

Brasília, 02 de julho de 2021.

Contribuição da Abraceel à Consulta Pública 109/2021 do MME Propostas CPAMP de alteração nos modelos para 2022

Resumo

- Pleiteamos a manutenção dos atuais parâmetros do CVaR (50,35);

- As propostas da CPAMP são de caráter estrutural, e não devem ser pautadas pela conjuntura, sendo fundamental separar as discussões entre medidas operativas para mitigar a atual crise hídrica e os aprimoramentos metodológicos nos modelos;

- A adição de um termo a mais na regressão do modelo hidrológico PAR(p) e maiores volumes mínimos operativos já aumentam significativamente a aversão ao risco dos modelos, gerando relevantes ganhos de armazenamento, conforme comando do CMSE, o que não significa que esses mecanismos não possam (e devam) ser aprimorados;

- Além do despacho fora da ordem de mérito, há superposição de mecanismos de aversão ao risco no setor, que devem ser analisados de forma integrada em razão dos significativos impactos físicos e comerciais: (i) custo de déficit de 1 patamar no planejamento da expansão e operação, (ii) diferentes taxas de desconto entre operação e expansão, (iii) CVaR e (iv) VminOp por reservatórios e por reservatórios equivalentes;

- É fundamental estabelecer coerência entre a operação e a expansão do sistema, principalmente com os critérios de garantia de suprimento, que estabelecem o ponto de equilíbrio entre o custo da energia e a qualidade do suprimento;

- CVaR não deve ser recalibrado para compensar os efeitos de outras mudanças metodológicas ou falhas de representação nos modelos com vistas a manter desejada trajetória de armazenamento de curto prazo. Do contrário, pode-se agregar custo muito elevado, com rebatimentos em todos seus agentes, como destacado pela CPAMP:

“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.”

- Análise custo-benefício da própria CPAMP mostra que não é coerente alterar os parâmetros do CVaR (50,50). Manter os atuais parâmetros (50,35) eleva os níveis de armazenamento, reduz GFOM e há menor impacto no CMO/PLD, custo da geração térmica e conta bandeira. Consequentemente, a manutenção dos parâmetros atuais é mais adequada, proporcionando melhor relação custo x benefício;

- As comparações dos *backtests* devem ser feitas principalmente entre os casos das diferentes parametrizações e o “Caso Vigente”, pois as simulações não utilizaram a carga líquida (demanda por energia elétrica e montante de geração renováveis) verificada. Além disso, a implementação de diversas alterações metodológicas de uma só vez dificulta a análise concreta dos reais benefícios de cada mudança, principalmente na comparação com o caso real;

- O próprio relatório técnico 06-2021 da CPAMP menciona que, na comparação dos casos, o menos eficiente é aquele com a parametrização (50,50), vide página 100:

“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).”

- Para além dos estudos retrospectivos da CPAMP, a Abraceel contratou estudo da PSR, que analisou conceitualmente a questão e simulou cenários prospectivos, com períodos secos, úmidos e sem tendência hidrológica, para auxiliar a tomada de decisão do Governo;

- As simulações da PSR demonstram que os níveis de armazenamento atingem níveis acima da meta no final dos períodos secos analisados tanto para o CVaR (50,35), quanto para o CVaR (50,50), com probabilidade próximas e acima de 90% em todos os casos. A seguir, a recomendação da PSR:

“Pelos resultados apresentados na CP e nas simulações realizadas, a elevação do V_{minOP} e a utilização do $PAR(p)$ sinalizam melhoria quando comparados aos volumes utilizados pelo ONS na tomada de decisão e nas ENAs projetadas. A calibração do CVaR deve ser realizada buscando a melhor relação custo benefício, e as simulações realizadas não mostram essa melhoria com a alteração para (50,50).

Assim, dadas as considerações anteriores, a análise conceitual apresentada neste relatório e as simulações numéricas prospectivas, sugerimos manter os valores atuais e a continuação das análises sobre alterações das metodologias de aversão ao risco e dos modelos de projeção de vazões/ENA (já sinalizadas pela CPAMP a continuação dos estudos), sob o risco de adversamente afetar estruturalmente o sistema de forma excessiva, desnecessária e indesejada.” (grifo nosso)

- Por fim, é importante observar que mesmo que haja valores de ENA favoráveis, é possível que, em alguns REEs, inicie-se janeiro de 2022 com valores abaixo dos V_{minOp} sugeridos, o que poderá inviabilizar que o modelo Decomp respeite tais transições. Nesse caso, é possível que haja necessidade de flexibilizações, até que o modelo consiga a convergência. Com essa reflexão, reforçamos a importância da antecedência e previsibilidade ao mercado, de forma que a regra para eventuais flexibilizações seja informada até 31 de julho de 2021.

A Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel) apresenta contribuição à Consulta Pública 109/2021 do Ministério de Minas e Energia (MME), que busca receber sugestões acerca das propostas do GT Metodologia da CPAMP de alterações metodológicas nos modelos para implementação em 2022.

Iniciamos ressaltando a relevância da presente discussão pública, que traz significativos impactos para todo o setor. Em oportunidades anteriores, a Abraceel reforçou a necessidade de que as alterações metodológicas em estudo na CPAMP sejam estabelecidas visando mudanças estruturais, e não conjunturais, dados, inclusive, as características e objetivo dos modelos de otimização.

Além disso, sempre reforçamos a necessidade de transparência e antecedência na tomada de decisão, aspectos para os quais reconhecemos significativa melhora ao longo dos últimos anos, com diversas rodadas de apresentações do andamento dos estudos aos agentes, amplamente divulgadas, postura elogiável que sinalizou ao mercado que mudanças seriam propostas para implementação em 2022.

Entretanto, julgamos que ainda há necessidade de melhoria na governança da CPAMP, como relatado em nossa contribuição à Consulta Pública MME 99/20, em especial na participação dos agentes em todas as reuniões da Comissão e antecipação das discussões públicas e decisões, em razão da magnitude e profundidade das alterações no mercado de energia.

Vale lembrar que a discussão do PAR(p)-A se faz presente desde 2019 e, em setembro de 2020, o CMSE deliberou que a CPAMP avaliasse mecanismos visando a elevação estrutural dos níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, sobretudo aos finais dos períodos secos, com transição capaz de minimizar os impactos no GSF e na tarifa do consumidor de energia. No entanto, a proposta de reparametrização do CVaR (50,50) pegou os agentes de surpresa, uma vez que passou a ser debatida apenas em reuniões recentes.

Apesar da coincidência de estarmos vivenciando uma crise hídrica sem precedentes, que se agrava com o fim do período para tomada de decisão da CPAMP sobre alterações metodológicas nos modelos, é fundamental separar as discussões. Uma questão são as mudanças estruturais nos modelos que vêm sendo estudadas há anos pela CPAMP, outra é a necessidade de atuação do governo para combater a crise, que exige ações emergenciais de curto prazo.

Utilizar a discussão estrutural para resolver aspecto conjuntural é inadequado, uma vez que as alterações somente serão implementadas em 2022, diante de uma crise hídrica imediata, que já resulta em máximo despacho fora da ordem do mérito e medidas para economia de energia. Alterações estruturais nos modelos objetivando soluções de curto prazo poderão ter impacto distinto do esperado, potencializando, inclusive, cenários de arrependimento, razão pela qual é imperioso ter visão de longo prazo nas discussões.

Não obstante, o mercado de energia elétrica no Brasil vem evoluindo rapidamente, provendo liquidez, ampliando investimentos e oferecendo melhores soluções para os consumidores. Aprimoramentos metodológicos devem ser sempre estudados, com coerência técnica e com vistas a melhorar o funcionamento do mercado, com o risco de piora do ambiente de negócios e aumento de custos, que dificultam o desenvolvimento econômico.

Feita essa breve contextualização, em cenário de crise ou não, o aperfeiçoamento dos modelos computacionais é o que se deseja para melhorar a representação das condições operativas, de forma a aproximar preço e operação, criando consistência com a realidade. Dessa forma, mitiga-se a necessidade de adoção de medidas heterodoxas pelo CMSE, como despacho fora da ordem do mérito por garantia energética, o que retira credibilidade dos modelos de formação de preços, altera a alocação de custos no setor e afeta diretamente as estratégias comerciais firmadas pelos agentes, introduzindo insegurança e riscos não previstos a todos os participantes do mercado.

Nesse sentido, vale ressaltar que a redução da geração fora da ordem do mérito deve ser realizada em linha com a combinação dos critérios de suprimento e das métricas de risco do setor. Aumentar a aversão ao risco dos modelos para diminuir completamente GFOM, ainda mais sem uma visão integrada com os demais critérios de suprimento e risco existentes, não é razoável e pode gerar mais ruído do que melhora no sinal de preço.

Corremos o risco de criar um problema de “referência circular”, pois o critério de suprimento define a expansão, que influencia a curva de ordem de mérito da operação, que por sua vez influencia a aversão ao risco, que impacta na definição do critério de suprimento. O objetivo não é, e nem pode ser, “risco zero”, pois é economicamente impraticável. Logo, é fundamental uma visão integrada sobre a questão, para não distorcer ainda mais a lógica econômica e prejudicar sobremaneira a eficiência do setor.

Posto isso, ponderamos que há hoje superposição de mecanismos de aversão ao risco no setor, que geram relevantes impactos físicos e comerciais. Atualmente são utilizados (i) custo de déficit de 1 patamar no planejamento da expansão e operação, (ii) taxa de desconto diferentes entre operação e expansão, (iii) CVaR Custo e (iv) VminOp por reservatórios e por reservatórios equivalentes de energia. Assim, a eventual incorporação do PAR(p)-A e do VminOp no Decomp, com aumento dos níveis metas, ampliariam ainda mais, e de maneira significativa, os seguros do sistema.

Logo, a reparametrização do CVaR deve ser realizada da ótica de custo-benefício e de maneira integrada, quando houver necessidade de alterar a importância que se dá aos cenários hidrológicos mais críticos no cálculo da política de operação. O CVaR, que atualmente já tem parâmetros bastante avessos a risco, jamais deve ser usado para compensar os efeitos de outras mudanças metodológicas ou falhas de representação nos modelos com vistas a manter desejada trajetória de armazenamento de curto prazo.

Assim, e considerando que o PAR(p)-A e a incorporação do VminOp no Decomp já contribuem para o aumento da aversão ao risco e maior aproximação do preço com a realidade operativa, ainda que passíveis de aprimoramentos dentro de uma análise mais ampliada e integrada, a seguir vamos refletir sobre a necessidade de reparametrização do CVaR para (50,50).

A CPAMP argumenta, no relatório 6 da presente discussão pública, que *“a avaliação da adequabilidade da parametrização CVaR se faz necessária diante de evoluções da configuração do sistema, de aprimoramentos metodológicos nos modelos, da inclusão de mecanismos adicionais de segurança, dentre outras questões relevantes que possam afetar a relação oferta x demanda do sistema”*.

Em complemento, a Comissão argumenta que a avaliação dos parâmetros do CVaR deve ser realizada em todas as dimensões, considerando o impacto econômico e a segurança operativa, além das consequências na comercialização e nas tarifas.

Sendo assim, é apresentada pela CPAMP avaliação dos parâmetros do CVAR, onde 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) e as novas metodologias recomendadas, em função da elevação do armazenamento do SIN, custo da geração térmica, CMO/PLD e impacto nas distribuidoras, nas usinas do MRE e nos consumidores.

No *backtest* apresentado, foram avaliados dois períodos, um de quatro anos, 2012 a 2015, e outro, mais recente, de janeiro de 2020 a fevereiro de 2021. Ambos consideram anos de hidrologia desfavorável. Não foram realizados *backtests* com hidrologia favorável, refletindo clara preocupação com a conjuntura.

Seguindo para os resultados dos *backtests* realizados pela Comissão, as tabelas a seguir mostram que, quanto maior a aversão ao risco, maior a elevação do nível estrutural dos armazenamentos do SIN. Por outro lado, maior é o CMO/PLD médio, custo da geração térmica, valor da conta bandeira, entre outros.

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%
	GSF [%]	95,12%	96,42%	96,57%	95,28%	93,88%	91,89%
Impacto nas usinas do MRE	Impacto MRE [Bi R\$]	-48,91	-35,37	-40,41	-54,48	-75,31	-93,52
	Δ Redução do encargo GFOM [Bi R\$]	16,6	Ref	0,0	0,0	0,0	0,0

Fonte: Relatório 6 – CPAMP – backtest 2012-2015.

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

Fonte: Relatório 6 – CPAMP – backtest janeiro de 2020 a fevereiro de 2021.

Vale notar que as próprias tabelas resumo da CPAMP fazem a comparação com o “Cenário Vigente”, o que nos parece correto, pois as análises foram feitas utilizando a

demanda de energia e a expectativa de geração renovável projetadas à época, porém as vazões foram atualizadas para a geração com a nova metodologia. Não parece razoável a comparação com a realidade, que usa bases distintas. Nesse caso, fica nítido que o CVaR (50,35) apresenta melhor custo-benefício, pois aumenta os níveis de armazenamento a um menor custo, atendendo objetivamente ao comando do CMSE.

Em complemento, nos resultados expressos nas tabelas em questão, a Comissão diferencia por cor quais parâmetros estão mais alinhados com a deliberação do CMSE, e, claramente, manter os atuais parâmetros do CVaR em todas as funções analisadas representa maior alinhamento com o CMSE do que alterar para o CVaR (50,50). Em outras palavras, dada a orientação de aumento do nível de armazenamento, o CVaR (50,35) é mais “verde” que o CVaR (50,50).

Mais importante ainda é trecho da análise da própria CPAMP no relatório técnico 06/2021, página 100, quando avalia o indicador de eficiência de cada caso simulado, reproduzido a seguir:

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) (MWhmês)	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

Fonte: Relatório 6 – CPAMP

Ora, então por que alterar os parâmetros do CVaR para uma solução mais ineficiente? Os próprios resultados mostram maior alinhamento com o CMSE em manter o CVaR (50,35), o que resulta em elevação dos níveis dos reservatórios do SIN, redução de GFOM, menor impacto no CMO/PLD e menor custo da geração termelétrica quando comparado com o CVaR (50,50).

Ademais, se implementada a proposta da CPAMP do CVaR (50,50), além dos demais custos citados, o impacto é expressivo no CMO/PLD, como apontam os casos simulados, onde um ultrapassa o teto do PLD estrutural e outro chega próximo ao teto. Na visão da própria comissão “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”.

Vale lembrar, inclusive, que a ultrapassagem do valor teto foi utilizada pela coordenação do GT Metodologia para refutar o parâmetro (25,50) quando questionado por um agente no último webinar da CPAMP. Assim, causa estranheza a opção por um CVaR que em um dos *backtests* também ficou acima do teto.

Na nossa visão, os próprios resultados da CPAMP mostram que não é coerente alterar os parâmetros do CVaR como proposto pela Comissão. A única diferença substancial que justifica nova calibração do CVaR (50,50) é a elevação dos níveis de armazenamento diante da atual crise hídrica do país. Entretanto, como explanado anteriormente, as discussões das alterações metodológicas são de caráter estrutural, e não devem ser pautadas pela conjuntura atual, podendo resultar em custos excessivos.

De modo a contribuir ainda mais com o debate, a Abraceel contratou a consultoria PSR para subsidiar nas discussões da presente Consulta Pública, em especial na análise conceitual da questão, com foco nos mecanismos de aversão ao risco, e na realização de simulações prospectivas. Acreditamos que os estudos oferecem importante elemento para tomada de decisão da CPAMP e do governo, ampliando de maneira relevante a análise dos efeitos das propostas.

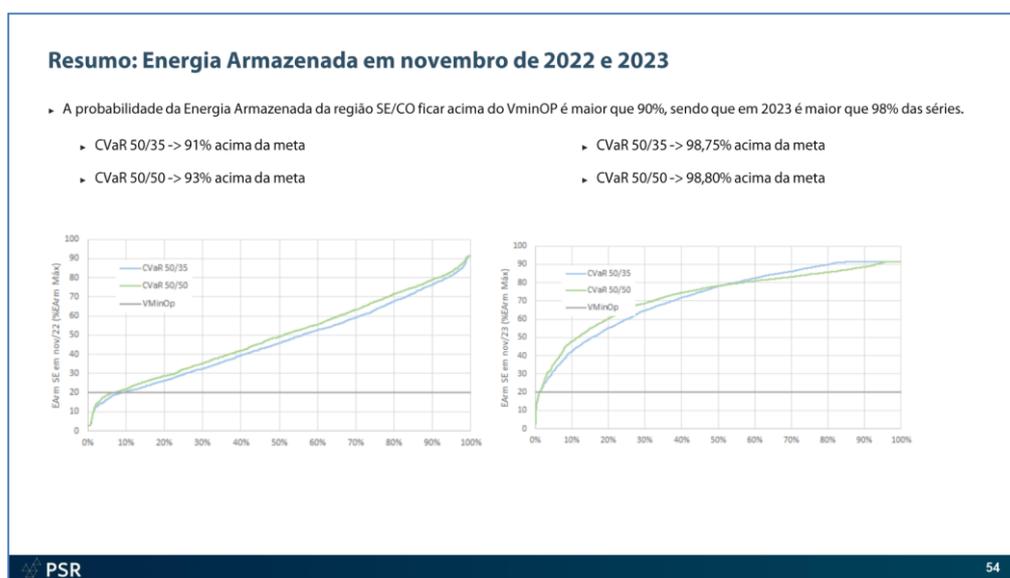
Com base nos decks oficiais do PMO de junho de 2021, e utilizando a ferramenta Newave, foram simulados seis casos para o horizonte de dezembro de 2021 a dezembro de 2025, considerando períodos seco, úmidos e sem tendência hidrológica, de acordo com a tabela a seguir:

Caso	Descrição	Projeção de vazões	VMinOp	CVaR	Tendência hidrológica	Reservatórios iniciais	Sobreoferta
P01 – Caso Referência	Parâmetros atuais.	PAR(p)	Atual	50/35	2020	2020	Atual
P02 – Novos parâmetros (exceto CVaR)	Novos parâmetros, exceto CVaR.	PAR(p)-A	Proposto	50/35	2020	2020	Atual
P03 – Novos parâmetros	Novos parâmetros.	PAR(p)-A	Proposto	50/50	2020	2020	Atual
P04 - Novos parâmetros (exceto CVaR) com tendência boa	Novos parâmetros (exceto CVaR) com tendência hidrológica melhor.	PAR(p)-A	Proposto	50/35	110% MLT	Média 2011-2020	Atual
P05 - Novos parâmetros com tendência boa	Novos parâmetros com tendência hidrológica melhor.	PAR(p)-A	Proposto	50/50	110% MLT	Média 2011-2020	Atual
P06 - Novos parâmetros (exceto CVaR) sem tendência hidrológica e sobreoferta menor	Novos parâmetros (exceto CVaR) sem tendência hidrológica e sobreoferta menor.	PAR(p)-A	Proposto	50/35	Sem	2020	7%

Fonte: Estudo PSR contratado pela Abraceel.

Em síntese, o estudo demonstra que os resultados são fortemente impactados pela utilização do PAR(p)-A e elevação do VminOp, sem diferenças substanciais quando da alteração do CVaR (50,35) para (50,50).

Quanto à principal preocupação do CMSE, de aumento dos níveis de armazenamento, o estudo demonstra que a probabilidade da Energia Armazenada da região SE/CO ficar acima do VminOp é maior que 90% em novembro de 2022, sendo que em 2023 é maior que 98% das séries, com valores muito próximos nos distintos pares de CVaR analisados:



Fonte: Estudo PSR contratado pela Abraceel.

Além disso, o ganho de energia armazenada na reparametrização do CVaR para (50,50) é pequeno quando comparado com a manutenção dos atuais parâmetros do CVaR, e parece não justificar o aumento de custos. Assim, conclui a PSR:

“Pelos resultados apresentados na CP e nas simulações realizadas, a elevação do VminOp e a utilização do PAR(p)A sinalizam melhoria quando comparados aos volumes utilizados pelo ONS na tomada de decisão e nas ENAs projetadas. A calibração do CVaR deve ser realizada buscando a melhor relação custo benefício, sendo que as simulações apresentadas na CP e neste relatório não mostram melhoria clara nesta relação com a alteração para (50,50). Assim, sugere-se manter os valores atuais e a continuação das análises sobre alterações das metodologias de aversão ao risco e dos modelos de projeções de vazões/ENAs (a intenção em continuar os estudos já foi sinalizada pela CPAMP).”

Na visão da Abraceel, os resultados das simulações da PSR complementam os resultados dos *backtests* realizados pela CPAMP e permitem concluir pela não necessidade de modificar os atuais parâmetros do CVaR (50,35), uma vez que esse também permite atingir os níveis acima da meta dos reservatórios ao final dos períodos secos, e a custos menores. Dessa forma, recomendamos a permanência dos atuais parâmetros do CVaR (50,35) e a continuação dos estudos sobre o tema aversão ao risco de forma a alcançar uma metodologia consolidada que elimine ruídos oriundos da superposição dos diversos mecanismos existentes.

Ademais, a utilização do PAR(p)-A busca permitir que o modelo hidrológico represente secas mais severas. Esse objetivo é nobre, mas a escolha metodológica feita não significa que os modelos de projeção de vazões/ENAs não devam ser ainda mais aprimorados e, portanto, recomendamos prioridade na continuidade nos estudos e a sua evolução, principalmente na análise de outras opções de autocorrelação que não apenas a anual.

Finalmente, é importante refletirmos que a implementação de diversas alterações metodológicas de uma só vez inibe a análise concreta dos reais benefícios de cada mudança. Assim, no caso das alterações relacionadas ao VminOp, é válido observar que mesmo que haja valores de ENA favoráveis, é possível que, em alguns REEs, iniciasse janeiro de 2022 com valores abaixo dos VminOp sugeridos, o que poderá inviabilizar que o modelo Decomp respeite tais transições. Nesse caso, é possível que haja necessidade de flexibilização, até que o modelo consiga convergência. Com essa reflexão, reforçamos a importância da antecedência e previsibilidade ao mercado, de forma que a regra para eventuais flexibilizações seja informada até 31 de julho de 2021.

Como citado anteriormente, o mercado já vinha estudando as mudanças metodológicas nos modelos, como a implementação do PAR(p)-A e alterações do VminOp, mudanças que promovem significativas alterações na aversão ao risco dos modelos. No entanto, diante da possibilidade de se iniciar 2022 com níveis de armazenamento inferiores às metas propostas, é interessante refletir sobre a possibilidade de eventual flexibilização, de modo que os modelos tenham convergência com a realidade operativa, sendo que uma das possibilidades existentes é implementação gradual das alterações do VminOp ou sua consideração somente ao final do período úmido, para preservar estabilidade do setor de energia elétrica.

Por fim, diante das vastas possibilidades de alteração nos parâmetros de risco, como o CVaR e o VminOp, também é importante refletir sobre a definição de

metodologia para avaliação das métricas de riscos que possam resultar em mudanças metodológicas nos modelos, de modo que os agentes tenham transparência para reproduzi-las. O CVaR por exemplo, desde sua implementação em 2013, sofreu duas alterações, indicando indesejável falta de metodologia para ajuste, sendo importante avançar em regras estruturais que não estejam sujeitas à conjuntura.

A íntegra do estudo da PSR, que traz importantes elementos para tomada de decisão da CPAMP, está disponível no site da Abraceel: www.abraceel.com.br/estudos

Atenciosamente,

Yasmin de Oliveira
Assessora de Energia

Frederico Rodrigues
Vice-Presidente de Energia

Danyelle Bemfica
Assessora de Energia

Bernardo Sicsú
Diretor de Eletricidade e Gás