Rio de Janeiro, 11 de março de 2022.
ABRAGET 006/22.

Ministério de Minas e Energia

Assunto: Contribuições da ABRAGET para a Consulta Pública nº 121 do MME relativa aos aprimoramentos propostos pela CPAMP (ciclo 2021-2022).

Prezados,

A ABRAGET – Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas vem apresentar seus comentários e contribuições para a Consulta Pública nº 121 do MME (CP121) relativa aos aprimoramentos propostos pela CPAMP (ciclo 2021-2022).

De forma similar aos pontos manifestados pela ABRAGET na CP109 e CP111 de 2021, a proposta oriunda da CP121 do MME traz preocupações similares sobre o impacto no mercado e nos associados da ABRAGET.

Sendo assim, a ABRAGET sugere alterações mais moderadas nos chamados aprimoramentos propostos pelo CPAMP, e uma busca mais objetiva de parâmetros físicos na modelagem do problema de despacho e formação de preços.

A prática já demonstrou que a pura modelagem computacional com base estatística possui amplas virtudes numa banda operativa do SIN bem definida. Isto se verifica com maior ênfase com a inclusão dos parâmetros de aversão ao risco nos modelos em 2013.

No contexto de operações mais extremas no SIN é necessário uma participação mais objetiva do operador ONS, em manter a segurança sistêmica com base em parâmetros físicos, que certamente são dominados pelo ONS.

Não existe modelo computacional capaz de incluir todas as particularidades da operação eletroenergética do SIN, principalmente em situações mais extremas.

A ABRAGET já demonstrou em várias oportunidades sua preocupação com as questões relacionadas com o aumento da segurança do SIN e o importante papel da geração termelétrica neste contexto.

Não é diferente nesta contribuição, no entanto existe uma preocupação real dos associados com uma nova política de despacho das termelétricas oriunda desta CP121.

1. Princípios das Alterações Sugeridas pela CP121

A CP121 inclui o modelo PAR(p)-A de representação hidrológica e nova parametrização do CVaR – Ciclo 2021/2022. A ABRAGET entende que essa modelagem da CP121 é um desdobramento da CP109 do MME de 2021.

Na CP 109 um dos principais aprimoramentos era a “Representação dos cenários hidrológicos – PAR(p)-A” no NEWAVE. No entanto foram identificados erros de processo na modelagem e todos os testes foram considerados inválidos. Novamente, nesta CP121 são oferecidos alguns comentários sobre a modelagem proposta de representação dos cenários hidrológicos com o modelo PAR(p)-A.

Em adição na CP121 são avaliados novos parâmetros do CVaR, que também seriam readequados para os novos níveis de aversão ao risco com base na experiencia da operação do ano de 2021, considerado por todos os agentes como a pior crise hídrica dos últimos 90 anos.

Na visão da ABRAGET o novo ajuste recomendado pela CPAMP nos parâmetros do CVaR são mais fortes em relação a aversão ao risco e estão sendo oferecidos apenas com uma forma evitar os enormes desvios que se observaram na operação eletroenergética de 2021.

Os destaques destes desvios em 2021 foram (i) o atraso na percepção do grande problema de afluência nas hidrelétricas; (ii) a miopia dos modelos em perceber que mudança nas afluências ao final do ano, mesmo que em grande volume, era ainda prematura para a segurança de 2022. Em resumo, os sinais de preços não refletiram as expectativas operativas, e foram adotados com apoio do CMSE os despachos termelétricos fora do mérito.

A ABRAGET entende que estes desvios não são explicáveis tecnicamente, e deveriam ser minimizados. No entanto, estes devem ser evitados com restrições técnicas definidas pelo ONS e acopladas aos modelos. Em outras palavras, a argumentação técnica passa longe do racional, e se quer que os modelos computacionais estejam ajustados para as situações críticas recentes de qualquer jeito.

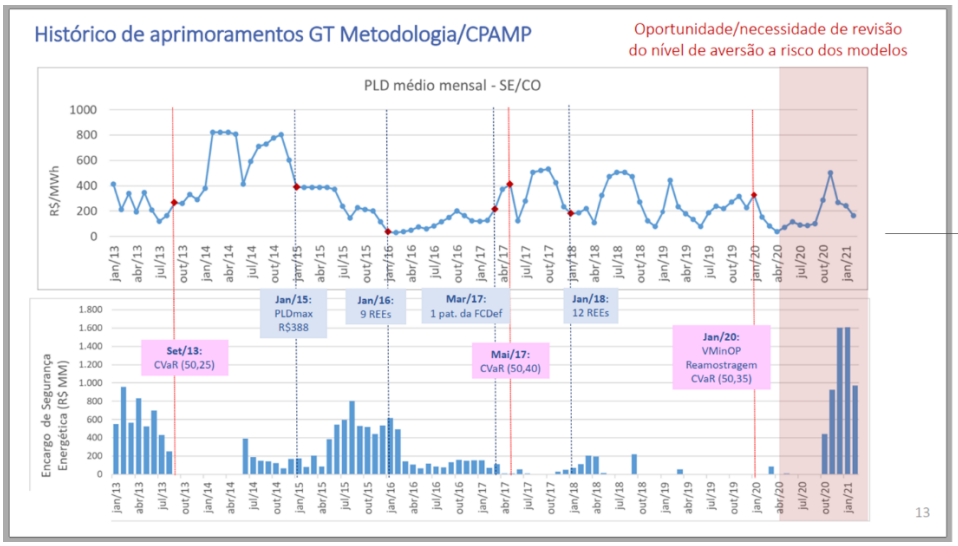
Por mais notável que seja esta preocupação de que o modelo possa responder melhor em situações críticas, ***a opinião da ABRAGET é que um modelo computacional nunca vai responder de forma incontestável todos os padrões de despacho, e por consequência preços (PLD), sem que exista um posicionamento mais prático do operador ONS.***

Sempre se buscou ajustar o apenas os modelos, e depois de 2013 com adoção do CVaR para aversão ao risco, se deixou de discutir restrições físicas definidas pelo ONS, como os “níveis meta” para os reservatórios do SIN, formalmente definidos como “Procedimento Operativo de Curto Prazo do ONS (POCP)”. Ao longo dos últimos anos diversas mudanças foram propostas na CPAMP, mas o problema nunca foi solucionado de forma ampla.

Sempre se buscou ajustar o apenas os modelos, e depois de 2013 com adoção do CVaR para aversão ao risco, a discussão de restrições físicas definidas pelo ONS, que tem efeitos equivalentes com a adoção do CVaR, como os “níveis meta” para os reservatórios do SIN, formalmente definidos como “Procedimento Operativo de Curto Prazo do ONS (POCP)”, teve sua importância diminuída. Ao longo dos últimos

anos diversas mudanças foram propostas na CPAMP, mas o problema nunca foi solucionado de forma ampla.

A figura abaixo assinala estas mudanças em paralelo com o efeito no PLD e no ESS. As mudanças mais recentes são aquelas aprovadas ao final da CP109 e CP111, conduzidas em 2021 pela CPAMP.



CP109 e CP111 de 2021: Em Jul/2021 foi aprovado novas alterações dos modelos NEWAVE e DECOMP, com entrada em operação em 2022.

As mudanças foram VminOp no DECOMP e novos valores de VminOp no NEWAVE e DECOMP.

O fato é que, ajustar um modelo para respostas em situações críticas pode levá-lo a responder de forma intensa em momentos que não exista a criticidade real no SIN. Portanto, ajustar os modelos para que ele possa responder como deveria ter sido feito pelo operador ONS, em todas as conjunturas, não é prático do ponto de vista de mercado, com sinais de preços altos em várias circunstâncias, como aquelas simuladas nos relatórios fornecidos pelo CPAMP.

A preocupação dos associados da ABRAGET é com a previsibilidade do despacho e manutenção de suas unidades geradoras. Uma política clara de restrições operativas definidas pelo ONS é mais indicada do que ajustes de modelagem amplos, gerais e irrestritos.

Numa leitura prática do ano de 2021 e as novas perspectivas sugeridas pela CP121 para o futuro, é possível entender que o ***consumidor cativo pagou uma "conta de energia" alta em 2021 em prol da segurança de todo o SIN para manter os***

reservatórios em níveis aceitáveis, e agora com o replecionamento dos reservatórios, com base na proposta da CP121 poderá continuar pagando uma "conta de energia" alta.

É importante que sejam estudadas as possíveis métricas de inclusão de aversão ao risco no modelo, de forma que acomode o crescimento sustentável do país sem prejuízo de todos os consumidores de energia.

2. Contribuições da ABRAGET na CP121

A CP121 no âmbito da CPAMP percebe que com a redução das afluências é necessário discutir alterações nos modelos computacionais para refletir a aversão ao risco assumida pelas entidades setoriais – ONS, CCEE e EPE, e evitar os desvios verificados em 2021, com sinais de preços baixos e perspectivas de segurança temíveis.

2.1 Representação dos Cenários Hidrológicos

A participação das hidrelétricas na matriz nacional se reduziu nas últimas décadas, no entanto é ainda uma parcela muito significativa. O maior desafio é a projeção de chuvas futuras e o nível mínimo de segurança do sistema que permita o despacho hidráulico futuro adequado. Ressalta-se que o sistema brasileiro não é capaz de pleno atendimento sem a geração hídrica, tornando a previsão de chuvas e aversão ao risco ainda mais importantes.

A CP121 traz a nova modelagem de cenários hidrológicos com a representação com o PAR(p)-A, na qual as usinas com melhor afluência no ano próximo passado teriam uma expectativa de séries com maiores volumes, e aquelas com menores sequencias de afluências no passado próximo terão séries futuras com menor volume.

A modelagem com a PAR(p)-A é um avanço na previsão da hidrologia futura e deve alterar a geração de cenários de ENA no NEWAVE, trazendo um “atraso” na convergência tradicional com a MLT nas previsões no modelo. O modelo NEWAVE opera com horizonte de 5 anos no PMO do ONS e, desta forma, se faz necessário projeções de ENA (Energia Natural Afluente) para cada Reservatório Equivalente de Energia (REE). As projeções de ENA se baseiam na MLT, que é a média de 1931 até 2020 (ano vigente - 2). Ao longo do horizonte de estudo do modelo, a ENA projetada parte de um ponto inicial e converge à MLT.

Atualmente o modelo NEWAVE utiliza a função PAR(p), o que dá mais peso ao histórico recente das vazões mensais, porém esse efeito é mitigado em pouco

tempo, cerca de 6 meses. Com a entrada do PAR(p)-A, espera-se que esse período de convergência seja maior, ou seja, que se tenha maior peso ao histórico recente de chuvas anuais combinadas com as correlações temporais mensais.

A entrada do PAR(p)-A é apoiada pelo setor para mitigar os problemas de falsa oferta de energia hídrica. Por outro lado, o modelo NEWAVE continua a convergir rapidamente para a MLT, ou seja, ainda há questões a melhorar no modelo.

A contribuição da ABRAGET na CP121 demonstra sua preocupação com a adoção de uma modelagem importante na previsão de vazões com um conjunto de testes estatísticos não tão amplo, como reproduzida a seguir:

- ***Adotar o PAR(p)-A apenas com "lag" p igual a 1 (ano anterior) não fica claro que é a melhor escolha. O 1º semestre de cada ano será muito influenciado pela qualidade do inicio do período de chuva do ano anterior. Sendo assim é recomendável uma avaliação estatística de outros conjuntos de "lag" p com as ponderações adequadas. A ABRAGET entende que apenas a percepção de um inicio de estação de chuvas pode levar os modelos para uma resposta muito intensa nos dois sentidos, aumento e redução das afluências futuras, com pouca base estatística. Isto justifica a sugestão da ABRAGET de continuidade dos testes para se alcançar uma correta calibragem do sistema até o limite dos procedimentos para adoção em 2023. Caso não seja possível, se adote "lag" p igual a 1, e que esta rota de testes possa ser uma meta contínua do CPAMP como estratégia de aprimoramento.***

Em outras palavras é melhor a cautela com modelagens mais amplas na previsão de vazões. Melhorias são necessárias e a ABRAGET apoia, no entanto, a confirmação com testes mais aprofundados é sempre bem-vinda.

Nesse sentido, na visão da ABRAGET, mais do as questões de modelagem urge que as ações do CMSE, MME, ANEEL e ONS sejam voltadas para a causa raiz da

atual crise hídrica, e a reações dos modelos com estimativas otimistas das séries de vazões.

Os agentes de mercado já realizam suas previsões de curto, médio e longo prazo com níveis de afluências inferiores as médias de longo prazo, o que é uma evidência da necessidade de utilizar dados mais próximos a realidade. Neste sentido, é importante que a ANA realize logo os estudos indicando os valores que devem ser considerados na cadeia dos modelos computacionais de despacho e preço, no ONS e CCEE.

Sendo assim, algo mais pragmático é acelerar com a ANA/MME a revisão das séries hidrológicas. A ABRAGET sempre foi grande defensora da aplicação da realidade operativa. Portanto, adotar a realidade do novo padrão de vazões afluentes que a ANA/MME é desejável e urgente.

O fato é que nos últimos anos o Brasil apresenta uma incapacidade de manter os reservatórios das hidrelétricas em níveis considerados adequados para a segurança. Claramente, os modelos de otimização hidrotérmica utilizados pelo ONS não estão sendo capazes de trabalhar ou indicar metas adequadas.

O próprio congresso quando da emissão da Lei nº 14.182/21, que aborda a capitalização do grupo Eletrobrás, inclui missões importantes para o setor elétrico futuro.

A primeira é a obrigação de aquisição de 8 GW de térmicas a gás natural com fator de capacidade de 70% através de leilões públicos de reserva de capacidade, para compensar a hidrologia que não temos mais. O congresso tomou uma atitude adequada já que o próprio setor fica numa discussão eterna e a segurança futura virou lei !

A segunda obrigação, não menos importante, é um conjunto de medidas para preservação dos reservatórios: (i) obrigação de aporte da futura Eletrobras na recuperação das bacias dos rios São Francisco e Parnaíba; (ii) programa de

revitalização dos recursos hídricos das bacias hidrográficas na área de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas pela futura Eletrobras; (iii) ANA estabelecerá as regras operativas dos reservatórios de usinas hidrelétricas do SIN, situados no Rio Grande e no Rio Paranaíba, a começar pelos reservatórios de cabeceira com capacidade de regularização sazonal, anual e plurianual; (iv) o Poder Executivo deverá elaborar, em até 12 (doze) meses a contar da data de vigência da Lei, um plano para viabilizar a recuperação dos reservatórios de regularização do País, ao longo de até 10 (dez) anos.

Em síntese é o congresso, como representantes do povo, transformando em Lei a preocupação de todos com a segurança energética e os reservatórios !

A prática de alterar os modelos de forma a tentar capturar o mesmo efeito, pode alcançar um nível de abstração muito grande e com uma intensidade pouco controlável no futuro. Não é possível operar e planejar com “água que não existe mais”.

2.2 Parâmetros do CVaR – Proposta CPAMP na CP121

Na proposta da CPAMP com a CP121 é sugerida uma mudança nos parâmetros do CVaR (α,λ), que seriam readequados para os novos níveis de aversão ao risco nesta nova conjuntura com a experiência do ano de 2021.

A CP121 apresenta diversos cenários de CVaR para recalibrar o sistema conforme o objetivo da CP121: resguardar os armazenamentos e garantir maior segurança do sistema, em detrimento do custo de despacho por mérito do sistema.

A ideia aqui é aumentar o despacho térmico por meio do modelo e reduzir o despacho fora mérito, ou seja, migrar os custos dos encargos (ESS) para dentro do PLD.

Os cenários com os pares investigados de (α,λ), possíveis parâmetros do CVaR, são oferecidos na tabela abaixo. A proposta da CP121 considera como mais razoável a implementação do par (25,40), como na figura abaixo.

Sugestão CPAMP

PAR(p)	50,xx	40,xx	30,xx	25,xx	20,xx
50,35	50,25	40,20	30,20	25,20	20,50
	50,30	40,25	30,30	25,30	
	50,35	40,30	30,35	25,35	
	50,40	40,35	30,40	25,40	
	50,45	40,40	30,45	25,45	
	50,50	40,45	30,50	25,50	
	50,60	40,55			
	50,65	40,65			
	50,70	40,75			
	50,75				
	50,80				

Sugestão da CP 121/22

Cabe lembrar que os parâmetros do CVaR buscam refletir na política operativa, e por consequência nas funções custo futuro (FCF), a aversão ao risco que se deseja obter na operação com os modelos computacionais.

Na introdução do CVaR nos modelos em 2013, os primeiros parâmetros foram (50,25), depois (50,40) e em 2019 se aprovou o novo par (50,35), passando a valer a partir de 2020.

No âmbito da CPAMP, a escolha dos parâmetros (α,λ) do CVaR "seguiu" as premissas descritas abaixo:

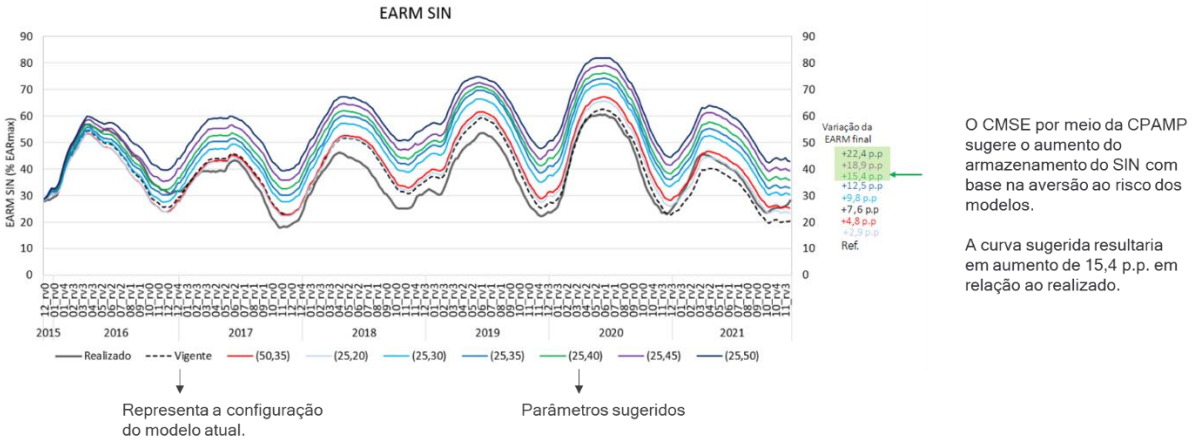
i. Nível de armazenamento por estágio e a geração térmica necessária – é utilizado a Curva de Referência (CRef) sugerida pelo ONS para 2022;
ii. Verificar em cada estágio, o máximo de geração termelétrica possível levando em consideração o excedente de geração hidráulica compulsória. Assim, para se definir a geração térmica necessária, considera-se o menor valor entre o indicado pela CRef e o máximo valor de geração térmica possível de ser alocado;
iii. Verificar o nível de atendimento energético da geração termelétrica (em termos % do total requisitado) ao longo do período analisado;
iv. De acordo com o resultado dos indicadores, será selecionado um agrupamento de pares de CVaR considerando uma tolerância para o

atendimento energético da geração termelétrica (adotada uma tolerância de aproximadamente 5% pela CPAM). Os pares pertencentes ao agrupamento selecionado serão priorizados ao menor custo de geração termelétrica;

v. O primeiro colocado será o principal candidato a ser selecionado; e

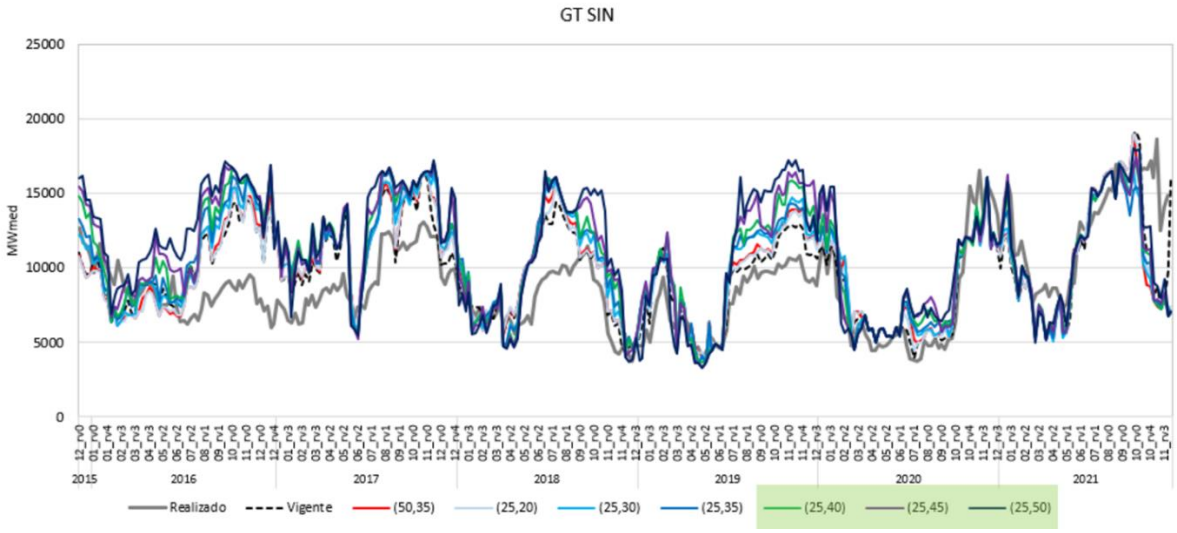
vi. Os pares selecionados no passo (iv) serão levados para a avaliação dos impactos físicos, financeiros e tarifários.

Um dos principais objetivos da CP121 é aumentar a segurança do sistema com o aumento dos reservatórios na operação do SIN. A figura abaixo ilustra estas evidências no perfil do reservatório do SIN em simulações do histórico da operação utilizando os pares investigados de (α,λ), incluindo também a modelagem com PAR(p)-A.



Da figura acima é possível perceber que os padrões da curva de armazenamento se alterariam bastante com os pares (α,λ) testados. Ressalta-se que, as curvas do "realizado" e "vigente" são as mais baixas em termos de armazenamento, e as vezes com deslocamentos entre elas devido ao despacho fora de mérito efetivamente realizado pelo ONS. Notadamente ao longo de 2021 devido as várias intervenções do CMSE, o nível realizado do reservatório foi acima daquele previsto nos modelos.

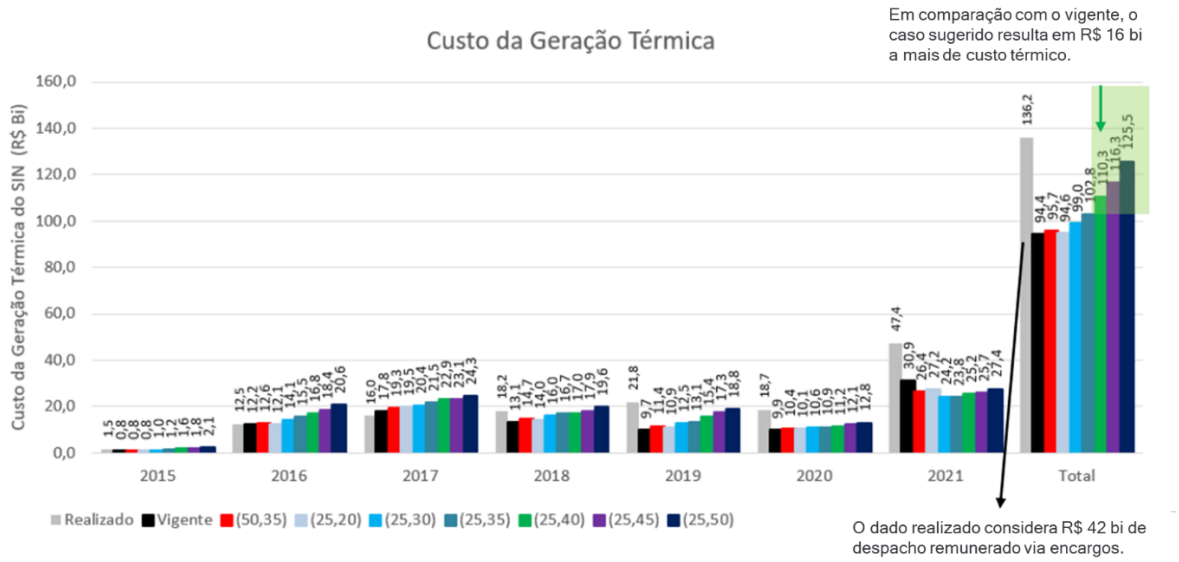
As diferenças entre as curvas de armazenamento é a geração térmica (GT) prevista (mérito) para cada par (α,λ) e a realizada, incluindo também a "fora de mérito" definida pelo CMSE.



A CPAMP sugere o aumento do armazenamento do SIN com base na aversão ao risco pelos modelos, e menos intervenções do CMSE por meio da GT “fora do mérito”. O par (α,λ) sugerido (25,40) resultaria num aumento de 15,4% em relação ao realizado.

O princípio parece ser uma adaptação da aversão ao risco interessante, no entanto os custos implícitos de cada solução devem ser balizados. A figura abaixo apresenta os custos totais do despacho térmico em cada par (α,λ) testado ao longo da simulação do histórico desde 2015. As maiores diferenças estão no ano de 2021 com a redução acentuada da hidrologia até setembro.

O par (25,40) em comparação com o vigente resulta em R$ 16 bilhões a mais de custo térmico (R$ 110 versus R$ 94 bilhões). Ambos são bastante superados pelo realizado de R$ 136 bilhões, que inclui R$ 42 bilhões adicionais cobertos por encargos.



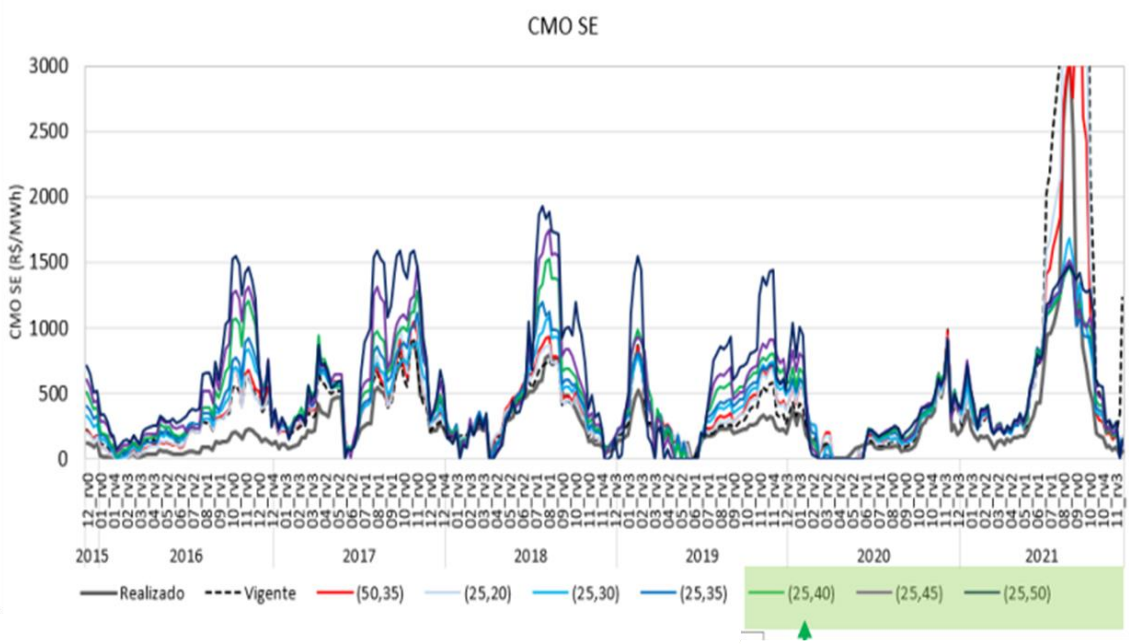
É fato que a pauta de aumento de custos com as térmicas não é popular, no entanto prevenir é necessário no cenário de incertezas na hidrologia futura. Alguma hesitação em postergar essa decisão de utilizar o despacho “fora de mérito”, muitas vezes aumenta o custo final, pela necessidade de usar todos os recursos independente dos custos.

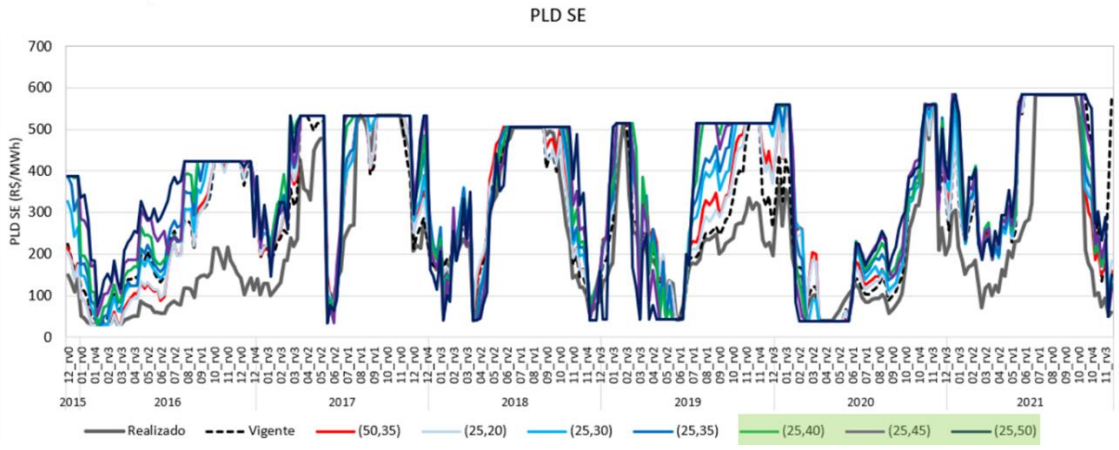
O ONS com a percepção de ligeiras melhorias procura não utilizar as térmicas mais caras. Notadamente, estas medidas visam economizar custos para os consumidores. Por sinal, a pauta de custos a mais para o segmento de consumo já é um desgaste muito grande, e sempre que não for necessária, deve ser adotada como a prioridade a redução.

Sendo assim, o ônus de decisão de aumento de custos deve ser mitigado com decisões que sejam objetivas e tecnicamente sustentáveis, com base nas decisões do CMSE, suportadas pelo ONS. A CP121 tenta ir nesta linha, no entanto o aumento nos preços é ainda uma preocupação para todos os agentes.

Ao mesmo tempo que a segurança é priorizada existe o aumento de CMO, o que ajuda a remunerar as térmicas e reduzir encargos, um dos principais objetivos da CP121.

As figuras abaixo ilustram os efeitos no CMO e PLD com base nas simulações do histórico para diferentes pares do CVaR.

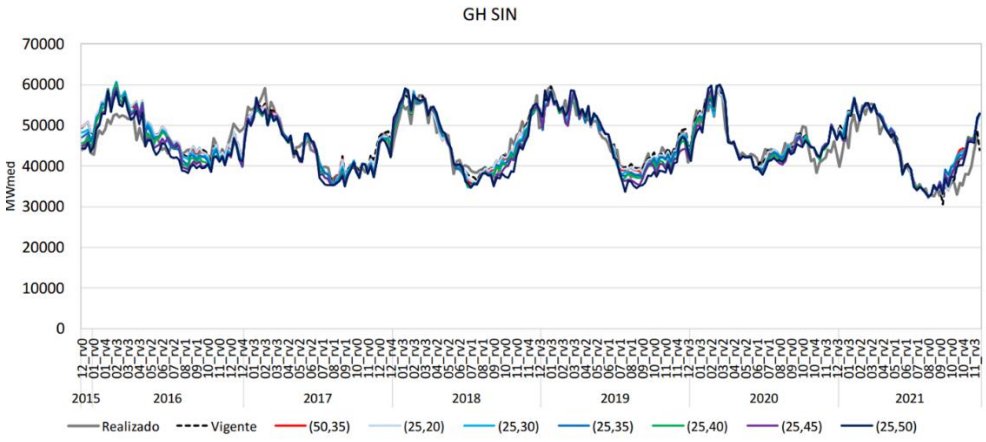




A volatilidade do PLD deve aumentar com o par do CVaR sugerido pela CPAMP, principalmente em momentos de alternância de estações de chuvas (período úmido pós seco ou vice-versa). O PLD médio sairia de 225 R$/MWh para 433,80 R$/MWh no período de estudo retroativo de 2015 a 2021.

Nota-se ainda que, o PLD máximo foi atingido com maior frequência com as implementações sugeridas, o que limita o benefício da redução do encargo, ao mesmo tempo que não dá a indicação correta da necessidade operativa do sistema.

Como consequência da nova aversão ao risco sugerida pela CPAMP existe uma redução da geração hidrelétrica no sistema. A redução em relação ao modelo vigente é de cerca de 900 MW.médios, como ilustrado abaixo.



Caso	GH média (MWmed)
Realizado	45.573
Vigente	46.523
(50,35)	46.354
(25,20)	46.424
(25,30)	46.117
(25,35)	45.914
(25,40)	45.671
(25,45)	45.460
(25,50)	45.209

É importante ressaltar também que, com a expansão do sistema feita prioritariamente via renováveis (eólica e solar), o que é uma tendência, existirá o deslocamento das hidrelétricas do MRE, portanto os problemas financeiros do GSF se amplificam em muito com o aumento do PLD.

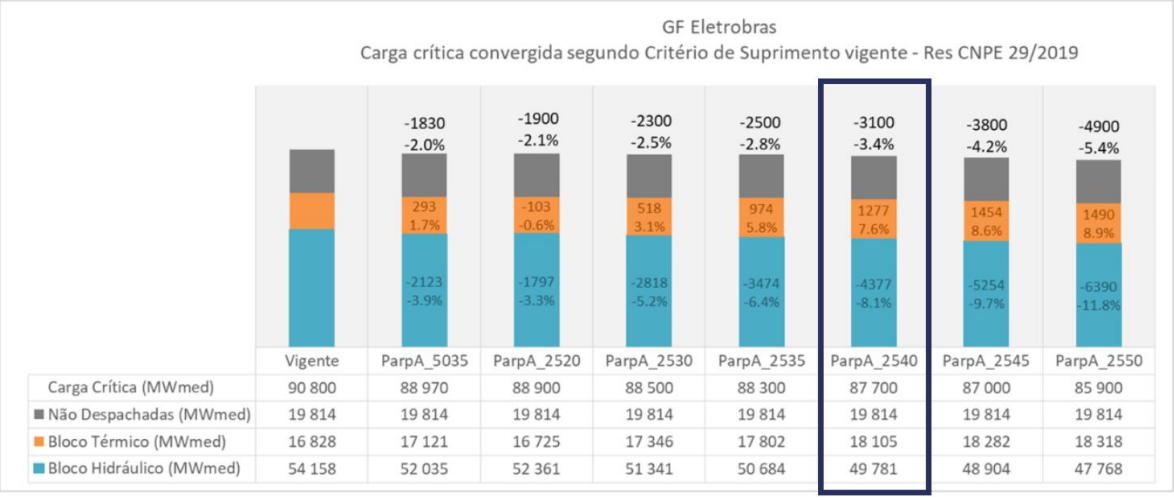
Nesta análise retroativa da CPAMP de 2015 a 2021, a piora do volume do GSF e o aumento do PLD resulta em maiores impactos para o MRE, e para os consumidores cativos (via repactuação) e risco hidrológico das cotas por garantia física. Em comparação com o “realizado” no mesmo período, a proposta da CP121 resultaria num aumento de R$ 85 bilhões em 6 anos. O ponto que foi motivo de disputas legais, que paralisou a liquidação ampla na CCEE, e obteve convergência regulatória após longo tempo, se tornaria praticamente intransponível.

Numa perspectiva futura, evidente que, se o novo par do CVaR proposto altera o balanço hidrotérmico no despacho, também vai alterar a garantia física (GF) das

hidrelétricas do MRE. Com as mudanças, a GF do MRE pode reduzir em 2,4%, sendo que 107 usinas atingiriam a redução máxima de 5%, segundo a CPAMP.

Uma visão mais ampla do impacto é a “carga crítica”, sem considerar limites de revisão da GF. A figura abaixo ilustra o volume da carga crítica e a alocação nos blocos térmicos e hidráulico, utilizando a última revisão da GF oriunda do processo de capitalização da Eletrobrás (GF Eletrobras) de agosto de 2021.

Uma avaliação da “carga crítica” é importante, dado que este é o fundamento da repartição da GF dentre as usinas, e além disto, outra hipótese é que os agentes geradores poderiam solicitar uma revisão extraordinária da GF devido a mudança na modelo de cálculo.



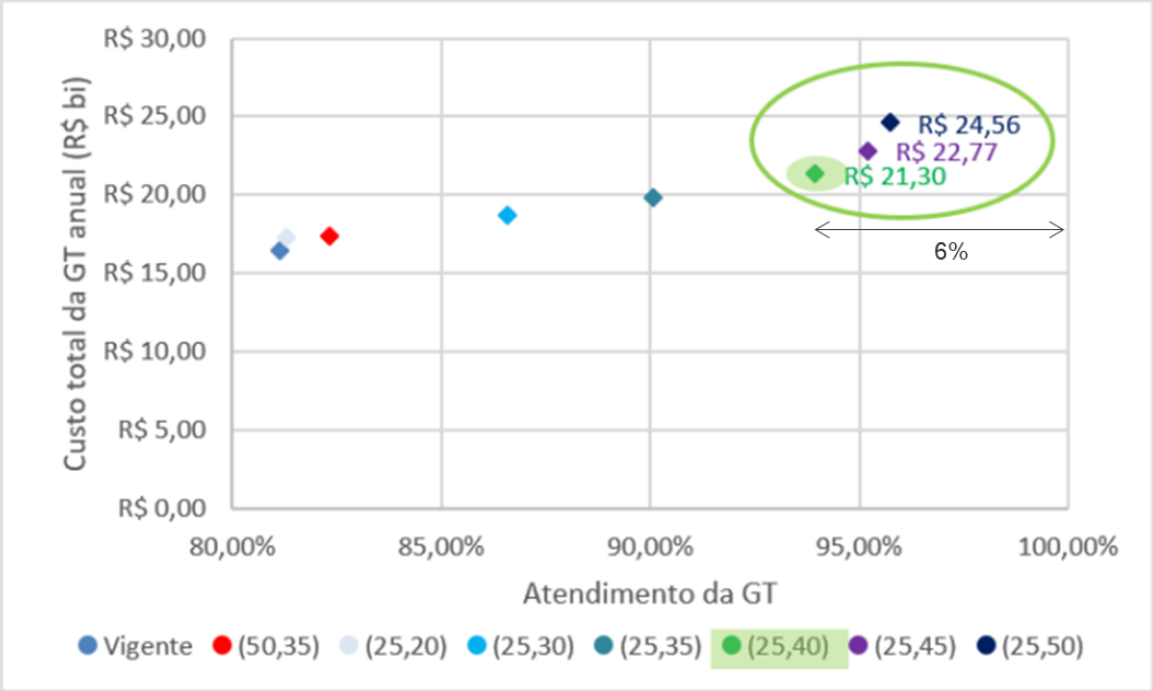
	Vigente	ParpA_5035	ParpA_2520	ParpA_2530	ParpA_2535	ParpA_2540	ParpA_2545	ParpA_2550
Carga Crítica (MWmed)	90 800	88 970	88 900	88 500	88 300	87 700	87 000	85 900
Não Despachadas (MWmed)	19 814	19 814	19 814	19 814	19 814	19 814	19 814	19 814
Bloco Térmico (MWmed)	16 828	17 121	16 725	17 346	17 802	18 105	18 282	18 318
Bloco Hidráulico (MWmed)	54 158	52 035	52 361	51 341	50 684	49 781	48 904	47 768

De forma geral existe um aumento do bloco térmico e redução do bloco hidráulico com a proposta da CPAMP (assinalado na figura). Para os associados termelétricos da ABRAGET, o resultado é positivo (1.277 MW.médios a maior), no entanto pouco efetivo, dado que nos futuros leilões de reserva de capacidade a GF em um papel menos importante. Por outro lado, as hidrelétricas são muito afetadas (4.377 MW.médios a menor), e a GF tem um papel muito importante neste segmento.

O impacto na GF com a mudança proposta pela CPAMP é muito em cima das hidrelétricas. Neste contexto, a redução de geração hidráulica e a piora no volume do GSF são menores do que a potencial queda de GF e, portanto, há melhora do

GSF pós revisão da GF. Em suma, é bom para o consumidor e ruim para o investidor de hidrelétricas.

A seleção final do novo par do CVaR seguiu uma metodologia oferecida pela CPAMP. A metodologia de escolha de CVaR foi uma das demandas do mercado nas CP 109 e 111 de 2021, e foi atendida. Pela metodologia de seleção dos parâmetros do CVaR, a CP121 não exclui somente os pares 25,40, 25,45 e 25,50, aqueles mais caros, como ilustrado abaixo.



O critério da CPAMP é de aproximadamente 5% de erro, no entanto o cenário escolhido possui 94% de atendimento, ou seja, 1p.p. acima do aceitável, ou 20% mais de erro da nota de corte. Não foi seguido à risca o novo critério proposto. Alguma flexibilidade nesta definição sugere que a seleção do novo par do CVaR já estava escolhido por critério próprio da CPAMP.

No entendimento da ABRAGET a seleção do par (α,λ) não deveria ser a principal meta do CPAMP. Claramente, o modelo não se comportou adequadamente no sinal de preço ao longo de 2021, frente a uma restrição hídrica severa no início do ano e uma reversão grande de expectativas de afluências no período chuvoso de 2022. A

conclusão mais objetiva seria que a modelagem não é suficiente para acomodar plenamente esta ampla magnitude de variações. Sendo assim, a investigação mais recomendável seria buscar restrições físicas da operação no SIN, que limitem as excursões nas respostas do modelo, e que permaneçam dentro de uma lógica física.

2.3 Simulações de Tendencias

Para verificar impactos futuros da proposta da CPAMP, se realizaram simulações com 3 cenários determinativos de afluência baseado em rodadas encadeadas. Para efeito apenas comparativo, a metodologia aplicada na rodada encadeada se baseia em simulações mensais interligadas em três cenários de afluência no período de fevereiro/22 - dezembro/22. As projeções de afluências consideram os cenários mais críticos do histórico de afluência devido a situação atual, conforme tabela abaixo.

Cenário Seco

	jan/22	fev/22	mar/22	abr/22	mai/22	jun/22	jul/22	ago/22	set/22	out/22	nov/22	dez/22
SE	108%	90%	80%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
S	37%	40%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
NE	141%	160%	100%	80%	60%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%
N	224%	120%	90%	90%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%

Cenário Base

	jan/22	fev/22	mar/22	abr/22	mai/22	jun/22	jul/22	ago/22	set/22	out/22	nov/22	dez/22
SE	108%	103%	85%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%
S	37%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
NE	141%	160%	100%	80%	60%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%
N	224%	120%	90%	90%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%

Cenário Úmido

	jan/22	fev/22	mar/22	abr/22	mai/22	jun/22	jul/22	ago/22	set/22	out/22	nov/22	dez/22
SE	108%	112%	90%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
S	37%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
NE	141%	160%	100%	80%	60%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%
N	224%	120%	90%	90%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%

* A projeção de afluência foi realizada no dia 28/01.

A tabela abaixo oferece os valores obtidos apenas com o efeito do PAR(p) – A, e conjunto com a variação do par do CVaR (25,40), sugerido pela CPAMP. O aumento de PLD pode ser superior a 100 R$/MWh em alguns meses e em média o aumento é de 67 R$/MWh, mais de 50% do PLD, na proposta da CPAMP de alteração do conjunto PAR(p)-A e o par do CVaR (25,40).

	atual	PAR(p)-A	conjunto		
	PARp-50,35	PARpA-50,35	PARpA-25,40	Variação PARpA-50,35	Variação PARpA-25,40
Fev	9.06	42.37	90.39	33.31	81.33
Mar	6.66	28.7	39.2	22.04	32.54
Abr	31.59	69.68	144.41	38.09	112.82
Mai	51.78	78.31	156.45	26.53	104.67
Jun	78.72	121.49	91.6	42.77	12.88
Jul	88.84	139.87	109.71	51.03	20.87
Ago	85.58	126.14	82.22	40.56	-3.36
Set	84.86	127.94	154.79	43.08	69.93
Out	90.07	141.07	195.38	51	105.31
Nov	95.94	148.84	183.48	52.9	87.54
Dez	97.03	181.64	215.2	84.61	118.17
Ano	65.89	110.16	133.24	44.27	67.35

Dos resultados das simulações se percebe que, o perfil do PLD tem tendência de aumento menor em cenários de ENA baixo ou média e maiores impactos nos cenários mais secos.

Somente com a entrada do PAR(p)-A, o modelo não é capaz de indicar a necessidade bem maior de armazenamento. As mudanças sugeridas, principalmente o novo par do CVaR, surtem efeito em cenários mais extremos, no entanto apesar do ganho na energia armazenada, o resultado não é de um perfil mais baixo de PLD futuro no cenário seco.

O despacho térmico no cenário seco se aproxima da expectativa do ONS para o ano de 2022. No caso das hidrelétricas, o impacto financeiro é mais intenso se considerado MRE como um todo. Sem analisar o balanço contratual de cada empresa e da partilha entre livre e regulado, assim como a repactuação, o impacto pode chegar a mais de R$ 11 bilhões ao longo do ano, contra R$ 6 bilhões do caso

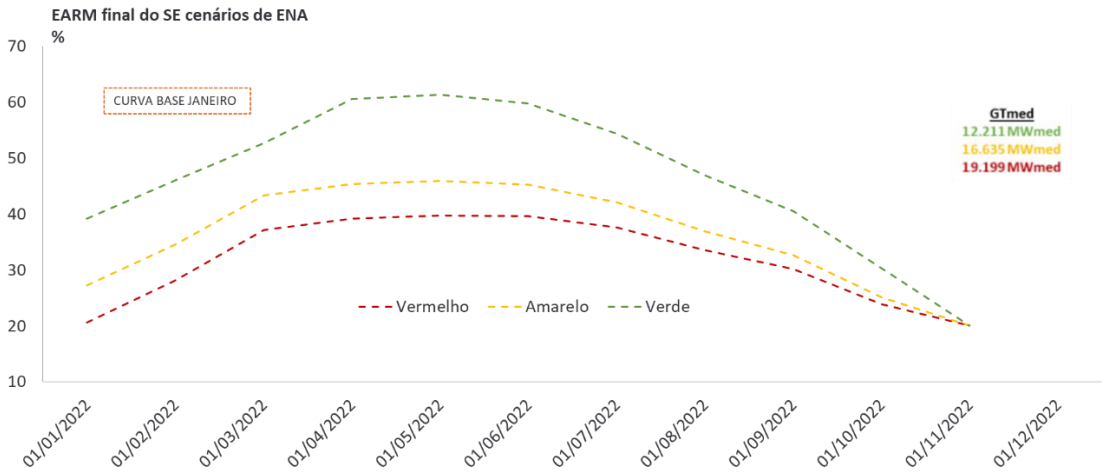
atual. Como visto no PLD, conforme mais pessimista o cenário de hidrologia, maior o impacto financeiro no MRE.

A adoção do par (25,40) é uma solução bem mais intensa que todos os demais já adotados desde a aversão ao risco com o CVaR em 2013.

2.4 Proposta de Encaminhamento

Os associados da ABRAGET desejam oferecer toda a segurança sistêmica ao SIN dentro de propostas factíveis e práticas reais do ONS. Os associados da ABRAGET entendem que previsibilidade e segurança é o sucesso da operação do SIN, no entanto é necessário parcimônia nas alterações em modelagem nos programas computacionais, e que CMSE e ONS possam decidir em decisões conjunturais nos momentos apropriados.

Neste sentido, o próprio CMSE orientou o ONS a produzir curvas metas dos reservatórios do SIN para balizar tecnicamente o despacho “fora do mérito”. A Nota Técnica ONS DPL 0156/2021 - CONSTRUÇÃO DA CURVA REFERENCIAL DE ARMAZENAMENTO - CREF - PARA O ANO DE 2022” indica as curvas referenciais como metas de aversão ao risco para os armazenamentos para o ano de 2022. O documento traça 3 cenários de armazenamento (curvas Vermelho, Amarelo e Verde) e o montante de GT necessário para adequar a operação à necessidade de segurança do sistema. O volume total de GT é a soma da ordem de mérito e fora mérito. A figura abaixo ilustra as curvas referenciais e o volume de GT para atingir as metas desejadas em cada situação de armazenamento, como almejado pelo CMSE.

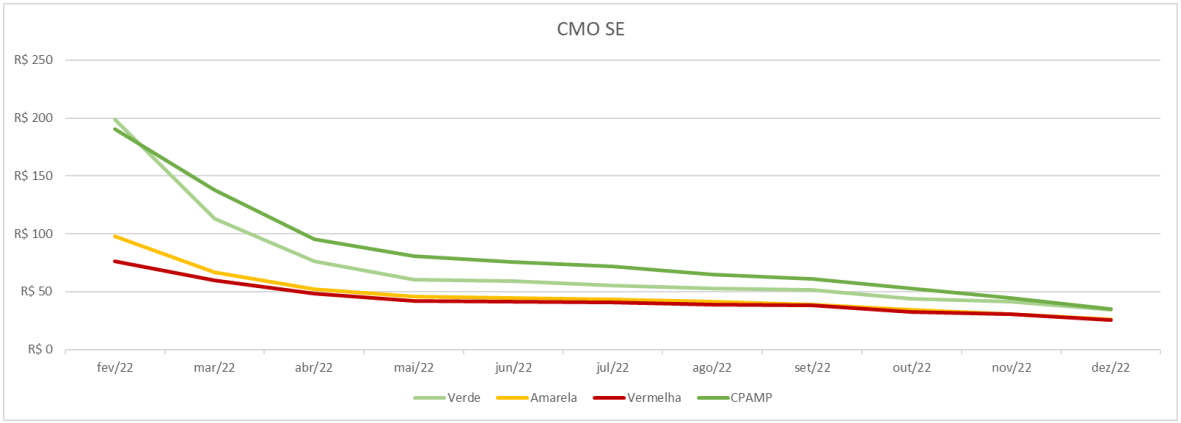


Evidentemente, o ONS utilizou todo o seu conhecimento na produção destas curvas referenciais, que salvo melhor juízo é a melhor informação da relação armazenamento desejado e despacho térmico necessário. Estas curvas foram produzidas em dezembro de 2021 e a mudança nas condições de contorno do SIN podem alterar algumas metas, no entanto, é uma referência para o balanço risco e despacho térmico em 2022.

Apenas para efeito de análise de restrições físicas no modelo foi realizada uma simulação com o modelo NEWAVE do comportamento das variáveis de PLD e GT adotando estas curvas referenciais como volume mínimo dos reservatórios – Vmin Op[1].

A figura abaixo apresenta o perfil médio do PLD no Sudeste para todo o conjunto de séries de simulação (2000), quando adotada cada uma das curvas referenciais – verde, vermelha e amarela – partindo do ponto de operação do final de janeiro de 2022, e aquela obtida com os valores sugeridos pela CPAMP – PAR(p)-A e CVaR(25,40).

[1] A penalidade no modelo por violação do Vmin OP foi mantida a original. Alternativamente, poderia ser amplificada para uma resposta mais intensa.

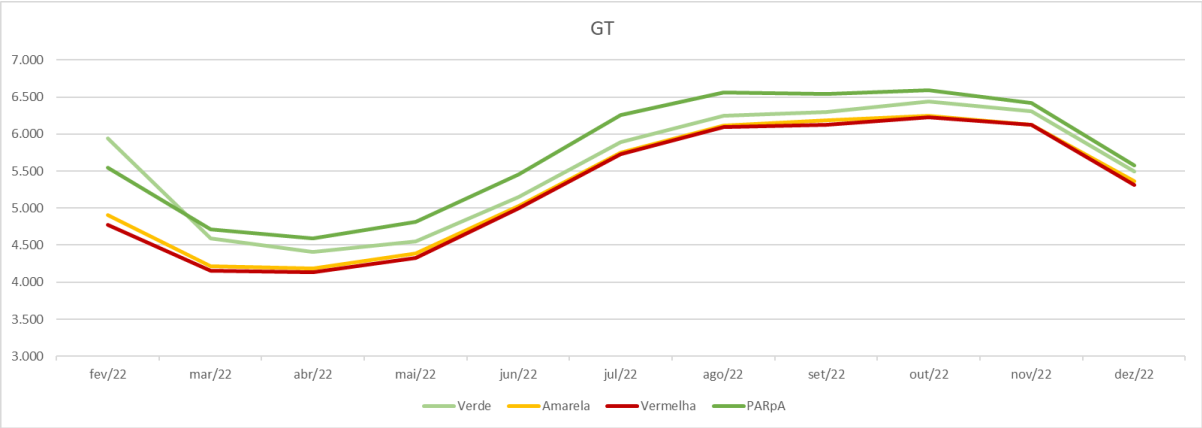


Notar que, os desvios do perfil do PLD entre a sugestão da CPAMP em relação as curvas referenciais demonstra que, o perfil resultante da sugestão do CPAMP é o maior em valores absolutos.

A figura abaixo apresenta o perfil médio da geração térmica (GT) no SIN para todo o conjunto de séries de simulação (2000), quando adotada cada uma das curvas referenciais – verde, vermelha e amarela – partindo do ponto de operação do final de janeiro de 2022, e aquela obtida com os valores sugeridos pela CPAMP – PAR(p)-A e CVaR(25,40). Notar que, o perfil resultante da sugestão do CPAMP é o maior em valores absolutos no perfil da GT.

Evidentemente, estes valores foram obtidos com uma simulação ampla com o modelo NEWAVE, apenas para efeito comparativo entre a proposta da CPAMP e as curvas referenciais do ONS para efeito do despacho térmico total a ser autorizado no âmbito do CMSE.

As diferenças podem não ser tão grandes, mas o fato é que, o ponto de partida em fevereiro de 2022 apresenta condições bem diferentes daquela do começo de janeiro. O armazenamento no SIN de janeiro a fevereiro foi 33,1 para 49,7%, um incremento realmente excepcional no nível do reservatório e na segurança.



Não obstante um debate mais amplo sobre qual deveria ser a restrição física adotada na modelagem, fica claro que a proposta do CPAMP é a mais conservadora dentre as demais. Se o objetivo era reduzir ao mínimo a participação do CMSE na condução da política operativa e os despachos "fora da ordem do mérito", isto será alcançado com a proposta da CPAMP.

O problema é que a proposta da CPAMP é uma calibração de um modelo matemático, e certamente estará muito mais conservador em outras situações, nas quais o ONS deveria estar oferecendo seu conhecimento técnico aos agentes de mercado e orientar o CMSE.

2.4.1 Proposta Alternativa dos Parâmetros CVaR

A ABRAGET entende que uma evolução necessária na CPAMP é um "repensar" sobre a prática de envidar todos os esforços apenas em parametrização do CVaR, e passar a avaliar também com mais intensidade o uso de restrições físicas agregados na modelagem.

No entanto, sendo propositivo na busca de melhorias mais imediatas, enquanto não se conseguem os avanços de incorporação de restrições físicas, a ABRAGET oferece uma *proposta alternativa dos parâmetros do CVaR*.

Neste sentido, a ABRAGET desenvolveu estudos alternativos que busquem reproduzir o mais próximo possível o despacho realizado pelo ONS (mérito e fora de mérito) nos últimos anos. Foram aplicadas as práticas de uma simulação

retrospectiva (“backtest”) realizada desde 2018 até 2021. Nesta simulação o objetivo é emular os processos do PMO e cálculo do PLD, sem alterações das decisões operativas realizadas pelo Operador Nacional do Sistema – ONS. Esta simulação é importante principalmente para comparar o despacho térmico realizado pelo ONS com o projetado nos PMOs e com as simulações considerando a proposta da CPAMP.

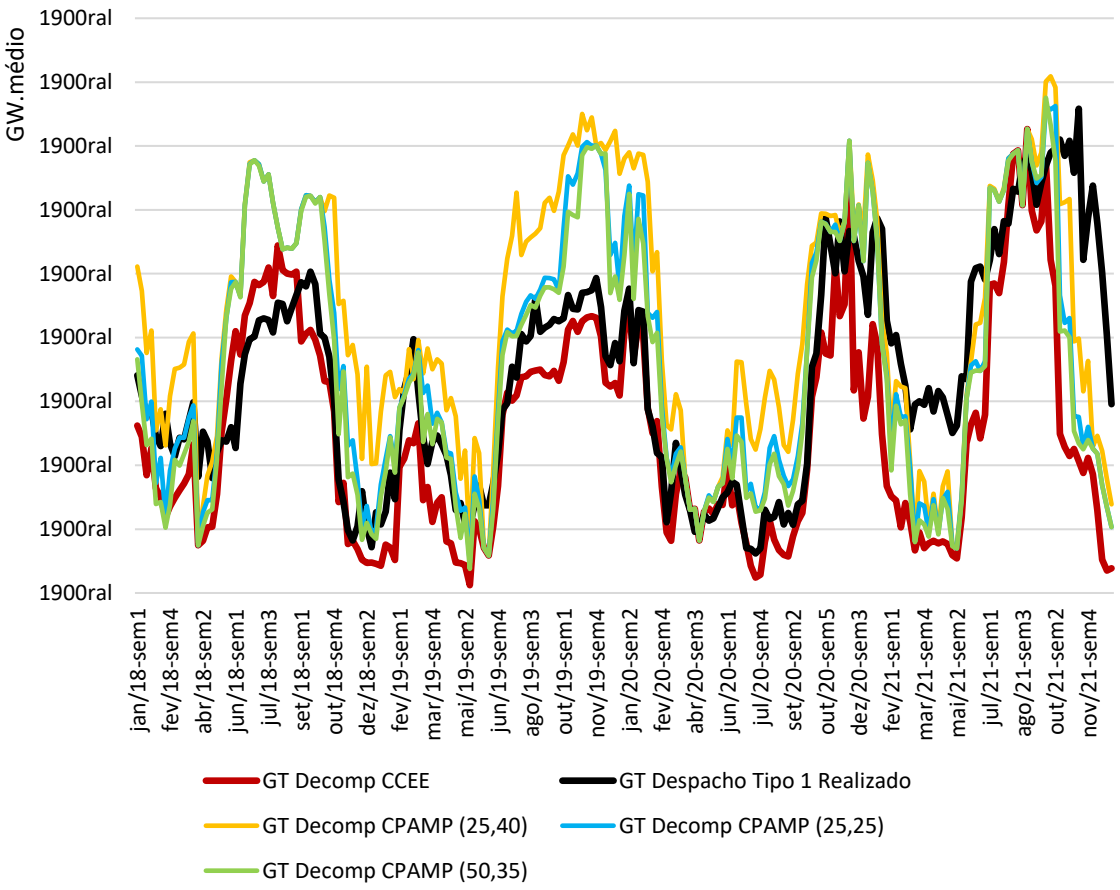
O racional é buscar combinações de parâmetros do CVaR que sejam mais aderentes ao despacho e operação realizados pelo ONS. Nos últimos anos o ONS despachou a geração termelétrica (GT) bem superior ao sugerido pelos modelos e tentar reproduzir o comportamento do ONS como métrica da escolha de parâmetros do CVaR é bem oportuno.

Os pares de α e λ analisados avançaram com maior ênfase na família α = 25% com o objetivo de reduzir o conjunto de séries críticas na construção da política, com diferentes pesos λ. O teste de hipótese que se busca é que o despacho termelétrico das simulações, mesmo que se encontrem em níveis acima que o utilizado pelo ONS, não sejam relativamente muito maiores, o que caracterizaria um exagero na aversão ao risco.

A figura a seguir são ilustrados os perfis de geração térmica (GT) realizada, projetada com modelo vigente (DECOMP CCEE) naquele momento e com as simulações dos pares de CVaR simulados.

Os resultados com o modelo, até então vigente, apresenta como esperado um desvio significativo do realizado. Todas as demais simulações, mesmo o par atual (50,35), foram capazes de tornar o despacho térmico mais aderente ao utilizado pelo ONS, apoiados pela implementação conjunta do PAR(p)-A. Isto demonstra o avanço com a modelagem do PAR(p)-A em momentos de hidrologia baixa de forma persistente.

É possível observar na mesma figura que o ano de 2021 ainda apresenta desvios consideráveis na GT, apesar de uma maior aversão ao risco nos modelos.



Uma medida dos desvios na GT pode ser avaliada com os resultados da tabela abaixo, onde são apresentados os indicadores estatísticos com a comparação do despacho realizado e simulados com parâmetros de CVaR. Os valores apresentados correspondem a estatística (%) do desvio do despacho real ONS e os simulados (% despacho modelo >= ONS).

Ano	Vigente	CVaR 50,35	CVaR 25,40	CVaR 25,25
2018	38%	69%	92%	81%
2019	6%	87%	92%	88%
2020	42%	96%	98%	98%
2021	9%	30%	36%	32%
Total	24%	70%	79%	75%

A tabela acima demonstra um ganho razoável na aderência dos modelos ajustados com o despacho realizado, ao contrário do observado com o vigente. Isto é devido também a implementação de outros mecanismos, tais como o PAR(p)-A e o Volume Mínimo Operativo, como pode ser verificado com a performance bem aderente com

a manutenção do par atual (50,35). Sendo assim, as investigações de novos parâmetros do CVaR são mais importantes como medida de intensidade da aversão ao risco.

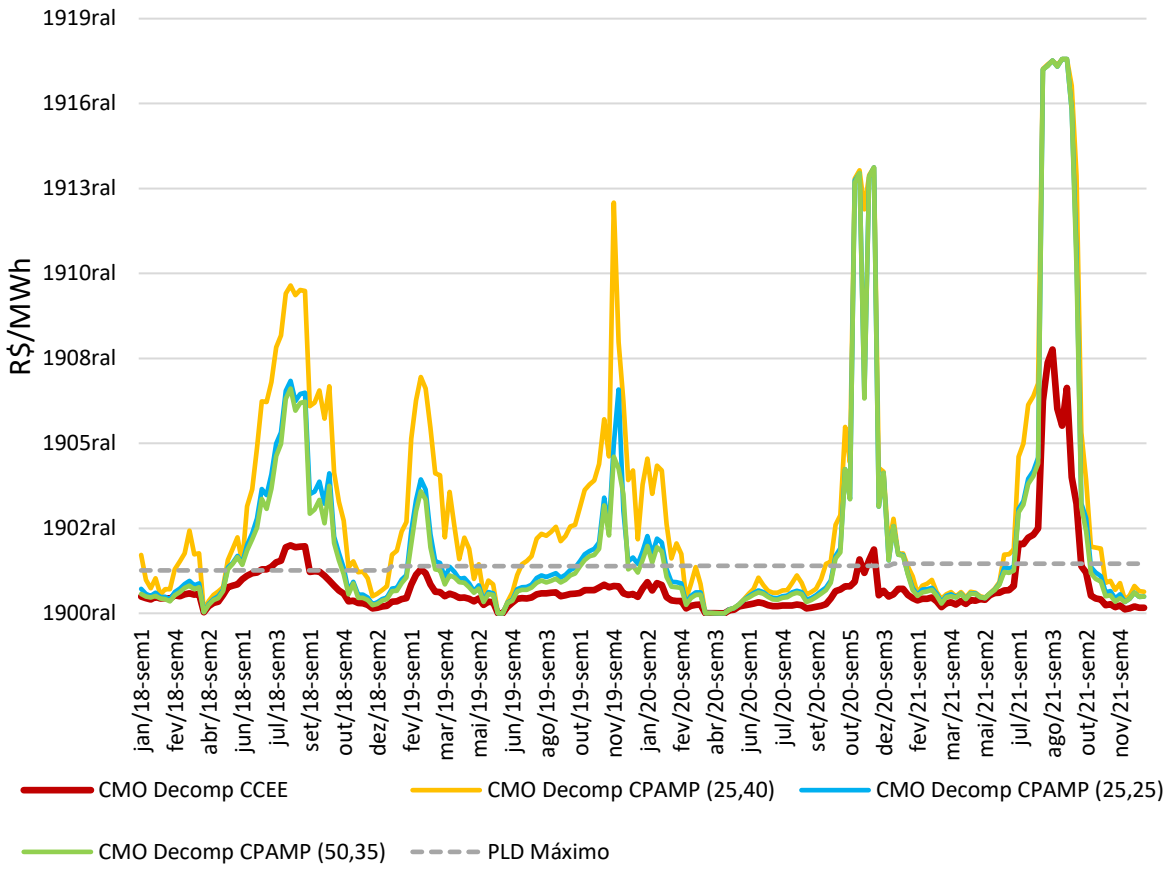
Ressalta-se que, a estatística dos desvios no ano 2021, oriundas da tabela, foram melhores que o modelo vigente, mas abaixo do esperado (valores em torno de 30 a 40%). Isto demonstra que, a aversão ao risco percebida pelo CMSE/ONS, em momentos de crise como 2021, mesmo com o aumento da aversão ao risco inserida nos modelos não resultou em incremento suficiente na GT projetada.

Como já observado qualitativamente, a conclusão com estes valores quantitativos é que, existirá sempre a necessidade de despachos fora da ordem de mérito sempre que a percepção de risco do ONS e CMSE não estiverem aderentes com a percepção de risco resultante dos modelos computacionais. Ou seja, os ajustes são positivos, mas não resolvem toda a gama de situações necessárias para a segurança do SIN.

Outro ponto importante é que, existe uma grande similaridade do resultado de despacho térmico dos pares de CVaR testados no ano de 2021, o que demonstra a mesma performance destes na situação de crise. No entanto, nos demais anos (2018 a 2020), que apresentaram hidrologia não tão favoráveis sem se caracterizar como tão críticas como 2021, a performance dos desvios do par α=25% e λ=25%, (média de 89%) são menos intensas que aquele proposto pela CPAMP (25,40) com uma média de 94%. **Neste quesito o par α=25% e λ =25% é o que se mostra mais adequado**.

Uma comparação similar ao GT pode ser aplicado o perfil do CMO, como ilustrado na figura abaixo. Ao longo do período de simulação se percebe que, independentemente dos pares de CVaR utilizados, o resultado do CMO é muito similar, em grande parte do tempo superam o limite do PLD.

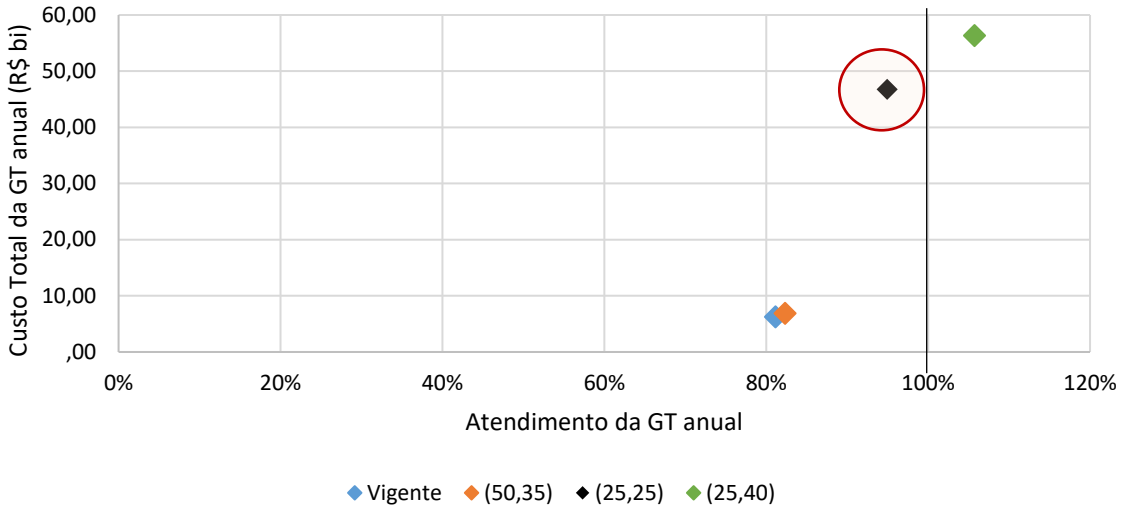
Uma estatística interessante para averiguar a performance de cada par do CVaR é apresentada na tabela a seguir com a estatística de persistência do CMO acima do PLD máximo.



Ano	Vigente	CVaR 50,35	CVaR 25,40	CVaR 25,25
2018	19%	46%	65%	48%
2019	0%	29%	83%	38%
2020	6%	33%	44%	33%
2021	25%	34%	45%	34%
Total	13%	35%	59%	38%

A tabela acima mostra que, na média do horizonte analisado, o par de CVaR α=25%, λ=40% apresenta um valor de CMO acima do PLD máximo em 59% das semanas operativas analisadas, enquanto o par de CVaR α=25%, λ=25% resulta em CMO acima do PLD máximo em 38% das semanas operativas. Isso mostra uma sinalização de preço mais intensa e desnecessária associada com a combinação proposta α=25%, λ=40%, pois a elevação considerável do PLD no teto não se traduz num impacto relevante no atendimento do despacho realizado. **Neste quesito o par α=25% e λ =25% é o que se mostra mais adequado**.

Um critério de seleção do par de parâmetros do CVaR, similar e adaptado daquele proposto pela CPAMP, é indicado na figura abaixo.



A figura apresenta o resumo dos resultados obtidos pela metodologia ora proposta de calibração do CVaR, considerando o retroativo (2018-21) e os prospectivos com 2022. A metodologia realiza um balanço do menor valor de atendimento da meta obtida entre os resultados do retroativo e as sensibilidades prospectivas (eixo x) e a média do custo médio anual do retroativo com o custo médio anual das sensibilidades prospectivas (eixo y). Nota-se que, a combinação de parâmetros que apresentou a **maior aderência ao atendimento da GT anual da CRef é o par α=25% e λ=25%**.

A calibração sugerida pela CPAMP (25,40) aponta uma GT 32% maior que aquela indicada pela CRef, e como consequência, um custo adicional de R$ 10 bilhões de custo da GT.

Após uma profunda análise dos parâmetros do CVaR, por coerência a ABRAGET nesta CP121, mantém sua posição de parcimônia na aversão ao risco muito intensa, e oferece a seguinte contribuição:

- ***A proposta da CP121 aumenta demasiadamente os sinais de variáveis importantes para o mercado - PLD e GT. A proposta da ABRAGET vai***

na linha de mudança adotando uma combinação mais profícua para todos com o par α=25% e λ=25%.

- ***As simulações comprovaram quantitativamente que, a meta de capturar todo o despacho térmico com ajustes no modelo não parece ser totalmente realista. Situações limítrofes para a segurança do sistema deveriam ser tratadas, quando ocorrem, até mesmo com despachos fora da ordem do mérito. Deve haver uma margem, que deveria ser utilizada em situações específicas de segurança energética, por decisão do CMSE/ONS.***
- ***A CPAMP deve priorizar ao máximo uma modelagem mais próxima da realidade física do sistema em situações extremas. A ABRAGET entende que este é o melhor caminho para manter a segurança dentro de um perfil mais racional para a utilização do parque termelétrico atual. Previsibilidade é a chave do sucesso !***

3. Considerações Finais das Contribuições da ABRAGET na CP121

O sumário dos resultados demonstra que a direção da CP121 é de resguardar a segurança do SIN, independentemente do custo, e minimizar ao máximo os despachos “fora da ordem de mérito”.

No entanto, efeitos mais fortes na modelagem alteram padrões futuros e devem ser investigados com mais cautela, garantindo que se encontre efeitos que não sejam apenas ajustados para situações limite, como se passou com o SIN ao longo de 2021.

A ABRAGET entende as razões, no entanto sugere parcimônia nas mudanças mais abstratas em modelagem, e que se altere de forma objetiva a modelagem real das vazões afluentes no parque hidrelétrico do SIN, e procedimentos de operação com o ONS.

O aumento expressivo do despacho térmico na metodologia proposta pela CPAMP, pouco atrelado com a realidade física, vai provocar um aumento custos de O&M das usinas térmicas, pois terão um aumento considerável no seu tempo de operação sem a previsibilidade desejada.

Evidentemente, em alguns casos as manutenções “tipo overhaul” com maiores paradas seriam antecipadas, dentre outros efeitos, devido ao uso mais intenso.

A usinas térmicas atuais com CCEAR-D não consideraram despachos desse nível, e certamente incorrerão em custos adicionais não previstos e maior tempo em manutenção, sujeitas aos riscos regulatórios destes episódios.

3.1 Síntese das Contribuições ABRAGET na CP121

As alterações devem ser feitas em etapas e as sugestões são oferecidas na tabela abaixo, que sintetiza a opinião da ABRAGET no que tange aos parâmetros e modelagem proposta pela CP121.

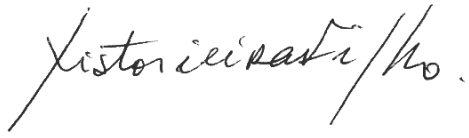
Proposta	CP121	Contribuição ABRAGET
Representação dos cenários hidrológicos PAR(p)-A	Autocorrelação anual com lag 1	Manter a proposta da CPAMP apenas do lag igual a 1. Em paralelo, avaliar outras autocorrelações anuais ponderadas, que deve se tornar meta da CPAMP condução em 2023
Novos Parâmetros do CVaR	Par(25,40)	Adotar o Par(25,25) e iniciar com maior ênfase os estudos para introdução de restrições físicas na modelagem para situações críticas, que deve se tornar meta da CPAMP para condução em 2023

A contribuição adicional na CP121 se mantém a mesma desde as anteriores que abordaram a mesma temática (CP 109 e CP111 de 2021). A ABRAGET insiste novamente com o mesmo foco, como segue:

- *Repensar a atual cadeia de modelos com reservatórios equivalentes para uma estrutura mais moderna. Esta estrutura computacional deve comportar as claras necessidades da nova matriz brasileira. A ABRAGET entende que o CPAMP deveria submeter um plano de mudanças ao mercado, para se estabeleçam metas, prazos e a governança mais adequada.*
- *Estabelecer um crograma de avanços previstos na CPAMP para que os agentes possam se preparar para eventuais mudanças. A atuação da CPAMP tem se caracterizado pela condução apenas de atividades provocadas por desajustes nos modelos computacionais adotados no despacho e formação de preço.*

Mais uma vez, agradecemos a atenção e subscrevemo-nos.

Atenciosamente,



Xisto Vieira Filho

Presidente