

Contribuições da Santo Antônio Energia (SAESA) à Consulta Pública MME nº 109/2021 (CP109)

1. Considerações iniciais

A SAESA apresenta suas contribuições à CP109/21 disponibilizada para análise do mercado referente à proposta do GT Metodologia da CPAMP (ciclo 2020-2021) contemplando aprimoramentos nos modelos, abordando os seguintes temas: avaliação da parametrização do CVaR, elevação de armazenamento, consideração do volume mínimo operativo no modelo Decomp, representação da produtividade hidroelétrica e perdas hidráulicas no planejamento da operação energética de curto prazo, representação hidrológica e taxa de desconto.

Estes aprimoramentos têm o objetivo de atender a “Elevação do Armazenamento” conjugando a representação do VMinOp no DECOMP e geração de cenários hidrológicos com o PAR(p)-A com a alteração da referência dos níveis mínimos de armazenamento utilizados para a construção da CRef do CMSE e reparametrização do CVaR (parâmetros de risco alfa e lambda).

Conforme apresentação da CCEE no *Workshop GT Metodologia/CPAMP - Backtest com Impactos Financeiros*, realizada no dia 09/06/2021, o CPMAP recomenda a utilização nos modelos computacionais de apenas 4 itens que são objetos dessa CP: (i) da metodologia PAR(p) A nos modelos NEWAVE e GEVAZP, (ii) da utilização de restrições RHE no modelo DECOMP, (iii) da alteração dos níveis de armazenamento mínimo de VMinOp, e, (iv) novos parâmetros de CVaR ($\alpha = 50\%$ e $\lambda = 50\%$), atualmente estão em 50% e 35%, respectivamente, elevando assim o peso dos piores cenários na política operativa dos modelos). Como resultado, estes 4 aprimoramentos deixaram os modelos mais avessos ao risco, implicando em maior despacho térmico, com consequente elevação nos PLDs e aumento dos efeitos negativos do GSF.

Nesse *Workshop* foi apresentado os impactos dessas quatro propostas sugeridas através de *backtests*, e o PLD/CMO médio, sofreram grande aumento, na ordem de +173% no período de jan/20 a fev/21 e 75% no período de 2012 a 2015, quando comparado com a metodologia atual, conforme apresentado nas Tabelas 1 e 2, a seguir.

CMO/PLD médio

	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%

Tabela 1 – CMO/PLD médio 2012 a 2015 (Fonte: Apresentação da CCEE no Workshop GT Metodologia/CPAMP - Backtest com Impactos Financeiros, realizada no dia 09/06/2021)

Período 2020-2021	PLD/CMO médio do período [R\$/MWh]	[%]
Realizado	182,50	-
Vigente	189,08	Ref
(50,25)	292,73	55%
(50,35)	354,89	88%
(50,50)	516,22	173%
(25,50)	791,99	319%

Tabela 2 – CMO/PLD médio jan/20 a fev/21 (Fonte: Apresentação da CCEE no Workshop GT Metodologia/CPAMP - Backtest com Impactos Financeiros, realizada no dia 09/06/2021)

Com todos estes aprimoramentos propostos, os modelos de programação e despacho da geração e formação de preços de energia elétrica ficaram mais avessos ao risco, armazenando mais água nos reservatórios, porém despachando mais geração termoelétrica em detrimento da hidráulica, e, conseqüentemente causando elevação no PLD e elevação dos impactos do GSF.

2. Melhora do armazenamento do sistema desconsiderando os custos e fora do ponto ótimo do sistema

É notável que os parâmetros adotados nos modelos computacionais não vêm mostrando resultados satisfatórios quando comparado com o despacho realizado, visto que o despacho fora da ordem de mérito tem sido muito elevado, o que além de gerar encargos elevados, desloca excessivamente a geração hidráulica das usinas hidrelétricas, incorrendo assim em custos exorbitantes aos mesmos.

Contudo, os aprimoramentos propostos pelo CPAMP não parecem ser a solução mais adequada, visto que o custo de operação se eleva significativamente, alocando custos excessivos aos geradores hidráulicos devido ao aumento do PLD e aprofundamento do GSF e também aos consumidores cativos que arcarão com um custo maior de risco hidrológico na tarifa.

Para o MRE, o custo praticamente dobra considerando os parâmetros do CVaR (50,50), conforme demonstrado no Gráfico 1, extraído na apresentação da CCEE no Workshop GT Metodologia.

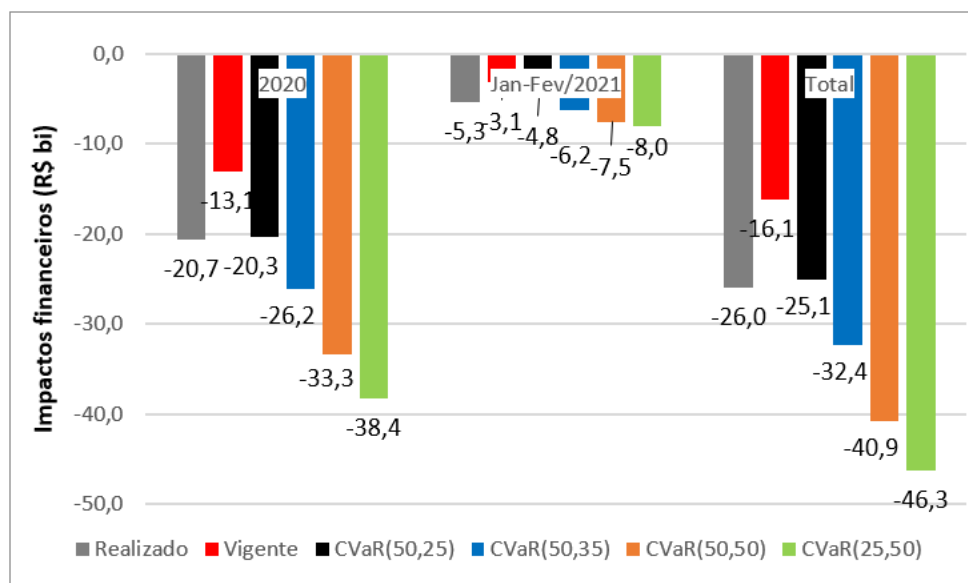


Gráfico 1 - Impactos financeiros MRE de jan/20 a fev/21 (Fonte: Apresentação da CCEE no Workshop GT Metodologia/CPAMP - Backtest com Impactos Financeiros, realizada no dia 09/06/2021)

Cabe destacar que essas alterações propostas, que objetivam principalmente a elevação dos armazenamentos, impactarão negativamente todos agentes, em maior grau aos hidráulicos, pois além da elevação do custo de operação do sistema, poderão aumentar os vertimentos das usinas hidráulicas em certos momentos, principalmente no período úmido, acarretando em desotimização do sistema, levando a um provável risco de arrependimento.

3. Agravamento dos efeitos econômicos do GSF com as alterações propostas pelo CPAMP

Antes de qualquer proposta de evolução na modelagem, salienta-se a necessidade de: (i) correção estrutural do GSF no que tange a alocação adequada do risco hidrológico ao gerador hidráulico, aderente ao nível de risco considerado na metodologia de cálculo da Garantia Física,

expurgando os efeitos das mudanças da matriz energética (aumento da participação térmica, inserção de fontes intermitentes – eólica e solar, aumento da energia de reserva, etc.), (ii) consideração de riscos na operação fora dos modelos computacionais com aumento do despacho térmico (GFOM); e (iii) consequentes mudanças nas políticas operativas, antes do poder concedente tomar uma decisão de implementação de novos parâmetros de risco para os modelos.

O MCP deveria ser um ambiente apenas de liquidação das diferenças, porém, dada as grandes distorções presentes no setor elétrico brasileiro, como o GSF, muitos agentes de geração acabam sendo forçados a atuar no curto prazo, sob o risco da volatilidade do PLD, que será amplificada ao se aumentar a aversão ao risco com os aprimoramentos propostos. Mesmo os agentes constituindo antecipadamente hedge para fazer frente ao risco do GSF não tem sido suficiente devido ao aumento contínuo do deslocamento hidráulico e da degradação do GSF e que deve ser amplificado com as mudanças propostas.

Assim, entendemos que anterior a qualquer aprimoramento nos modelos, deve-se, primeiro, buscar uma solução estrutural para as atuais distorções que estão provocando GSF tão aprofundados, sob o risco de haver insolvências generalizadas, principalmente aos maiores geradores hidrelétricos do sistema.

Desta maneira, é primordial que as instituições do setor, tratem como prioritária a busca por uma solução estrutural do GSF, sobretudo sanar os efeitos de deslocamento hidráulico e dos riscos não hidrológicos imputados aos geradores hidráulicos, que causam ônus extraordinários aos empreendedores. Nesse sentido, **nossa contribuição é pela manutenção dos atuais parâmetros dos modelos.**

4. Revisão de Garantia Física

Na apresentação do Workshop, foram simulados cenários da Revisão Ordinária de Garantia Física, considerando esses novos aprimoramentos, e verificou-se que o percentual médio de redução considerando o cenário proposto dos parâmetros alfa e lambda 50/50 chega a -4,2%, conforme observado no Gráfico 3. Esse valor é muito representativo, diminuindo drasticamente a Garantia Física das UHEs.

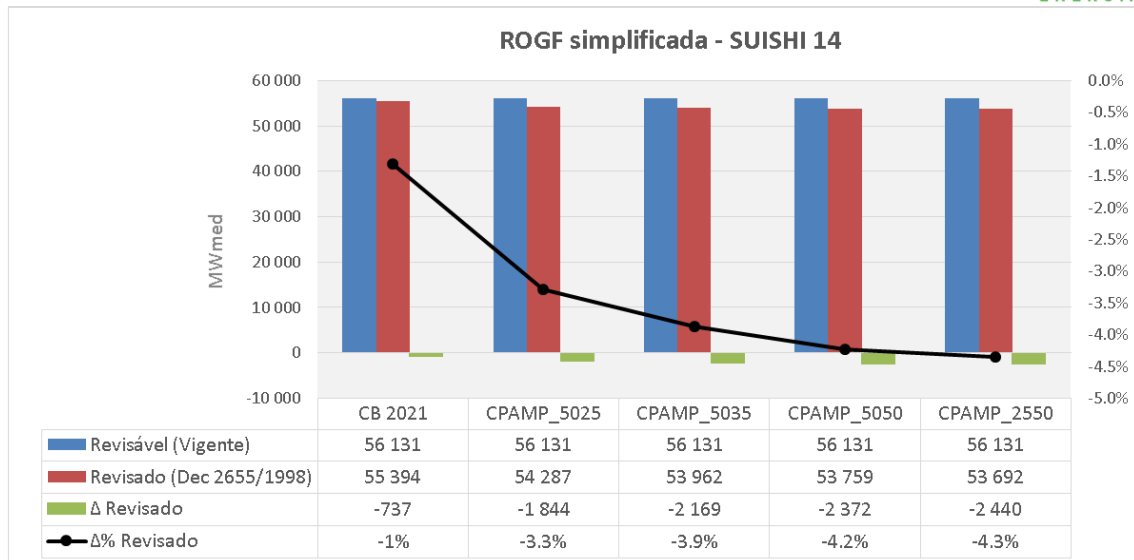


Gráfico 3 – Simulação da Revisão Ordinária de Garantia Física (Fonte: Apresentação da CCEE no Workshop GT Metodologia/CPAMP - Backtest com Impactos Financeiros, realizada no dia 09/06/2021)

Conforme a Tabela 3 a seguir, verifica-se que 93% das UHEs atingiram mais do que 5% de redução de Garantia Física, valor limite que o Decreto 2.655/1998 estabelece em cada revisão, e 1 UHE atinge redução de 10%, valor limite de redução da Garantia Física que uma UHE pode ter durante a concessão.

Cenários	Número de UHE		
	Atingem o Limite 5%	Atingem o Limite 10%	Atingem Limites/Total
CB 2021	41	1	28%
CPAMP_5025	66	1	45%
CPAMP_5035	106	1	71%
CPAMP_5050	139	1	93%
CPAMP_2550	149	1	100%

Tabela 3 – Número de UHEs que atingem os limites de redução de Garantia Física (Fonte: Apresentação da CCEE no Workshop GT Metodologia/CPAMP - Backtest com Impactos Financeiros, realizada no dia 09/06/2021)

Esses valores de redução de garantia física são expressivos, destruindo valor que implicará em desequilíbrio econômico-financeiro das concessões de geração de energia hidráulica.

5. Equilíbrio do mercado

Para aprimoramentos com tamanho impacto, é fundamental que o mercado esteja em equilíbrio de riscos e oportunidades entre as diferentes classes de agentes do setor elétrico. Contudo, não é o caso atual do setor elétrico brasileiro que vem convivendo desde 2014 com GSF acentuados afetando severamente os geradores hidráulicos e indiretamente os

consumidores cativos e atualmente o setor está vivenciando a pior crise hídrica da história, com a pior afluência média do período úmido do histórico.

Com os atuais desequilíbrios presentes no mercado em razão da ausência de uma solução estrutural para o GSF, a eventual adoção de novos parâmetros nos modelos, só irá potencializar os efeitos financeiros negativos dos ônus extraordinários indevidamente imputados aos geradores hidrelétricos, aumentando as extremas distorções ao mercado de energia, impossibilitando o atingimento do sinal econômico e o equilíbrio desejado pelo regulador.

Com a elevação do PLD, alguns empreendedores de geração, notadamente aqueles que possuem portfólios diversificados e com condições de ficarem com energia descontratada, por não estarem na condição de financiabilidade constituída na modalidade de *Project Finance*, poderão ser beneficiados. Por outro lado, os empreendedores constituídos na referida modalidade que estão expostos no MCP por força do GSF serão onerados mais ainda quando valorados à PLDs mais elevados do que os patamares atuais, acarretando em distorções e alocação de riscos desproporcionais e não gerenciáveis aos agentes de mercado, visto que poderá haver elevadas transferências de recursos entre os agentes de mercado, principalmente os geradores hidráulicos, também onerando ainda mais o consumidor cativo com o aumento dos custos da Repactuação do Risco Hidrológico.

Considerando o exposto, para que qualquer aprimoramento atinja o objetivo esperado conciliando um sinal econômico de custos adequado e coerente, o mercado precisa inicialmente estar em equilíbrio, com alocações de riscos adequadas entre os agentes, tendo assim as mesmas condições iniciais de riscos e oportunidades, caso contrário, haverá distorções que acarretarão em novos problemas.

6. Considerações finais

Considerando o severo período de hidrologia que o setor vem vivenciando, o grande desequilíbrio de alocação de risco presente entre as classes de agentes e o elevado custo para atingir o armazenamento esperado através dos aprimoramentos propostos, que vão contra os conceitos de otimização de custo do sistema (custo de arrendimento muito alto), a Santo Antônio Energia (SAESA) contribui pela:

- (i) manutenção dos atuais parâmetros dos modelos computacionais;

- (ii) eventuais aprimoramentos de metodologias e nos parâmetros dos modelos é salutar, desde que ocorram em momentos hidrológicamente e estruturalmente adequados, sempre vigorando com uma carência de pelo menos 12 meses após a sua aprovação, para que os agentes tenham oportunidade de avaliar os impactos e se readequar/adaptar aos riscos que essas alterações causam, e, se possível, que tenha simulação sombra neste período;
- (iii) deve-se buscar o reestabelecimento do equilíbrio de risco e oportunidades entre as diferentes classes de agentes do mercado.

Sugerimos que o tema deve ser debatido com um prazo maior e com maior participação dos agentes, principalmente nas reuniões do CPAMP, que atualmente só participam membros do MME, ANEEL, EPE, ONS, CCEE e CEPEL.

Além disso, destaca-se a elevada e preocupante redução de Garantia Física simulada pela CCEE em seu workshop, que poderá causar insolvência de muitos agentes de geração hidrelétrica.

Não obstante, discordamos das propostas de aprimoramentos objeto desta Consulta Pública, para início de vigência em 2022.

Considerando que esse tema pode trazer grande impacto para o sistema elétrico, visto que afeta tanto o despacho quanto a formação de preços e, conseqüentemente, a negociação de energia no mercado, acreditamos que devesse ter um debate mais transparente e aprofundado com participação dos agentes antes de tomar uma decisão de alteração de parâmetros que trarão impactos tão significativos, evitando-se assim o custo do arrependimento e possível insolvência de muitas empresas.

Neste sentido, com objetivo de aumentar a transparência de informações sugerimos que as reuniões do CPAMP sejam abertas à participação dos agentes, transmitidas ao vivo pela internet, análogo ao que ocorre, habitualmente, nas discussões da Aneel, CCEE e ONS.