



CONSULTA PÚBLICA MME Nº 111/2021

Aprimoramentos Propostos pela CPAMP

Ciclo 2020-2021

A BC Comercialização de Energia S.A (“GRUPO BC”), apresenta sua contribuição à Consulta Pública nº 111/2021 do Ministério de Minas e Energia (MME), denominada de segunda fase da Consulta Pública nº 109, que tem por objetivo colher sugestões sobre o relatório técnico do Grupo de Trabalho – GT de Metodologia da Comissão Permanente para Análises de Metodologias e Programas Computacionais - CPAMP no intuito de aprimorar os modelos de formação de preços para o horizonte de janeiro de 2022 em diante.

Primeiramente, salientamos que o GRUPO BC é forte defensor dos aperfeiçoamentos nos modelos e entende que os aprimoramentos contínuos realizados são de extrema importância para deixar a operação indicativa dos modelos, que regem o preço da energia, mais próxima a realidade operativa e assim contribuir para o bem-estar social, trazendo redução de encargos setoriais e a resposta da demanda ao preço e, nesse sentido, saudamos os esforços realizados pela CPAMP e pelo MME.

Entretanto, nos causou estranheza e preocupação o fato de a CP nº 111/2021, que como 2ª fase da CP nº 109/2021 deveria ser complementar a primeira, trazer uma proposta totalmente diferente da apresentada aos agentes em primeiro momento e com um tempo de contribuição de apenas 8 dias, sendo um tempo extremamente curto para realizar todos os testes que o tema exige e ferindo os princípios de previsibilidade e transparência os quais devem nortear o setor.

Na 2ª fase da CP 109/2021, o relatório elaborado pela CPAMP deliberou a continuidade da utilização da metodologia PAR(p) devido a um erro encontrado no modelo PAR(p)-A durante o período de contribuição da 1ª fase da consulta, e que foi divulgado aos agentes apenas em 05/07. Além disso, recomendou a utilização dos parâmetros de CVaR ($\alpha=25\%$ e $\lambda=45\%$) em conjunto com a adoção da restrição de volume mínimo operativo no modelo DECOMP (através do RHE), como uma restrição hard no primeiro mês e soft no segundo mês, e a alteração dos níveis meta de Volume Mínimo Operativo - VMinOp.

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

Período 2020-2021		Realizado	Avaliações com os modelos								
			Vigente	(50,25)	(50,35)	(50,50)	(25,30)	(25,35)	(25,40)	(25,45)	(25,50)
Δ de armazenamento no SIN [p.p.] em relação ao vigente		11,8	Ref	1,8	3,7	8,0	6,6	9,3	11,2	12,7	13,5
Custo da geração térmica [Bt R\$]		19,4	10,6	12,9	12,7	15,8	14,8	16,7	18,8	20,7	22,4
CMO/PLD médio do período [R\$/MWh]		182,5	189,1	274,3	254,0	334,6	313,3	354,4	410,6	474,9	541,4
Impacto nas distribuidoras	Δ Redução do encargo GFOM [Bt R\$]	0,10	Ref	-0,62	-0,29	-3,57	-3,57	-3,57	-3,57	-3,57	-3,57
	Δ Aumento Conta Bandeiras¹ [Bt R\$]	7,46	Ref	2,3	3,4	8,5	7,3	9,1	11,2	12,6	13,7
	Δ Redução do Deslocamento Hidráulico [Bt R\$]	0,09	Ref	-0,18	-0,46	-0,46	-0,46	-0,46	-0,46	-0,46	-0,46
	Total [Bt R\$] [%]²	7,65 4%	Ref	1,45 1%	2,69 1%	4,51 2%	3,25 2%	5,07 3%	7,19 4%	8,57 4%	9,68 5%
Impacto no consumidor do ACL	Δ Redução do encargo GFOM [Bt R\$]	0,05	Ref	-0,29	-0,13	-1,66	-1,66	-1,66	-1,66	-1,66	-1,66
	Δ Redução do Deslocamento Hidráulico [Bt R\$]	0,04	Ref	-0,08	-0,21	-0,21	-0,21	-0,21	-0,21	-0,21	-0,21
	Total [Bt R\$]	0,09	Ref	-0,37	-0,35	-1,87	-1,87	-1,87	-1,87	-1,87	-1,87
Impacto nas usinas do MRE	GSF [%]	79,59%	88,18%	87,49%	86,99%	85,23%	85,73%	84,93%	84,12%	83,57%	83,22%
	Impacto do pagamento no MCP do ACL [Bt R\$]	-11,70	-7,27	-9,24	-10,23	-14,78	-13,56	-15,18	-16,98	-18,29	-19,29

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

Conforme a Tabela 1, comparativa dos resultados do backtest 2020-2021 realizado pela própria CPAMP, vale destacar que quanto mais avesso ao risco os parâmetros do CVAR, mais caro o custo de operação e por consequência maior a geração térmica esperado e menor a redução hidráulica. Trazendo consigo um aumento na tarifa de energia dos consumidores cativos, através de acionamento da bandeira tarifária e redução da garantia física das UHEs.

O GRUPO BC, acredita que o CVaR, com um mecanismo de aversão a risco, não deve ser utilizado para arbitrar resultados desejados através de recalibração de seus parâmetros. O CVaR não foi implementado ao modelo para resolver um problema de conjuntura e nem pode ser utilizado de tal modo que a calibragem de seus parâmetros se dê para que se reproduza o efeito de uma alteração que não pôde ser

implementada, PAR(p)-A, como afirmado em webinar realizado pela Comissão para os agentes do setor em 07/07. Além disso, de acordo com os dados apresentados, o custo de acionamento térmico total, está acima do verificado e, por consequência, há o aumento do PLD/CMO médio do período analisado, podendo dar falsa sinalização de preços para futuros empreendimentos, caso esse parâmetro seja revisitado com futuras atualizações dos modelos.

Ademais, no período de testes realizados, tivemos diversas alterações na operação hidráulica de UHEs que não foram representadas na modelagem, dificultando a saída esperada ser mais aderente a realidade operativa, como Furnas e Mascarenhas de Moraes no final de 2020. Tais testes limitaram-se a expectativa de operação do modelo DECOMP, não sendo feito o acoplamento com o modelo de curtíssimo prazo o DESSEM, que apresenta uma condição mais fidedigna a conjuntura do sistema.

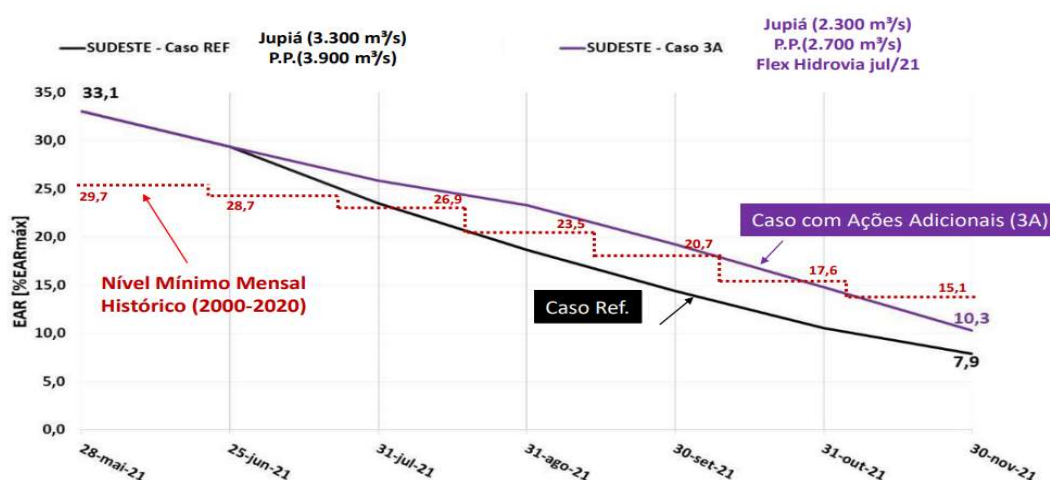
Além disso, os testes apresentados abrangem um curto período (14 meses), sendo esse uma das piores condições de ENA histórica, em que acreditamos não ser plausível calibrar um mecanismo de aversão a risco para a cauda de eventos negativos do histórico sendo que não foi realizado teste algum em cenários de melhores condições de ENA.

Em relação a atualização dos níveis meta do VMinOP, o GRUPO BC, entende que em muitos anos verificamos operações de UHEs abaixo dos níveis propostos, sem perder governabilidade hidráulica das usinas. Entende-se que tal ajuste pode acarretar possíveis vertimentos no período úmido, e a elevação excessiva dos preços de energia em períodos mais secos.

Em relação a adoção do volume mínimo operativo no modelo DECOMP, através da RHE, pode trazer alta volatilidade dos preços da energia no curto prazo, visto que estamos vivenciando um período de baixas afluências e pouca expectativa de reversão deste cenário durante o segundo semestre de 2021, referenciado diversas vezes nas Salas de Crise do Rio Paraná ministrado pela Agência Nacional de Águas (ANA).

No Gráfico abaixo, podemos observar a expectativa de armazenamento da Região SE/CO, apresentada pelo ONS na 3ª reunião do Grupo Técnico de Assessoramento da Situação da Região Hidrográfica do Paraná (GTA RH Paraná), com a finalidade de aprovar a flexibilização de vazão mínima das UHEs Porto Primavera e Jupiá, para evitar a perda de governabilidade hidráulica da cascata do rio Paraná durante o período seco de 2021, entre outras solicitações para o mesmo fim.

PROJEÇÃO COM AÇÕES ADICIONAIS - ENERGIA ARMazenADA FINAL SE/CO (*) - [%EARMÁX] Prospecção até Novembro/2021



Ressalta-se que no final de novembro de 2021, a expectativa do armazenamento da região SE/CO é entorno de 10% V.U, mesmo com medidas adicionais de flexibilização das UHEs.

Em simulações realizadas pelo GRUPO BC, nota-se que quando 2022 inicia-se abaixo do nível meta proposto pela CPAMP e mantém-se a restrição de volume mínimo ativa no DECOMP, o preço da energia tende ao custo de déficit. Pois, tal restrição é considerada hard no primeiro mês, forçando o modelo a elevar rapidamente o nível dos reservatórios no primeiro mês, algo que pode não ocorrer na prática devido a restrições operativas não inseridas modelagem, e reduzindo bruscamente o custo de geração a partir do mês consecutivo. Portanto, nota-se nesse caso, que a RHE ao invés de antecipar o despacho térmico no primeiro mês, tende a penalizá-lo preferindo cortar carga e poupar excessivamente o uso da água. Isso fica ainda mais evidente quando estamos operando acima do volume mínimo proposto, ou seja, a restrição fica inativa, com pouca contribuição para a preservação dos reservatórios.

Dessa forma, em síntese, o fato de que a 2ª fase da CP nº 109/2021 trouxe aos agentes alteração da primeira proposta, com estudos vagos e restritos a apenas 14 meses de backtest, a justificativa de que a parametrização do CVaR foi proposta para compensar a não implementação do PaR(p)-A e o tempo exíguo para análise e teste dos agentes sobre uma proposta que impacta estratégias de todas as empresas do setor, encargos, GSF traz ao setor insegurança jurídica, regulatória e desestimula investimentos devidos ao riscos citados, dado que a sinalização é que se pode modificar parâmetros devido a qualquer razão conjuntural.

Portando, o GRUPO BC, acredita que as recomendações da CPAMP para o ciclo 2020-2021, **não devem ser acatadas**, pois entendemos que a maneira como está sendo conduzido fere os princípios de antecedência, transparência e previsibilidade. Além disso, entendemos que há necessidade de um período maior de testes para que se possa implementar as alterações propostas e medir o real custo-benefício que essas alterações trarão aos consumidores, geradores, comercializadores e investidores do SEB.

BC Geração e Comercialização de Energia S.A.

Alessandro de Brito Cunha
Presidente

BC Geração e Comercialização de Energia S.A.

Nayana Scherner
Gerente de Preço

BC Geração e Comercialização de Energia S.A.

Érica Alves Pereira
Gerente de Risco