD ultrapassa o valor de 1000 R$/MWh, isto é, abril/2012 a maio/2012, novembro/2012 a dezembro/2012, janeiro/2014 a maio/2014, julho/2014 a novembro/2014, o despacho térmico está próximo a disponibilidade total. Por outro lado, os casos com menor aversão ao risco que não possuem valores tão elevados de CMO/PLD tem um despacho térmico menor e espaço na pilha térmica.

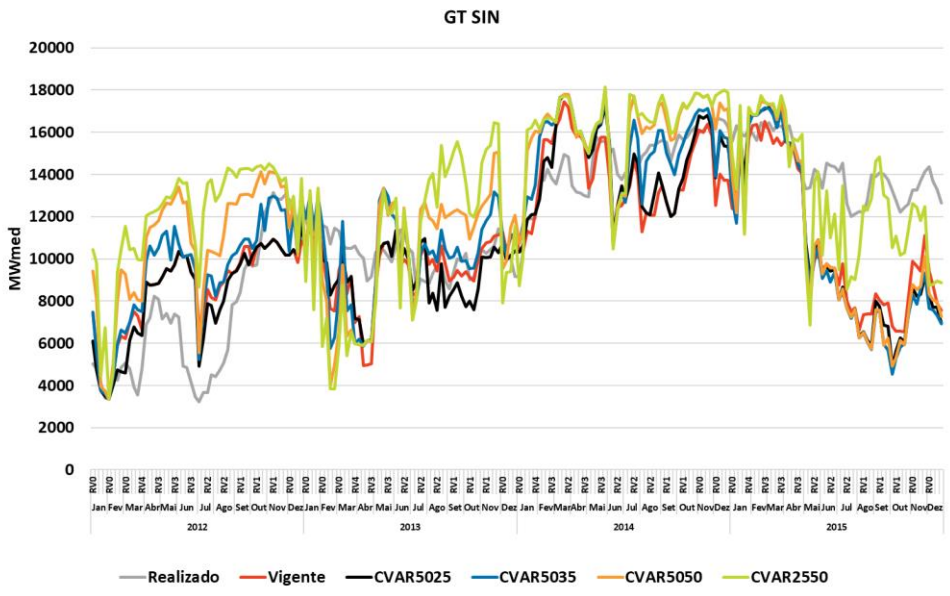


Figura 70 – *Backtest* 2012-2015: Geração térmica do SIN

No geral, a Figura 71 ilustra de forma clara o papel da geração térmica nas abordagens estudadas no *backtest* 2012-2015, nela observa-se a soma da geração térmica acumulada até o final do horizonte. Nota-se que ao longo do horizonte, a geração térmica acumulada dos casos CVaR (25,50) e CVaR (50,50) descola das demais já no primeiro ano de simulação e assim segue até o final do período. Destaca-se o caso CVaR (50,25) que ao final do período segue a mesma trajetória de geração térmica do caso de referência.

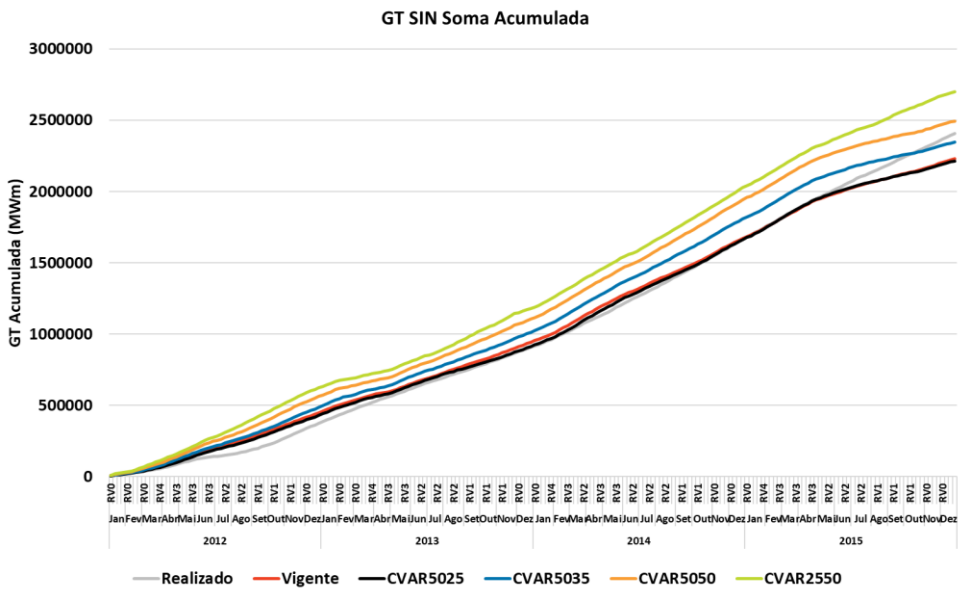


Figura 71 – *Backtest* 2012-2015: Soma da geração térmica acumulada do SIN

7.3 *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 premissas dos casos simulados, 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 titulada como Vigente considera-se a geração de cenários com reamostragem considerando o modelo PAR(p) e curva de VMinOp com os valores atuais. Nos demais casos, com as sensibilidades de parametrização do CVaR, foram considerados os aprimoramentos metodológicos avaliados pelo GT-Metodologia no presente ciclo de trabalho: metodologia PAR(p)-A e novos valores de VMinOp no NEWAVE e no DECOMP através de restrições RHEs. O modelo NEWAVE foi executado em sua versão 27.4.5 e o modelo DECOMP na versão 30.10.

Na Figura 72 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: (50x25), (50x35), (50x50) e (25x50). Todos os casos terminaram o período com níveis mais elevados que o caso Vigente.

Ainda na Figura 72, 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 (50x25), (50x35), (50x50) e (25x50), para a RV0 de outubro de 2020, esses valores foram de respectivamente, +2.4%, +5.3%, +7.1% e +10.1%, quando comparados ao caso Vigente. O nível de armazenamento verificado ficou +1.1% 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 o caso (50x25) e totalmente mitigada para os casos (50x35), (50x50) e (25x50). Essa consideração será explorada na Seção 8.1.2 relativo aos resultados dos impactos comerciais.

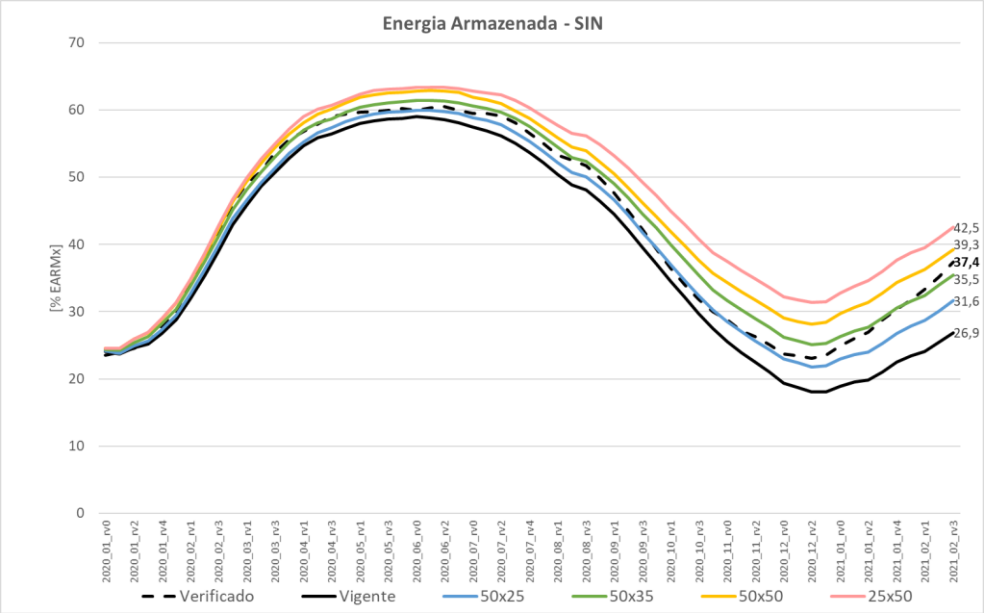


Figura 72 – *Backtest* 2020 a 2021: Energia armazenada do SIN

A Figura 73 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 8,6 %EARmax que, em termos de diferença percentual, equivale a 32% de aumento. O caso com maior aversão ao risco (25x50) elevou o armazenamento em 15,7%EARmax, diferença percentual de 58% com relação ao caso Vigente. O Verificado ficou 10.5% acima do caso Vigente.

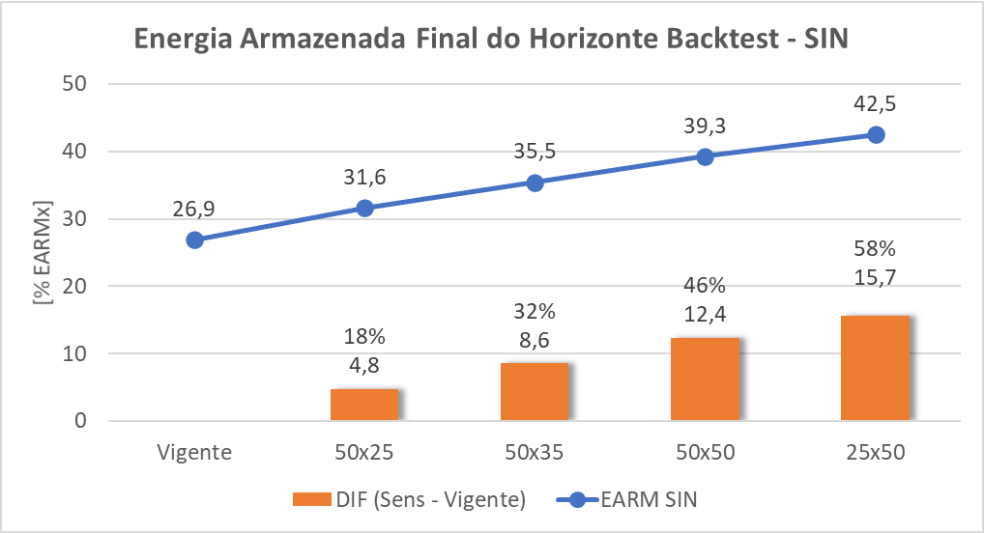


Figura 73 - Energia Armazenada Final - SIN

A seguir é apresentada a evolução dos armazenamentos por subsistema. Nota-se, na Figura 74, que todos os casos de sensibilidade elevaram o armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste quando comparados ao caso Vigente. Vale destacar que o único caso que apresentou nível abaixo do novo VMinOp proposto de 20% (linha tracejada vermelha) foi o Vigente, em todas as revisões de dezembro/20 e nas três primeiras de janeiro/21, terminando no final do horizonte em 25.9%EARmax. O caso com a parametrização atual (50x35) terminou o período em 35.3%EARmax e o caso mais severo (25x50) em 45.2%EARmax.

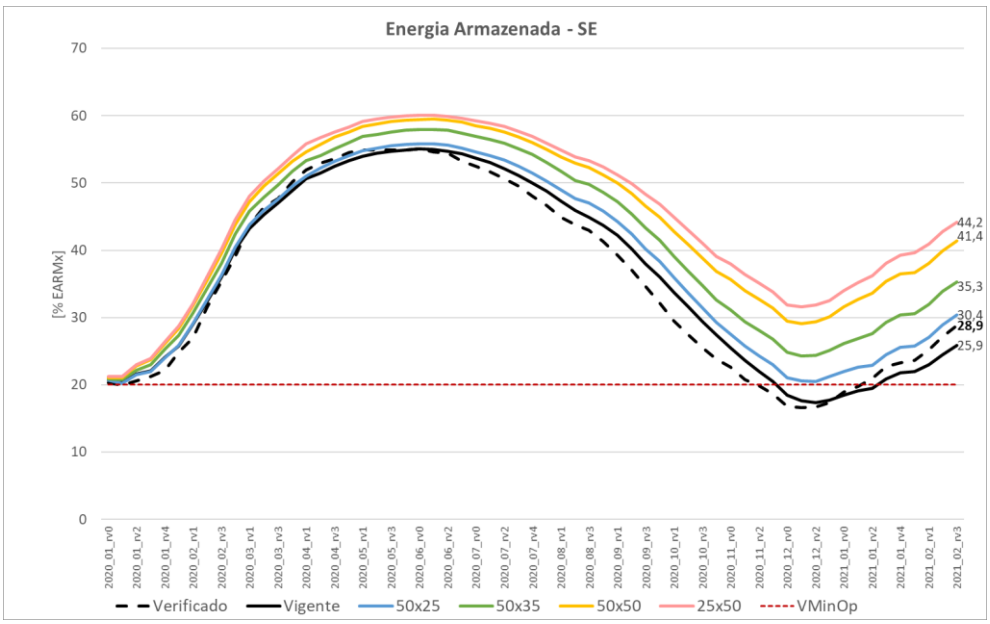


Figura 74 - *Backtest* 2020 a 2021: Energia armazenada do subsistema Sudeste/Centro-Oeste

Com relação ao subsistema Sul, alguns pontos podem ser destacados. Observa-se na Figura 75 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 abr/20 a jun/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 esvaziassem. Comparando-se as sensibilidades avaliadas, observa-se que todas apresentaram trajetórias parecidas entre si, com exceção do caso mais avesso ao risco (25x50), que foi o único que atingiu valores acima de 45% entre o período de julho e outubro/2020.

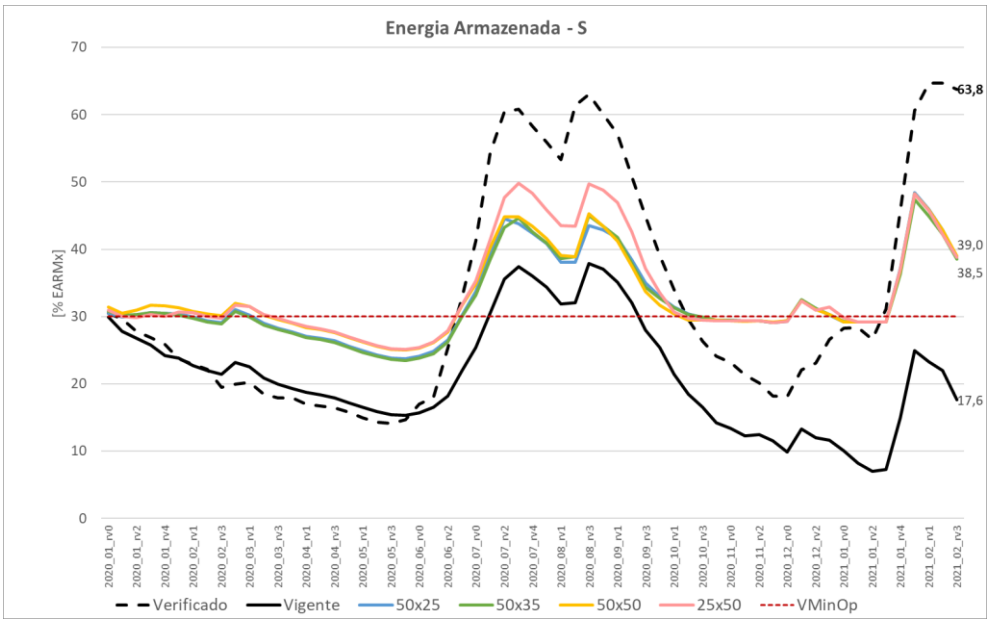


Figura 75 - *Backtest* 2020 a 2021: Energia armazenada do subsistema Sul

Quanto ao subsistema Nordeste, Figura 76, todos os casos, incluindo o Vigente, apresentaram armazenamento acima de 23,5%EARmax. No final do horizonte, as parametrizações (50x25) e (50x50) chegaram com aproximadamente o mesmo armazenamento que o caso Vigente. Os casos (50x35) e (25x50) foram superiores em, respectivamente, 2,7%EARmax e 7,2%EARmax, em comparação com o caso Vigente.

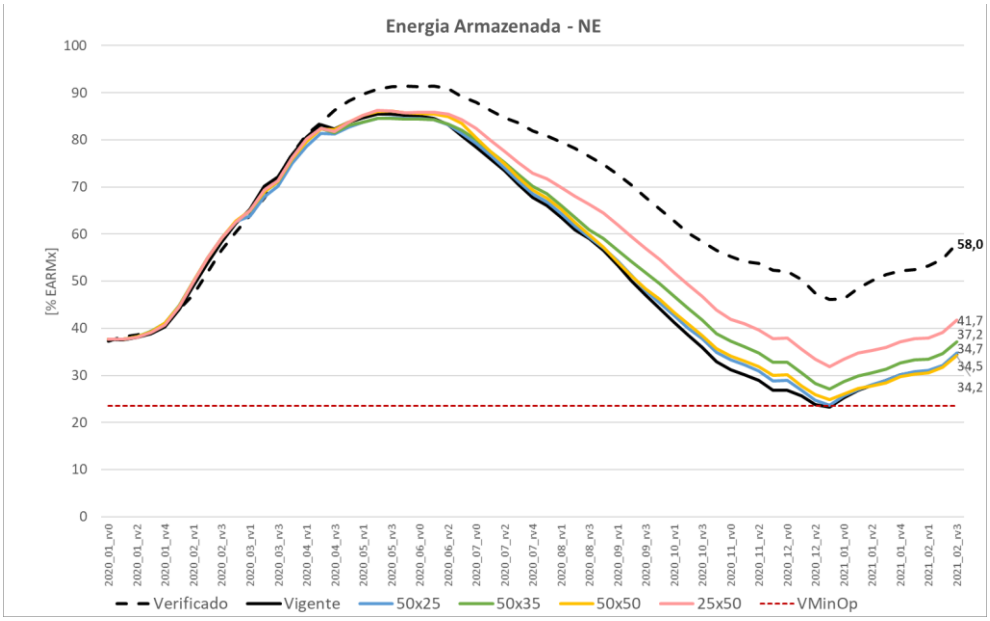


Figura 76 - *Backtest* 2020 a 2021: Energia armazenada do subsistema Nordeste

A Figura 77 apresenta a evolução do armazenamento do subsistema Norte, onde os quatro casos de sensibilidade de CVaR apresentaram resultado similar. 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 produtibilidade utilizada pelo modelo: a energia armazenada calculada para consulta à restrição de VMinOp utiliza a produtibilidade equivalente, enquanto os níveis de energia armazenada são calculados com a produtibilidade no ponto que os reservatórios estão. Assim, apesar da restrição RHE, que considera a produtibilidade equivalente, ter sido atendida sem violação neste caso, a energia armazenada final calculada com a produtibilidade no ponto de operação do sistema pode assumir valores minimamente diferentes do nível VMinOp estabelecido.

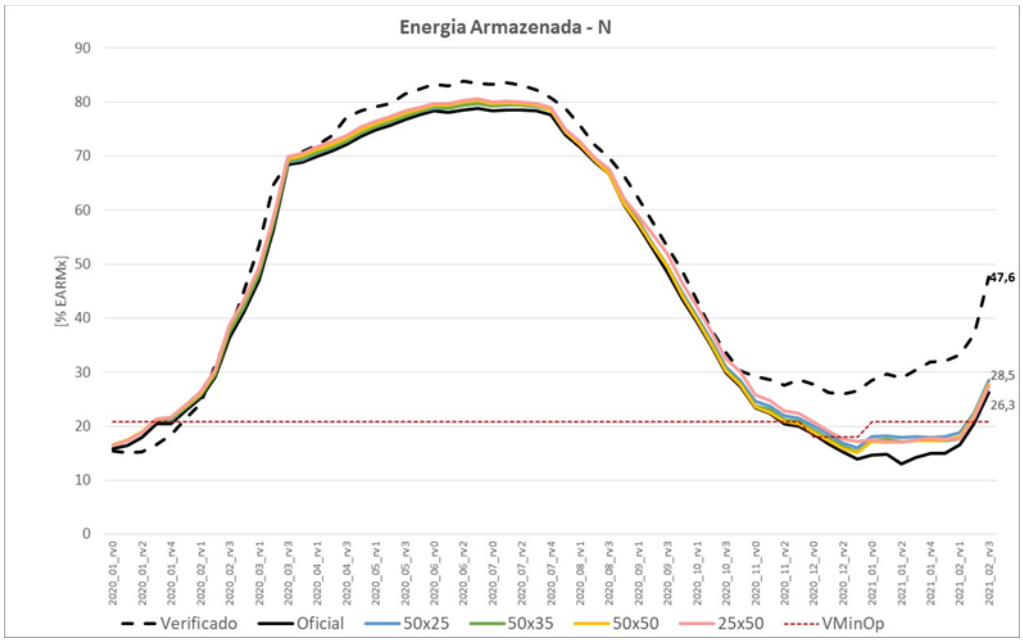


Figura 77 - *Backtest* 2020 a 2021: Energia armazenada do subsistema Norte

A Figura 78 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, conforme já era esperado. Mesmo o caso com a parametrização menos avessa (50x25) apresentou custos superiores ao caso Vigente.

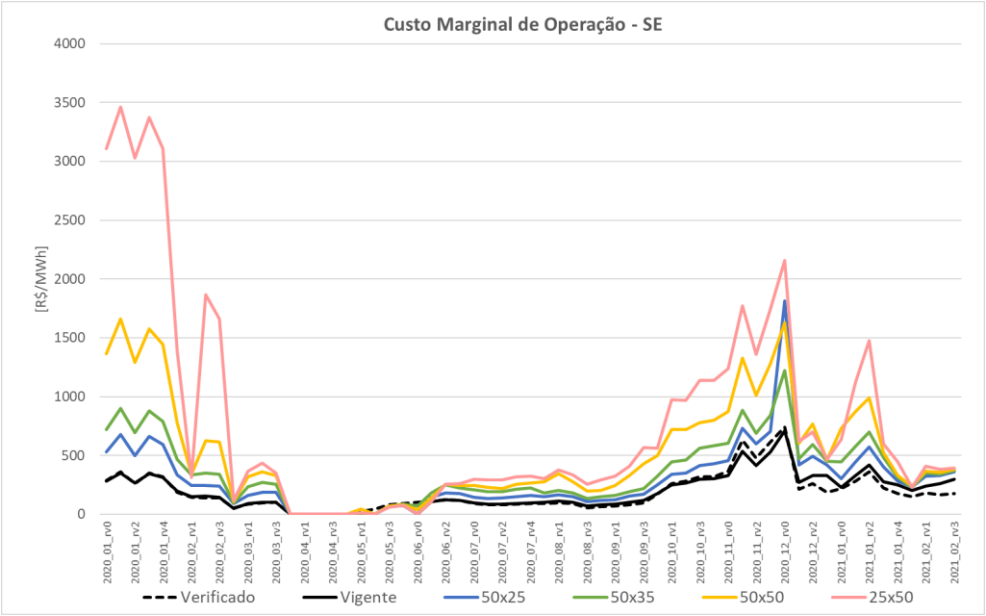


Figura 78 - *Backtest* 2020 a 2021: CMO do subsistema Sudeste/Centro-Oeste

Na Figura 79 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

entre o CMO médio com relação ao caso Vigente, chegando a 88% (165,80 R$/MWh) na parametrização (50x35) e 319% (602,90 R$/MWh) na parametrização (25x50).

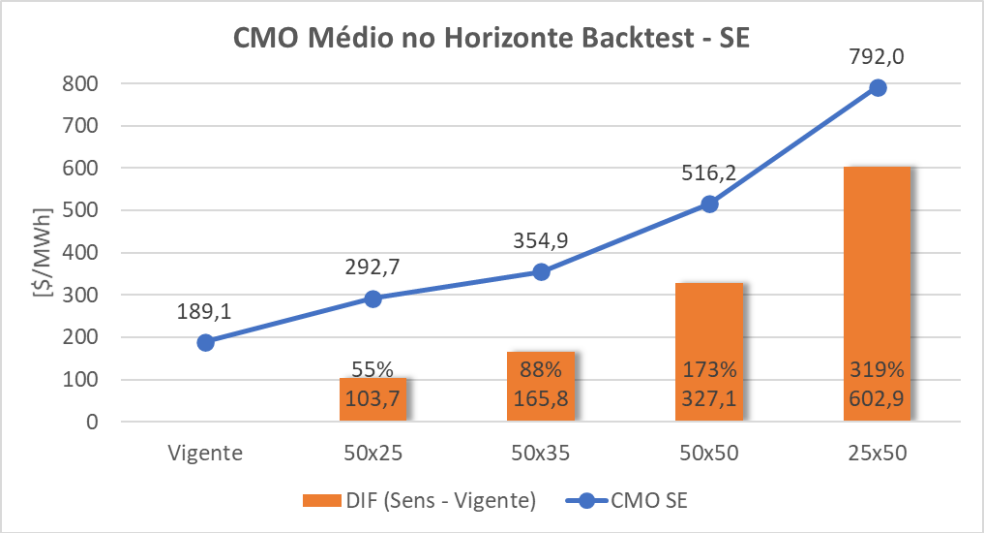


Figura 79 - CMO Médio - Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

A Figura 80 apresenta a comparação de outra métrica relacionado ao CMO. As barras da esquerda (cor laranja) representam o valor da volatilidade entre as revisões operativas do mesmo mês e as barras da direita (cor azul) 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 do que a volatilidade entre revisões, visto que ocorre a atualização da FCF. Também é observado que o caso (50x35) foi o que apresentou os menores índices de volatilidade, inclusive inferiores ao caso Vigente.

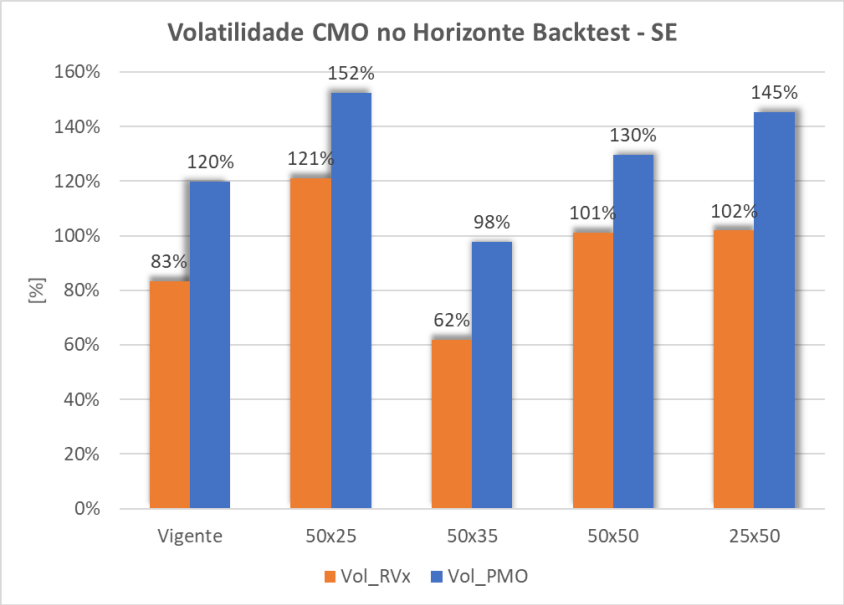


Figura 80 - Volatilidade do CMO - Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

As Figura 81, Figura 82 e Figura 83 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. 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 ocorre devido a carga muito baixa verificada neste período, conforme mostra a Figura 84.

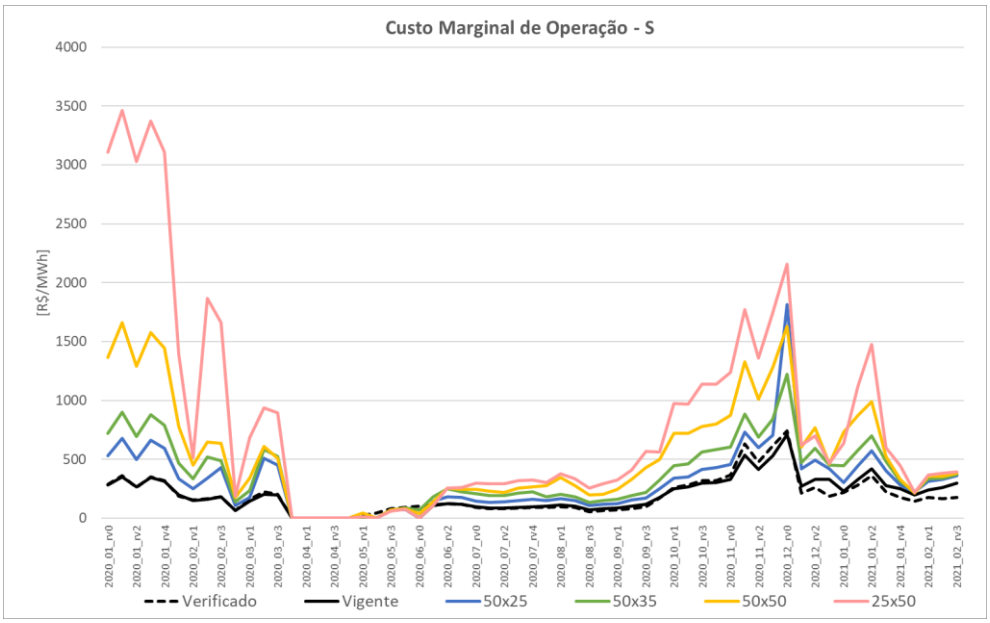


Figura 81 - *Backtest* 2020 a 2021: CMO do subsistema Sul

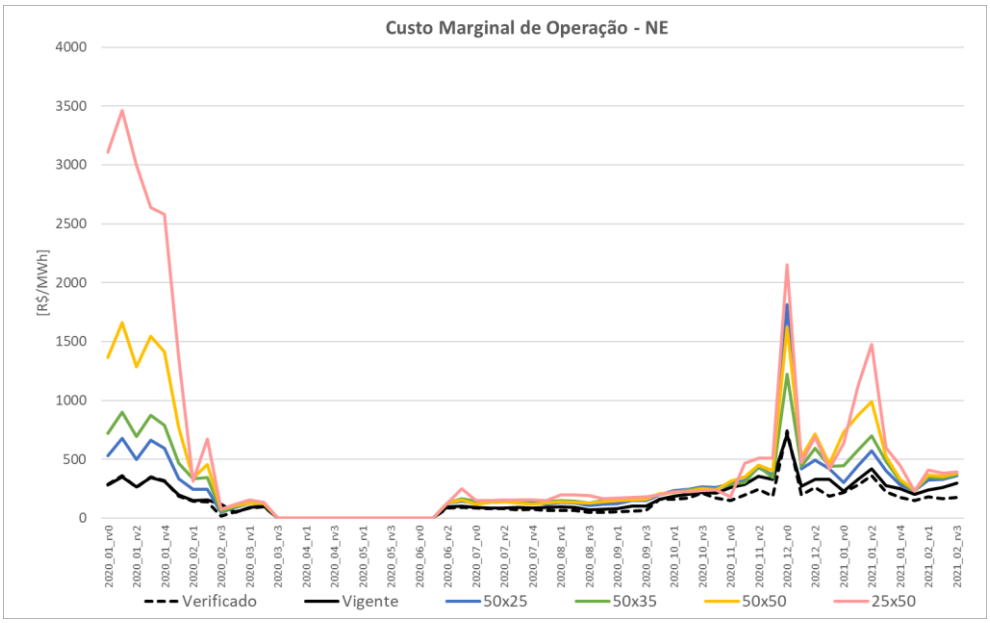


Figura 82 - *Backtest* 2020 a 2021: CMO do subsistema Nordeste

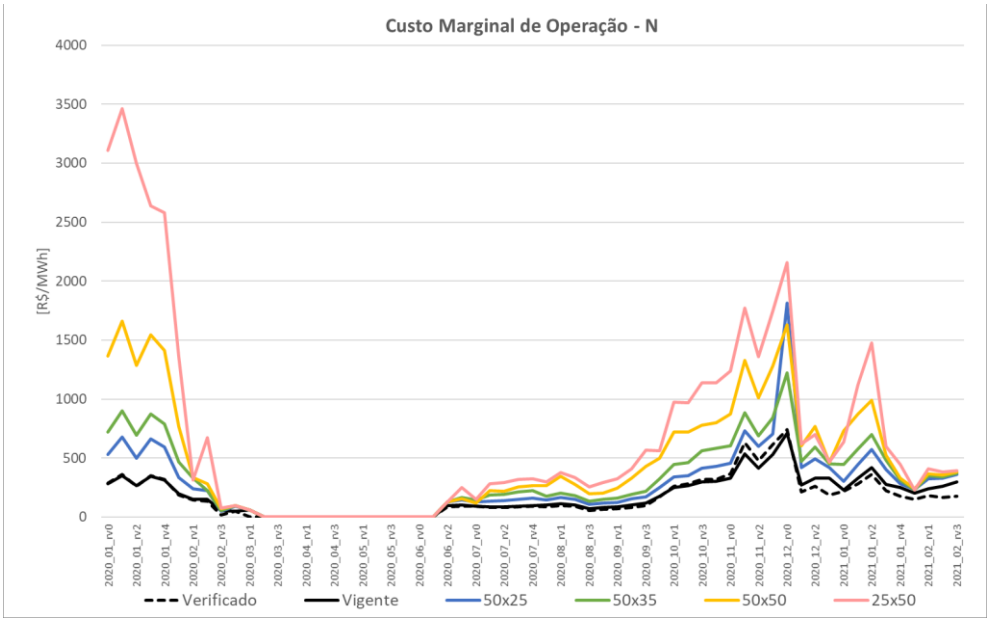


Figura 83 - *Backtest* 2020 a 2021: CMO do subsistema Norte

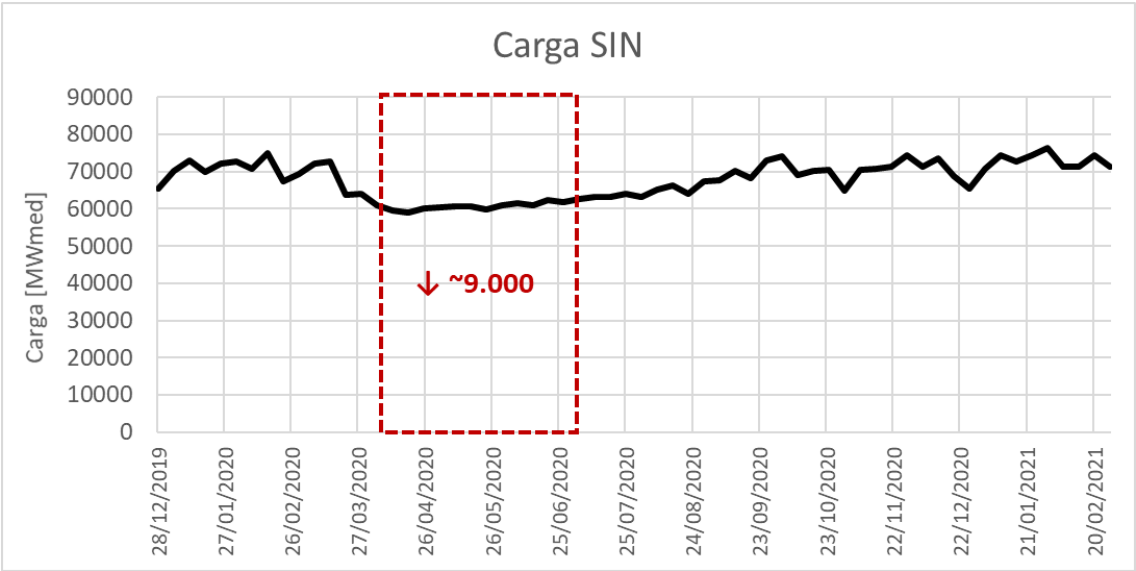


Figura 84 – *Carga Verificada SIN* 2020 a 2021

A Figura 85 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 metodologia PAR(p)-A e os novos níveis mínimos operativos, aumentam a segurança energética do SIN, gerando menos hidráulica enquanto repleciona os reservatórios.

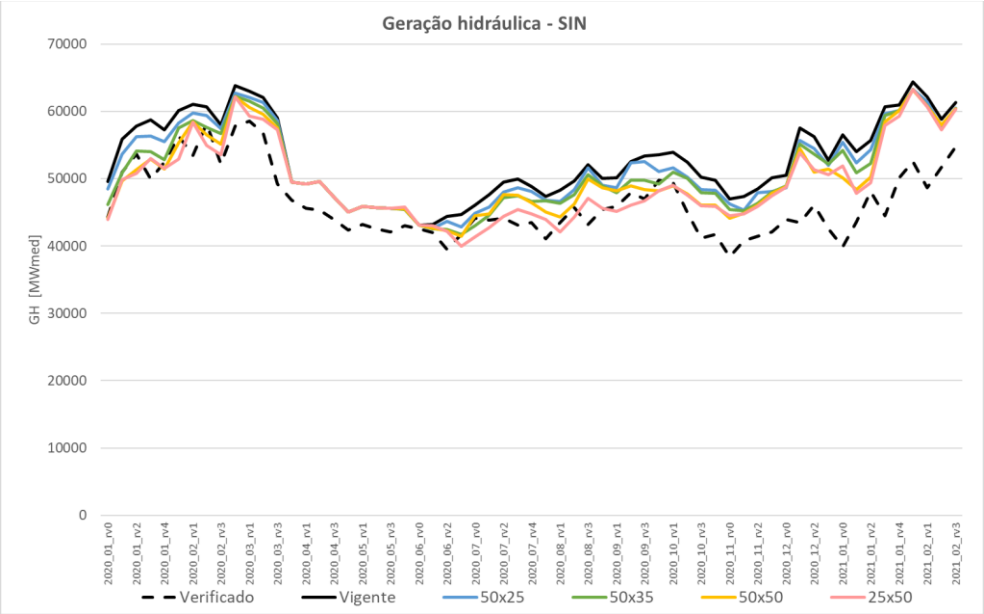


Figura 85 - Geração Hidráulica - SIN – Backtest 2020/2021

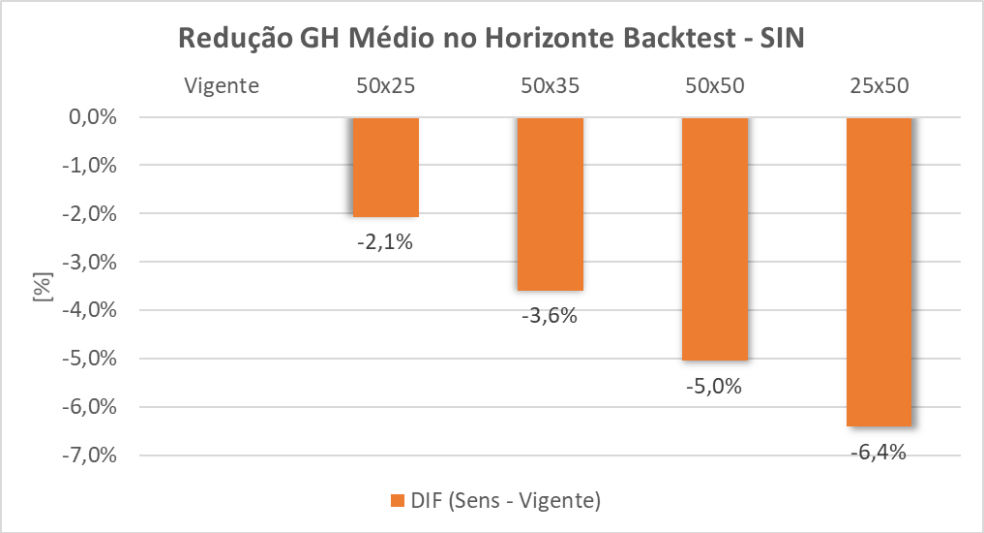


Figura 86 – Redução da Geração Hidráulica Média do SIN – Backtest 2020/2021

Na Figura 86 podemos observar a redução da geração hidráulica média no SIN para os casos avaliados. É possível observar 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), conforme esperado.

A Figura 87 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 a 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 ao mesmo tempo em que se observa um menor montante de geração hidráulica, conforme esperado.

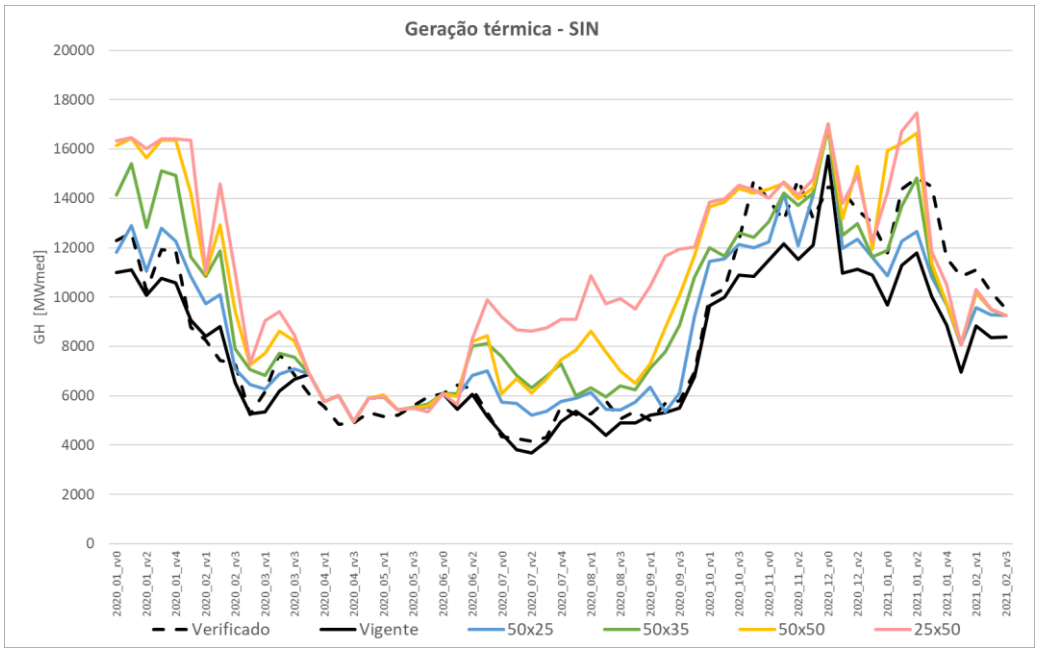


Figura 87 - *Backtest* 2020 a 2021: Geração térmica do SIN

A Figura 88 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 40% do que a do caso Vigente e, no caso com parametrização atual (50x35) o acumulado é superior em 15%.

Adicionalmente, é apresentada a geração térmica acumulada verificada no mesmo período. Vale destacar que essa geração térmica verificada apresentada já contempla o despacho térmico fora da ordem de mérito deliberado pelo CMSE. Nota-se que, em março de 2020, período onde 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 (50x35), (50x50) e (25x50) apresentaram capacidade antecipativa do despacho térmico se comparado com o despacho verificado que contempla a geração fora da ordem de mérito.

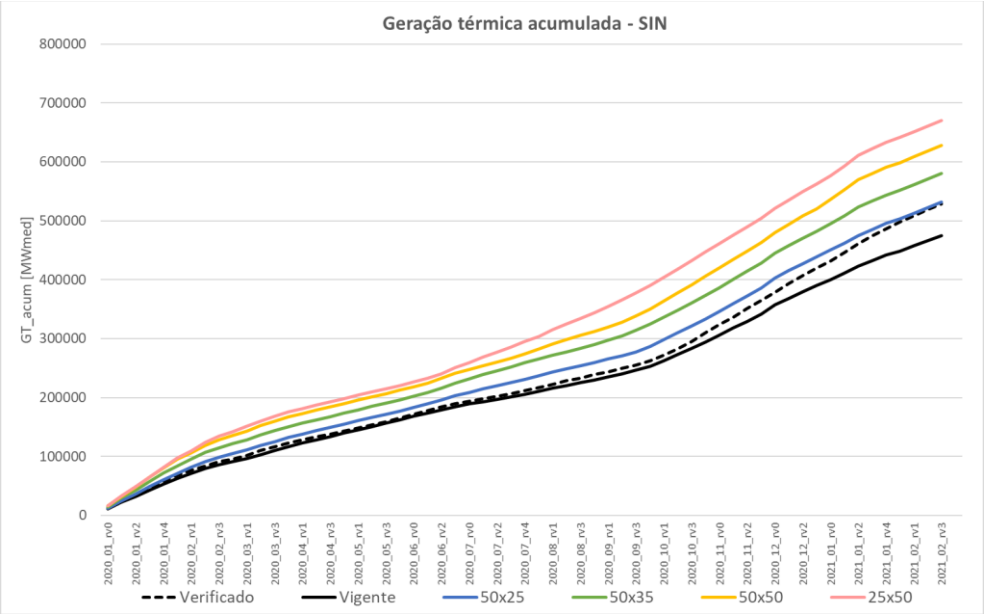


Figura 88 - Geração Térmica Acumulada - SIN

8 Avaliação de impactos comerciais

Para um melhor entendimento dos possíveis impactos comerciais 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, e nos backtests de janeiro/2020 a fevereiro/2021, a divisão do impacto entre o ACL e o ACR e o deslocamento hidráulico.

Para tal, os resultados estão divididos em duas seções: 8.1, relacionada ao despacho térmico e custos associados; e 8.2, onde são apresentados os impactos relacionados à geração hidráulica no MRE.

8.1 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. Como no Capítulo 7, inicialmente são apresentados os resultados de 2012 a 2015 e, na sequência, as simulações do período de janeiro/2020 a fevereiro/2021.

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 Varíavel 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:

$$GFOM_{realizado} = Geração\ térmica\ total_{realizada} - (Geração\ mérito_{realizada+}\ Inflexibilidade_{modelo} + Restrições\ Elétricas_{modelo}) \quad (1)$$

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.

8.1.1 Período de 2012 a 2015

A Figura 89 mostra a trajetória de geração térmica de 2012 até 2015 dos casos simulados no *backtest* e o realizado com base nas premissas expostas acima.

Nota-se que a elevação do CMO/PLD apresentada no Capítulo 7 está associada a antecipação do despacho térmico em 2012. Para o período de janeiro a setembro de 2012, todos os casos simulados apresentaram valores superiores ao verificado total, proporcionais à aversão ao risco, com menor despacho térmico para o caso com os aprimoramentos propostos e menor aversão (50,25) e o maior despacho térmico no caso com os aprimoramentos e maior aversão (25,50). Em comparação ao Vigente (α=50% e λ=35%, sem aprimoramentos propostos), linha vermelha, verificamos que os resultados mais próximos nos 4 anos simulados foram obtidos no caso de menor aversão ao risco com os aprimoramentos propostos (50,25), indicado pela linha preta.

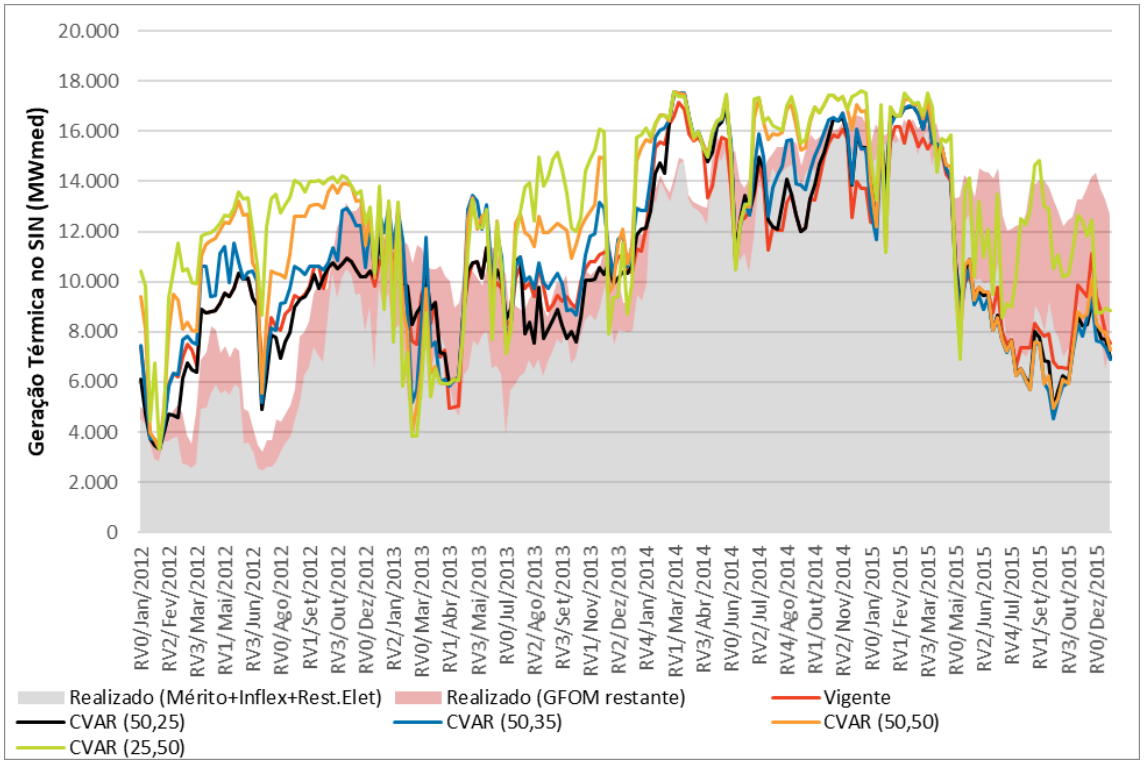


Figura 89 – Geração térmica obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2012 a 2015

Na Figura 90 Figura 90 é possível observar o custo do despacho térmico de cada ano entre 2012 a 2015 e o total do período, obtido ao se valorar a geração térmica por usina ao CVU correspondente. No geral, observa-se que o ano de 2014 foi o mais custoso para todos os casos simulados e verificado. Observando o período total, os resultados das simulações indicam que sem a consideração dos aprimoramentos e o CVaR atual (50,35), isto é, o caso Vigente, o custo total de geração térmica seria de aproximadamente R$ 56 bilhões, cerca de R$ 36 bilhões inferior ao verificado no período. Destaca-se que, como esperado, existe uma ordem entre os casos considerando os aprimoramentos e as variações do parâmetro λ do CVaR, isto é, quanto maior a aversão ao risco, maior o custo de operação verificado. Ademais, destaca-se o CVaR (25,50), com custo total de R$ 96 bilhões no quadriênio, superior ao realizado, refletindo a maior geração térmica no período e, consequentemente, o maior armazenamento obtido ao final de 2015 (Figura 59).

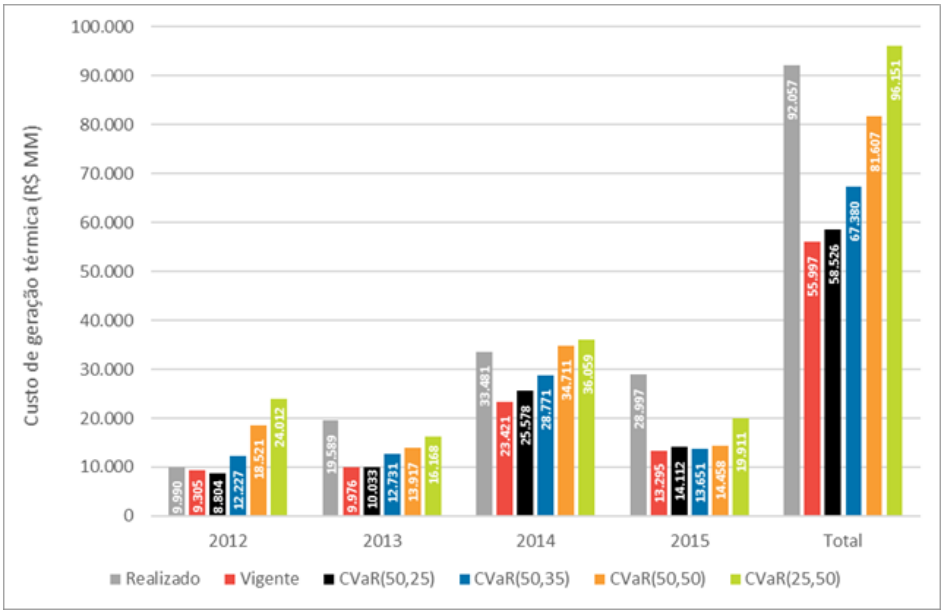


Figura 90 – Custo Geração Térmica obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2012 a 2015

Os custos da parcela GFOM realizado, valorada à diferença entre o CVU e o PLD à época, são apresentados na Tabela 18. Ressalta-se que essa parcela nos casos simulados foi considerada nula, uma vez que todos eles indicaram armazenamentos significativamente superiores ao realizado, evidenciando que toda a geração térmica seria por ordem de mérito.

Tabela 18 – GFOM realizado no período de 2012 a 2015

Período	GFOM (R$ MM)
2012	2.797
2013	6.365
2014	1.881
2015	5.566
Total	16.609

Em complemento aos resultados expostos acima, a Figura 91 apresenta o gráfico de Pareto da diferença de armazenamento entre o início de 2012 e o final de 2015 (eixo y) em comparação com custo total de geração térmica (eixo x). Nota-se que apenas o caso com maior aversão ao risco, CVaR (25,50), apresentou elevação de armazenamento ao longo do período, representando, também, o maior custo total. Destaca-se, ainda, o par de coordenadas realizado (em vermelho), em que se teve um custo total de geração térmica elevado, em torno de R$ 92 bilhões, e um maior deplecionamento ao longo dos 4 anos (cerca de 30% EARM máx), em comparação aos casos simulados, evidenciando a operação menos otimizada à época, quando os modelos ainda não consideravam os atuais mecanismos de aversão ao risco.

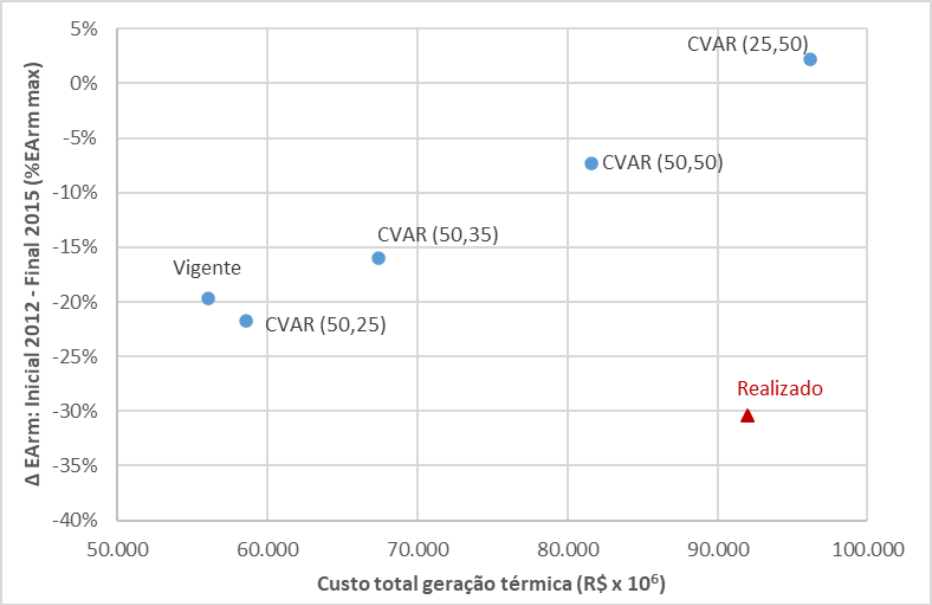


Figura 91 – Gráfico de Pareto: Custo total da geração térmica x Δ EARM (2015 - 2012) no SIN

A fim de melhor embasar a relação custo total de geração térmica X armazenamento entre as simulações de *backtest*, calculou-se o indicador de eficiência da operação. Este indicador consiste na relação entre a diferença do custo total obtidos nas simulações, em reais, e a diferença entre os deltas de EARM no período, tendo como referência o caso Vigente. A Tabela 19 apresenta os valores obtidos, sendo que quanto menor o indicador maior a eficiência do sistema.

Tabela 19 – Indicador de eficiência: Δ Custo de GTerm / Δ EARM no SIN período de 2012 a 2015.

Sensibilidades - Vigente	CVAR (50,25)	CVAR (50,35)	CVAR (50,50)	CVAR (25,50)
Δ EArm (2015 – 2012) (MWmês)	-6.006	10.750	35.843	63.488
Δ Custo total geração térmica (R$ x 10^6)	2.529	11.383	25.609	40.153
Indicador eficiência (R$/MWh)	-	1.451	979	867

O caso CVaR (50,25) não foi capaz elevar o armazenamento em relação ao Vigente, se mostrando menos eficiente. A simulação que apresentou maior custo para elevar o armazenamento foi a CVaR(50,35), enquanto o modelo mais eficiente para o quadriênio foi o CVaR(25,50), com custo de R$ 867 / MWh.

8.1.2 Período de 2020 a 2021

A Figura 92 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.

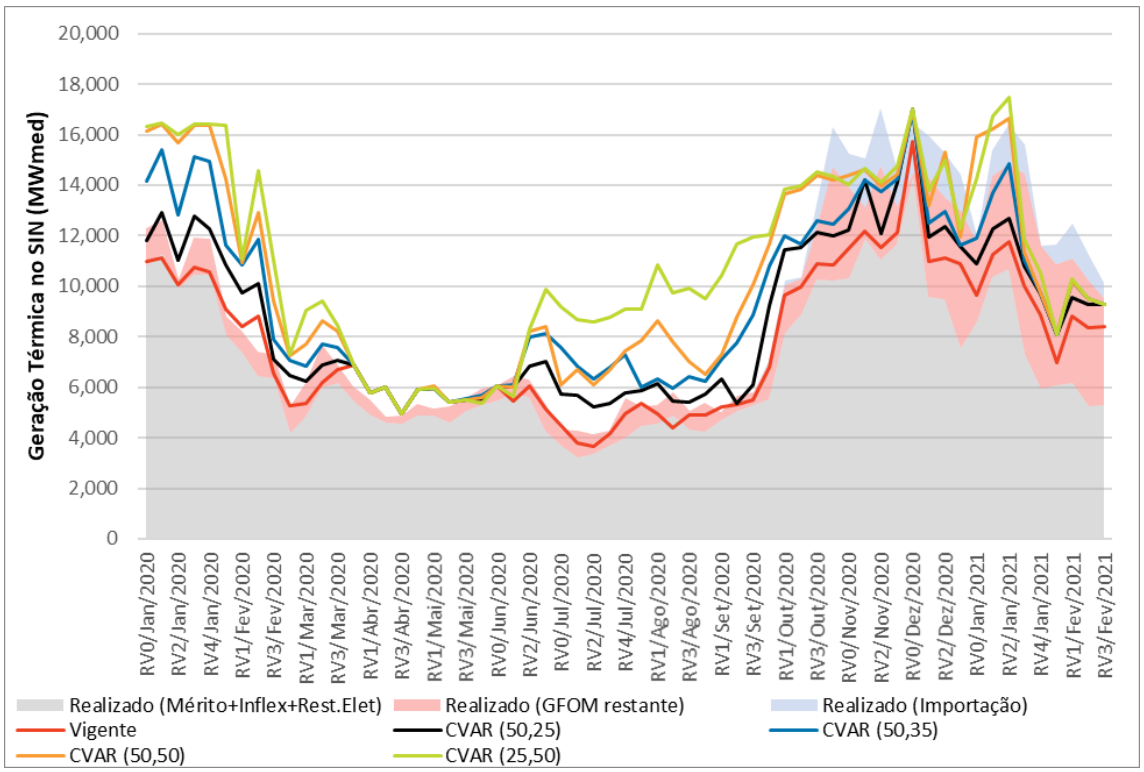


Figura 92 – Geração térmica obtida na simulação retrospectiva encadeada de 2020 a 2021 e realizada (incluindo importação)

Na Figura 93 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.

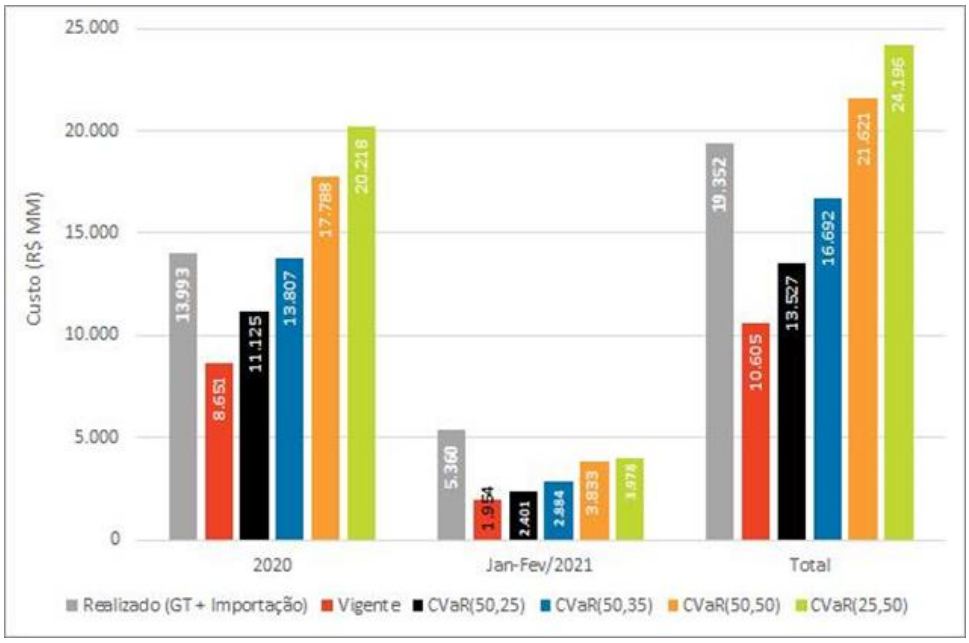


Figura 93 – Custo geração térmica (acrescida da importação para o realizado) obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2020 a 2021

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. Os casos CVaR(50,25) e CVaR(50,35) também apresentaram custos totais inferiores ao realizado.

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 94.

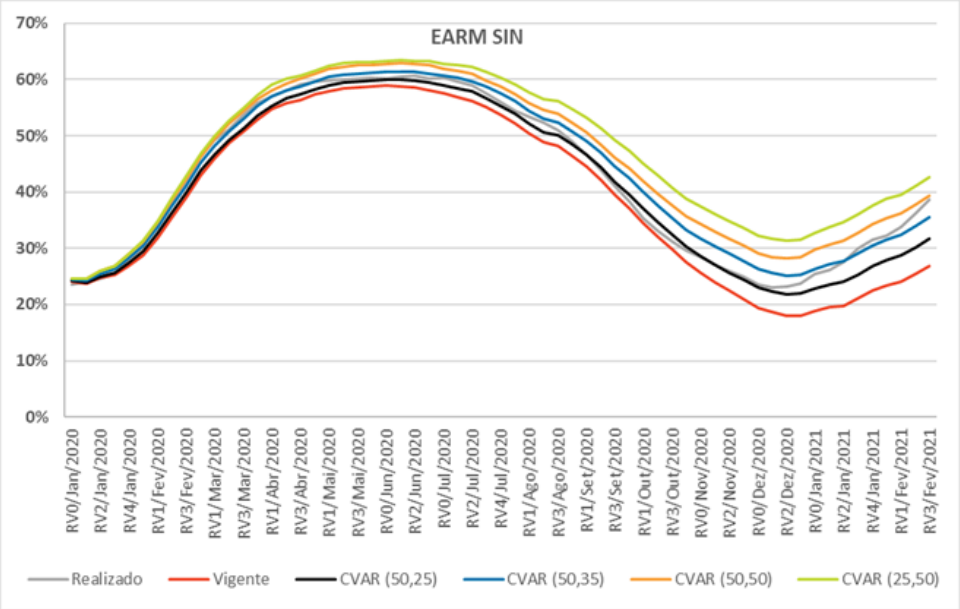


Figura 94 – Energia armazenada do SIN: *backtest* 2020 a 2021 e realizado

Na Figura 95, 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% EARM max do SIN, com um menor custo de operação.

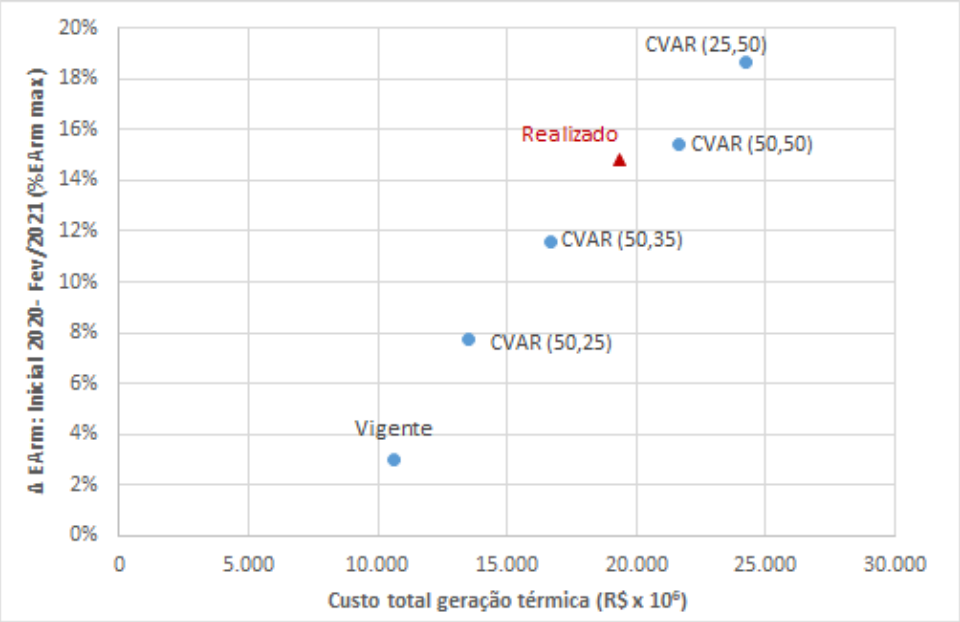


Figura 95 - Gráfico de Pareto: Custo de geração térmica x Δ EARM (2020 - 2021) no SIN

A Tabela 20 apresenta o indicador de eficiência de cada caso simulado, indicando o custo por MWh armazenado. Observa-se que, em relação ao Vigente, as simulações apresentaram resultados muito próximos. Ainda assim, ordenando-se os casos, partindo do mais eficiente, tem-se: CVaR (50,25), CVaR (50,35), CVaR (25,50) e CVaR (50,50).

Tabela 20 – Indicador de eficiência: Δ Custo de GTerm / Δ EARM no SIN do período 2020 e 2021.

Sensibilidades - Vigente	CVAR (50,25)	CVAR (50,35)	CVAR (50,50)	CVAR (25,50)
Δ EArm (Fev/2021 – Jan/2020) (MWmês)	13.826	24.911	35.974	45.458
Δ Custo total geração térmica (R$ x 10^6)	2.921	6.086	11.016	13.590
Indicador eficiência (R$/MWh)	290	335	420	410

Os custos da parcela GFOM realizado, valorada à diferença entre o CVU e o PLD à época, são apresentados na Tabela 21.

Tabela 21 – 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 96 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 e o CVaR (50,25) tem o potencial de reduzir 53%. 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, consequentemente, haveria o potencial de redução de 100% da parcela GFOM.

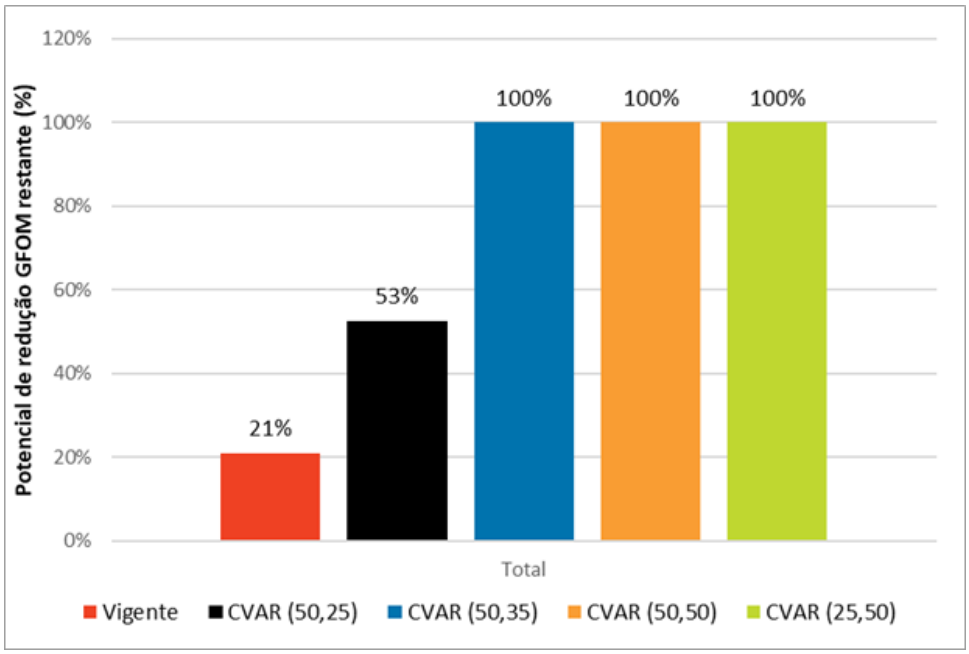


Figura 96 - Potencial de redução do custo do GFOM restante (% Realizado), em MWmed

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

$$GFOM_{restante} = Geração\ térmica\ total_{realizada} - (Geração\ mérito_{modelo+}\ Inflexibilidade_{modelo} + Restrições\ Elétricas_{modelo}) + Importação_{realizada} \quad (2)$$

Essa parcela restante foi valorada a CVU - $PLD_{oficial}$. Nas Figura 97 e Figura 98 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.

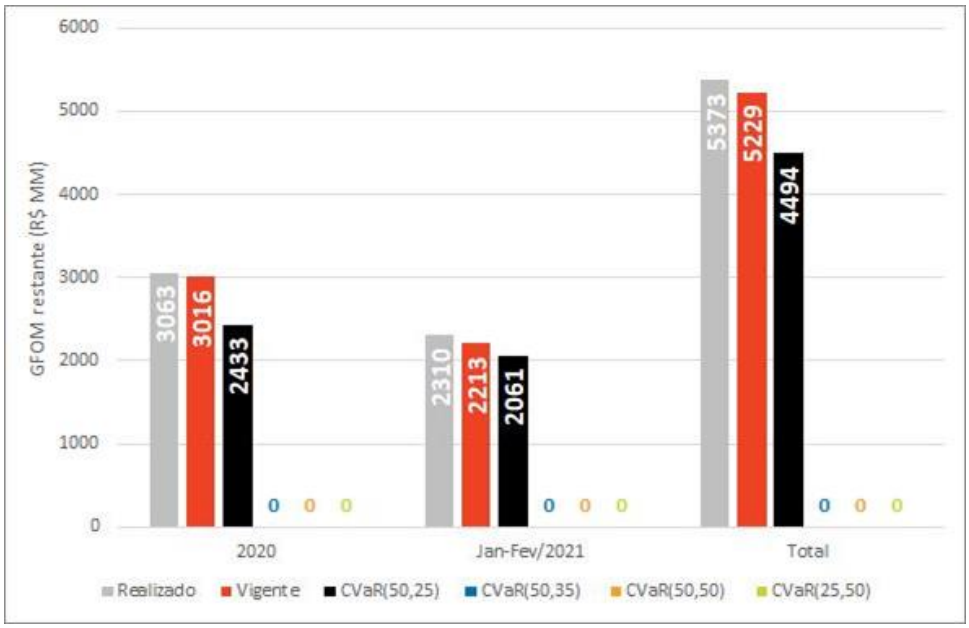


Figura 97 - GFOM restante (R$ MM)

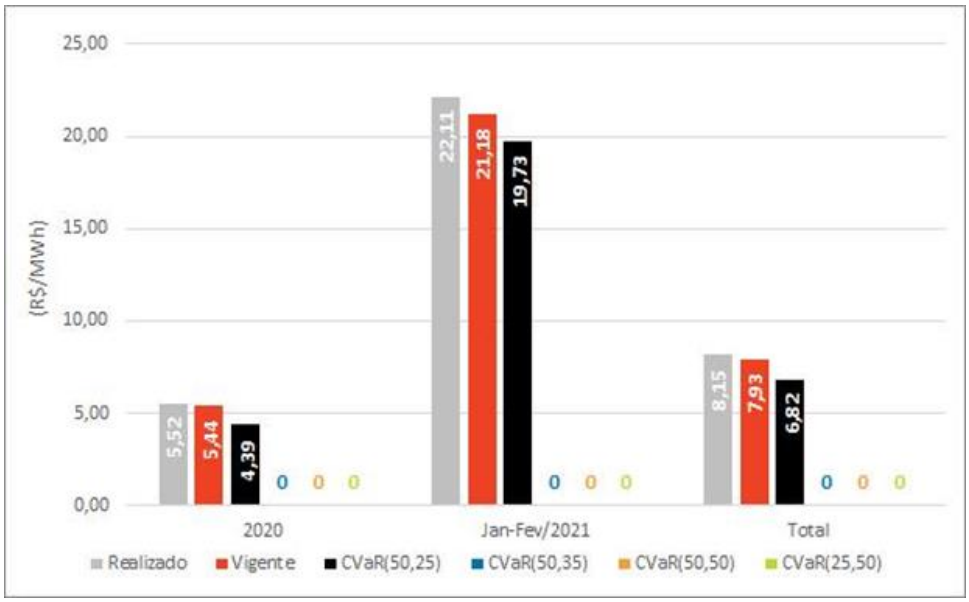


Figura 98 - GFOM restante / Carga verificada (R$/MWh)

8.2 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. Da mesma forma que a seção anterior, os resultados estão divididos em outras duas seções considerando o mesmo período.

Para a consolidação das bases de dados de geração hídrica, foram considerados os dados do Sinercon, CliqCCEE e DRI da CCEE e do SAGIC para o 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 um fator de contabilização para a consideração do fator de perdas e inclusão das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) do MRE.

8.2.1 Período de 2012 a 2015

Considerando o impacto de elevação dos armazenamentos, através do aumento de geração termelétrica e consequentemente, diminuição da geração hidrelétrica, podem ser observados na Figura 99 as implicações das alterações de geração hidrelétricas nos valores do fator de ajuste do MRE (GSF).

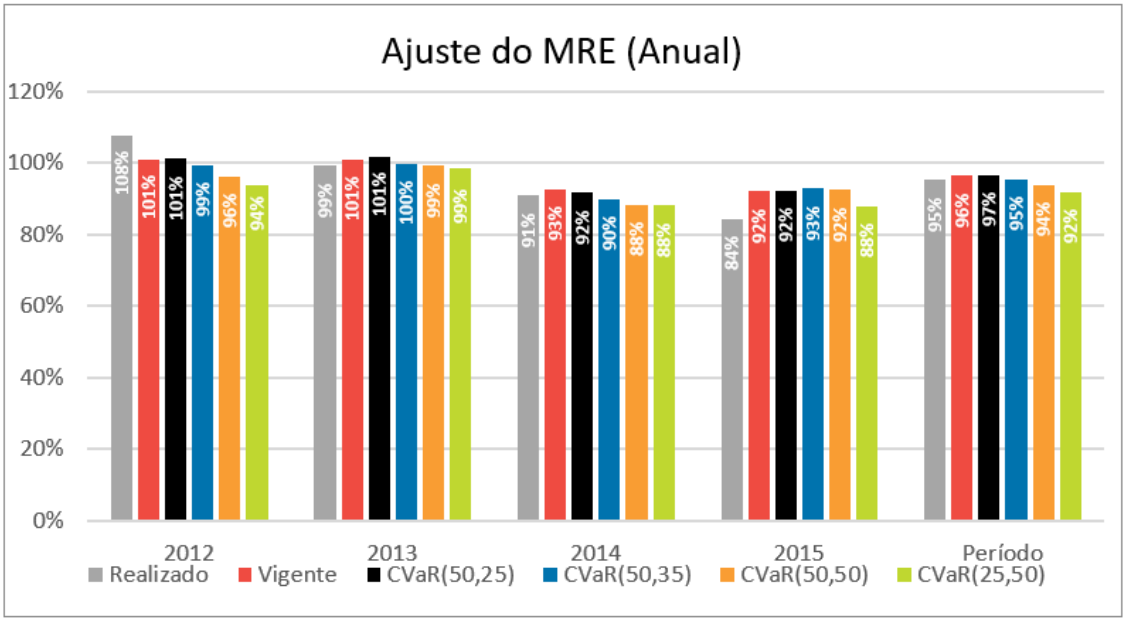


Figura 99 – Fator de Ajuste do MRE (GSF) obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2012 a 2015

Observa-se que os valores de ajuste do MRE dos cenários avaliados apresentam menor variação que o valor realizado, mostrando uma maior estabilidade dos cenários analisados. O GSF apresentou valores menores que o realizado para o ano de 2012 em todas as simulações executadas. Isso ocorreu devido ao cenário hidrológico fortemente adverso da época e pelo fato de as simulações considerarem o mecanismo CVaR, que na época ainda não era empregado na formação de preço e na operação. Nos anos de 2013 e 2014, o fator de ajuste do MRE das simulações com menor aversão ao risco apresentaram valores mais elevados que o GSF realizado, em consequência ao maior nível de armazenamento obtidos pelas simulações em 2012. As simulações com maior aversão ao risco apresentaram na média valores de GSF inferiores ao realizado, devido a maior geração termelétrica ocorrida, de forma a elevar os reservatórios e promover

uma maior segurança energética. Por fim, em 2015, todos os casos simulados apresentaram um maior valor de GSF que o realizado.

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 100. 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 (3).

$$Impacto\ no\ MCP_{caso} = PLD_{caso} * \left(GH_{caso} - GF_{período}\right) \quad (3)$$

Considerando o caso vigente, sem a adição dos aprimoramentos sugeridos pelo GT-Metodologia, essa contratação resultaria para o período de 2012 a 2015 em um impacto financeiro de R$ 35,4 bilhões para as usinas do MRE, o que representa uma redução de R$ 13,5 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 8,5 bilhões de reais em relação ao realizado, e o maior impacto financeiro observado seria da ordem de R$ 44,6 bilhões de reais 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. Ademais, destaca-se que no ano de 2015 nenhum caso simulado teve impacto negativo na comparação com o realizado.

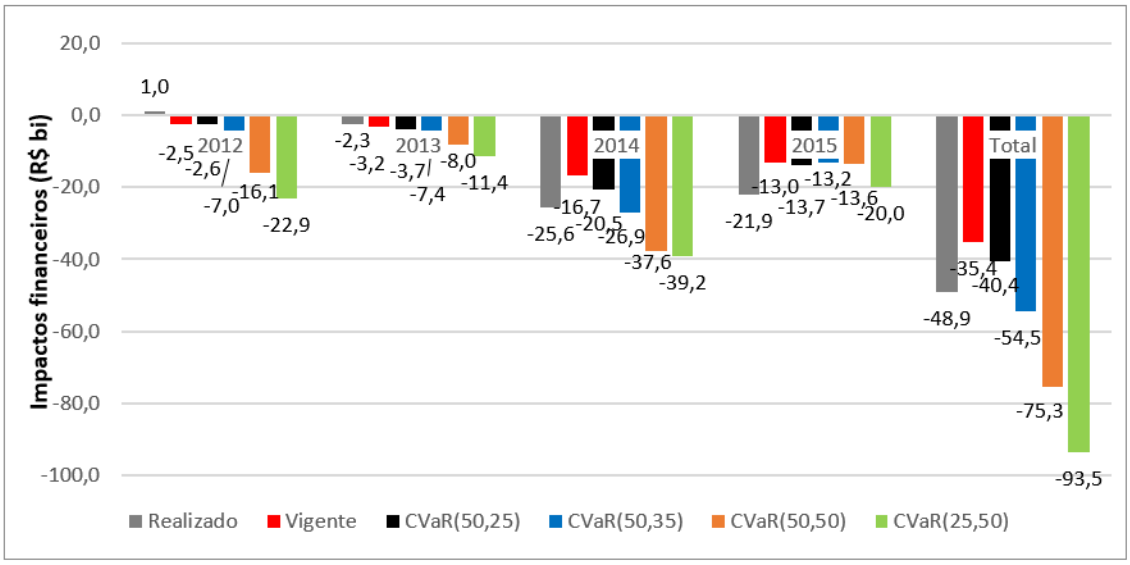


Figura 100 – Impacto financeiro anual e diferenças entre os casos obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2012 a 2015

Com base nos resultados obtidos dessas simulações retrospectivas encadeadas do NEWAVE e DECOMP, conclui-se que caso fosse possível a adoção dessas novas metodologias em janeiro de 2012, quando os reservatórios ainda apresentavam bons níveis de armazenamento, o SIN poderia ter atravessado os anos de 2012 a 2015 em

melhores condições energéticas e com menores impactos financeiros aos agentes setoriais. Na hipótese da manutenção dos parâmetros atuais (α = 50% e λ = 35%), com a adição das novas funcionalidades, os níveis de armazenamento ao final do ano de 2015 estariam cerca de 3,7 p.p. mais elevados em relação ao modelo vigente e cerca de 14,7 p.p. em relação ao realizado (vide Figura 59), obtendo um custo de geração térmica um pouco superior ao caso Vigente no período considerado, porém ainda menor que o realizado (Figura 90) e com pequeno impacto financeiro para o MRE (Figura 100).

8.2.2 Período de 2020 a 2021

Por sua vez, para o período mais recente, a Figura 101 mostra o impacto de elevação dos armazenamentos e alterações de geração termelétrica, em outras palavras, podem ser observados as implicações das alterações de geração hidrelétricas nos valores do fator de ajuste do MRE (GSF).

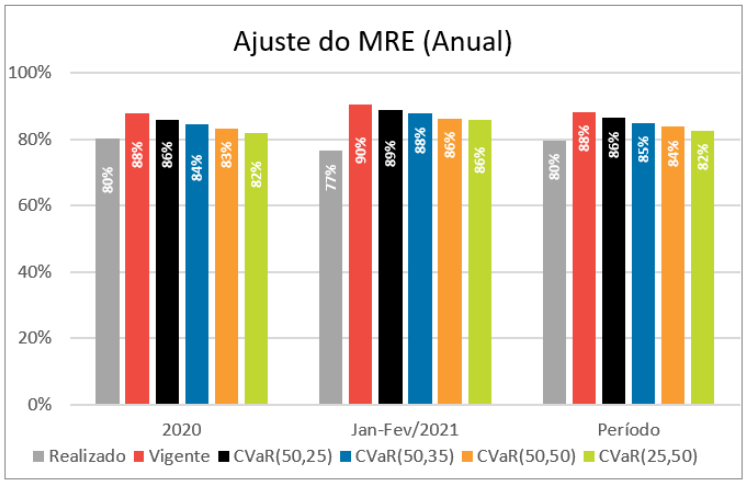


Figura 101 – Fator de Ajuste do MRE (GSF) obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2020 a 2021

Observa-se que o GSF apresentou valores menores que a unidade em todas as simulações realizadas para o período de 2020 e 2021. 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.

Por fim, uma estimativa do impacto financeiro pode ser vista na Figura 102. 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 na Figura 103 e Figura 104. Como já mostrado na Figura 101, o GSF teve uma diminuição em todas as simulações realizadas, contudo, observa-se que o impacto financeiro dos casos com maior aversão ao risco CVaR (35,50), CVaR (50,50) e CVaR (25,50) é maior que o caso realizado devido

ao efeito do PLD elevado obtido nessas simulações. Considerando o caso CVaR (50,35), o período de 2020 a 2021 realizaria um impacto financeiro de R$ 32 bilhões para as usinas do MRE, o que representa uma piora de R$ 6 bilhões com base nos dados realizados do MRE.

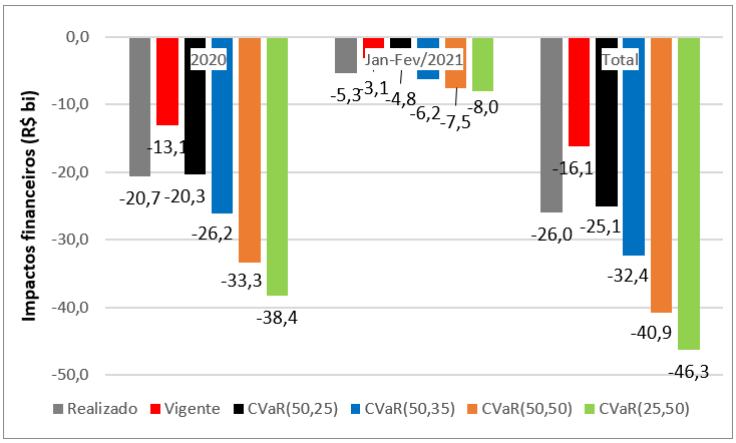


Figura 102 – Impacto financeiro anual e diferenças entre os casos obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2020 a 2021

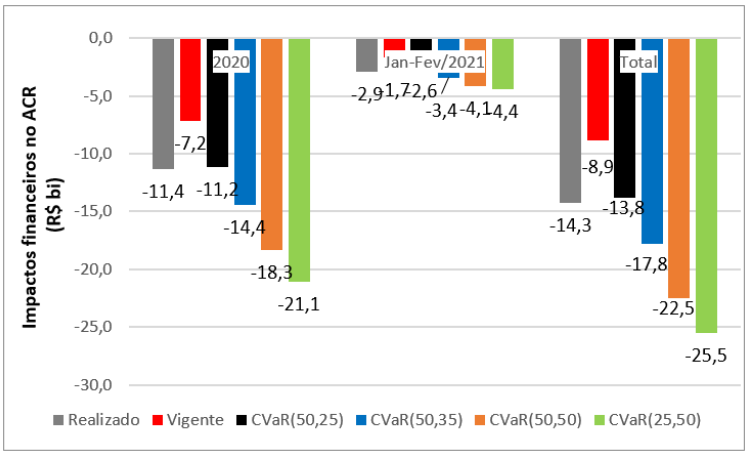


Figura 103-Impacto financeiro anual no ACR e diferenças entre os casos obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2020 a 2021

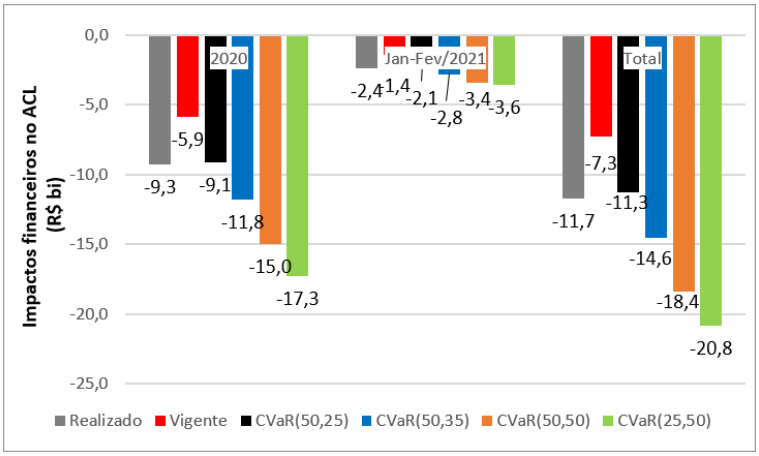


Figura 104-Impacto financeiro anual no ACL e diferenças entre os casos obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2020 a 2021

Por último, considerando o encargo de deslocamento hidráulico que ocorre quando há geração fora da ordem de mérito, a Figura 105 apresenta o valor financeiro de deslocamento hidráulico que ocorre para cada modelo considerado. A Figura 106 apresenta o potencial de redução do deslocamento hidráulico em cada um dos casos avaliados em relação ao realizado. Através das figuras, observa-se que quanto mais avesso ao risco, maior o potencial de redução do encargo relativo ao deslocamento hidráulico.

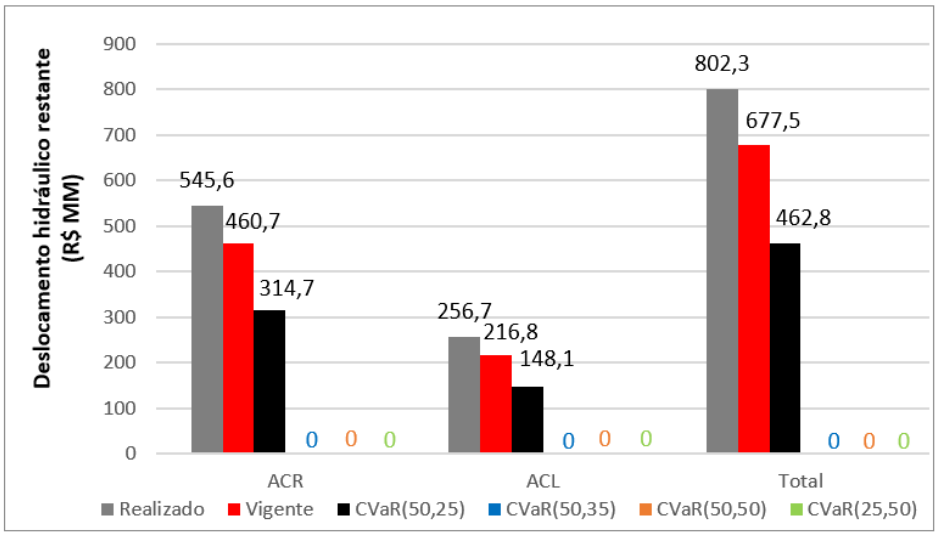


Figura 105 - Deslocamento hidráulico restante

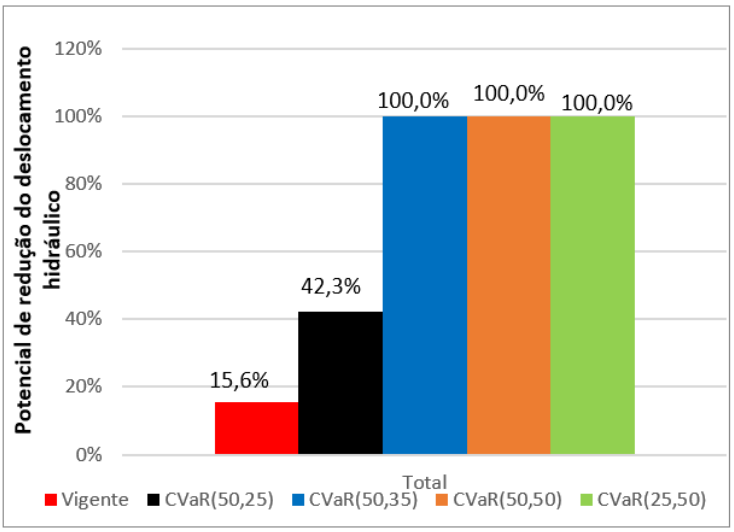


Figura 106 - Potencial de redução do deslocamento hidráulico em relação ao realizado

9 Avaliação do impacto nas distribuidoras

Nesta seção são apresentados os resultados da avaliação dos impactos na contratação das distribuidoras. Neste estudo, foram considerados os novos parâmetros do CVaR avaliados pelo GT Metodologia no ciclo 2019-2020-2021.

A Figura 107 apresenta o caso sem a revisão de Garantias Físicas (GF) das usinas, ou seja, considerando a GF vigente das usinas. Nessa figura, é apresentado o portifólio da "Distribuidora Brasil" que representaria uma estimativa do portifólio agregado de todas as distribuidoras do Brasil. A área em azul representa a contratação atual e a área em cinza representa a possibilidade de contratação via montante de reposição. As projeções de cargas foram feitas por base no PDE 2030 e refletem dois cenários futuros de inserção de Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD).

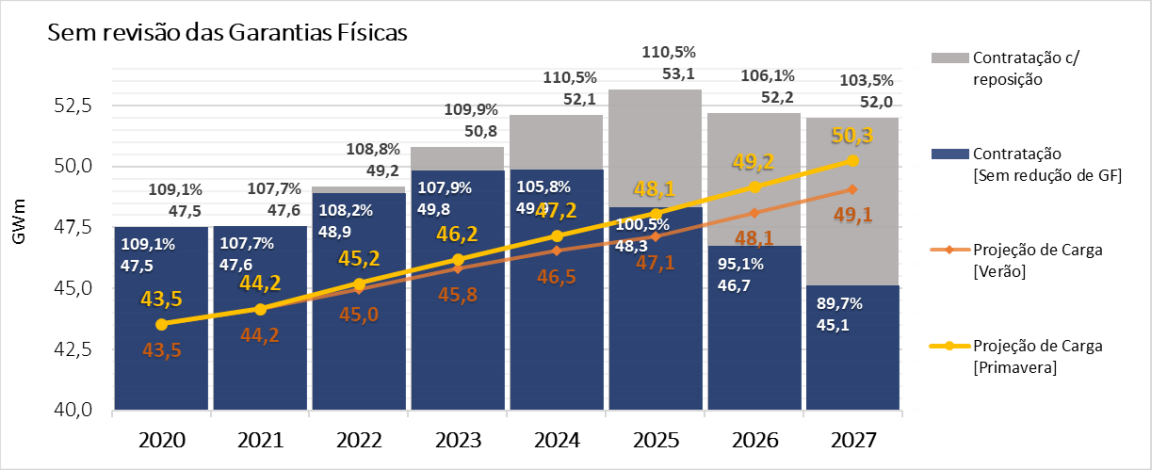


Figura 107 – Contratação das distribuidoras sem considerar a revisão de Garantias Físicas

A Figura 108 apresenta o status de contratação das distribuidoras considerando a simulação do modelo NEWAVE para caso do leilão de energia nova (LEN) A-3 e A-4 de 2021 para o caso base de revisão ordinária de garantia física, conforme descrito na Seção 4.5.

A

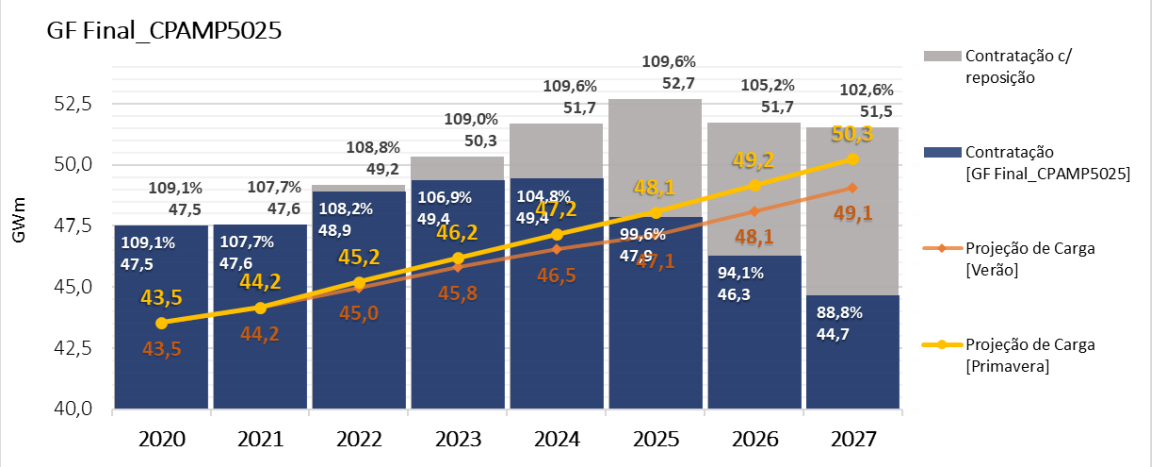


Figura 109, Figura 110, Figura 111 e Figura 112 apresentam os demais resultados com as sensibilidades do CVaR e considerando os aprimoramentos do PAR(p)-A e os novos níveis mínimos de referência do VMinOp.

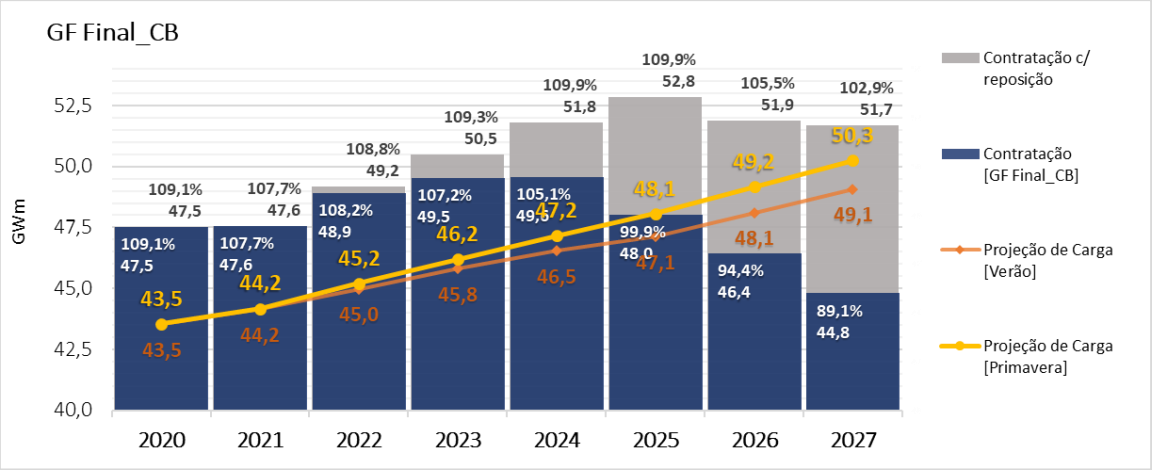


Figura 108 – Contratação das distribuidoras considerando o Caso Base (CB)

Considerando os potenciais ajustes dos Contratos de Cota de Garantia Física (CCGF) do portifólio das distribuidoras, a tabela a seguir apresenta qual seria a redução de garantia física e a subcontratação ou sobrecontratação das distribuidoras para cada uma das simulações no ano de referência de 2025. Considera-se como referência o caso sem revisão das Garantias Físicas.

Tabela 22 – Impacto na contratação das distribuidoras em CCGFs

Sensibilidade	Redução de GF (MWmédio)	Subcontratação ou Sobrecontratação (MWmédio)
Sem revisão de GF	Ref.	+257
Caso Base	-306	-49
CVaR (50,25)	-451	-193
CVaR (50,35)	-499	-241
CVaR (50,50)	-519	-262
CVaR (25,50)	-519	-262

Observa-se que os casos mais avessos ao risco implicam em maior impacto na subcontratação das distribuidoras. Dada as análises da Seção 4.5, que identificou os potenciais efeitos das implementações propostas sobre as garantias físicas das usinas hidrelétricas do SIN, esse seria um efeito esperado dado a redução de GF que pode ocorrer em uma futura revisão.

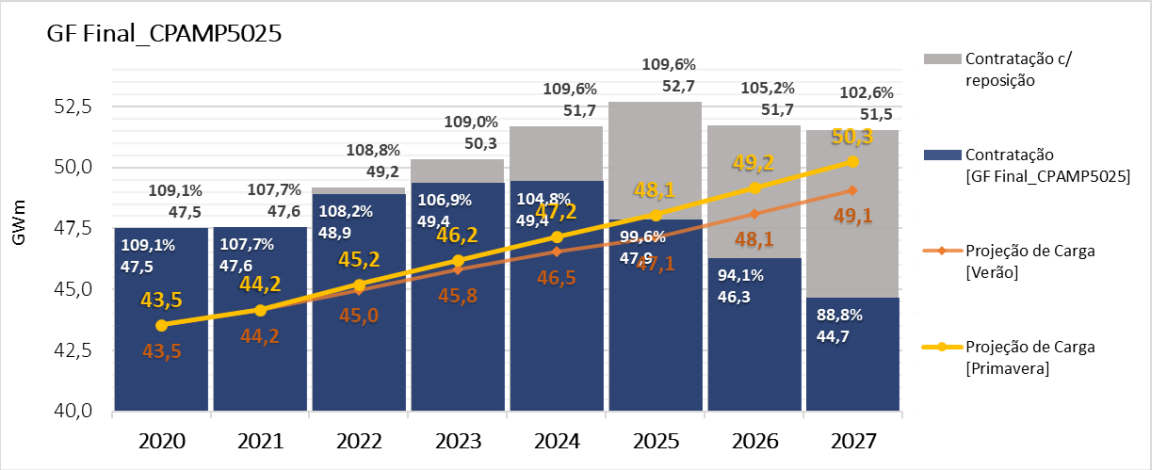


Figura 109 – Contratação das distribuidoras considerando a revisão de garantia física as usinas com o CVaR (50,25)

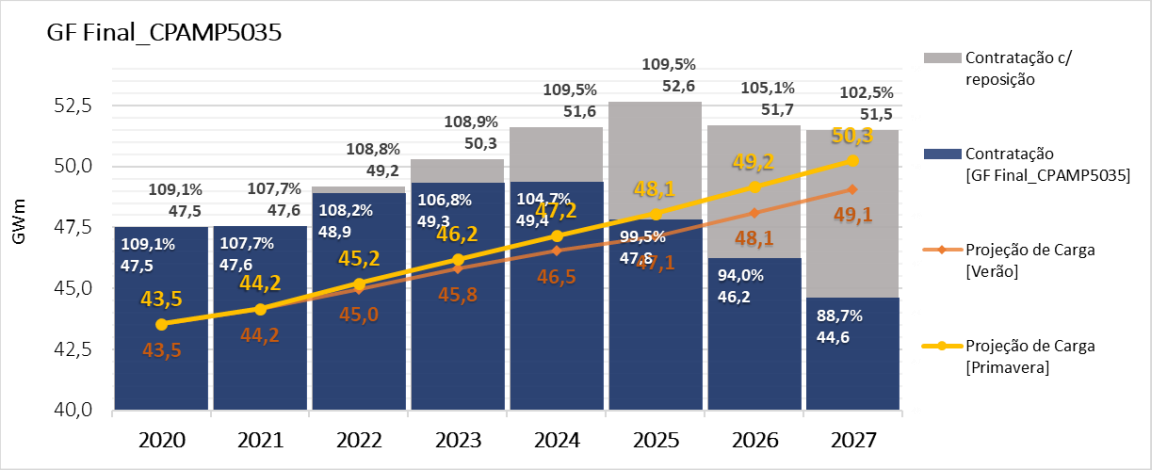


Figura 110 – Contratação das distribuidoras considerando a revisão de garantia física as usinas com o CVaR (50,35)

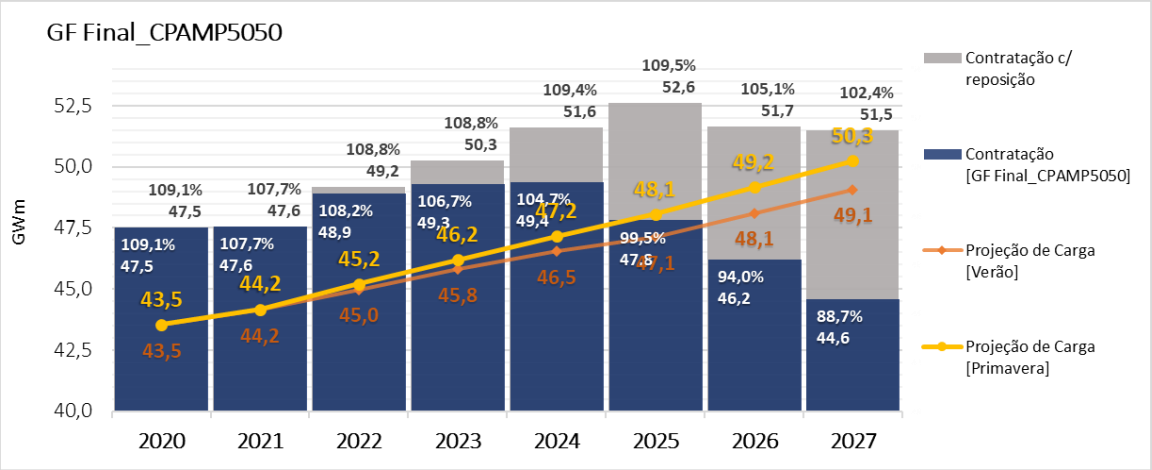


Figura 111 – Contratação das distribuidoras considerando a revisão de garantia física as usinas com o CVaR (50,50)

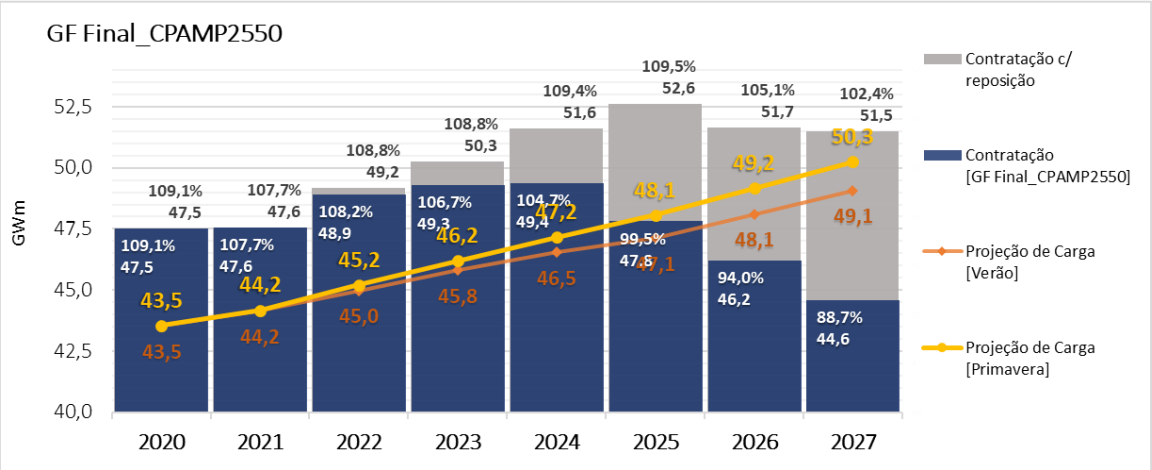


Figura 112 – Contratação das distribuidoras considerando a revisão de garantia física as usinas com o CVaR (25,50)

10 Avaliação de 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.

10.1 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 totalizando dois horizontes do estudo (2012-2015 e 2020);

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 nas mais recentes premissas e parâmetros da ANEEL, divulgados na Consulta Pública (CP) n. 10/2021.

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 construção de uma distribuidora hipotética, com escala condizente à dimensão do SIN, em detrimento de se considerarem todas as especificidades de cada distribuidora) 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 do paradigma de cálculo da CP 10/2021 exige algumas adaptações de escala, sobretudo no que se refere à janela do *backtest* 2012-2015. Conforme apontado, a configuração do SIN empregada no dimensionamento das Bandeiras Tarifárias é recente (janeiro de 2020). Nos anos de 2012 a 2014, não havia aplicação formal desse mecanismo tarifário, pois ele iniciou-se em janeiro de 2015. Além disso, a configuração e os parâmetros do SIN em janeiro de 2020 podem diferir bastante daqueles observados em meados da década anterior.

Não obstante o exposto, para tornar compatíveis os cálculos aqui desempenhados, o principal fator de ajuste de escala foi a garantia física do parque hidrelétrico. Ao se dividir a geração hidráulica do parque simulado pela garantia física à época vigente, assegurou-se que o GSF resultante contivesse o ajuste de dimensão necessário. Além disso, ao se aplicarem os custos marginais de operação (CMOs) e PLDs resultantes dos *backtests* de 2012 a 2015 sobre a mesma oferta de parque termelétrico (janeiro de 2020), assegurou-se base de comparação homogênea para cada sensibilidade aferida.

Assim, as diferenças relativas computadas entre os cenários de sensibilidade e o caso de referência (*baseline*) são 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.

10.2 Resultados para o horizonte 2012-2015

Nos anos de 2012 e 2013, o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) experimentava realidade muito distinta da vivenciada recentemente, sobretudo no que tange à produção de eventos superavitários (energia secundária). Todavia, o dimensionamento da rubrica risco hidrológico no âmbito das Bandeiras Tarifária (CP 10/2021) carrega consigo a conjuntura experimentada pelo mecanismo nos últimos anos, onde eventos com energia secundária têm ocorrido com menor frequência, porquanto influenciando diretamente a cobertura tarifária embutida no patamar Verde.

O reflexo dessa condição mais favorável para o MRE pode ser observado sobretudo no período úmido dos anos 2012 e 2013, sintetizado na variável GSF_{band} da Figura 113. Nela também se dispõe o comportamento do $PLD_{gatilho}$, onde o acrônimo "NP" refere-se aos casos com os novos parâmetros em estudo pela CPAMP, e "ref", ao caso de referência.

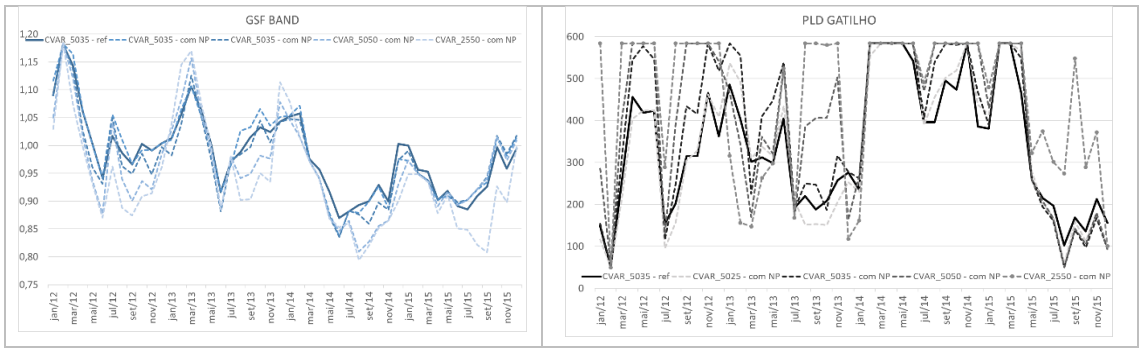


Figura 113 – GSF_{band} e $PLD_{gatilho}$

Nota-se que, de maneira geral, o recrudescimento da aversão ao risco levou à diminuição do índice de GSF, concomitantemente à elevação do PLD, movimentos que repercutem diretamente sobre a sistemática de acionamento. O resultado computado para tanto é exibido na Figura 113.

Seguindo a mesma tendência das variáveis de controle do acionamento, quanto maior foi a aversão ao risco, maior também foi a frequência de chamadas de Bandeiras Amarelas ou Vermelhas, sendo que a intensidade delas também manteve coerência com a gradação de gerenciamento de risco do algoritmo de otimização.

Todavia, em face da condição estruturalmente mais favorável do MRE nos anos de 2012 e 2013, a intensificação da aversão ao risco *per se* não foi capaz de reverter a predominância de Bandeiras Verdes no período úmido, sobretudo em função dos excedentes estruturais de produção do parque hidrelétrico à época existentes. Em alguma medida, essa condição refletiu-se ainda nos anos de 2014 e 2015.

Outro destaque deve-se ao mês de junho de 2013, quando o cenário (50,35)_NP apresentou acionamento mais intenso do que os de outras vertentes mais avessas ao risco. Trata-se de inversão pontual e circunscrita, influenciada pelas trajetórias das políticas ótimas de operação concebidas em cada qual das vertentes. As mais avessas, ao sistematicamente antecipar decisões de despacho termelétrico, também podem produzir custos de oportunidades inferiores em alguns estágios do horizonte, quando comparadas a opções menos gravosas.

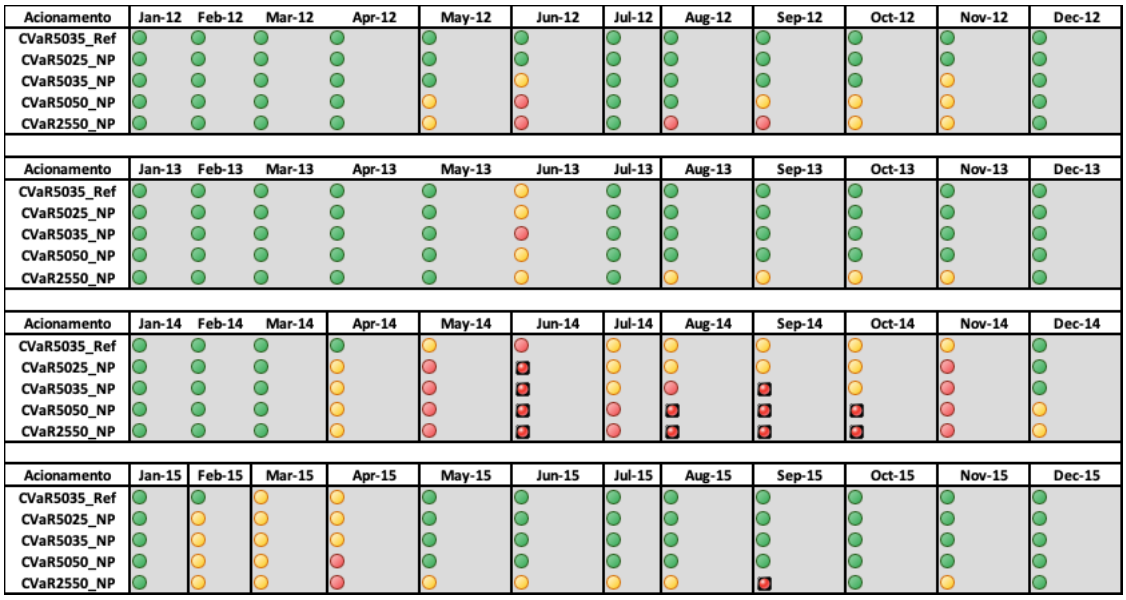


Figura 114 – Simulação do Acionamento em 2012-2015

Sobre o desempenho financeiro da Conta Bandeiras, na Figura 115 apresentam-se os resultados para cada vertente considerada. Novamente, nota-se compatibilidade entre o desempenho financeiro e o grau de aversão ao risco previamente fixado. Quanto maior foi esse último, maior foi o impacto na sistemática tarifária e, consequentemente, o rebatimento na tarifa final de energia elétrica.

Figura 115 – 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 a do cenário CVaR (25,50)_NP. Os outros cenários apresentaram trajetórias intermediárias. A síntese desses resultados está disposta na Tabela 23.

Tabela 23 – Impactos tarifários

Impacto Tarifário		
CVaR_5035_Ref. vs. CVaR_5025 - com NP		
Ano	Dif. Absoluta	Dif. Relativa
2012	356	-1,95%
2013	827	-4,71%
2014	-1.445	5,06%
2015	-262	1,21%
	MÉDIA	**-0,10%**
Impacto Tarifário Médio Final =		**-0,01%**

Impacto Tarifário		
CVaR_5035_Ref. vs. CVaR_5035 - com NP		
Ano	Dif. Absoluta	Dif. Relativa
2012	-2.033	11,37%
2013	-1.644	9,83%
2014	-3.391	11,30%
2015	387	-1,77%
	MÉDIA	**7,68%**
Impacto Tarifário Médio Final =		**0,83%**

Impacto Tarifário		
CVaR_5035_Ref. vs. CVaR_5050 - com NP		
Ano	Dif. Absoluta	Dif. Relativa
2012	-6.568	32,40%
2013	-3.826	19,93%
2014	-7.627	23,86%
2015	-214	1,00%
	MÉDIA	**19,30%**
Impacto Tarifário Médio Final =		**2,08%**

Impacto Tarifário		
CVaR_5035_Ref. vs. CVaR_2550 - com NP		
Ano	Dif. Absoluta	Dif. Relativa
2012	-11.080	44,67%
2013	-5.270	24,66%
2014	-8.780	24,26%
2015	-9.261	42,32%
	MÉDIA	**33,98%**
Impacto Tarifário Médio Final =		**3,65%**

A receita total para o segmento de distribuição considerada neste estudo 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$21.505.610. Esses resultados mostram impactos computados sobre essas duas referências. Nota-se que eles foram progressivos e apresentaram crescimento não linear. Em relação à tarifa final, o cenário com menor impacto foi o CVaR (50,25)_NP (-0,01%), com a máxima diferença tendo sido atingida para o CVaR (25,50)_NP, totalizando 3,65%.

10.3 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 116, apresentam-se as trajetórias das variáveis GSF_{band} e $PLD_{gatilho}$ contabilizadas para o período do estudo.

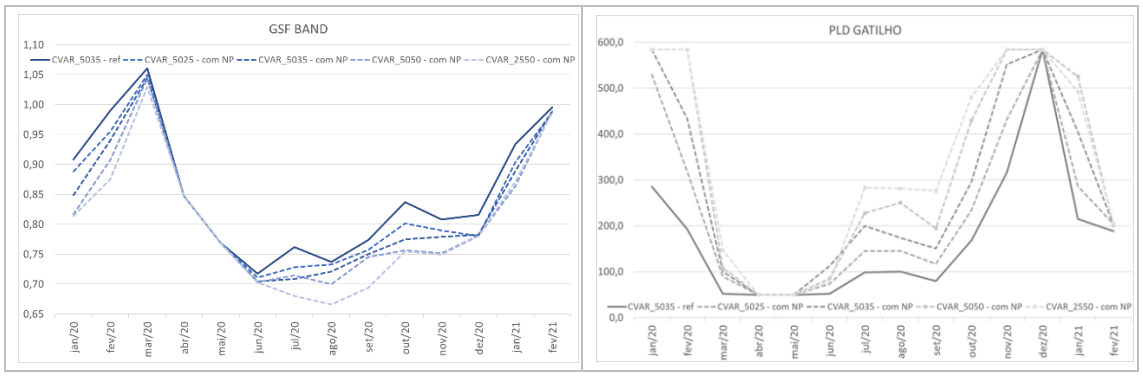


Figura 116 – GSF_{band} e $PLD_{gatilho}$

Nota-se que de março até junho, houve importante queda do GSF e 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 cinco vertentes consideradas em abril e maio. A reversão desse quadro começou a ocorrer mais significativamente a partir de setembro.

Na Figura 117, 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 os resultados apresentaram não-linearidades, mormente em decorrência dos efeitos da pandemia. Exemplo nesse sentido foi detectado nos meses de abril e maio, onde todos os resultados apontaram patamar Verde.

Isso também explica por que, no mês de junho, apenas o cenário (50,35)_NP tenha indicado acionamento Amarelo. Nesse caso, ao compará-lo às outras duas vertentes mais gravosas (CVaR (50,50)_NP e CVaR (25,50)_NP), o fato de elas constituírem casos mais avessos ao risco implicam despachos termelétricos cumulativamente mais intensos em estágios anteriores, o que possivelmente posicionou o sistema em condição mais confortável de operação (armazenamentos mais elevados). Tendo em vista que o GSF em junho foi praticamente o mesmo para os três casos, notadamente em razão dos efeitos da pandemia, a diferença de acionamento decorreu do PLD mais elevado em (50,35)_NP. Isso foi provavelmente induzido por um custo de oportunidade remanescente (superior) para o uso do recurso hidráulico nessa vertente, o que não ocorrera nas outras duas em função do resultado da integralização das respectivas políticas operativas naquele estágio, em particular, não ter apontado algo da mesma ordem de grandeza.

Acionamento	Jan-20	Feb-20	Mar-20	Apr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Aug-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dec-20
CVaR5035_Ref	🟡	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟡	🟢	🟡	🟡	🔴
CVaR5025_NP	🟡	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟡	🟡	🟡	🟡	🔴	🔴
CVaR5035_NP	🔴	🟢	🟢	🟢	🟢	🟡	🟡	🟡	🟡	🔴	🔴	🔴
CVaR5050_NP	🔴	🟡	🟢	🟢	🟢	🟢	🔴	🔴	🟡	🔴	🔴	🔴
CVaR2550_NP	🔴	🔴	🟢	🟢	🟢	🟢	🔴	🔴	🔴	🔴	🔴	🔴

Acionamento	Jan-21	Feb-21	Mar-21	Apr-21	May-21	Jun-21	Jul-21	Aug-21	Sep-21	Oct-21	Nov-21	Dec-21
CVaR5035_Ref	🟢	🟢										
CVaR5025_NP	🟡	🟢										
CVaR5035_NP	🟡	🟢										
CVaR5050_NP	🔴	🟢										
CVaR2550_NP	🔴	🟢										

Figura 117 – Simulação do Acionamento em 2020-2021

Sobre os fluxos financeiros, na Figura 118 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 foi a aversão ao risco, maior foi também o impacto na tarifa de energia elétrica.

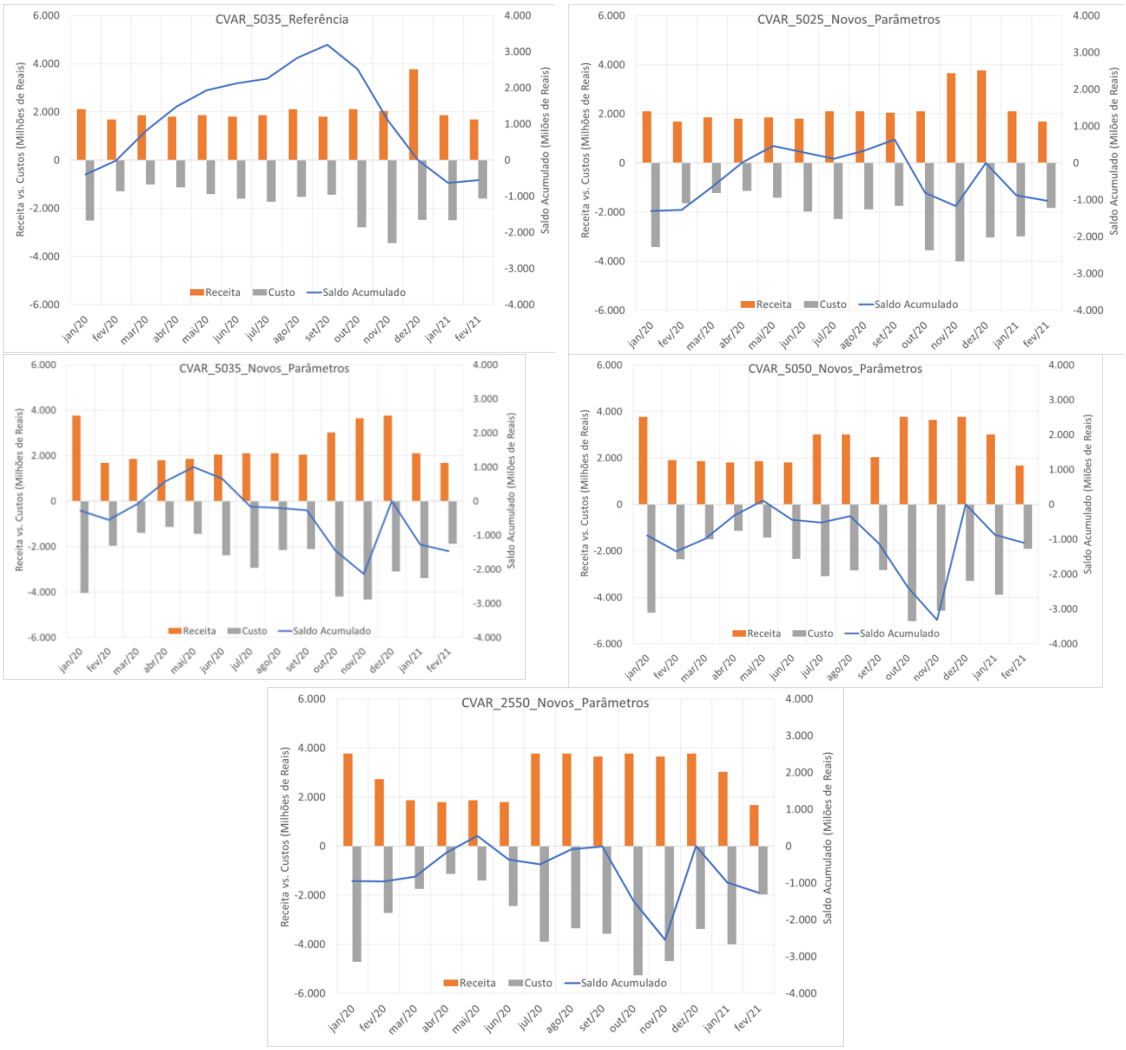


Figura 118 – Simulações financeiras da Conta Bandeiras

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 conferida pelo cenário CVaR (25,50)_NP. Os outros cenários apresentaram trajetórias intermediárias. A síntese desses resultados quantitativos está disposta na Tabela 24.

Tabela 24 – Síntese dos impactos tarifários

Impacto Tarifário		
CVaR_5035_Ref. vs. CVaR_5025 - com NP		
Ano	Dif. Absoluta	Dif. Relativa
2020	-4.917	21,95%
	MÉDIA	**21,95%**
Impacto Tarifário Médio Final =		**2,46%**

Impacto Tarifário		
CVaR_5035_Ref. vs. CVaR_5035 - com NP		
Ano	Dif. Absoluta	Dif. Relativa
2020	-8.752	39,06%
	MÉDIA	**39,06%**
Impacto Tarifário Médio Final =		**4,38%**

Impacto Tarifário		
CVaR_5035_Ref. vs. CVaR_5050 - com NP		
Ano	Dif. Absoluta	Dif. Relativa
2020	-12.682	56,60%
	MÉDIA	**56,60%**
Impacto Tarifário Médio Final =		**6,34%**

Impacto Tarifário		
CVaR_5035_Ref. vs. CVaR_2550 - com NP		
Ano	Dif. Absoluta	Dif. Relativa
2020	-15.920	71,06%
	MÉDIA	**71,06%**
Impacto Tarifário Médio Final =		**7,96%**

Repisa-se que, também 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 24 mostram impactos computados sobre essas duas referências. Nota-se que eles foram progressivos e crescentes sobre a performance da Conta Bandeiras e, consequentemente, sobres as tarifas finais de eletricidade. Nesse último quesito, o cenário com menor impacto foi o CVaR (50,25)_NP (2,46%), com o máximo tendo sido apurado em CVaR (25,50)_NP, atingindo 7,96%.

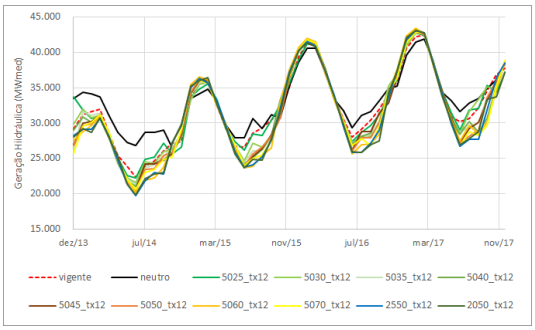
11 Referências

[1] L. C. d. C. Júnior, *Representação de restrições de aversão a risco de CVaR em Programação Dinâmica Dual Estocasticas com aplicação ao planejamento da operação de sistemas hidrotermicos.,* Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2013.

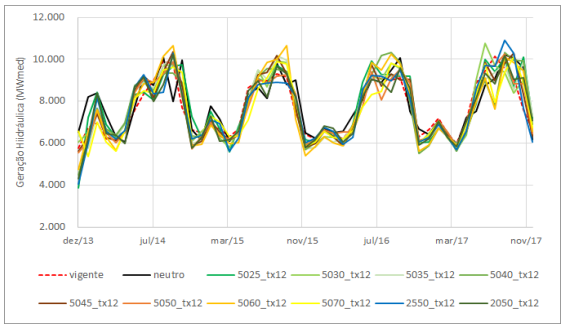
[2] CEPEL, "Mecanismos alternativos de aversão a risco - valor condiconado a um dado risco (Nota Técnica nº 66)," Rio de Janeiro, 2013.

ANEXO A – Avaliação *deck* do PLD

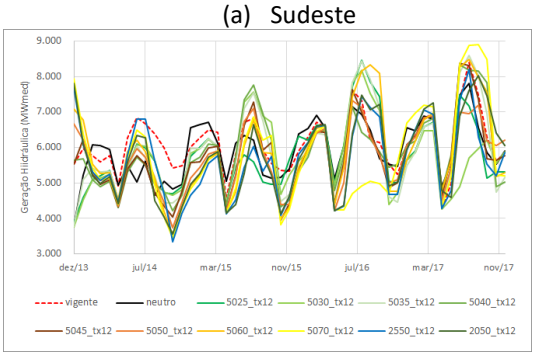
1) *Deck* do PLD Dezembro/2013



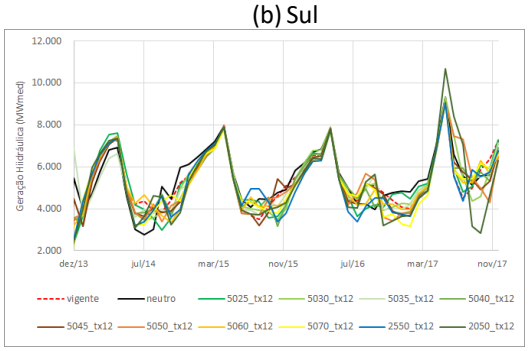
(a) Sudeste



(b) Sul

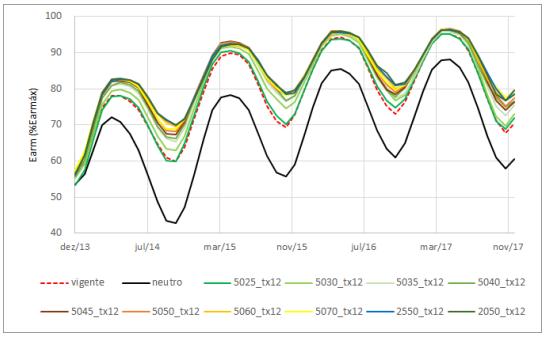


(c) Nordeste

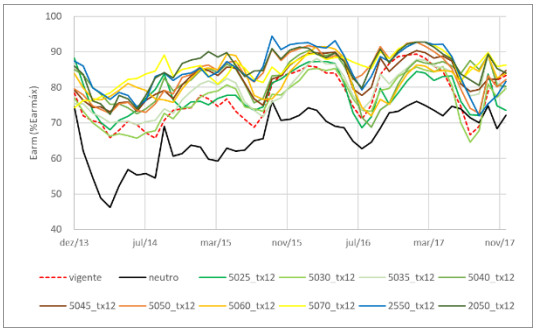


(d) Norte

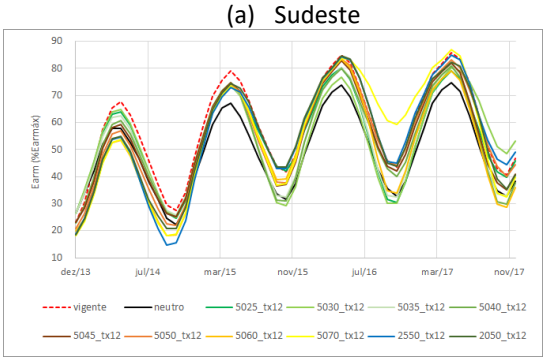
Figura 119 – Geração hidráulica por submercado – *deck* PLD dezembro/2013



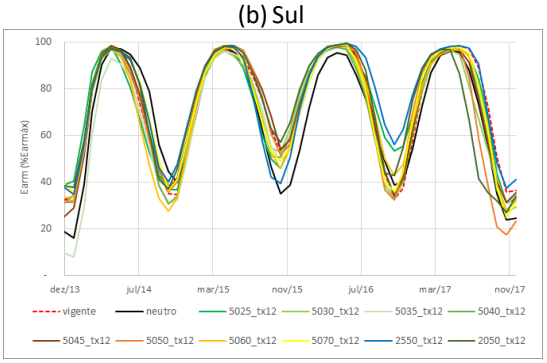
(a) Sudeste



(b) Sul

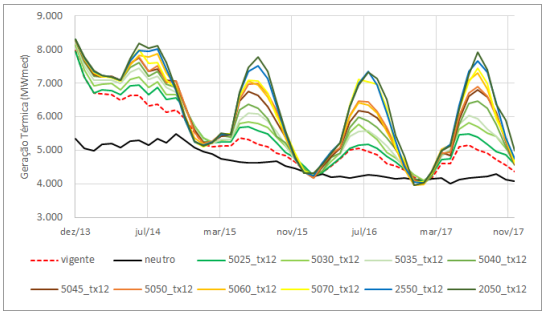


(c) Nordeste

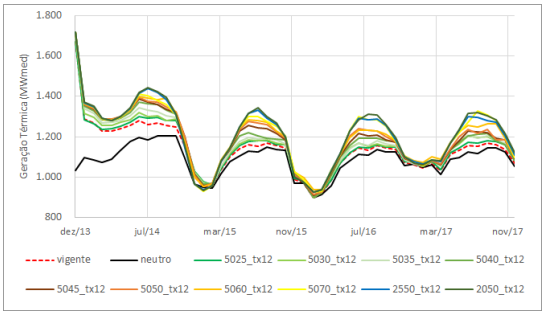


(d) Norte

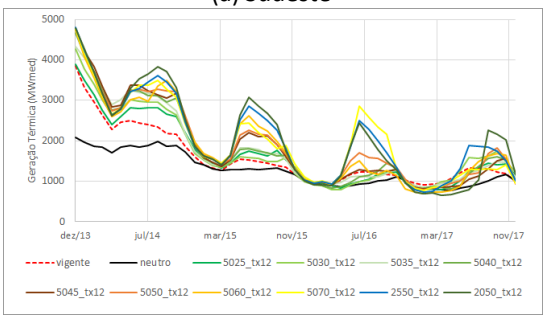
Figura 120 – Energia armazenada por submercado – *deck* PLD dezembro/2013



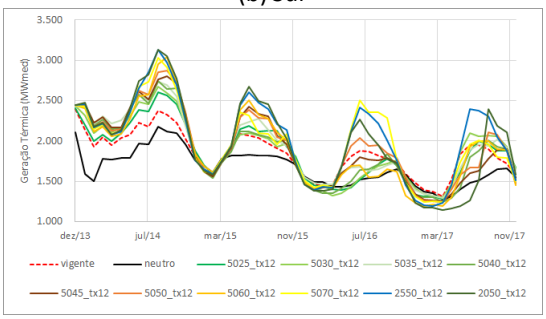
(a) Sudeste



(b) Sul



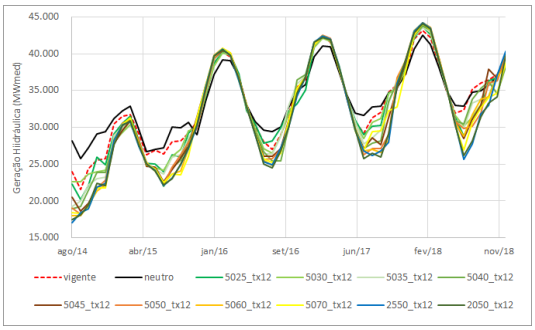
(c) Nordeste



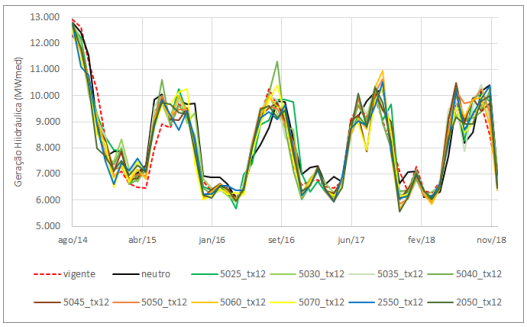
(d) Norte

Figura 121 – Geração térmica por submercado – *deck* PLD dezembro/2013

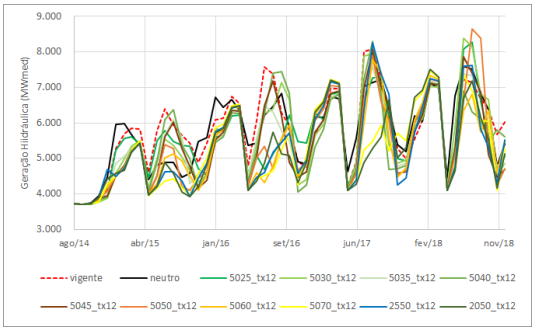
2) *Deck* do PLD Agosto/2014



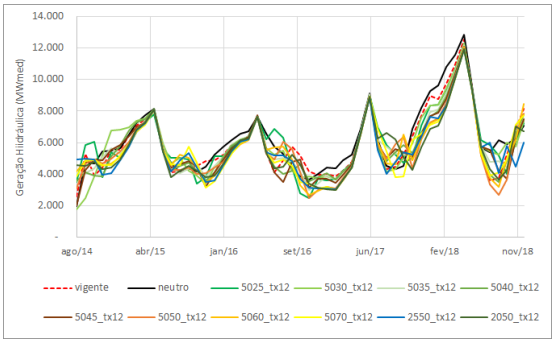
(a) Sudeste



(b) Sul

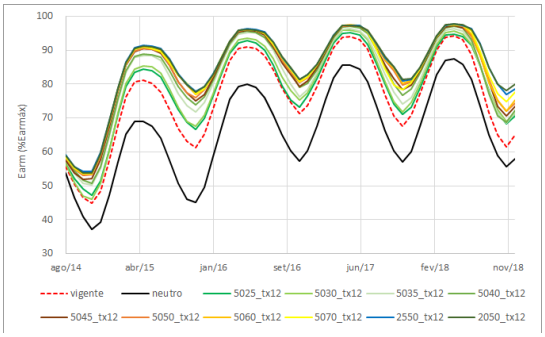


(c) Nordeste

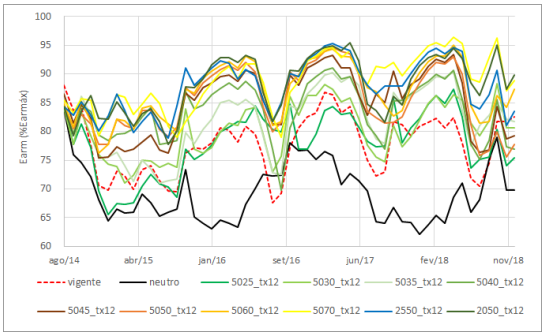


(d) Norte

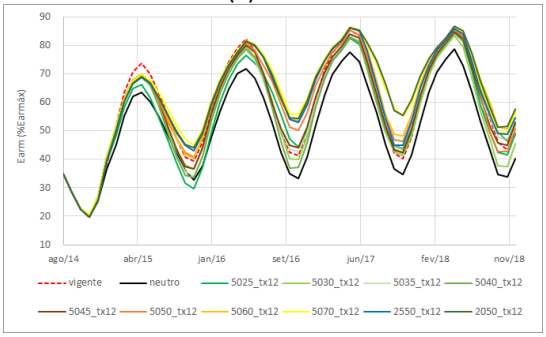
Figura 122 – Geração hidráulica por submercado – *deck* PLD agosto/2014



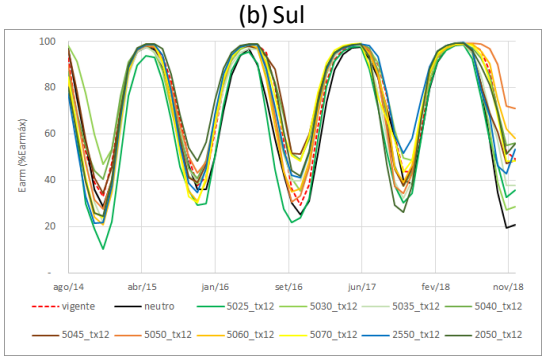
(a) Sudeste



(b) Sul

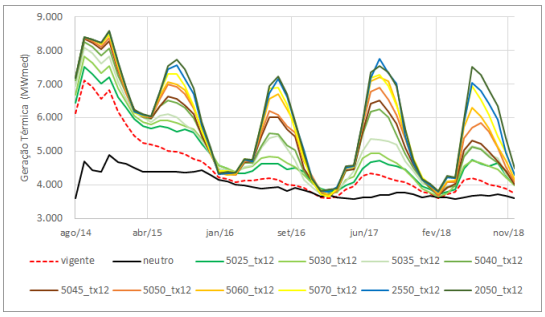


(c) Nordeste

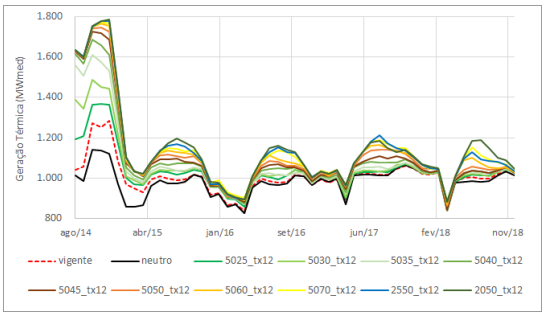


(d) Norte

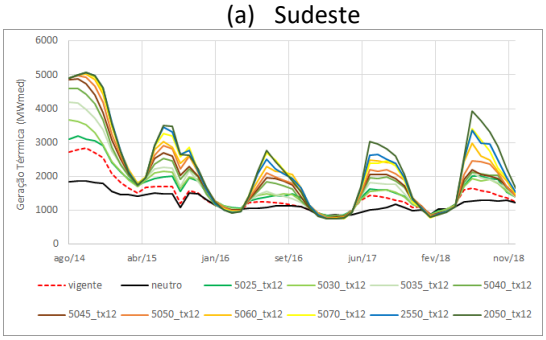
Figura 123 – Energia armazenada por submercado – *deck* PLD agosto/2014



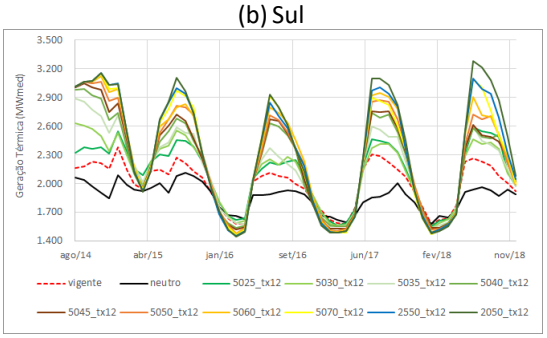
(a) Sudeste



(b) Sul



(c) Nordeste



(d) Norte

Figura 124 – Geração térmica por submercado – *deck* PLD agosto/2014

3) *Deck* do PLD Maio/2019

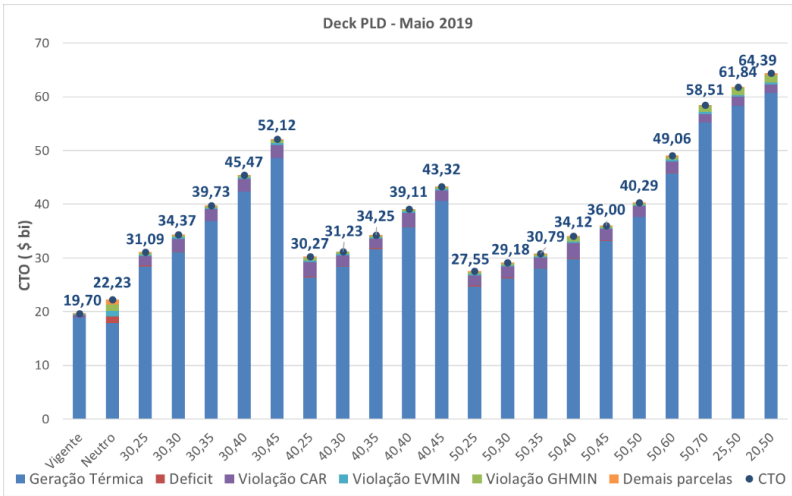


Figura 125 – Custo Total da Operação para o *deck* de maio/2019

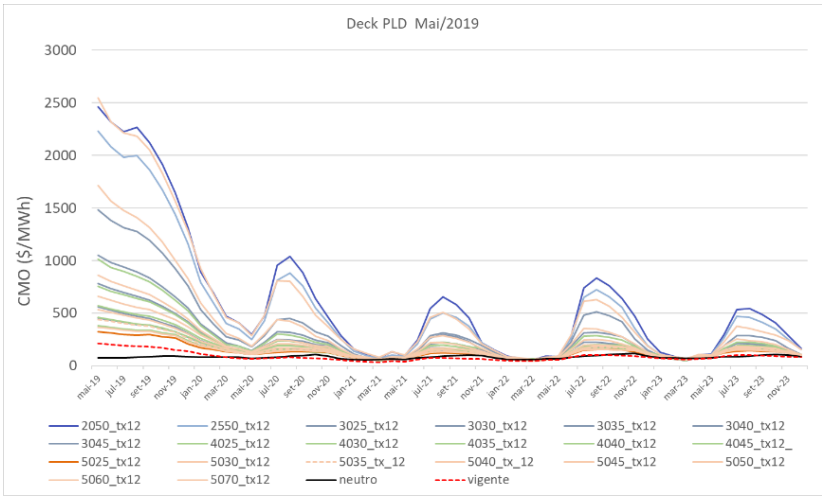


Figura 126 – Média das 2000 séries do CMO submercado Sudeste – maio/2019

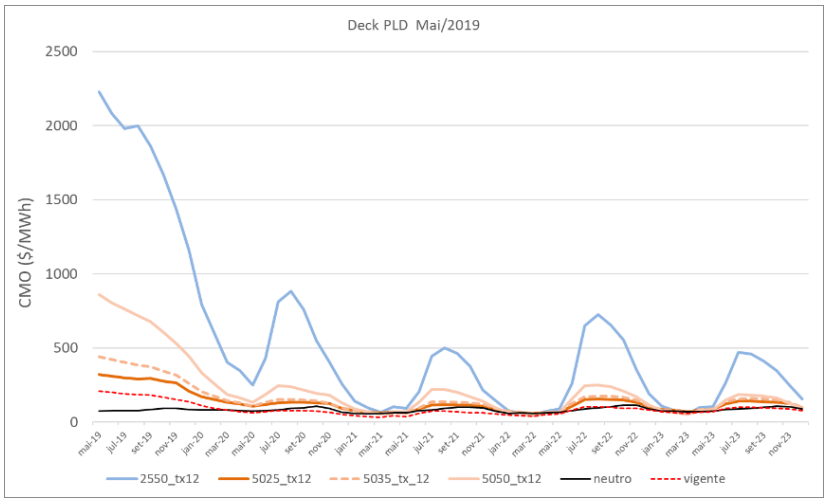


Figura 127 – Média das 2000 séries do CMO submercado Sudeste – maio/2019

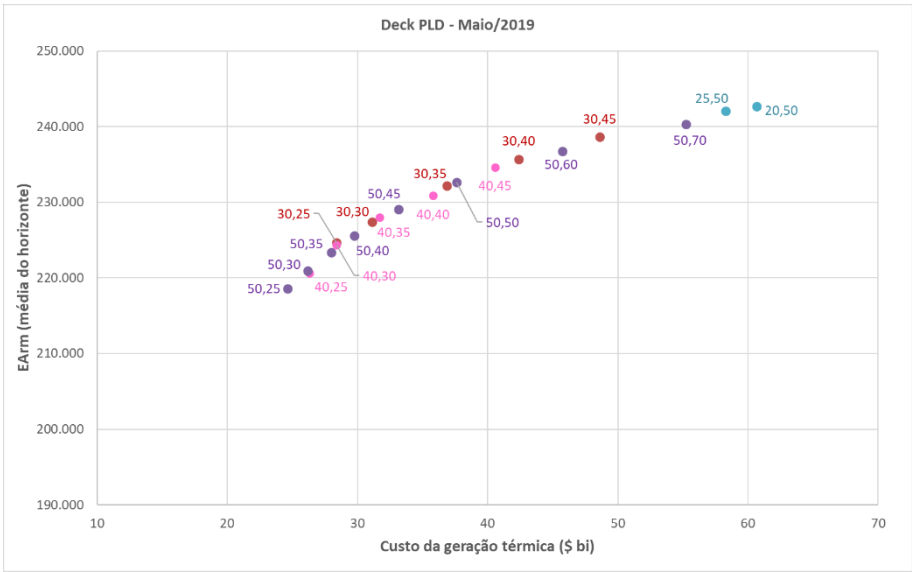


Figura 128 – Pareto Energia armazenada x Custo da geração térmica – maio/2019

Tabela 25- CMO, Energia Armazenada e Vertimento – maio/2019

Deck PLD maio/2019	CMO Sudeste 2º mês (R$/MWh)	CMO Nordeste 2º mês (R$/MWh)	EARM SIN Nov/1º ano (%)	Vertimento médio horizonte SIN (MWmês)
Vigente	199,78	94,47	37,60	4.454,30
Neutro	75,53	50,50	29,90	3.864,50
(30,25)	435,21	147,17	40,40	4.550,98
(30,30)	529,57	163,62	41,90	4.683,86
(30,35)	733,17	181,69	44,60	4.946,48
(30,40)	981,05	195,64	46,40	5.138,66
(30,45)	1380,51	207,07	48,00	5.275,59
(40,25)	365,54	136,06	38,80	4.417,04
(40,30)	438,55	150,20	40,50	4.544,77
(40,35)	538,22	163,21	42,10	4.664,63
(40,40)	709,69	185,37	44,40	4.815,61
(40,45)	935,60	194,95	46,10	4.966,34
(50,25)	311,30	126,59	37,40	4.342,32
(50,30)	352,28	138,52	38,60	4.406,86
(50,35)	420,72	148,51	40,10	4.545,29
(50,40)	507,43	161,24	41,60	4.623,39
(50,45)	620,59	171,75	43,30	4.785,93
(50,50)	804,6	189,25	45,20	4.937,80
(50,60)	1563,68	204,55	47,80	5.094,14
(50,70)	2319,96	218,25	49,10	5.360,89
(25,50)	2080,58	217,44	49,40	5.511,02
(20,50)	2317,46	212,29	49,50	5.572,30

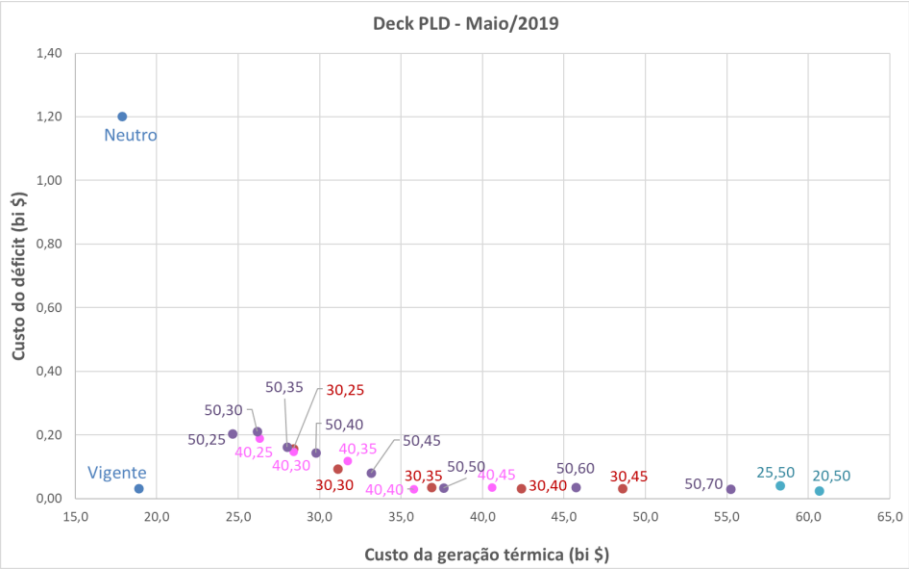
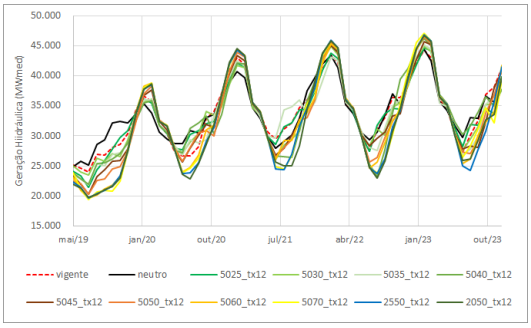


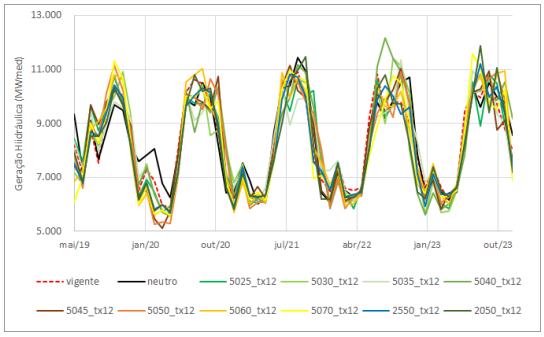
Figura 129 – Pareto Custo do déficit x Custo da geração térmica – maio/2019

Tabela 26 – Avaliação do custo incremental – maio/2019

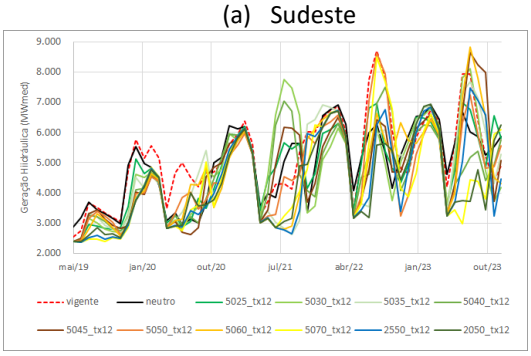
Deck PLD maio/2019	Custo da GTerm ($ bi)	Ganho % de armazenamento	Custo incremental da GTerm por unidade de variação do EARM ($/MWh)	Custo incremental da GTerm por MWh de carga ($/MWh)
(30,25)	28,40	3,5%	36,73	3,73
(30,30)	31,10	4,8%	34,32	4,73
(30,35)	36,86	7,0%	34,19	6,90
(30,40)	42,38	8,6%	36,13	8,98
(30,45)	48,59	10,0%	39,82	11,45
(40,25)	26,31	1,7%	60,79	2,95
(40,30)	28,39	3,4%	38,12	3,72
(40,35)	31,69	5,1%	34,00	4,98
(40,40)	35,79	6,4%	34,90	6,44
(40,45)	40,57	8,1%	35,34	8,28
(50,25)	24,64	0,7%	106,94	2,29
(50,30)	26,18	1,8%	55,80	2,89
(50,35)	28,00	2,9%	42,47	3,57
(50,40)	29,76	4,0%	36,69	4,19
(50,45)	33,14	5,6%	33,97	5,46
(50,50)	37,62	7,2%	34,36	7,13
(50,60)	45,72	9,1%	38,87	10,21
(50,70)	55,22	10,7%	45,46	14,06
(25,50)	58,28	11,6%	46,23	15,41
(20,50)	60,68	11,8%	48,29	16,48



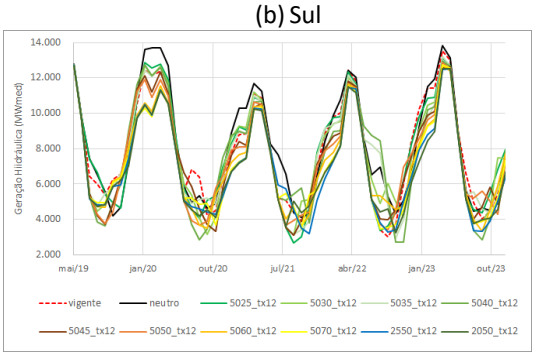
(a) Sudeste



(b) Sul

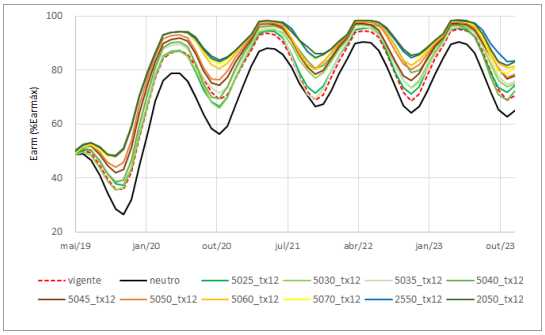


(c) Nordeste

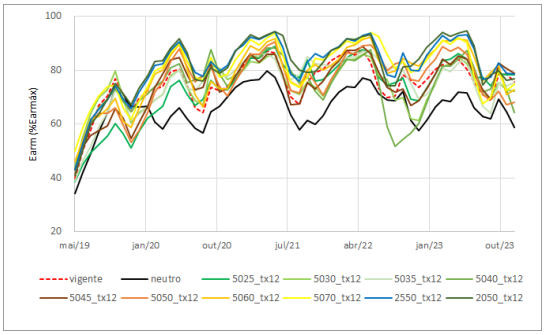


(d) Norte

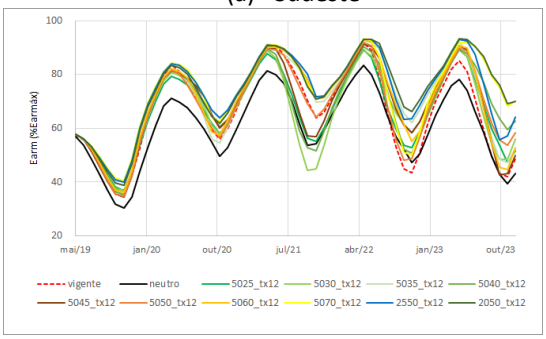
Figura 130 - Geração hidráulica por submercado – *deck* PLD maio/2019



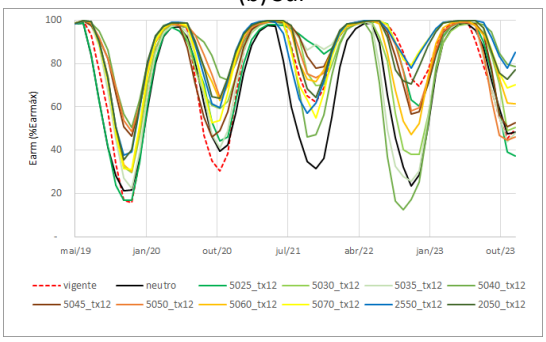
(a) Sudeste



(b) Sul

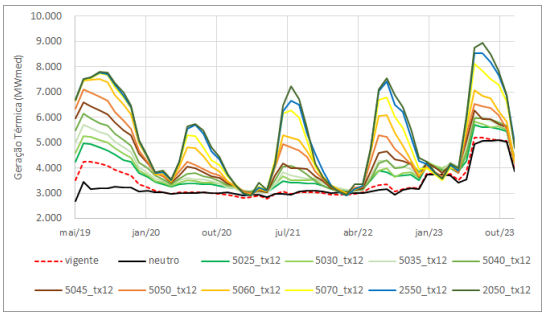


(c) Nordeste

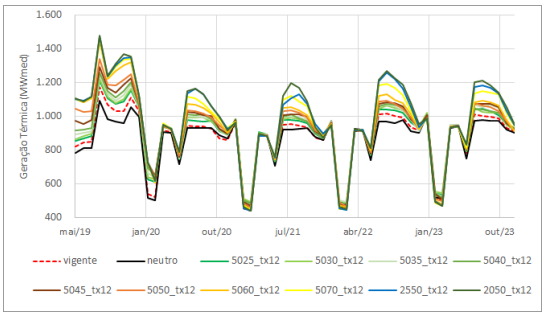


(d) Norte

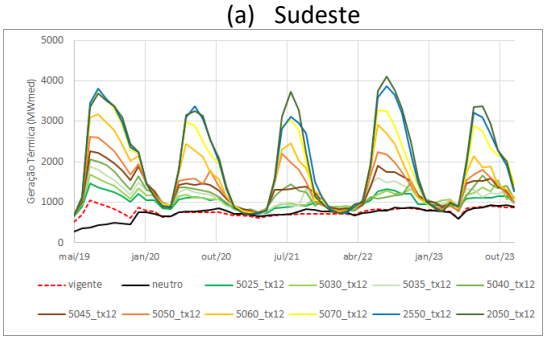
Figura 131 - Energia armazenada por submercado – *deck* PLD maio/2019



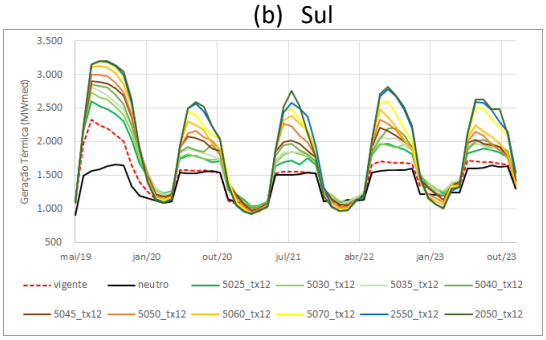
(a) Sudeste



(b) Sul



(c) Nordeste



(d) Norte

Figura 132 - Geração térmica por submercado – *deck* PLD maio/2019

4) *Deck* do PLD Outubro/2020

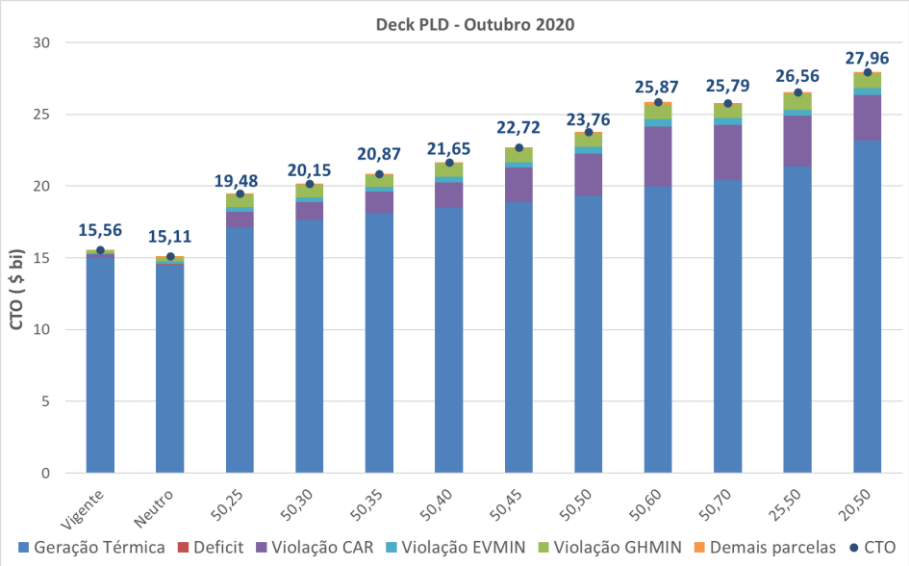


Figura 133 – Custo Total da Operação para o *deck* de outubro/2020

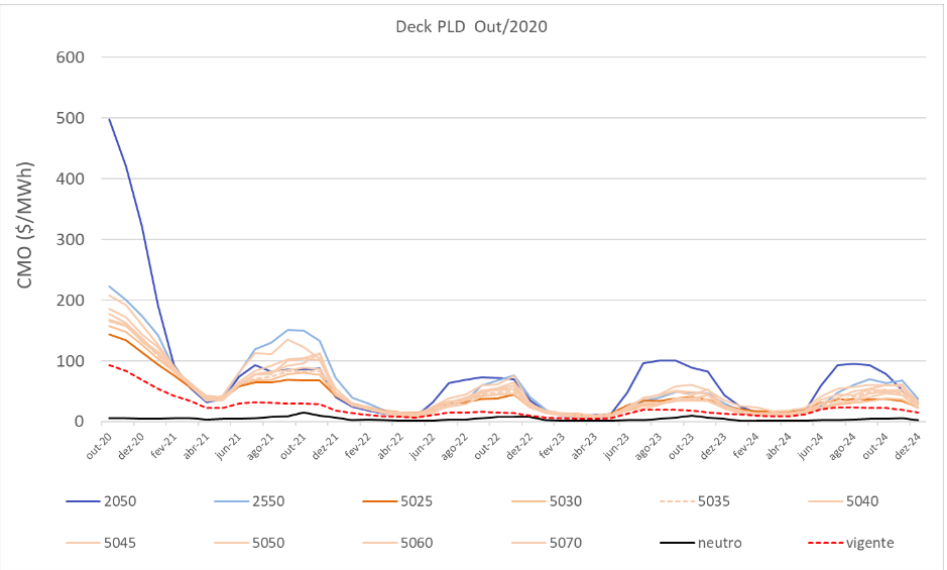


Figura 134 – Média das 2000 séries do CMO submercado Sudeste – outubro/2020

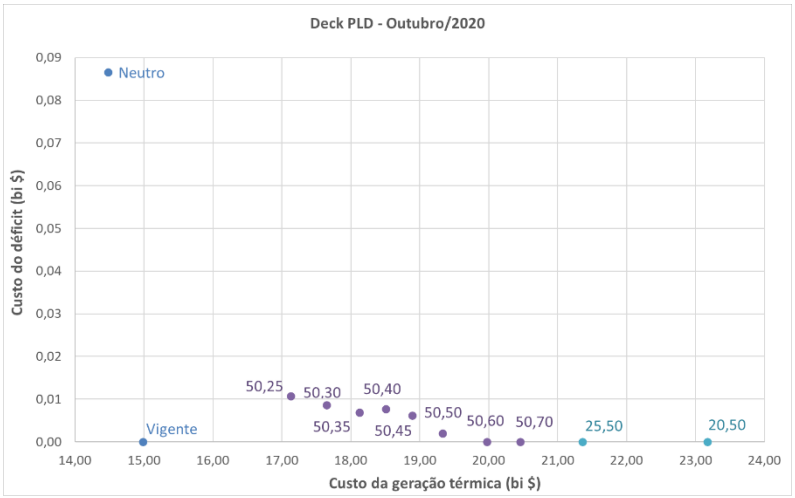


Figura 135 – Pareto Custo do déficit x Custo da geração térmica – *deck* outubro/2020

Tabela 27 - CMO, Energia Armazenada e Vertimento – *deck* outubro/2020

Deck PLD outubro/2020	CMO Sudeste 2º mês (R$/MWh)	CMO Nordeste 2º mês (R$/MWh)	EARM SIN Nov/1º ano (%)	Vertimento médio horizonte SIN (MWmês)
Vigente	100,47	76,46	32,20	5.690,80
Neutro	5,68	4,64	31,80	5.843,78
(50,25)	183,75	120,36	32,90	5.396,47
(50,30)	224,61	134,25	33,40	5.391,18
(50,35)	262,77	141,51	33,80	5.393,86
(50,40)	311,77	140,53	34,10	5.451,63
(50,45)	351,75	139,19	34,30	5.420,92
(50,50)	399,50	133,65	34,40	5.403,65
(50,60)	453,64	144,18	34,80	5.440,25
(50,70)	494,81	160,99	35,20	5.567,90
(25,50)	537,01	176,76	35,60	5.570,73
(20,50)	644,78	352,53	36,80	5.697,45

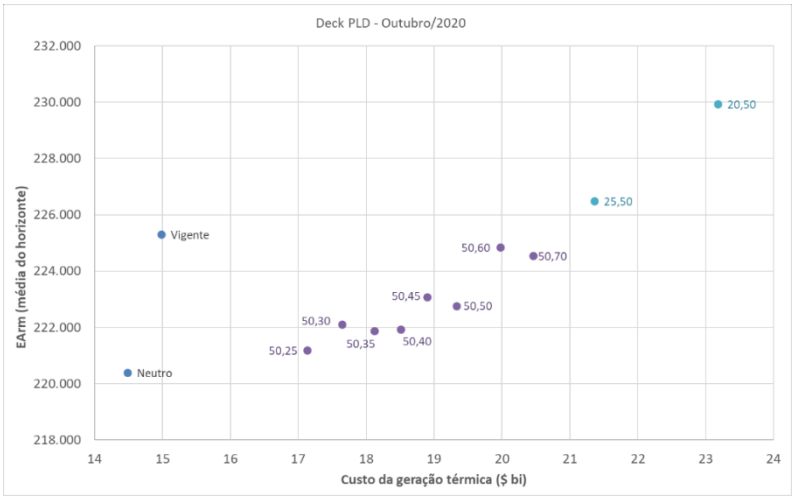
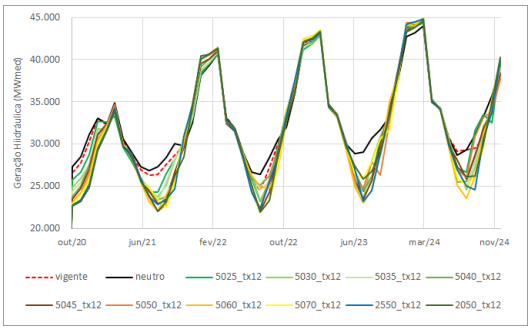


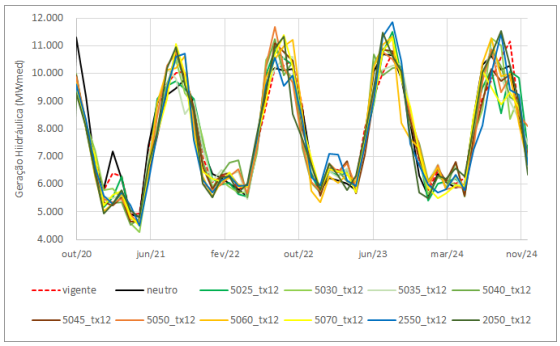
Figura 136 – Pareto Energia armazenada x Custo da geração térmica – *deck* outubro/2020

Tabela 28 – Avaliação do custo incremental – *deck* outubro/2020

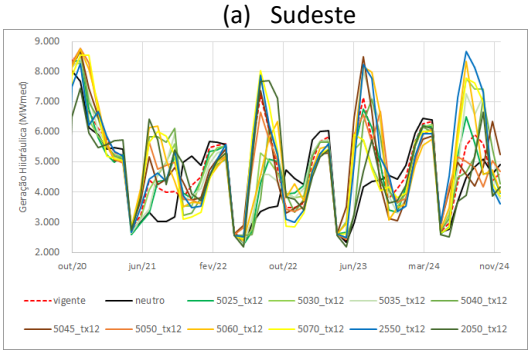
Deck PLD outubro/2020	Custo da GTerm ($ bi)	EARM_média (MWmed)	Custo incremental da GTerm por unidade de variação do EARM ($/MWh)	Custo incremental da GTerm por MWh de carga ($/MWh)
(50,25)	17,13	-1,8%	-16,32	0,97
(50,30)	17,65	-1,4%	-25,56	1,19
(50,35)	18,12	-1,5%	-28,16	1,40
(50,40)	18,51	-1,5%	-31,89	1,56
(50,45)	18,89	-1,0%	-53,50	1,72
(50,50)	19,33	-1,1%	-51,96	1,91
(50,60)	19,97	-0,2%	-336,85	2,20
(50,70)	20,46	-0,3%	-218,25	2,40
(25,50)	21,36	0,5%	161,70	2,78
(20,50)	23,18	2,1%	52,97	3,56



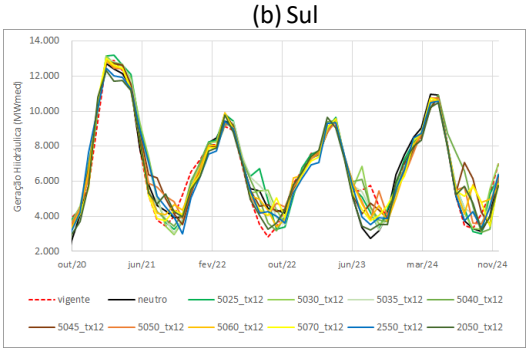
(a) Sudeste



(b) Sul

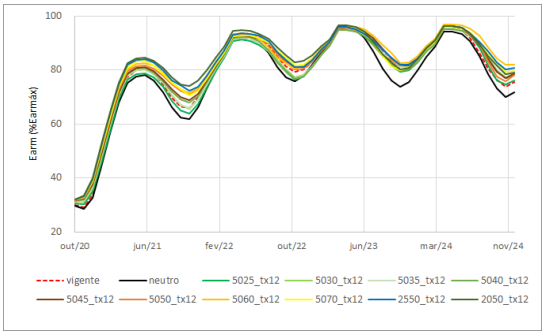


(c) Nordeste

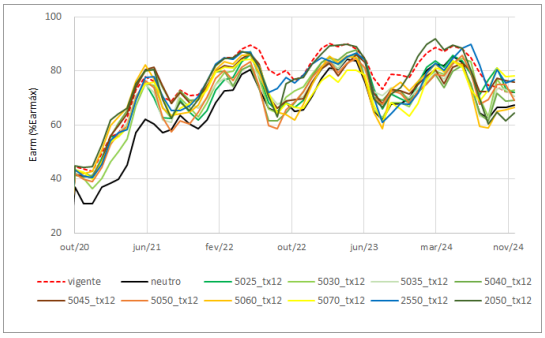


(d) Norte

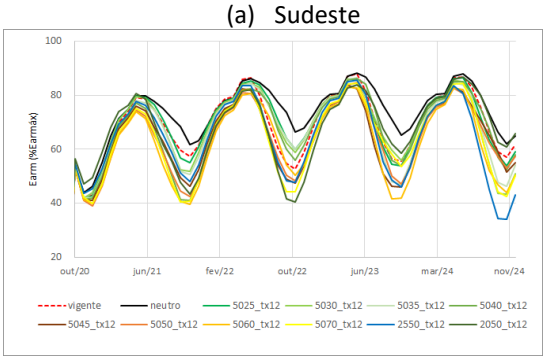
Figura 137 - Geração hidráulica por submercado – *deck* PLD outubro/2020



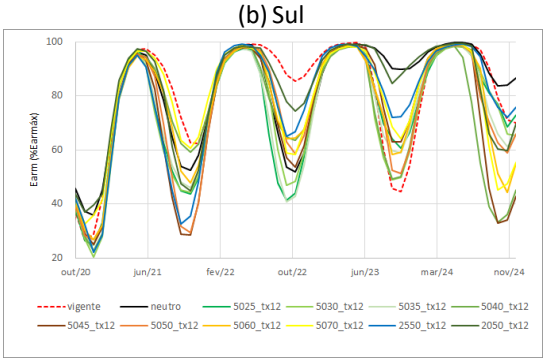
(a) Sudeste



(b) Sul

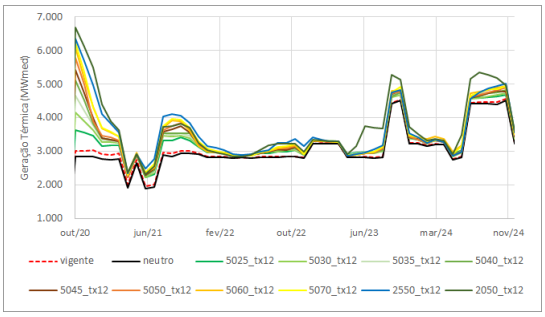


(c) Nordeste

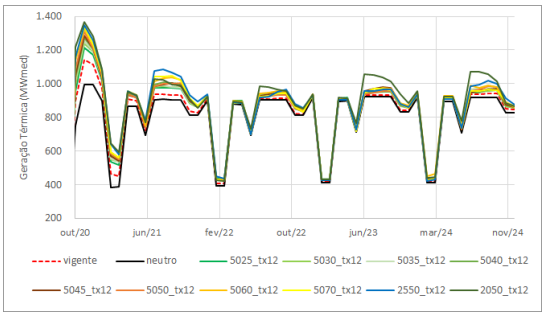


(d) Norte

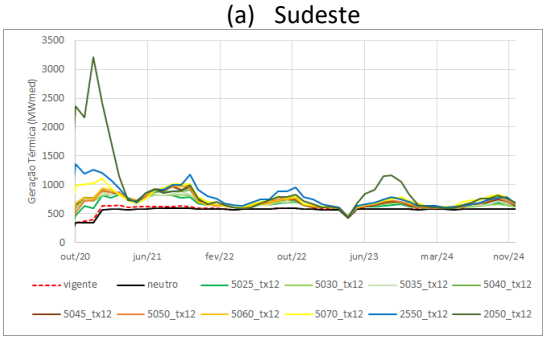
Figura 138 - Energia armazenada por submercado – *deck* PLD outubro/2020



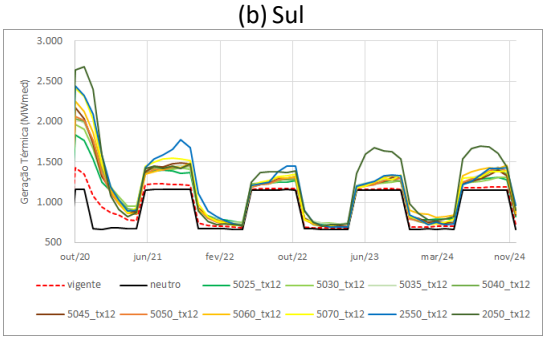
(a) Sudeste



(b) Sul



(c) Nordeste



(d) Norte

Figura 139 - Geração térmica por submercado – *deck* PLD outubro/2020

5) *Deck* do PLD Janeiro/2021

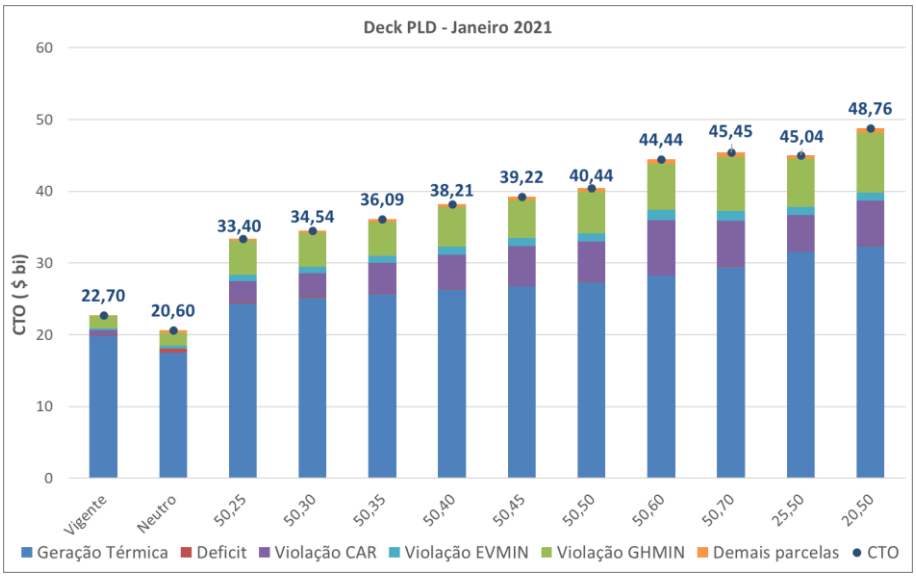


Figura 140 – Custo Total da Operação para o *deck* de janeiro/2021

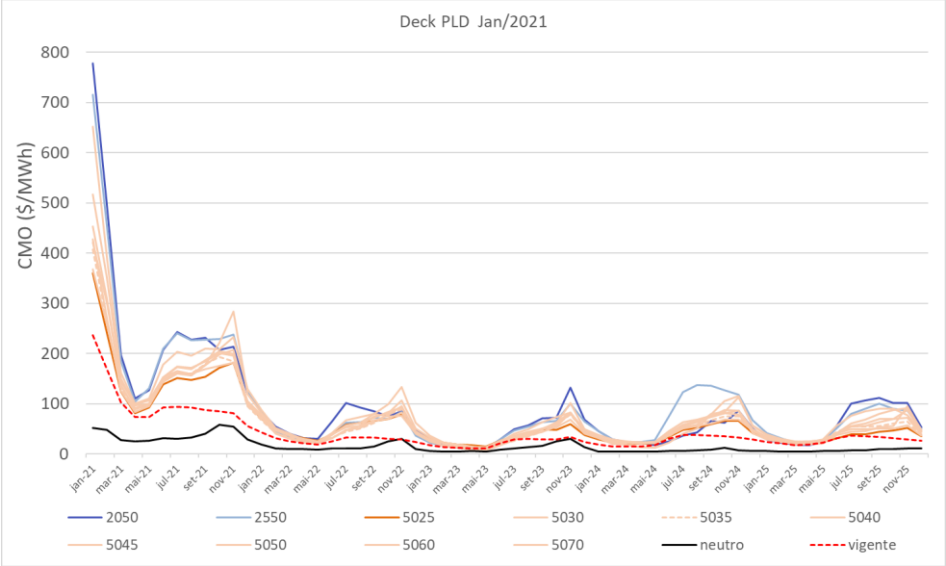


Figura 141 – Média das 2000 séries do CMO submercado Sudeste – janeiro/2021

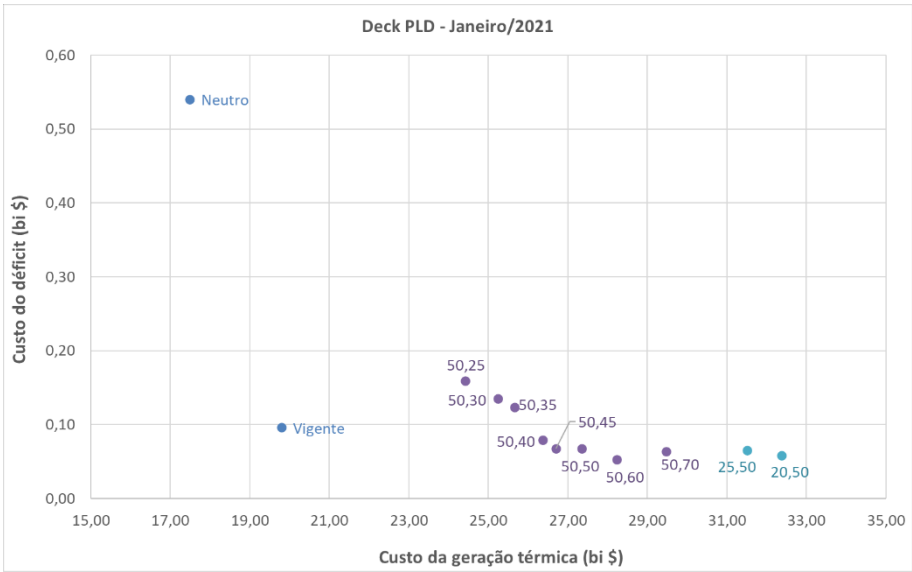


Figura 142 – Pareto Custo do déficit x Custo da geração térmica – *deck* janeiro/2021

Tabela 29 - CMO, Energia Armazenada e Vertimento – *deck* janeiro/2021

Deck PLD janeiro/2021	CMO Sudeste 2º mês (R$/MWh)	CMO Nordeste 2º mês (R$/MWh)	EARM SIN Nov/1º ano (%)	Vertimento médio horizonte SIN (MWmês)
Vigente	186,91	174,66	49,20	5.387,87
Neutro	50,40	49,01	43,60	5.166,43
(50,25)	293,67	252,48	48,20	5.007,88
(50,30)	315,68	270,05	49,40	5.064,18
(50,35)	330,81	278,96	49,50	5.058,08
(50,40)	347,22	282,96	50,10	5.067,20
(50,45)	381,14	314,09	50,40	5.115,13
(50,50)	403,69	322,04	51,50	5.226,97
(50,60)	466,50	367,58	51,50	5.089,13
(50,70)	581,31	415,88	54,40	5.182,77
(25,50)	659,46	483,30	55,90	5.354,28
(20,50)	767,37	524,27	56,90	5.335,30

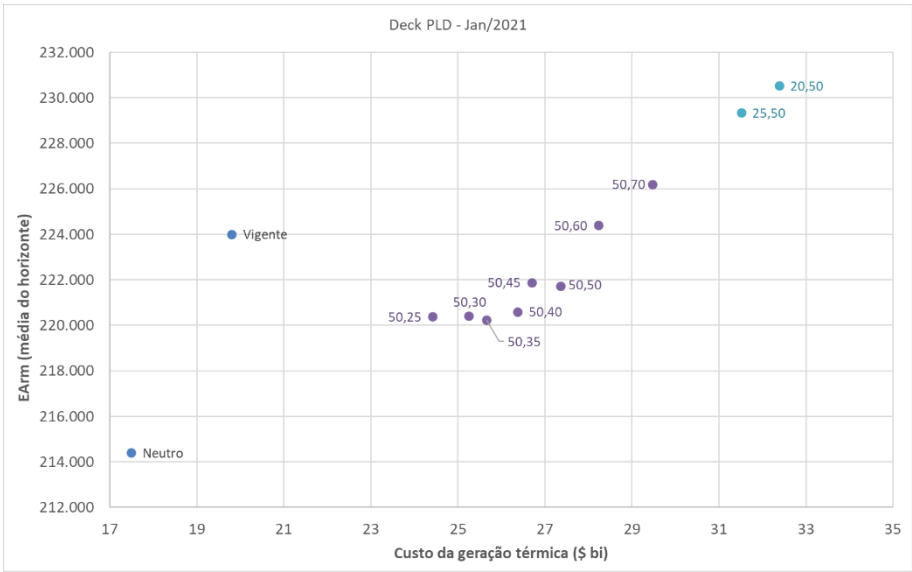
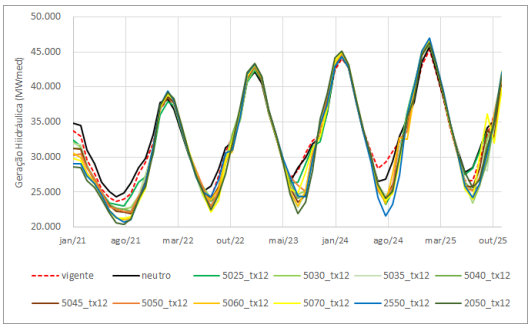


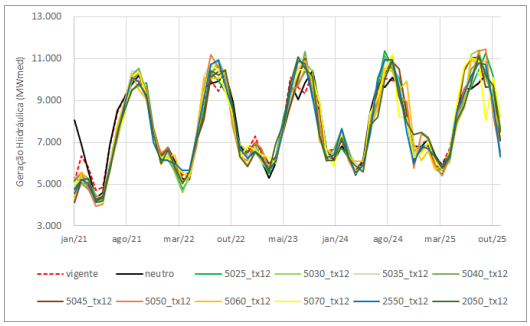
Figura 143 – Pareto Energia armazenada x Custo da geração térmica – *deck* janeiro/2021

Tabela 30– Avaliação do custo incremental – *deck* janeiro/2021

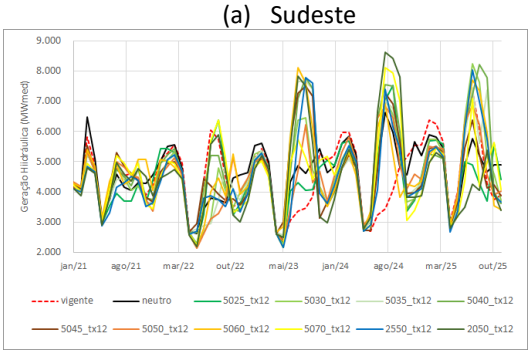
Deck PLD janeiro/2021	Custo da GTerm ($ bi)	Ganho % de armazenamento	Custo incremental da GTerm por unidade de variação do EARM ($/MWh)	Custo incremental da GTerm por MWh de carga ($/MWh)
(50,25)	24,41	-1,6%	-34,33	1,61
(50,30)	25,25	-1,6%	-40,84	1,91
(50,35)	25,65	-1,7%	-42,11	2,05
(50,40)	26,37	-1,5%	-52,19	2,31
(50,45)	26,70	-0,9%	-88,36	2,41
(50,50)	27,35	-1,0%	-90,09	2,63
(50,60)	28,23	0,2%	525,47	2,95
(50,70)	29,47	1,0%	113,13	3,33
(25,50)	31,51	2,4%	57,68	4,08
(20,50)	32,38	2,9%	49,86	4,30



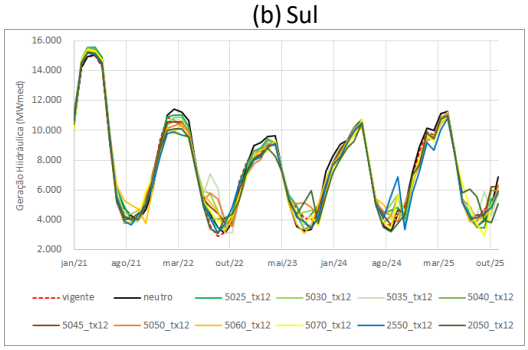
(a) Sudeste



(b) Sul

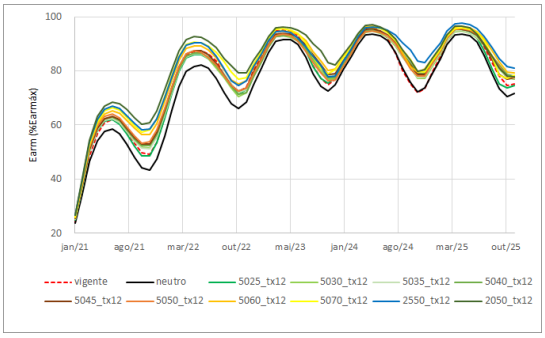


(c) Nordeste

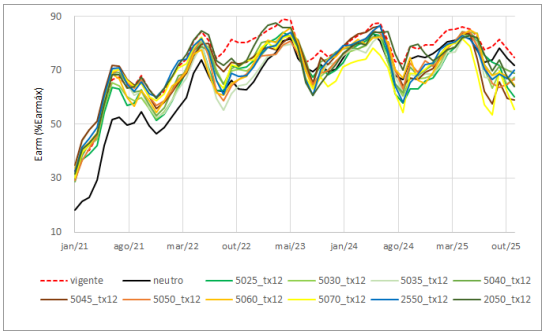


(d) Norte

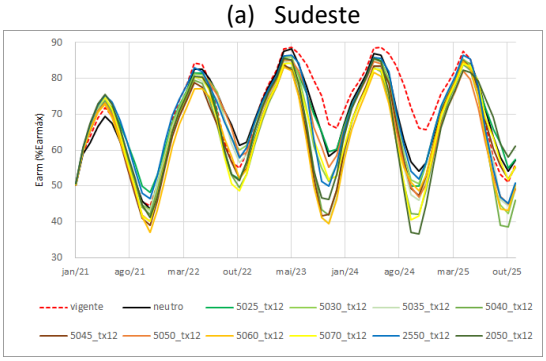
Figura 144 - Geração hidráulica por submercado – *deck* PLD janeiro/2021



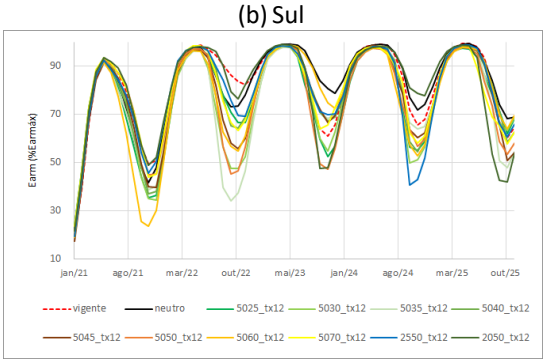
(a) Sudeste



(b) Sul

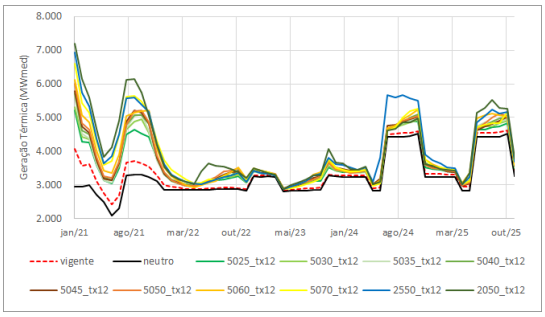


(c) Nordeste

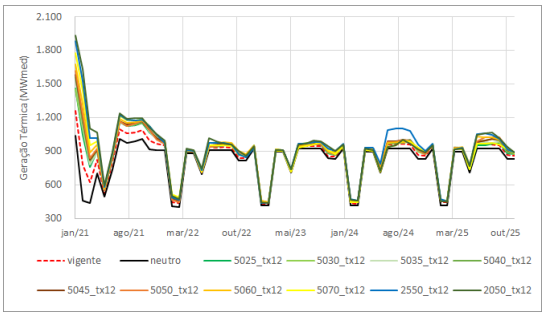


(d) Norte

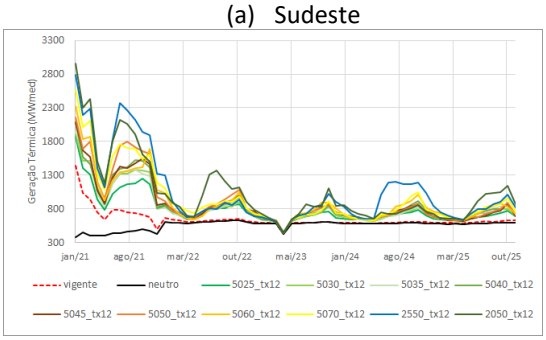
Figura 145 - Energia armazenada por submercado – *deck* PLD janeiro/2021



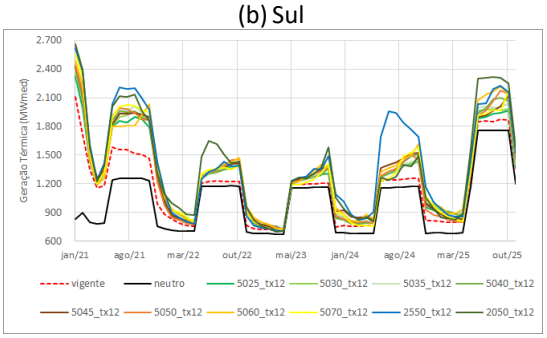
(a) Sudeste



(b) Sul



(c) Nordeste



(d) Norte

Figura 146 - Geração térmica por submercado – *deck* PLD janeiro/2021

6) *Deck* do PLD Fevereiro/2021

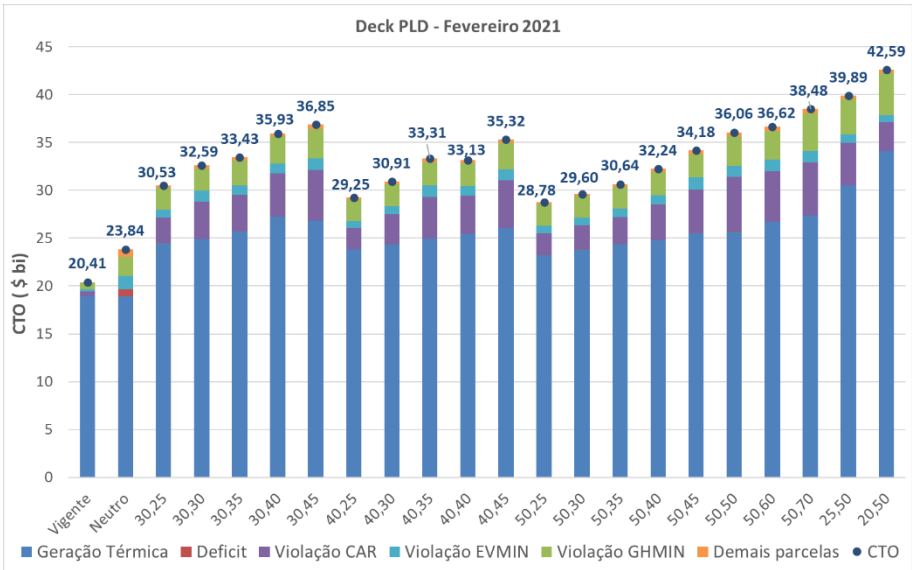


Figura 147 – Custo Total da Operação para o *deck* de fevereiro/2021

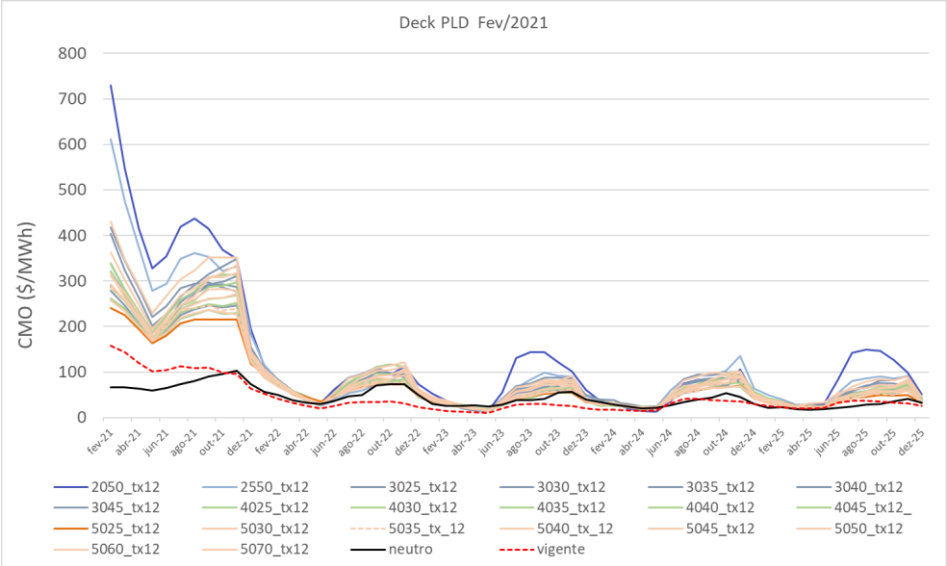


Figura 148 – Média das 2000 séries do CMO submercado Sudeste – fevereiro/2021

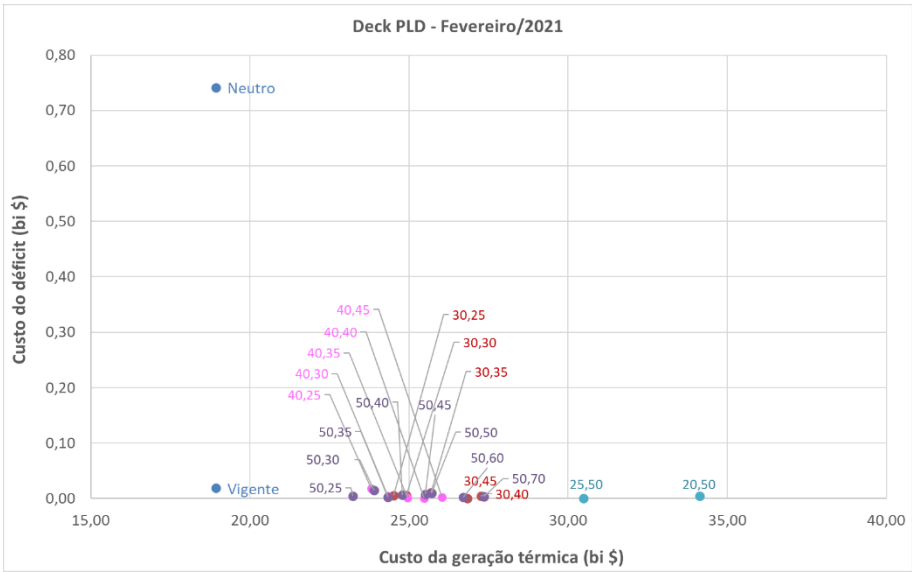


Figura 149 – Pareto Custo do déficit x Custo da geração térmica – fevereiro/2021

Tabela 31- CMO, Energia Armazenada e Vertimento – *deck* fevereiro/2021

Deck PLD fevereiro/2021	CMO Sudeste 2º mês (R$/MWh)	CMO Nordeste 2º mês (R$/MWh)	EARM SIN Nov/1º ano (%)	Vertimento médio horizonte SIN (MWmês)
Vigente	143,12	130,24	47,60	5.348,14
Neutro	65,74	61,06	38,60	4.701,10
(30,25)	245,90	195,97	48,40	4.982,15
(30,30)	256,93	197,34	48,70	4.956,78
(30,35)	273,40	205,97	49,70	5.034,71
(30,40)	344,98	266,94	52,30	5.108,88
(30,45)	323,60	242,63	50,40	5.050,15
(40,25)	238,80	193,89	48,00	4.975,90
(40,30)	256,02	195,23	48,40	4.927,49
(40,35)	267,64	208,51	48,70	4.919,97
(40,40)	279,43	211,48	49,40	4.982,41
(40,45)	281,28	206,07	50,10	4.999,12
(50,25)	224,88	187,21	47,00	4.929,98
(50,30)	233,88	193,64	48,00	4.920,78
(50,35)	257,34	205,93	48,50	4.957,00
(50,40)	257,83	190,91	48,30	4.914,44
(50,45)	275,02	209,12	49,40	4.950,83
(50,50)	263,35	197,74	49,00	4.956,95
(50,60)	303,02	224,04	51,30	5.093,93
(50,70)	347,97	278,82	51,50	5.106,02
(25,50)	475,37	382,32	55,40	5.154,25
(20,50)	547,08	431,38	57,60	5.433,07

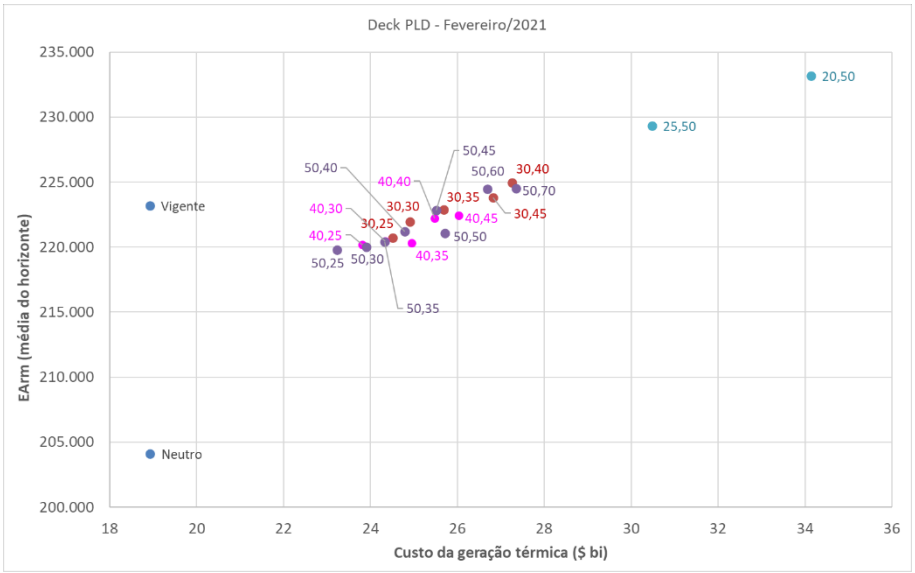
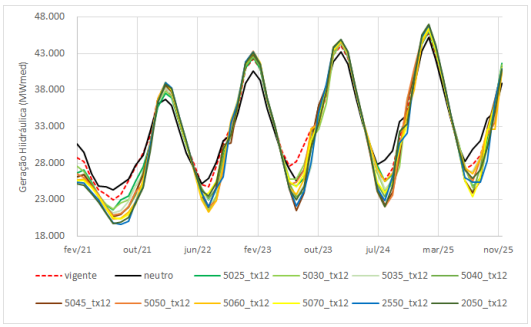


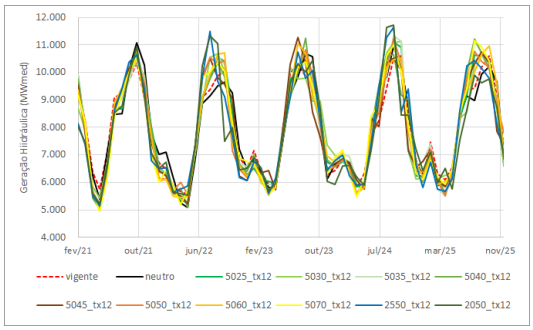
Figura 150 – Pareto Energia armazenada x Custo da geração térmica – *deck* fevereiro/2021

Tabela 32 – Avaliação do custo incremental – *deck* fevereiro/2021

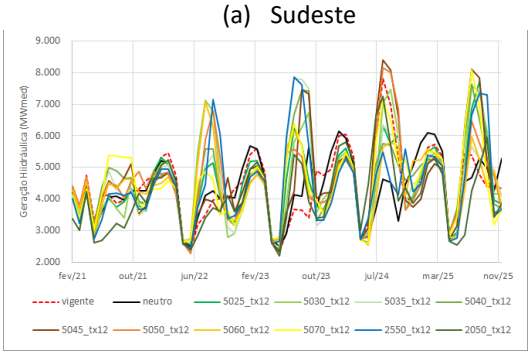
Deck PLD fevereiro/2021	Custo da GTerm ($ bi)	Ganho % de armazenamento	Custo incremental da GTerm por unidade de variação do EARM ($/MWh)	Custo incremental da GTerm por MWh de carga ($/MWh)
(30,25)	24,51	-1,1%	-61,42	2,00
(30,30)	24,91	-0,5%	-132,13	2,14
(30,35)	25,69	-0,1%	-562,98	2,43
(30,40)	27,26	0,8%	126,04	2,93
(30,45)	26,83	0,3%	346,87	2,82
(40,25)	23,81	-1,3%	-43,84	1,74
(40,30)	24,34	-1,2%	-53,36	1,94
(40,35)	24,95	-1,3%	-56,38	2,16
(40,40)	25,47	-0,4%	-180,29	2,34
(40,45)	26,03	-0,3%	-248,86	2,55
(50,25)	23,23	-1,5%	-34,01	1,54
(50,30)	23,90	-1,4%	-41,93	1,78
(50,35)	24,33	-1,2%	-52,56	1,93
(50,40)	24,78	-0,9%	-80,05	2,10
(50,45)	25,51	-0,2%	-475,80	2,37
(50,50)	25,71	-1,0%	-86,18	2,43
(50,60)	26,70	0,6%	162,26	2,78
(50,70)	27,35	0,6%	169,19	2,98
(25,50)	30,48	2,8%	49,78	4,07
(20,50)	34,13	4,5%	40,89	5,43



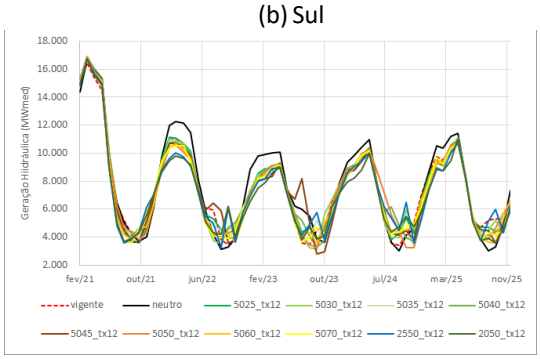
(a) Sudeste



(b) Sul

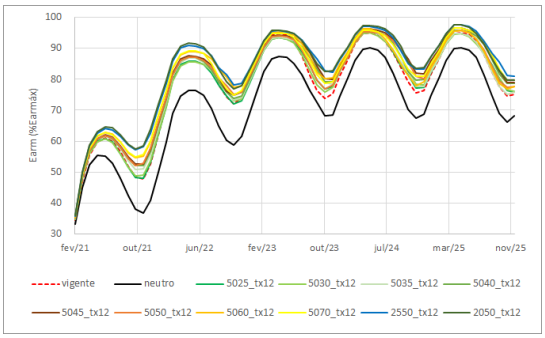


(c) Nordeste

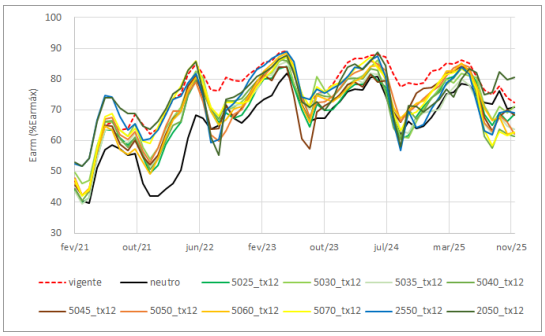


(d) Norte

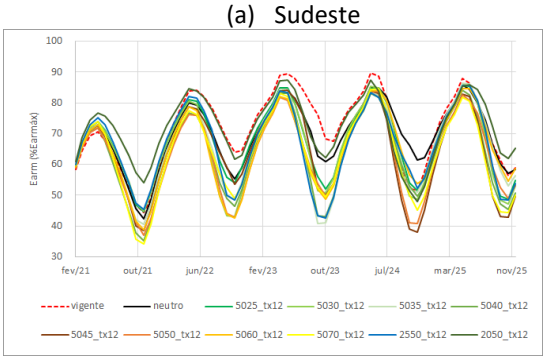
Figura 151 - Geração hidráulica por submercado – *deck* PLD fevereiro/2021



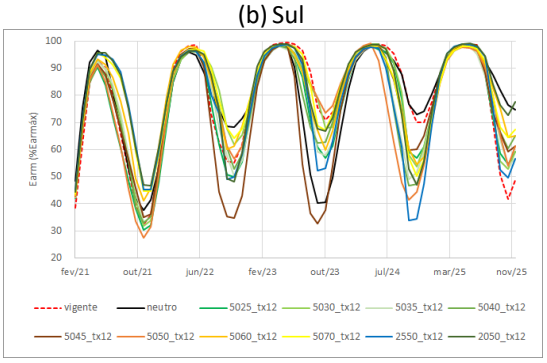
(a) Sudeste



(b) Sul

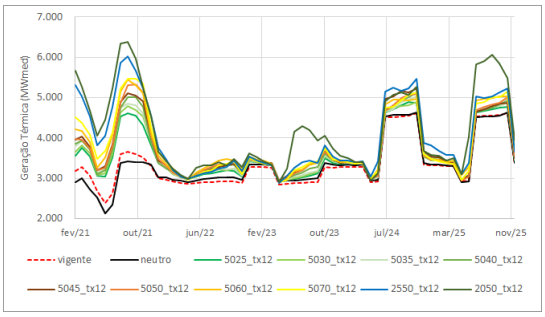


(c) Nordeste

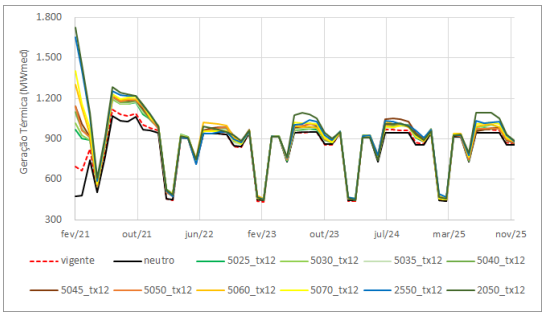


(d) Norte

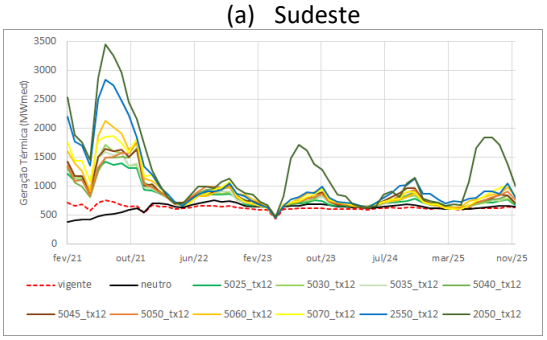
Figura 152 - Energia armazenada por submercado – *deck* PLD fevereiro/2021



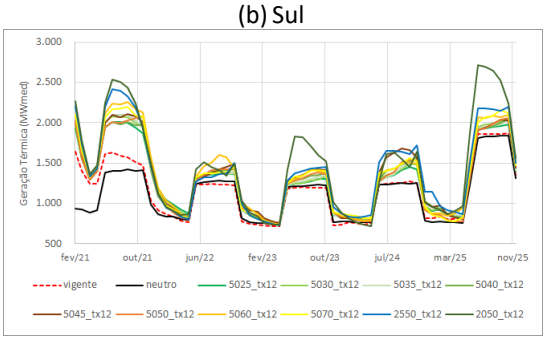
(a) Sudeste



(b) Sul



(c) Nordeste



(d) Norte

Figura 153 - Geração térmica por submercado – deck PLD fevereiro/2021