

CONSULTA PÚBLICA Nº 121/2022

APRIMORAMENTOS PROPOSTOS PELA CPAMP

CICLO 2021-2022



Sumário

1. Introdução	3
2. Contribuição	3
2.1 Representação Hidrológica – PAR(p)-A.....	3
2.2 Novos Parâmetros do CVaR	4
2.3 Avaliação dos critérios de parada	10
2.4 Outras questões relacionadas aos estudos PMO & PLD.....	16
2.5 Cálculo de Garantias Físicas.....	23
3. Considerações finais	24

1. Introdução

O Grupo CPFL Energia traz a sua contribuição à **Consulta Pública nº 121/2022 – CP121**, instaurada pelo Ministério de Minas e Energia – MME, que discute propostas de aprimoramentos para os modelos de formação de preço, apresentadas pelo GT-Metodologia da CPAMP, com alteração nos seguintes parâmetros: (i) modelo PAR(p)-A de Representação Hidrológica; (ii) avaliação da Reparametrização da Aversão ao Risco – CVaR e; (iii) avaliação do critério de parada.

Merece destaque que o Grupo CPFL considera de fundamental importância o constante aprimoramento dos modelos computacionais utilizados na operação do sistema e na formação de preços com o objetivo de aproximar cada vez mais o preço da energia à operação do sistema. Os benefícios dessa aproximação trazem previsibilidade e credibilidade ao preço, resultando em decisões comerciais de contratação e despacho que elevam o mercado de energia a um patamar mais eficiente e sustentável.

A partir das análises apresentadas pelo GT Metodologia nos documentos disponibilizados nesta CP121, o Grupo CPFL Energia apresenta, na sequência, sua contribuição.

2. Contribuição

2.1 Representação Hidrológica – PAR(p)-A

Conforme Consulta Pública nº 109/2021, instaurada pelo MME, com o objetivo de colher subsídios para a proposta de aprimoramento nos modelos computacionais do ciclo 2020-2021, o Grupo CPFL corroborou com os resultados de estudos *backtest* e outros adicionais que foram realizados ao longo da força tarefa, indicando que o modelo atual PAR(p), devido a tendência mensal com no máximo 6 meses, apresenta em suas séries sintéticas uma reversão à média histórica após 3 a 4 meses, enquanto a nova abordagem para representação hidrológica demonstra melhor aderência com histórico e um potencial para prolongar a tendência hidrológica recente por mais tempo. Ou seja, a nova abordagem é capaz de alongar a tendência atual (inferior ou superior à média) ao longo de todo o ano seguinte. Ademais, verificou-se como característica da nova abordagem uma intensificação do perfil sazonal que se dá pela captura de padrões anuais, diferenciando os períodos úmido e seco, em consonância com observações históricas mais recentes.

O Grupo CPFL julga que tais características estabelecem um aperfeiçoamento nos resultados do modelo no que se refere à estocasticidade da variável hidrológica como consequência da melhor representatividade dos cenários.

2.2 Novos Parâmetros do CVaR

O Grupo CPFL enaltece a dedicação do MME em aprimorar os modelos computacionais do Setor Elétrico para provimento de maior segurança energética através de uma melhor representação da realidade e consequente aumento dos níveis de armazenamento, de forma a mitigar os impactos de futuras crises hídricas. Contudo, vale pontuar que a mudança seja realizada a partir de análise abrangente sobre os custos ou benefícios líquidos das medidas para a sociedade nos diversos cenários, com o objetivo de se afastarem alternativas excessivamente custosas, avaliando principalmente o efeito final ao consumidor cativo, que sofre com impactos tarifários persistentes, e cujas ferramentas mitigatórias de risco são demasiadamente limitadas.

O Relatório Técnico do GT-Metodologia da CPAMP – nº 01-2022 apresenta em seu item 13.2 uma proposta de metodologia para a calibração dos parâmetros de aversão ao risco do CVaR, que consiste nos passos abaixo, transcritos do relatório:

“ ...

1. *Observar o nível de armazenamento para cada estágio e consultar a CRef para identificar a curva que determinará o montante de geração térmica necessária que o modelo precisa responder. (qual das 3 curvas?);*
2. *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.*
3. *Verificar o nível de atendimento energético da geração termelétrica (em termos % do total requisitado) ao longo do período analisado conforme Equação.*

$$1 + \frac{\sum_{i=1}^n \min(GT_{simulada_i} - GT_{necessária_i}; 0)}{\sum_{i=1}^n GT_{necessária_i}}$$

4. *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 (neste relatório foi adotada uma tolerância de aproximadamente 5%). Os pares pertencentes ao agrupamento selecionado serão ordenados pelo menor custo de geração termelétrica.*
5. *O primeiro colocado será o principal candidato a ser selecionado.*
6. *Os pares selecionados no Passo 4 serão levados para a avaliação dos impactos físicos, financeiros e tarifários.”*

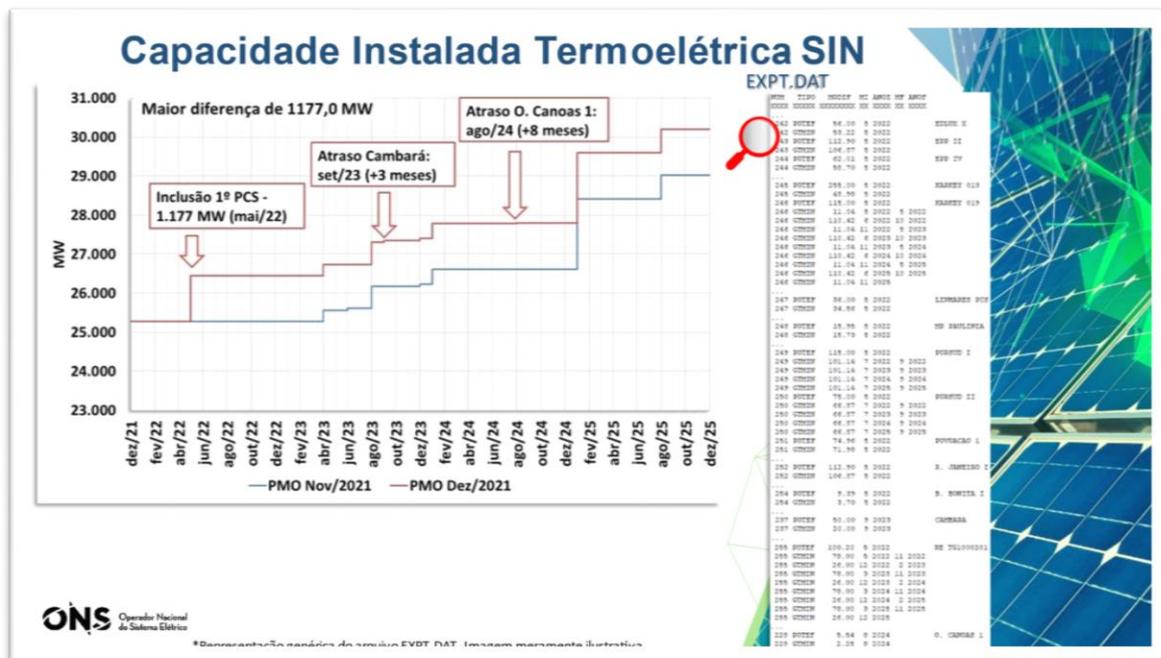
Pois bem, apesar da metodologia proposta ser importante, o Grupo CPFL observou uma fragilidade que reside nas premissas apresentadas que são utilizadas para a calibração dos pares de aversão ao risco, sendo o principal e mais sensível relativo à configuração do parque gerador utilizado como estudo.

Ademais, é reconhecido, que o horizonte de aplicação da nova metodologia do PAR(p)-A e dos novos parâmetros de aversão ao risco CVaR(α, λ) é a partir de janeiro de 2023, em amplo sentido, tanto para formação de preços e despacho quanto para aplicação da 2ª revisão ordinária de Garantias Físicas de UHE's, que deverá estabelecer os valores para o período de 2023-2027.

Com relação à seleção do novo para de CVaR, a Comissão sugere no Relatório que:

“A Figura 190 apresenta um resumo dos resultados obtidos pela metodologia proposta de calibração do CVaR para o backtest e prospectivos. O eixo x indica o menor valor de atendimento da meta (índice proveniente do Passo 3) obtido entre os resultados do backtest e sensibilidades prospectivas. O eixo y indica a média do custo médio anual do backtest com o custo médio anual das sensibilidades prospectivas.”

Ainda que se possa considerar plausível a conjuntura operacional e hidrológica do período de backtest (jan-dez/2021) e prospectivo (jan-dez/2022), para que o efeito desta calibração possa representar uma ocorrência no futuro, o Grupo CPFL entende que manter estático o parque gerador como premissa, não parece coerente para a confecção da curva de referência a ser aplicada na calibração de parâmetros que se mostrarão válidas após janeiro de 2023. Adicionalmente, o deck utilizado para o estudo prospectivo é o referente ao PMO novembro de 2021, no qual não se considera o montante térmico contratado via 'Processo Competitivo Simplificado', que contratou usinas térmicas com elevado nível de inflexibilidade para o ano de 2022. A geração de 7 (sete) meses agrega cerca de 5% no armazenamento em 2022.



Restrições Operativas das UHE's adotadas no período de 2021 a 2022 foram em grande parte conjunturais e em caráter de excepcionalidade e sua utilização para fins de calibragem de parâmetros, sob uma ótica mais de longo prazo, deve ser avaliada de forma mais criteriosa.

Os custos de geração das térmicas no período de 2021 a 2022 sofreram atualizações bruscas em função de variação cambial e índices dos combustíveis, neste sentido, tanto os custos operativos termelétricos como os despachos térmicos não podem ser diretamente comparados no *backtest* e nos casos prospectivos. As variações podem ser vistas nas declarações dos agentes para cada PMO de 2021 dos CVU's conjunturais de algumas térmicas.

PMO	CVU Conjuntural de Térmicas											
	jan/21	fev/21	mar/21	abr/21	mai/21	jun/21	jul/21	ago/21	set/21	out/21	nov/21	dez/21
LINHARES	301,28	244,51	284,1	296,89	280,64	312,25	303,14	348,84	399,11	438,83	588,66	655,42
FORTALEZA	223,72	223,72	223,72	223,72	245,46	245,46	245,46	245,46	245,46	245,46	245,46	254,96
TERMOBAHIA	452,01	666,27	1055,14	461,03	442,21	537,33	633,56	715,08	854,01	1042,36	1505,19	2278,68
TERMORIO	267,93	327,36	327,45	327,82	328,43	328,83	329,49	330,06	330,93	331,05	331,43	331,66
TERMOCEARA	371,45	427,83	427,97	428,47	429,34	430	431,13	431,81	1551,12	1601,8	1679,18	433,81
SEROPEDICA	343,77	408,38	408,47	408,99	409,63	409,94	410,56	410,96	411,59	411,72	412,1	412,25
IBIRITE	402,81	604,49	971,27	411,45	393,64	482,95	573,9	650,77	781,76	959,34	1393,54	2122,52
ST. CRUZ NOVA	198,08	162,47	187,3	195,33	185,13	204,96	199,25	227,91	259,44	284,35	379,18	421,16
TERMOMACAE	612,39	735,42	735,61	736,13	737,01	737,31	738,49	739,19	739,82	739,94	740,32	740,72
TERMOPE	153,27	152,94	166,48	165,28	185,39	190,32	173,38	168,43	178,3	178,07	187,56	187,51
CUBATAO	335,99	336,01	336,64	338,77	342,5	345,29	350,13	178,27	178,27	178,27	178,27	178,27
NORTEFLU-1	83,8	81,96	83,96	85,23	86,91	84,73	82,94	80,11	80,69	81,36	84,57	86,66
NORTEFLU-2	94,87	93,02	97,73	98,99	95,84	96,23	95,16	92,32	92,91	94,33	97,54	99,63
NORTEFLU-3	181,36	177,88	185,97	187,93	186,81	183,63	180,48	174,85	176,88	178,57	185,38	189,94
NORTEFLU-4	401,52	437,66	488,2	546,47	586,96	595,49	600,8	604,34	631,7	611,96	641,38	736,68
APARECIDA	95,66	82,15	91,57	94,62	90,75	98,28	96,11	106,99	118,96	128,41	166,31	182,53
BAIXADA FLU	195,03	159,73	184,34	192,3	182,2	201,85	196,19	224,6	255,86	280,55	374,43	416,04
P. SERGIPE I	206,08	224,88	252,39	284,4	309,18	301,28	304,16	306,97	321,29	310,18	329,61	381,68
MARAN V L22	182,9	150,79	173,18	180,42	171,23	189,11	183,96	209,82	238,25	260,72	346,65	384,58
MARAN V L7	182,9	150,79	173,18	180,42	171,23	189,11	183,95	209,81	238,24	260,71	346,64	384,57
MARAN IV L22	182,9	150,79	173,18	180,42	171,23	189,11	183,96	209,82	238,25	260,72	346,65	384,58
MARAN IV L7	182,9	150,79	173,18	180,42	171,23	189,11	183,95	209,81	238,24	260,71	346,64	384,57

Além disso, cabe observar que as informações de CVU conjuntural, em muito dos casos, é diferente dos valores estruturais, com isso há uma incongruência entre os valores utilizados para a construção da Função de Custo Futuro do Newave e o acoplamento dos modelos Decom e Dessem em termos de custos das térmicas. Valores estruturais mais baixos tendem a sinalizar um custo térmico mais baixo, podendo reduzir o valor d'água e indicar uma utilização do reservatório mais intensa, concorrendo com o objetivo de aumento da aversão ao risco para uma indicação de uma operação que preserve água nos reservatórios.

PMO	CVU Estrutural de Térmicas											
	jan/21	fev/21	mar/21	abr/21	mai/21	jun/21	jul/21	ago/21	set/21	out/21	nov/21	dez/21
LINHARES	217,23	209,03	224,89	236,21	254,54	260,74	258,77	263,15	287,41	307,48	340,65	340,65
FORTALEZA	223,72	223,72	223,72	223,72	245,46	245,46	245,46	245,46	245,46	245,46	245,46	245,46
TERMOBAHIA	282,74	282,74	282,74	282,74	282,74	282,74	282,74	282,74	282,74	282,74	286,27	286,27
TERMORIO	267,93	327,36	327,45	327,82	328,43	328,83	329,49	330,06	330,93	331,05	331,43	331,43
TERMOCEARA	371,45	427,83	427,97	428,47	429,34	430	431,13	431,81	432,78	432,99	433,58	433,58
SEROPEDICA	343,77	408,38	408,47	408,99	409,63	409,94	410,56	410,96	411,59	411,72	412,1	412,1
IBIRITE	261,77	261,77	261,77	261,77	261,77	261,77	261,78	261,78	261,78	261,78	262,92	262,92
ST. CRUZ NOVA	145,36	140,22	150,16	157,26	168,76	172,65	171,42	174,17	189,38	201,97	223,62	223,62
TERMOMACAE	612,39	735,42	735,61	736,13	737,01	737,31	738,49	739,19	739,82	739,94	740,32	740,32
TERMOPE	153,27	152,94	166,48	165,28	185,39	190,32	173,38	168,43	178,3	178,07	187,56	187,56
CUBATAO	335,99	336,01	336,64	338,77	342,5	345,29	350,13	353,47	357,66	358,39	360,7	360,7
NORTEFLU-1	83,8	81,96	83,96	85,23	86,91	84,73	82,94	80,11	80,69	81,36	84,57	84,57
NORTEFLU-2	94,87	93,02	97,73	98,99	95,84	96,23	95,16	92,32	92,91	94,33	97,54	97,54
NORTEFLU-3	181,36	177,88	185,97	187,93	186,81	183,63	180,48	174,85	176,88	178,57	185,38	185,38
NORTEFLU-4	401,52	437,66	488,2	546,47	586,96	595,49	600,8	604,34	631,7	611,96	641,38	641,38
APARECIDA	68,55	68,55	68,55	68,55	68,55	68,55	68,55	68,55	68,55	68,55	70,86	70,86
BAIXADA FLU	98,82	98,82	98,82	98,82	98,82	98,82	98,82	98,82	98,82	98,82	99,77	99,77
P. SERGIPE I	207,9	207,9	207,9	207,9	207,9	207,9	207,9	207,9	207,9	207,9	211,16	211,16
MARAN V L22	144,59	144,59	144,59	144,59	144,59	144,59	144,61	144,61	144,61	144,61	145,98	145,98
MARAN V L7	135,35	130,71	139,69	146,09	156,46	159,97	158,86	161,33	175,06	186,41	206,33	206,33
MARAN IV L22	144,59	144,59	144,59	144,59	144,59	144,59	144,61	144,61	144,61	144,61	145,98	145,98
MARAN IV L7	135,35	130,71	139,69	146,09	156,46	159,97	158,86	161,33	175,06	186,41	206,33	206,33

Outro ponto importante a ser considerado em uma análise mais aprofundada é o cronograma de manutenções de UHE's e Térmicas, utilizado no período de calibragem. É de conhecimento que as usinas despachadas centralizadamente já apresentavam no período analisado postergações sucessivas de pedidos de manutenções. Em condições críticas futuras, estas manutenções não ocorrerão da mesma forma que ocorreram no período de 2021 a 2022.

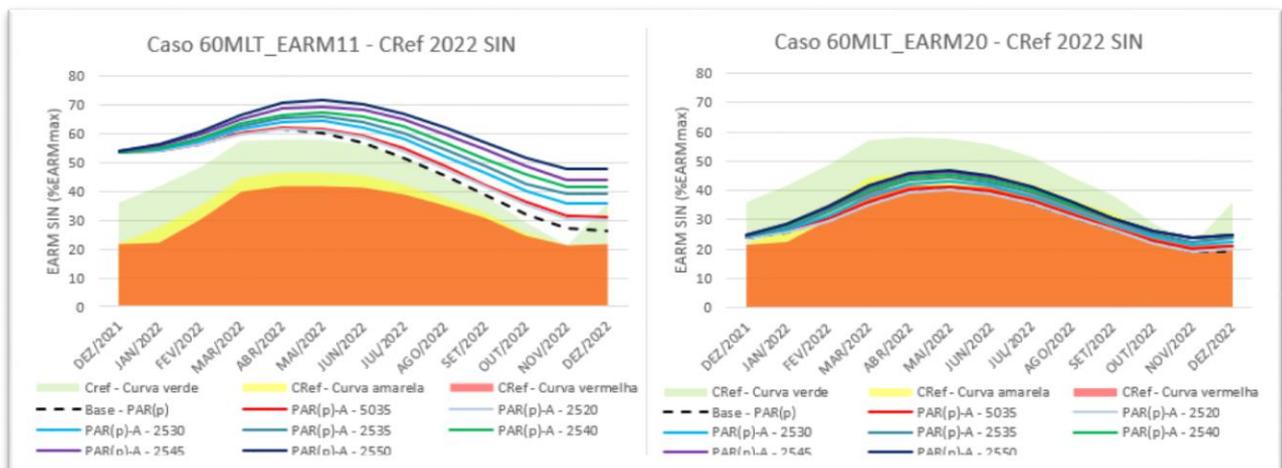
Soma-se a isso o fato que as curvas de referência (CRef) citadas são atualizadas anualmente, num processo de simulação que é dependente da situação vigente do sistema na ocasião de sua confecção, vide metodologia descrita na nota técnica NT-ONS DPL 0156/2021, que define a curva vigente em 2022, utilizada nos estudos da CPAMP relacionados a esta CP. De acordo com a citada Nota Técnica, isso se dá pelo fato de que tal metodologia foi idealizada para auxiliar o ONS em sua atribuição de "... *propor medidas adicionais de segurança energéticas sempre que as condições conjunturais possam impor risco ao atendimento energético do País...*" e completa ainda que isso tem sido necessário para viabilizar o "*equilíbrio conjuntural*" que vem sendo prejudicado devido "*às condições hidrometeorológicas críticas que vem ocorrendo nos últimos anos*", de modo que "*... a curva fica condicionada ao montante de despacho termoeletrico, bem como ao cenário hidrológico selecionado e ao nível de segurança indicado para o mês de novembro (final do período seco), variáveis estas que retratam a aversão ao risco de curto prazo percebido pelo ONS e CMSE.*"

Dessa forma, a CRef constitui-se de um critério conjuntural, proposto para ser usado no apoio à decisão do CMSE, em condições específicas de risco energético, não sendo adequada, portanto, para calibragem de quaisquer parâmetros estruturais do modelo de otimização eletroenergético.

A observância dessas curvas no escopo dos estudos da CPAMP somente pode ser usada corretamente se observadas as mesmas condições que embasaram tais curvas, ou seja, aplicadas em *backtest*, respeitando a curva vigente em cada período. Por exemplo, a curva CRef de 2022 foi calculada com base no PMO de dezembro de 2021 (parque gerador, carga e restrições vigentes na época), com armazenamento inicial próximo a 26% no SIN e considerando a série de ENA mais crítica dos últimos 5 (cinco) anos, com média anual de aproximadamente 66% MLT (período de outubro de 2020 a setembro de 2021). Apenas se a simulação realizada correspondesse a essa condição, a comparação de resultados estaria adequada.

Assim, o Grupo CPFL conclui que as avaliações com as curvas CRef desenvolvidas para vigorar de dezembro de 2021 a novembro de 2022 em estudos prospectivos com armazenamentos iniciais de dezembro de 2020 (25% SIN) e dezembro de 2011 (56% SIN) são incoerentes, pois na ocorrência de tais armazenamento iniciais, as curvas calculadas seriam diferentes.

Uma evidência disso está na tabela abaixo, que apresenta a diferença entre geração termelétrica [MW], indicada pelo resultado dos estudos prospectivos com os modelos Newave e Decomp, encadeados, e a geração termelétrica resultante da consulta a CRef de 2022, e nos gráficos de armazenamento dos mesmos estudos (planilha publicada no ambiente SINTEGRE - ONS). As linhas da tabela foram coloridas com a indicação das CRefs correspondentes ao armazenamento simulado, sendo que linhas em branco sinalizam armazenamento superior ao da curva verde.



Caso	CVaR	DEZ/2021	JAN/2022	FEV/2022	MAR/2022	ABR/2022	MAI/2022	JUN/2022	JUL/2022	AGO/2022	SEI/2022	OU1/2022	NOV/2022	DEZ/2022	Total faltante	Atendimento da geração	
50MLT_EARM11	Base - PAR(p) Vigente	0	0	0	0	0	0	0	0	-2451	0	0	0	0	1025	-2,451	97,99
	PAR(p)-A - 5035 (50,35)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2183	0	100,09
	PAR(p)-A - 2520 (25,20)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2462	0	100,09
	PAR(p)-A - 2530 (25,30)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3719	0	100,09
	PAR(p)-A - 2535 (25,35)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100,09
	PAR(p)-A - 2540 (25,40)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100,09
	PAR(p)-A - 2545 (25,45)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100,09
PAR(p)-A - 2550 (25,50)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100,09	
50MLT_EARM20	Base - PAR(p) Vigente	1667	-2365	-4973	-4088	-458	-788	0	-4338	-3114	-2380	-1246	-3114	-3561	-30,423	86,69	
	PAR(p)-A - 5035 (50,35)	2223	-2960	-3152	-4088	-302	0	-586	-3954	-3604	-2046	-1570	-1805	-1738	-25,803	88,69	
	PAR(p)-A - 2520 (25,20)	1718	-2862	-5860	-4438	-302	-596	-140	-3932	-2961	-2373	-1570	-1386	-1829	-28,247	87,69	
	PAR(p)-A - 2530 (25,30)	2348	-2209	-1794	-1902	-226	-599	-600	-4536	-2734	-1930	-1570	0	5688	-18,099	91,79	
	PAR(p)-A - 2535 (25,35)	2556	3185	248	-1629	-266	-1307	-793	-1765	-3114	-2668	5310	0	5937	-11,542	94,39	
	PAR(p)-A - 2540 (25,40)	3509	3978	1126	499	-226	-1595	-694	-2173	-942	-2807	5603	0	5892	-8,437	95,89	
	PAR(p)-A - 2545 (25,45)	3512	5010	2009	882	-145	-1600	-700	-1930	-1784	-3387	5807	0	6670	-9,545	95,29	
PAR(p)-A - 2550 (25,50)	3976	5010	2009	1629	0	1443	-439	-2453	-1596	-3856	6114	0	6127	-8,343	95,89		
50MLT_EARM20	Base - PAR(p) Vigente	-4557	-5161	-5885	-2292	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-17,895	81,19	
	PAR(p)-A - 5035 (50,35)	-4557	-5198	-5691	-2205	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-17,651	82,39	
	PAR(p)-A - 2520 (25,20)	-4913	-5462	-5911	-2254	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-18,540	81,39	
	PAR(p)-A - 2530 (25,30)	-3808	-4574	-5149	-1523	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-15,053	86,69	
	PAR(p)-A - 2535 (25,35)	-2946	-2902	-4555	-1166	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-11,569	90,19	
	PAR(p)-A - 2540 (25,40)	-1865	-2080	-3225	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-7,171	94,09	
	PAR(p)-A - 2545 (25,45)	-1404	-859	-180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2,442	98,09	

Os estudos têm base no PMO de dezembro de 2021 de modo que podemos supor que os dados de configuração do sistema são semelhantes ao do estudo CRef (exceto por premissas específicas que a CPAMP pode ter adicionado). Contudo, para os estudos que utilizaram a partida de dezembro de 2011 (56%), superior à vigente no início de dezembro de 2021, apresentam trajetória de armazenamento superior às das curvas CRef calculadas com um armazenamento inicial mais baixo, mesmo que a hidrologia simulada seja mais crítica (60% MLT). Isso se deve ao fato de que com tal armazenamento, sequer foram criadas CRefs e se fossem calculadas, tal processo teria resultado diferente da que está em vigor para 2022, cobrindo o ponto de início de 56%.

Como os estudos partiram do armazenamento de dezembro de 2020 (25% SIN), têm uma origem mais próxima do inicial da CRef (26%) e estes se situam na região mapeada pela CRef de 2022, é possível observar na tabela que, no cenário com ENA mais desfavorável (60% MLT), o modelo determina montantes de despacho termelétrico superiores ao da CRef nos meses iniciais e ainda assim, permanece dentro da região em que a CRef indicaria intervenção (a ser avaliada pelo CMSE). Por outro lado, no cenário mais favorável (80% MLT), ele indica despacho termelétrico inferior ao das CRefs até março de 2022, mas suficiente para sair das zonas de intervenção (linhas em brancos na tabela). Tal resultado demonstra que a recuperação de armazenamento depende da ENA simulada, e que a aderência à CRef só ocorre quando simuladas as mesmas condições (armazenamento, hidrologia, configuração sistêmica) que a produziu, não servindo como parâmetro de avaliação de estudos em nenhuma outra situação.

Assim, esse critério não poderia ter sido usado para descartar os pares de CVaR, (50,35), (25,20), (25,30) e (25,35), de modo que o Grupo CPFL recomenda atenta análise, incluindo estes pares, em relação aos demais critérios operativos e sistêmicos apresentados nos estudos.

2.3 Avaliação dos critérios de parada

De acordo com o Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP - nº 01-2022, após avaliação da implementação da metodologia PAR(p)-A no modelo Newave, foi necessário revisitar o critério de parada, em razão do maior número de iterações que o modelo passou a levar para convergir.

O Grupo CPFL considera o critério de parada proposto inadequado, principalmente quanto ao número máximo de iterações igual à 50 (cinquenta). Este valor é proposto priorizando exclusivamente limitar o tempo de processamento em detrimento da qualidade da solução, mesmo após extensa análise com diversos estudos indicando que seria necessário um número maior de iterações para estabilizar a solução, uma vez que o par proposto como critério seria mais restrito ($N=6$, $\delta=0.1$).

No capítulo 3 do Relatório, em que é apresentada a metodologia do modelo Par(p)-A, são introduzidas questões relativas ao aumento da complexidade do problema de otimização pela adição das novas variáveis de estado para cobrir o período anual. Na 'Figura 3 – Avaliação da estabilidade de Zinf para os casos de PMO', página 23 do Relatório, são apresentados gráficos para três casos simulados com o máximo de iterações (100) possível no modelo Newave, onde é possível observar a variabilidade da medida "Delta Zinf", mas que, com o critério vigente (3 iterações sucessivas com valor inferior a 0.2) *“os casos convergiram com mais de 45 iterações, independente do emprego do PAR(p) ou PAR(p)-A, o que indica que já se fariam necessárias mais iterações neste caso, em relação ao limite imposto pelo número máximo de iterações”*.

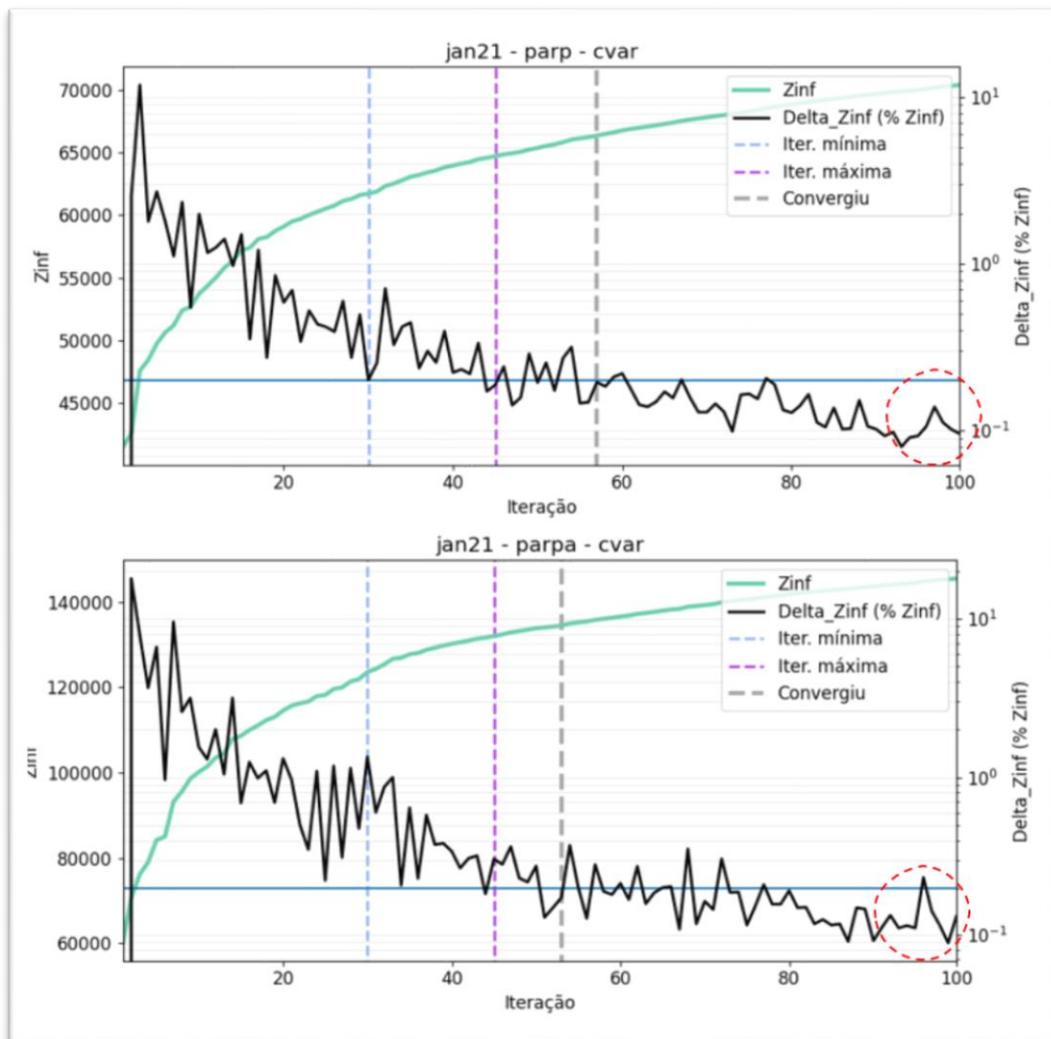
Dessa forma, nessa seção os casos simulados, ainda em fase de investigação pela FT-Newave para validação da metodologia, puderam contar com um limite maior de iterações entre 80 e 100 a fim de melhor avaliar a qualidade e estabilidade das soluções fornecidas. Ademais, é apresentado o aumento exponencial de tempo computacional, conforme aponta o Relatório nas Figuras 17 e 18 e Figuras 21 e 22.

No capítulo 4, a fim de estabelecer o critério de parada mais adequado, dado a maior complexidade do modelo, foram conduzidos diversos estudos e proposto um critério estatístico bem conhecido para estabelecer equivalência de soluções. Apesar da prática usual de testes de homogeneidade de médias, o teste paramétrico *t-Student* requer que os dados analisados assumam os seguintes pressupostos:

- Os dados são independentes: o valor de uma observação não influencia ou afeta o valor de outras observações;
- A variável dependente (aquela usada para calcular a média dos grupos) é distribuída conforme uma distribuição Normal; e
- A variável dependente possui homogeneidade de variância dentre os grupos.

O Relatório apresentado pela Comissão não deixa claro a execução de uma avaliação mais aprofunda sobre tais pressupostos. Além disso, visto as oscilações entre as iterações, não ficou comprovado se de fato a última é a melhor referência para o teste de homogeneidade e se é possível afirmar que a penúltima ou antepenúltima iteração forneceria estatisticamente o mesmo resultado. Dessa forma, seria importante verificar e justificar se estes pressupostos estão sendo atendidos e/ou entendidos ao nível de poderem ser dispensados.

Em que pese esta observação teórica, seguindo a análise das propostas, observa-se no relatório que se optou por considerar a iteração 100 (cem) como referência para análise da homogeneidade dos resultados, apesar de não ser possível afirmar que a 100ª iteração é de fato a referência de solução ótima, ou minimamente estável conforme os critérios de parada. Como pode-se observar na Figura 2 do Relatório, copiada abaixo, o delta Zinf ainda oscila nas últimas iterações.



Nas Figuras 24, 25 e 26 do Relatório, páginas 40 a 42, são apresentados “*mapas de calor de iterações*” de onde se conclui que os pares N (número de iterações) e δ (desvio de Zinf) deveriam ser mais restritos que no critério atual ($N=3$, $\delta=0.2$). Nesses gráficos também é possível observar que a iteração em que a solução atende ao critério estatístico de equivalência é superior a 50 (cinquenta) na maioria absoluta dos estudos executados, atingindo em muitos casos o número máximo de 100 iterações permitido pelo modelo.

Na tabela 17 do Relatório, página 41, é apresentado que o número de iterações em que se atinge uma equivalência com a 100ª iteração é entre 65 e 80, considerando diversas métricas tais como custo marginal, geração termelétrica, geração hidrelétrica. Em outras palavras, antes de atingidas as referidas iterações, os passos de otimização continuam afetando tais métricas, de modo que as soluções são diferentes (necessariamente melhores em termos de custo) de acordo com o critério estatístico adotado. Caso sejam consideradas as condições sistêmicas como armazenamento inicial e tendência hidrológicas dos casos simulados, pode-se ainda afirmar que quanto mais adverso o cenário, mais iterações são demandadas para estabilização da solução em relação à 100ª iteração.

No caso da Garantia Física (estudos PDE) a Tabela 18 do Relatório, página 43, demonstra que o número de iterações deveria ser 80 ou 90, muito superior aos 50 que são propostos. Considerando o par ($N=6$, $\delta=0.1$), as tabelas das Figuras 28 e 29 indicam que o critério só é atendido na iteração 100 (exceto pelo caso de CVaR 25,50). A Tabela 19, página 45 do Relatório, apresenta valores baixos como iteração mínima, contradizendo o racional das tabelas anteriores, sem explicar a relação entre os estudos ou métricas.

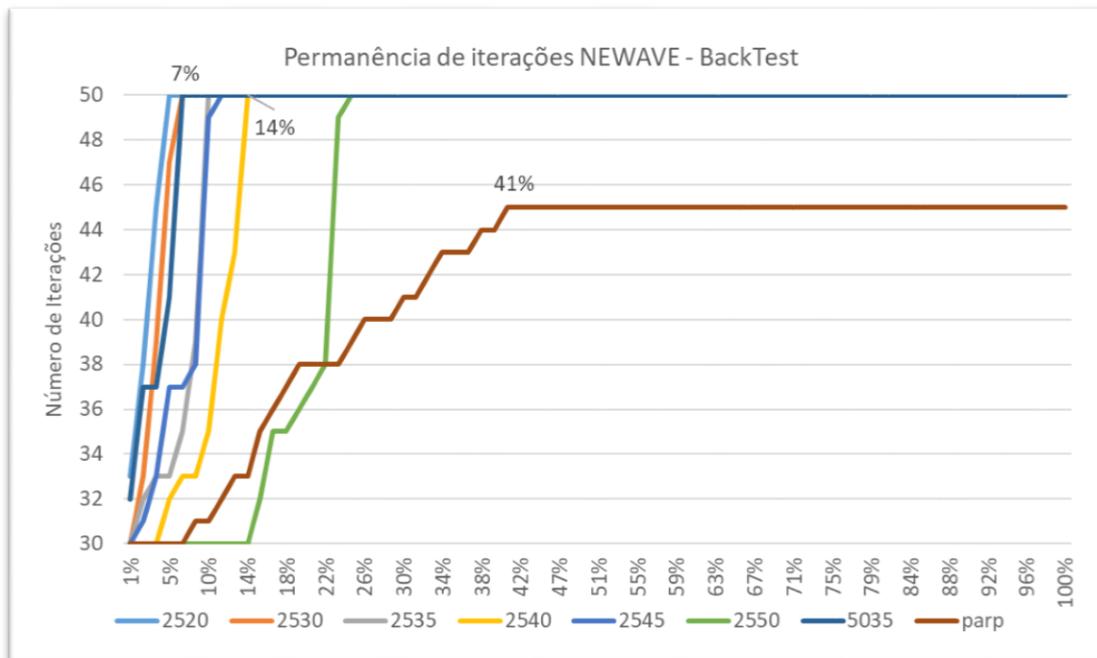
Assim, mesmo ficando evidente nesse capítulo que é necessário um critério mais restrito para estabilidade da solução utilizando Par(p)-A e que para atingimento de tal critério são necessárias mais iterações, o Relatório dessa CP afirma que “*por restrição computacional*” recomenda-se limite de 50 iterações, sendo ainda mais limitante para estudos EPE, em que se recomenda $\min = \max = 50$, não permitindo uma faixa mínima de iterações com teste de convergência (os estudos sempre serão finalizados nessa iteração, sem importar sua qualidade).

Resultados adicionais publicados pela CPAMP no portal Sintegre do ONS, trazem à luz o número de iterações final dos estudos executados para análise do parâmetro de aversão a risco (CVaR).

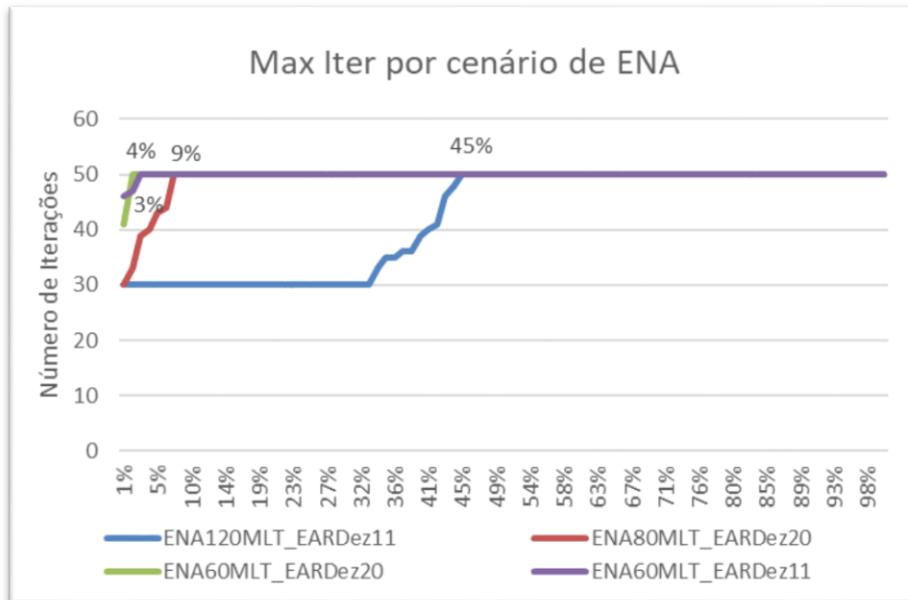
O gráfico abaixo apresenta as curvas de permanência dos estudos realizados no âmbito do *backtest*, de dezembro de 2015 a dezembro de 2021, um total de 73 meses. Nele é possível observar que na rodada com Par(p), a metodologia vigente, 14% dos cenários atingiram o critério de convergência vigente ($N=3$, $\delta=0.2$) antes do número limite de 45 iterações. Quando se observa as curvas dos estudos que utilizaram

Par(p)-A (todas as demais), um percentual bem menor de cenários atende o critério de convergência proposto ($N=6$, $\delta=0.1$) antes do número máximo (50) de iterações fornecido.

No caso do par CVaR proposto nesse relatório, (25,40), apenas 14% dos cenários atingiram tal critério. Em todos os casos que não atingiram o critério de convergência, as soluções obtidas com a interrupção do programa pelo atingimento do número máximo de iterações ainda se encontravam em processo de otimização, buscando a minimização do custo operativo, testando soluções dentro da região de restrições viáveis. Nada se pode afirmar sobre a qualidade da solução fornecida por esse critério de parada, que tanto pode estar em uma região estável, executando iterações adicionais de teste e refinamento, como pode estar em uma região instável, examinando as variáveis de decisão em busca do atendimento das restrições (lembrando que a modelagem do modelo Newave aceita soluções inviáveis, incorrendo em penalização, para vários tipos de restrições).



Analogamente, o gráfico abaixo apresenta a curva de permanência para o estudo prospectivo, fornecido pela CPAMP, apenas com os estudos que usaram Par(p)-A, onde pode-se observar que em casos com maior limitação de recursos (ENA mais elevada e armazenamento inicial mais favorável - dezembro de 2011) 45% dos estudos convergiram, de acordo com o critério proposto, antes do número máximo de iterações. Em contrapartida, os demais casos, com ENAs mais baixas e menor armazenamento inicial, apenas de 3% a 9% dos estudos atingiram a estabilidade na solução.



Dessa forma, o Grupo CPFL entende que o critério proposto é uma métrica de difícil atendimento, não tendo efeito com essa limitação de 50 iterações, pois esse fator foi a causa majoritária da parada do programa. Ainda vale acrescentar que, como consequência, as soluções fornecidas para análise dessa CP não podem ser consideradas estáveis ou confiáveis, pois conforme mostram os diversos gráficos de Zinf apresentados no Capítulo 3 do Relatório (Figuras 2, 3 e 12), os custos de operação são mais variáveis e apresentam maiores oscilações quando se utiliza Par(p)-A.

Assim, recomenda-se a reexecução pela Comissão do maior volume possível de estudos com o critério de convergência vigente ($N=3, \delta=0.2$), que é menos rígido que o proposto e talvez possa atingir e permitir um máximo de 80 iterações como limite, uma vez que as tabelas apresentadas no Capítulo 3 demonstram que com esse critério grande parte dos estudos avaliados teria atingido a equivalência estatística testada.

O problema com a dificuldade de convergência já estava apontado quando da implementação da Reamostragem dos cenários *Forward*, “Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 002-2018_rv0 de 31 de agosto de 2018”. Segue a constatação deste efeito, uma vez que parte das recomendações deste ciclo estavam indicados na época, com relação necessidade de recalibração dos parâmetros de aversão ao risco e fazendo parte da presente Consulta.

“Entendendo que as proposições apresentadas influenciam no “nível de aversão ao risco” do problema de otimização, os parâmetros do CVaR devem ser revistos para garantir uma condição confortável e adequada para a operação do sistema, tanto do ponto de vista de custo, quanto de segurança. Os estudos elaborados pelo grupo até então, com a avaliação da evolução mensal do CMO (sobretudo do CMO do primeiro mês),

da relação Custo de Déficit x Custo de Geração Térmica, e dos níveis de armazenamento nos reservatórios, trazem elementos para definição de uma faixa de valores de lambda, entre 30% e 40%, mantendo o parâmetro alfa igual a 50%, que atenderiam aos objetivos propostos.”

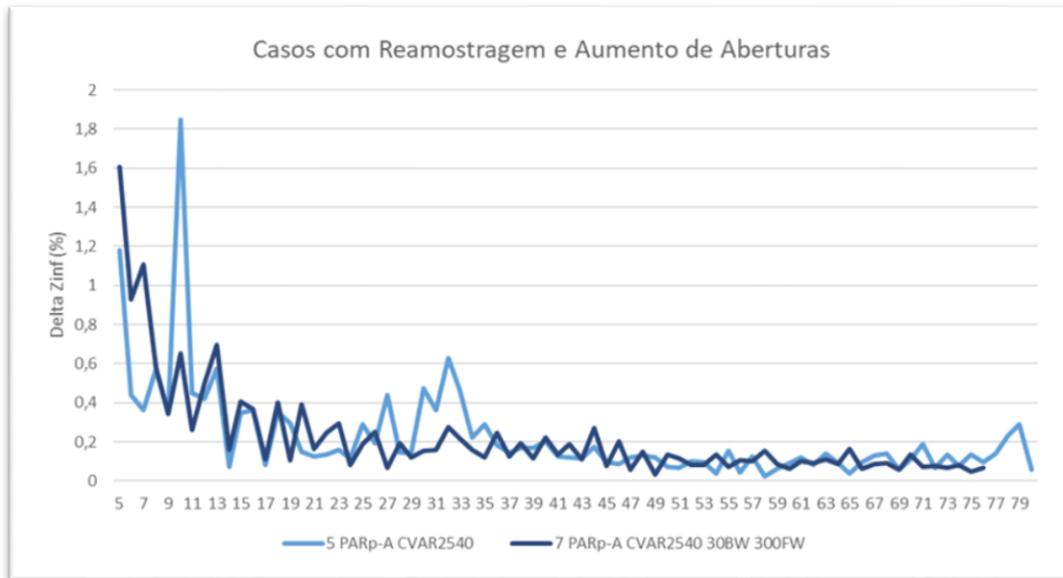
No entanto, outra recomendação constante no mesmo Relatório não foi avaliada nesta Consulta Pública sobre a necessidade de se avaliar os parâmetros de reamostragem (passo de reamostragem). Além disso, com a incorporação do PAR(p)-A, que é gerador de cenários hidrológicos, entende-se que mesmo a metodologia de reamostragem (Recombinação ou Plena) deveria ser novamente revisitada.

“Por fim, considerando os rebatimentos que determinados avanços podem causar em outros ou na definição de parâmetros, o passo K deveria ser reavaliado diante da alteração do critério de parada e/ou nos cenários backward, seja com o aumento destes cenários ou com aprimoramentos metodológicos que reduzam a variabilidade amostral desses cenários.”

Adicionalmente, outra recomendação foi sobre a avaliação da variabilidade amostral e número de abertura dos cenários *backward*.

“ O GT Metodologia entende que deve ser dada continuidade aos estudos relacionados a esta atividade e, portanto, pretende mantê-la como uma das prioridades dentro do cronograma de trabalho do ciclo 2018/2019 tendo como objetivo a proposição de aprimoramentos para o ano 2020. Tendo em vista a mudança de enfoque e a consequente postergação dos prazos, houve o entendimento também que algumas análises apresentadas nesse relatório poderiam ser aprofundadas, como a revisão do critério de parada (como um indicativo da estabilidade da solução do problema), variabilidade amostral da backward e reavaliação do número de cenários backward.”

Neste sentido, o Grupo CPFL efetuou uma avaliação preliminar com relação ao efeito conjugado da reamostragem e da implementação do PAR(p)-A com relação a estabilidade do delta Zinf, em caráter apenas investigativo para avaliar se o efeito é aditivo das duas metodologias. Adicionalmente, efetuado estudo comparativo com uma das recomendações do “Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 002-2018_rv0” referente ao número de abertura dos cenários *backward*, porém também com aumento dos cenários *forward* dos atuais BW20FW200 para BW30FW300, para avaliar o efeito no critério de parada proposto, 6 (seis) passos consecutivos com delta Zinf <0,1%, e Deck BASE_EARDEZ20_ENA80MLT_n_m_1, e iteração máxima 80:



- caso 5 PAR(p)-A CVAR2540 BW20FW200: 7h52min – 80 iter (não estabilizou);
- caso 7 PAR(p)-A CVAR2540 BW30FW300: 13h47min – 76 iter (estabilizou com o critério novo)

Pelos resultados que obtidos, observa-se o efeito conjugado aditivo das metodologias de reamostragem e do PAR(p)-A. Já para o caso analisado do aumento de abertura de cenários, identifica-se que esta solução pode ser um caminho promissor para melhorar a estabilidade do Zinf, mas este benefício traz consigo um custo, de aumento de tempo computacional que, para configuração de hardware do Grupo CPFL, elevou o tempo em 78%.

Neste sentido, a recomendação do Grupo CPFL é que estudos relacionados à melhoria da estabilidade do Zinf, com avaliação do aumento de cenários dos passos *backward* e *forward* sejam explorados ainda neste ano de 2022, com o objetivo de serem incorporados ainda no prazo de julho de 2022, visto que já eram recomendações do “Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 002-2018_rv0”. Com relação a reavaliação dos métodos de Reamostragem, Recombinação ou Plena, e redução da variação amostral do passo *backward*, poderiam ser objetos do novo ciclo da CPAMP.

2.4 Outras questões relacionadas aos estudos PMO & PLD

Analisando os estudos disponibilizados pela CPAMP, o Grupo CPFL observou que a modelagem de custo variável unitário (CVU) para algumas térmicas está equivocada.

Com base no arquivo “clast.dat” onde são feitas as declarações de CVU do PMO de novembro de 2021, que serviu de base para os estudos prospectivos realizados pela CPAMP e referenciados no relatório da consulta pública, tem-se um bloco conjuntural e um estrutural.

No bloco estrutural, os CVUs são declarados anualmente para os 5 anos do horizonte de planejamento de estudo do tipo PMO & PLD. Neste bloco, não se observa qualquer alteração nos estudos prospectivos criados em relação aos valores que constavam no PMO de base (novembro de 2021).

Já no bloco conjuntural, os valores de CVUs podem ser alterados por usina, para períodos especificados. No processo do PMO, os valores são ajustados mensalmente, conforme definição específica ou obedecendo as regras dos leilões, conforme valores publicados pela CCEE, autorizados pela ANEEL. Para a maioria das usinas que cabem ajustes mensais, isso é feito para o período de curto prazo do PMO (2 meses a frente), mas há exceções, como pode ser visto abaixo, no PMO de novembro de 2021.

No caso das térmicas a GNL, tais como P. Sergipe I, Linhares e Santa Cruz Nova, a vigência do CVU conjuntural é de 4 meses (novembro de 2021 a janeiro de 2022, no caso base). Como consequência da crise hídrica, existem ainda algumas térmicas que estavam operando com autorização especial, tais como Cuiaba G CC e Araucaria, e algumas térmicas que tinham valores diferentes para o mês do PMO de novembro e para o mês seguinte de dezembro, como Predilecta e São Sepe.

NUM	CUSTO					
XXXX	XXXX.XX	XX	XXXX	XX	XXXX	
211	374.43	11	2021	12	2021	BAIXADA FLU
97	178.27	1	2025			CUBATAO
12	1831.81	11	2021	3	2022	CUIABA G CC
12	701.88	4	2022	4	2022	CUIABA G CC
183	206.42	11	2021	11	2021	DO ATLANTICO
137	740.77	11	2021	12	2021	GNA I
155	1463.74	11	2021	12	2021	GOIANIA II
63	1393.54	11	2021	12	2021	IBIRITE
15	588.66	11	2021	2	2022	LINHARES
110	593.41	1	2025			N.PIRATINING
229	122.94	11	2021	12	2021	ONCA PINTADA
182	1516.42	11	2021	12	2021	PALMEIRAS GO
230	158.95	11	2021	11	2021	PREDILECTA
230	173.75	12	2021	12	2021	PREDILECTA
86	379.18	11	2021	2	2022	ST.CRUZ NOVA
146	132.80	11	2021	12	2021	STA VITORIA
49	1048.71	11	2021	12	2021	VIANA
334	2276.74	11	2021	11	2021	W. ARJONA
48	706.35	11	2021	4	2022	ARAUCARIA
28	475.68	11	2021			FIGUEIRA
107	76.24	11	2021	12	2021	PAMPA SUL
149	87.75	11	2021	11	2021	SAO SEPE
149	95.91	12	2021	12	2021	SAO SEPE
52	1048.73	11	2021	12	2021	CAMPINA GDE
106	95.98	11	2021	12	2021	ERB CANDEIAS
53	1188.08	11	2021	12	2021	GLOBAL I
55	1188.08	11	2021	12	2021	GLOBAL II
57	1020.55	11	2021	12	2021	MARACANAU I
167	543.04	11	2021	12	2021	P. PECEM I
163	536.02	11	2021	12	2021	P. PECEM II
224	329.61	11	2021	2	2022	P. SERGIPE I
98	904.98	11	2021	12	2021	PERNAMBUCO III
151	1418.86	11	2021	12	2021	POTIGUAR
161	1418.86	11	2021	12	2021	POTIGUAR III
170	1073.43	11	2021	12	2021	SUAPE II
43	1505.19	11	2021	12	2021	TERMOBAHIA
152	1035.82	11	2021	12	2021	TERMOCEARA
58	1679.18	11	2021	12	2021	TERMOCEARA
67	1039.35	11	2021	12	2021	TERMONE
69	1039.35	11	2021	12	2021	TERMOPE
83	1452.53	11	2021	12	2021	VALE DO ACU
201	166.31	11	2021	12	2021	APARECIDA
73	1048.69	11	2021	12	2021	GERAMAR I
70	1048.69	11	2021	12	2021	GERAMAR II
436	346.65	11	2021	12	2021	MARAN IV L22
437	346.64	11	2021	12	2021	MARAN IV L7
421	346.65	11	2021	12	2021	MARAN V L22
422	346.64	11	2021	12	2021	MARAN V L7
140	166.31	11	2021	12	2021	MAUA 3
46	248.84	1	2025			N.VENECIA 2
176	528.07	11	2021	12	2021	PORTO ITAQUI

Nos arquivos gerados para o estudo prospectivo, nota-se a intenção de que os valores de CVU conjuntural do PMO base de novembro de 2021 se mantivessem para os períodos conjunturais dos meses simulados no ano de 2022, o que se entende como correto para estudos prospectivos, na impossibilidade de realizar previsões de CVU. Contudo, na figura abaixo que ilustra os blocos conjunturais dos estudos prospectivos para os meses de janeiro de 2022 e maio de 2022, pode-se observar que um procedimento

geral foi aplicado, atualizando o horizonte conjuntural de todo o bloco para os dois meses fixados a frente, exceto para as térmicas ST.CRUZ NOVA e LINHARES.

Nesse sentido, por que a UTE P. Sergipe I, que também possui combustível GNL e segue a mesma regra de despacho antecipado e vigência do CVU conjuntural das UTEs ST.CRUZ NOVA e LINHARES, não teve a vigência de 4 (quatro) meses respeitada para seu CVU nesses estudos? Além disso, todas as usinas de exceção, foram encaixadas na mesma regra, causando declarações duplicadas para as usinas de Cuiaba G CC, Predilecta e São Sepe. Nesse caso, o segundo registro se sobrepõe ao primeiro, levando para o horizonte de 2 (dois) meses um CVU equivocado, como no caso da UTE Cuiaba G CC, onde o valor de 701.88 R\$/MWh apenas se tornaria vigente em abril de 2022.

NUM	CUSTO	XX	XXXX	XX	XXXX	XX	XXXX	XX	XXXX	XX	XXXX	XX	XXXX	XX	XXXX	XX	XXXX
127																	
128	XXXX	XXXX.XX	01	2022	02	2022	BAIXADA FLU										
129	211	374.43	01	2022	02	2022	CUBATAO										
130	97	178.27	01	2022	02	2022	CUIABA G CC										
131	12	1831.81	01	2022	02	2022	CUIABA G CC										
132	12	701.88	01	2022	02	2022	DO ATLANTICO										
133	183	206.42	01	2022	02	2022	GNA I										
134	137	740.77	01	2022	02	2022	GOIANIA II										
135	155	1463.74	01	2022	02	2022	IBIRITE										
136	63	1393.54	01	2022	04	2022	LINHARES										
137	15	588.66	01	2022	02	2022	N. PIRATINING										
138	110	593.41	01	2022	02	2022	ONCA PINTADA										
139	229	122.94	01	2022	02	2022	PALMEIRAS GO										
140	182	1516.42	01	2022	02	2022	PREDILECTA										
141	230	158.95	01	2022	02	2022	PREDILECTA										
142	230	173.75	01	2022	02	2022	ST. CRUZ NOVA										
143	86	379.18	01	2022	02	2022	STA VITORIA										
144	146	132.80	01	2022	02	2022	VIANA										
145	49	1048.71	01	2022	02	2022	W. ARJONA										
146	334	2276.74	01	2022	02	2022	ARAUCARIA										
147	48	706.35	01	2022	02	2022	FIGUEIRA										
148	28	475.68	01	2022	02	2022	PAMPA SUL										
149	107	76.24	01	2022	02	2022	SAO SEPE										
150	149	87.75	01	2022	02	2022	SAO SEPE										
151	149	95.91	01	2022	02	2022	CAMPINA GDE										
152	52	1048.73	01	2022	02	2022	ERB CANDEIAS										
153	106	95.98	01	2022	02	2022	GLOBAL I										
154	53	1188.08	01	2022	02	2022	GLOBAL II										
155	55	1188.08	01	2022	02	2022	MARACANAU I										
156	57	1020.55	01	2022	02	2022	P. PECEM I										
157	167	543.04	01	2022	02	2022	P. PECEM II										
158	163	536.02	01	2022	02	2022	P. SERGIPE I										
159	224	329.61	01	2022	02	2022	PERNAMBUCO III										
160	98	904.98	01	2022	02	2022	POTIGUAR										
161	151	1418.86	01	2022	02	2022	POTIGUAR III										
162	161	1418.86	01	2022	02	2022	SUAPE II										
163	170	1073.43	01	2022	02	2022	TERMOBAHIA										
164	43	1505.19	01	2022	02	2022	TERMOCOABO										
165	152	1035.82	01	2022	02	2022	TERMOCEARA										
166	58	1679.18	01	2022	02	2022	TERMONE										
167	67	1039.35	01	2022	02	2022	TERMOFB										
168	69	1039.35	01	2022	02	2022	VALE DO ACU										
169	83	1452.53	01	2022	02	2022	APARECIDA										
170	201	166.31	01	2022	02	2022	GERAMAR I										
171	73	1048.69	01	2022	02	2022	GERAMAR II										
172	70	1048.69	01	2022	02	2022	MARAN IV L22										
173	436	346.65	01	2022	02	2022	MARAN IV L7										
174	437	346.64	01	2022	02	2022	MARAN V L22										
175	421	346.65	01	2022	02	2022	MARAN V L7										
176	422	346.64	01	2022	02	2022	MAUA 3										
177	140	166.31	01	2022	02	2022	N. VENEZIA 2										
178	46	248.84	01	2022	02	2022	PORTO ITAQUI										
179	176	528.07	01	2022	02	2022											
180																	

Entretanto, o que causa maior preocupação devido ao porte da UTE, é o caso da UTE P. Sergipe I. Ela possui mais de 1.5 GW de potencia instalada e por esta razão, entende-se que deveria seguir a mesma

regra das demais usinas a GNL, o que não ocorreu. A consequência disso, foi o modelo Newave considerar o CVU estrutural de 211.16 R\$/MWh no lugar do conjuntural, de 329.61 R\$/MWh, a partir do terceiro mês de planejamento, subestimando consideravelmente o custo do despacho dessa UTE nesse período de declaração inadequada.

No modelo Decomp, verificou-se também que houve falha na atualização de dados da UTE P. SERGIPE I, bem como das outras duas com combustível GNL, que tiveram os CVUs estruturais considerados no horizonte de curto prazo dos estudos prospectivos, ferindo a regra que estabelece equivalência de dados no período comum entre os modelos da cadeia de planejamento. Na figura abaixo, mostra-se o trecho do arquivo dadgnl.rv0 do PMO de novembro de 2022, base dos estudos prospectivos, onde pode-se observar o valor do CVU conjuntural de 329.61 R\$/MWh dessa usina.

```

-----
&
&          BLOCO 1 *** TERMICAS A GNL ***
&          (REGISTRO TG)
&
-----
&          Usina          Est          Pat 1          Pat 2          Pat3
&          cod  ss      nome  ip  infl disp  cvu  infl disp  cvu  infl disp  cvu
&x  xxx  xx  xxxxxxxxxxxXX  xxxxxXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
TG  86  1  SANTA CRUZ 1  0.0350.0  379.18  0.0350.0  379.18  0.0350.0  379.18
TG  15  1  LUIZORMELO 1  0.0200.0  588.66  0.0200.0  588.66  0.0200.0  588.66
TG  15  1  LUIZORMELO 2  0.0204.0  588.66  0.0204.0  588.66  0.0204.0  588.66
TG  224 3  PSEGIPE I 1  0.01165.  329.61  0.01165.  329.61  0.01165.  329.61
TG  224 3  PSEGIPE I 4  0.01315.  329.61  0.01315.  329.61  0.01315.  329.61
TG  224 3  PSEGIPE I 5  0.01515.  329.61  0.01515.  329.61  0.01515.  329.61
    
```

No entanto, nos arquivos dadgnl.rv4 dos estudos prospectivos, EARDEZ20_ENA80, revelam-se valores de CVU estrutural e as usinas se apresentam comandadas antecipadamente, comprovado pela imagem abaixo.



O Grupo CPFL chama atenção para o arquivo ADTERM.DAT, do modelo Newave do PMO de novembro de 2021, usado como base para estes estudos, que continha despacho antecipado de GNL devido à necessidade apontada nos meses anteriores. Os valores comandados naquele PMO eram conforme figura abaixo, de modo que se constata que são idênticos aos que constam nos arquivos homônimos dos estudos prospectivos gerados e nos arquivos DADGNL.rv4 do modelo DECOMP, mostrados anteriormente.

IUTE	NOME TERMICA	LAG			
XXXX	XXXXXXXXXXXX	X	XXXXXXXX.XX	XXXXXXXX.XX	XXXXXXXX.XX
86	ST.CRUZ NOVA	2	350.00	350.00	350.00
			121.70	117.80	105.40
15	LINHARES	2	182.80	179.60	171.40
			0.00	000.00	000.00
224	P. SERGIPE I	2	1238.40	1242.70	1254.00
			527.20	510.10	456.40
9999					

Esse fator instaura dúvida se essas usinas tiveram seu comando atualizado para refletir a necessidade calculada previamente em cada cenário simulado ou se seu despacho foi mantido fixo, igual ao do estudo base em todos os prospectivos. Lembrando que trata-se aqui de usinas de porte significativo para o sistema, que juntas podem fornecer 2.2 GW de potência e com CVU contido numa faixa muito frequente de CMOs, resultante de diversos desses cenários, tendo assim, elevada probabilidade de despacho no cenário de 60% MLT e 80% MLT, por exemplo, quando observa-se os resultados de CVU apresentados no

relatório, e reproduzida a seguir para o Submercado NE, onde se localiza a UTE P. Sergipe I. Sabe-se que o despacho é definido pelo benefício GNL, mas tal arquivo não foi disponibilizado para verificação.

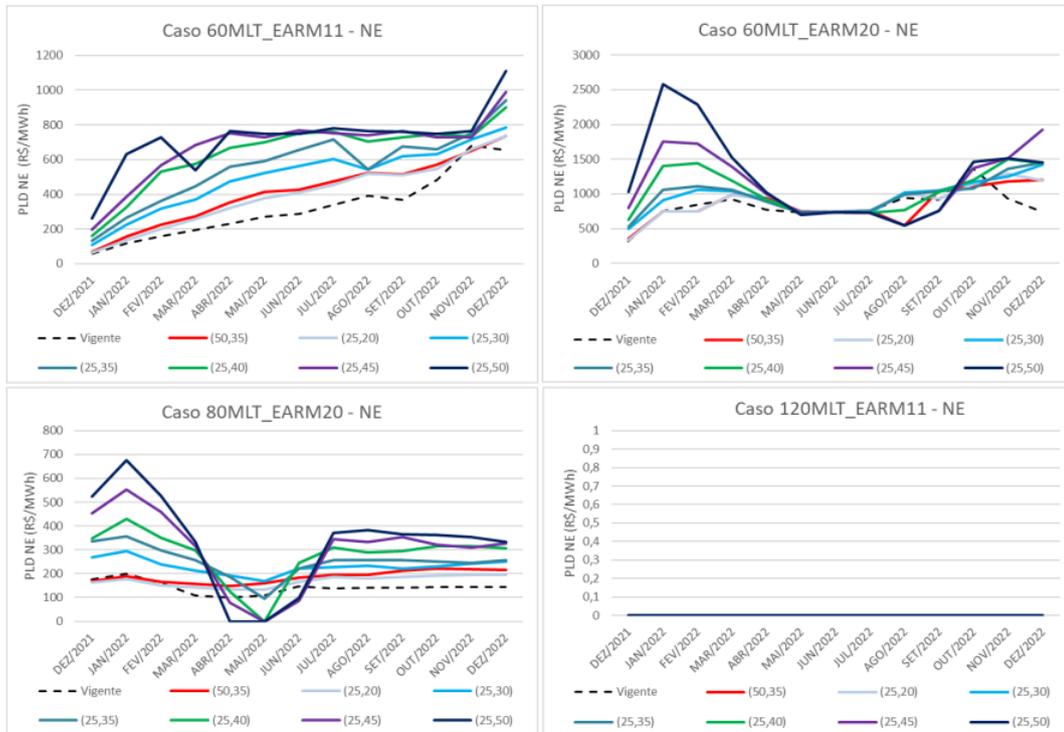


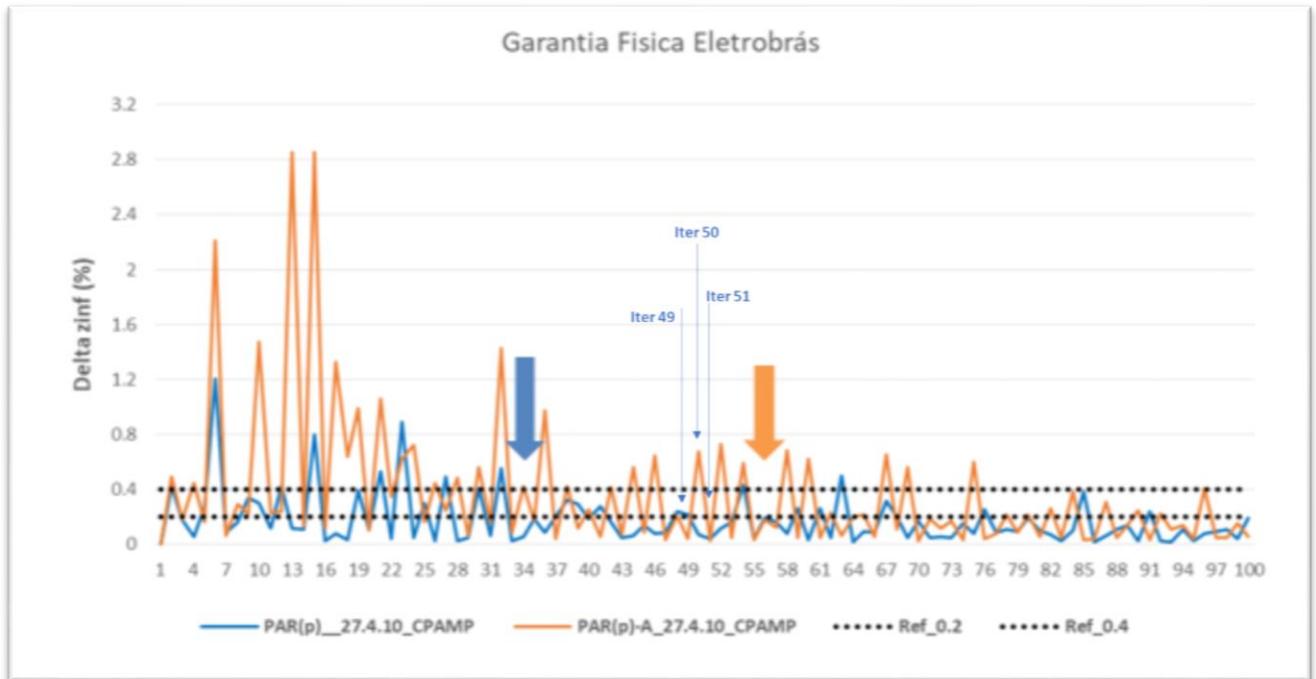
Figura 130 - PLD no submercado nordeste – Projeções.

O Grupo CPFL compreende a dificuldade de montar tais estudos prospectivos, mas as inconsistências de representação, como as citadas aqui, são consideradas graves, uma vez que afetam o resultado dos estudos e pode enviesar a decisão a ser tomada, principalmente no que se refere à aversão a risco, subestimação de custos do parque gerador, ou até mesmo, sobrestimação de seu despacho pela falha na aplicação da regra de despacho antecipado durante o processo de encadeamento de modelos.

2.5 Cálculo de Garantias Físicas

O Grupo CPFL observou que a base proposta para avaliação dos parâmetros voltadas aos estudos de longo prazo, em especial no cálculo das Garantias Físicas, foi apresentada no relatório apenas com análises de custo. Além disso, o relatório apresenta dificuldades de convergência do modelo com as metodologias propostas para os casos de planejamento indicando a necessidade de que o processo de convergência supere de forma significativa as 50 iterações, que é o máximo indicado para os casos de PMO e PLD, e arbitrariamente indica a adoção de iterações mínima igual ao número máximo em 50. Isso

não parece ser coerente com os resultados apresentados, pois não há garantia de que o número fixo de 50 iterações leve a resultados suficientemente adequados para que a estabilização do problema resulte em uma política de operação satisfatória.



É possível notar, com base na Figura 19 do Relatório da CPAMP, que o entorno da iteração 50 para o caso de garantias físicas das UHE's da Eletrobrás, não seria um ponto adequado para se fixar o número de iterações com base na estabilidade do delta Zinf.

Pelo exposto, o Grupo CPFL entende que a proposição de fixar $iter_min = iter_max = 50$, visto que a solução no entorno da iteração 50 ainda está muito instável, não é adequada. Visivelmente, um número minimamente razoável estaria próximo de 80 iterações, e ainda considerando o nível de tolerância atual (0,2%).

3. Considerações finais

Entende-se que a participação dos agentes de cada área do Setor Elétrico nas reuniões da CPAMP traz contribuições significativas para o aprimoramento metodológico do SEB.

Aproximar preço e operação tornou-se premissa fundamental para os agentes que atuam no setor elétrico, pois ajuda no gerenciamento de riscos, mitiga a necessidade de despachos fora da ordem de mérito, além de aumentar a confiabilidade dos modelos.

O Grupo CPFL entende que há aperfeiçoamentos relevantes no âmbito da representação hidrológica com a implementação da parcela anual Par(p)-A, mas também destaca a importância da contínua evolução desse tema, principalmente pela necessidade de averiguar a representação de cenários hidrológicos para construção da Função de Custo Futuro da PDDE.

Considera-se um grande progresso a proposta de metodologia que embasa a decisão da Comissão para os parâmetros do CVaR, este fato caracteriza maior transparência ao processo. Contudo, faz-se necessário alertar que o novo parâmetro proposto pode penalizar duplamente a operação ao passo que eleva de 35% para 40% o peso dos cenários mais adversos que, por sua vez, já poderão refletir hidrologias mais desfavoráveis pela redução da amostra de 50% para 25% dos piores cenários, e seus correspondentes custos mais elevados para complementação térmica.

O Grupo CPFL entende que a crise hídrica deixa lições importantes para o setor elétrico e que ações precisam ser tomadas para mitigar riscos semelhantes no futuro, mas isso não deve ser realizado a qualquer custo, mas sim ser consequência de melhorias que possibilitem ao modelo uma representação mais realista do sistema e dos cenários, que forneça uma visão mais adequada do risco hidrológico.

Vale destacar que a CRef foi estabelecida com o intuito de subsidiar o CMSE nos casos de despachos fora da ordem de mérito, sendo que suas premissas podem variar substancialmente de um ano para outro e estão condicionadas ao estado do sistema, quando de sua formulação, tornando-se frágil seu uso em propósitos distintos ao de origem. Além disso, destaca-se que o número máximo de 50 iterações proposto não é suficiente para o modelo atingir estabilidade, critério fundamental para que a implementação das alterações seja bem-sucedida.

Adicionalmente, é prudente chamar atenção para a relação entre a aversão ao risco e lastro sistêmico. Entende-se que quanto maior é o nível de aversão ao risco, maior é o impacto na carga crítica do sistema, com consequente necessidade de reequilíbrio contratual dos agentes. Portanto, destaca-se a importância de que os critérios e premissas, conjuntamente com a metodologia sejam estáveis e robustas a longo prazo.

O Grupo CPFL deixa aqui uma proposta para que sejam estudadas alternativas com intuito de melhorar a representação dos custos de geração termelétrica no modelo Newave uma vez que, conforme apontado, os CVUs conjunturais podem ser muito diferentes dos CVUs estruturais e o processo atual leva a consideração dos valores conjunturais apenas num breve horizonte (2 a 4 meses), levando o modelo a

postergar decisões de despacho térmico para o futuro, por perceber custos mais reduzidos vindos da declaração estrutural. Esse comportamento opõe-se diretamente ao objetivo dos aprimoramentos dessa CP, de modo que é possível que parte do resultado que está sendo buscado pelo ajuste do CVaR possa ser obtido pela correta representação dos custos de geração térmica no horizonte do planejamento.

Nesse sentido e por todo o exposto, o Grupo CPFL entende que o critério para parada ainda requer aprimoramentos. Reexecutar as simulações, corrigindo as possíveis falhas apontadas e permitindo um número maior de iterações máximas para aprofundar ainda mais os estudos propostos nessa Consulta Pública, torna-se algo imprescindível para que se possa optar por alteração do par de aversão a risco com resultados minimamente estáveis, do ponto de vista dos resultados do modelo de otimização de médio prazo. Sem o atingimento de tal estabilidade, de acordo com critérios apresentados no relatório dessa CP, fica-se sujeito a ampliar os problemas de volatilidade existentes, pois não haverá qualquer garantia e qualidade em relação às soluções que são fornecidas pelo modelo.

Em virtude dos fatos mencionados, para uma tomada de decisão diligente da Comissão em conjunto aos agentes setoriais, sugere-se a realização de 2ª fase da Consulta Pública. Ocorre que o tema abarcado pela Consulta Pública é de grande complexidade e relevância para o setor e contém uma quantidade extensa de resultados a serem avaliados, que exigem nova rodada de análise mais detalhada. O potencial impacto da decisão decorrente dessa CP é bastante elevado para o Setor Elétrico, o que justificou a necessidade de uma avaliação minuciosa por parte dos agentes.