

Contribuição do BTG Pactual à Consulta Pública nº 23/2016 do Ministério de Minas e Energia - MME

Introdução:

1. Nessa contribuição abordaremos o assunto proposto de forma sucinta, dado o curto prazo aberto para contribuição mais abrangente e técnica a respeito do tema por parte dos agentes de mercado. Focaremos na forma e principalmente nas informações apresentadas no relatório disponibilizado que embasaram a escolha. O assunto será discutido do ponto de vista de um agente com atuação em todos os segmentos do setor, e que tem total interesse em contribuir para o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro tornando-o mais estável, previsível e transparente.
2. Atualmente, os modelos utilizados para a determinação dos preços de curto prazo (CMO e PLD) já consideram um “prêmio” associado a um mecanismo de aversão ao risco (MAR). Em novembro de 2016, o impacto associado a aversão ao risco no PLD da primeira semana operativa foi de aproximadamente 120 R\$/MWh. Se considerarmos a parametrização proposta nesta consulta pública, o PLD da primeira semana operativa de novembro teria sido de 365 R\$/MWh e o custo total esperado da operação, simulado pelo modelo Newave, teria sido 2.5 bilhões de reais maior que o oficial.
3. O objetivo da aversão ao risco deve ser reduzir o risco de déficit, pois, embora o planejamento do setor considere um risco de déficit de 5% (ou seja, 1 déficit a cada 20 anos), sabemos, com base no histórico recente, que a operação não admite risco algum. Sendo assim, comparamos o risco de déficit, custo total da operação e PLD para o PMO de novembro em três cenários (sem aversão a risco, parâmetros atuais e parâmetros propostos):

PMO NOVEMBRO 2016	Livre de risco	($\alpha = 50\%$, $\lambda = 25\%$)	($\alpha = 50\%$, $\lambda = 40\%$)
Custo total esperado (R\$ 10 ⁶)	21.566	21.093	23.562
Risco de déficit em 2017*	3,4%	1,9%	1,3%
PLD (R\$/MWh)	105	230	365

*Maior risco anual de déficit do estudo.

4. O ponto relevante aqui é que, para a parametrização proposta, teríamos um acréscimo de 260 R\$ /MWh associados à aversão ao risco. Na tabela abaixo apresentamos os mesmos estudos, mas feitos com a utilização de um único patamar de déficit (em 4650 R\$/MWh):

PMO NOVEMBRO 2016 Patamar único	Livre de risco	($\alpha = 50\%$, $\lambda = 25\%$)	($\alpha = 50\%$, $\lambda = 40\%$)
Custo total esperado (R\$ 10 ⁶)	21.333	21.441	25.162
Risco de déficit em 2017*	1,35%	0,35%	0,45%
PLD (R\$/MWh)	110	268	460

5. No próprio relatório apresentado pela CPAMP é possível constatar que o maior ganho no binômio segurança-custo está na consideração de apenas um patamar de déficit, por motivos óbvios.
6. Considerando que a única variável presente nos modelos Newave e Decomp que apresenta incerteza é a vazão/ENA, sabemos que qualquer medida de risco que consideremos será, no limite, uma medida de risco hidrológico. E que nossos esforços serão no sentido de nos proteger dos cenários críticos da distribuição que assumimos para esta variável. A correta calibração vai desde uma precisa representação dessa distribuição e seus estimadores (média, desvio padrão etc) e vai até a escolha de dois parâmetros, o α que nos informa a quantidade de cenários de que estamos nos protegendo (atualmente 50%) e o λ que atua distorcendo a probabilidade de ocorrência daqueles α cenários que estão na cauda da nossa distribuição.
7. Do ponto de vista dos custos adicionais associados ao mecanismo de aversão a risco, devemos atentar que os mesmos devam ser alocados de forma devida. Espera-se que uma correta calibração do MAR reduza a ocorrência de ESS. Por outro lado, uma elevação “repentina” do despacho térmico tem impactos em GSF e até mesmo na operação das usinas térmicas que não foram projetadas para atuar na base (contratos por disponibilidade), do ponto de vista financeiro, e têm sido utilizadas como tal.
8. Ainda, com o advento da política de bandeiras tarifárias, o CMO passa a impactar o IPCA imediatamente toda vez que a bandeira verde não ocorrer. Isso afeta outros setores da economia que não o setor elétrico e, além disso, com uma operação mais avessa ao risco, devemos ter um aumento na volatilidade do CMO, o que torna a probabilidade de ocorrência de bandeira não verde maior, mesmo quando não necessária, como foi o caso de novembro de 2016.
9. Essa contribuição será dividida em duas partes:
 - i. A Parte 1 contém comentários acerca do relatório técnico apresentado pela CPAMP que dá sustentação técnica para a escolha dos parâmetros $\alpha=50\%$, $\lambda=40\%$.
 - ii. A Parte 2 contém nossas contribuições, seguidas de uma breve conclusão.

Parte 1 – Comentários sobre o Relatório Técnico “Redefinição dos Parâmetros de Aversão a Risco nos modelos Computacionais para Operação, Formação de Preço, Expansão e Cálculo de Garantia Física” de 18/10/2016.

10. As análises presentes nos itens 4.3.1.1 e 4.3.1.2 do Relatório Técnico “Redefinição dos Parâmetros de Aversão a Risco nos modelos Computacionais para Operação, Formação de Preço, Expansão e Cálculo de Garantia Física” trazem à tona o impacto estrutural dessas mudanças para o setor elétrico. Destacamos o item 4.3.1.2, que apresenta um aumento considerável na garantia física de térmicas com CVU entre 200 e 400 R\$/MWh, indicando que devemos ter um aumento na ocorrência de despacho dessas térmicas. No entanto, a menos que haja o recálculo e a republicação das garantias físicas dessas térmicas, a alteração dos parâmetros de risco não será refletida em um incremento no lastro disponível para o mercado.
11. Sobre as análises do binômio segurança-custo (item 4.1), a definição da métrica 1 na página 12 não permite sua avaliação de forma mais aprofundada, dada a falta de clareza na declaração apresentada no relatório. A métrica 2 transfere a dificuldade de calibrar α , λ para a determinação do parâmetro β (presente na combinação convexa de custo de déficit e custo total esperado de geração térmica). Além disso, o relatório já fez outra simplificação na escolha dos parâmetros do CVAR ao fixar λ em 40%, sem justificar por que o conceito de parametrização dominada é o mais adequado para eliminar a variável λ (ver item 12 abaixo). Importante ressaltar que temos uma sinalização ao longo do documento que um valor de consenso obtido pelos membros da CPAMP (EPE, ONS, MME, ANEEL, CCEE e CEPEL) para β é algo entre 60% e 80%, porém sem a devida justificativa.
12. Considera-se que um par de aversão ao risco domina outro quando se obtém um custo esperado de geração termelétrica menor com um déficit médio menor. Esse fato é recorrente para os maiores níveis de aversão ao risco, isto é, os casos com $\alpha = 10\%$ eram dominados por algum outro nível de aversão ao risco com frequência. Fato é que não fica evidente que a relação de dominância de um par sobre outro é válida sempre, ou seja, se uma parametrização foi dominada nos estudos apresentados, não é possível garantir que ela será dominada nos casos de PMO a partir da implementação do novo parâmetro.
13. As análises foram feitas considerando os custos esperados (valores médios) de geração térmica e custo de déficit, porém, entendemos que, ao se optar por utilizar uma política com aversão ao risco, reduz-se o interesse em cenários esperados e aumenta-se a relevância de como as decisões estão se comportando do ponto de vista dos cenários mais críticos.
14. Ainda sobre o item 4.1: Foram selecionados 11 PMOs, menos que 10% dos PMOs possíveis, para a realização do estudo. Não ficou clara a representatividade dessa amostra ou se foram meses escolhidos aleatoriamente. Em todos eles, apenas o impacto no modelo Newave foi apresentado e não sabemos o real impacto no PLD semanal, variável que realmente impacta o ESS. Ressaltamos ainda que a parametrização vigente tornou-se insatisfatória apenas a partir do segundo semestre de 2015, segundo o próprio documento, e para esse período foram testados apenas quatro casos (out/15, jan/16 deck ONS, jan/16 deck CCEE, jul/16). Nesses quatro casos, a escolha do valor de β é determinante para avaliar

qual parametrização é a melhor. Por exemplo, se considerarmos $\beta=50\%$ a parametrização vigente se mostrou melhor que aquela proposta, como pode ser visto nos anexos do relatório (página 178).

15. Devido à limitação de tempo para a execução de todos os casos do histórico, tivemos acesso apenas a essa amostra de simulações retrospectivas. Caso o setor tivesse sido envolvido no estudo, certamente teríamos uma visão completa dos impactos dessas alterações, possibilitando uma análise global e não apenas amostral, além de uma possibilidade de realização de estudos de sensibilidade utilizando séries históricas, sensibilidades de demanda, custo de déficit etc...
16. Por fim, sobre o item 4.1: Vale observar que uma análise da figura 26 (página 35), considerando a métrica 2, por questão de clareza no entendimento na definição da mesma, não se pode afirmar que o par (50,25) é “pior” que o par (50,40), visto que considerando valores de beta entre 60% e 80%, propostos pela CPAMP, a média dos índices para o par (50,25) é menor que do (50,40). Como trata-se da média de uma amostra, não temos dados suficientes para garantir a superioridade do par (50,40).
17. Outro comentário que julgamos pertinente é que o planejamento assume um risco de déficit máximo de 5%, enquanto a própria parametrização atual apresenta valores bem inferiores. Conforme publicado em nota pelo CMSE em 9/11/2016, *“Segundo o colegiado, o risco de qualquer déficit de energia em 2016 é igual a 0,0%, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Para 2017, estes riscos são de 0,9% e 0,1%, respectivamente para estes subsistemas, dentro dos 5% considerados o risco máximo inerente ao Sistema.”*
18. O item 4.4 (página 143) faz uma análise nos mesmos moldes da que é feita no item 4.1 acerca da alteração de outros dados de entrada nos modelos em conjunto com a alteração dos parâmetros. Importante ressaltar que a correção da base da carga (revisão de aproximadamente 2 GWm em 2014 e 2015 na carga verificada, publicada em maio de 2016) por si só já deveria ter sido motivo suficiente para o modelo indicar despachos maiores em 2015. Em outras palavras: o modelo de precificação foi incapaz de refletir a realidade operativa ao longo de 2014 e 2015 ou o problema foram os dados nele inseridos?
19. Ainda sobre o item 4.4, no documento apresentado temos apenas os resultados do modelo Newave em quatro PMOs, sendo que, em fevereiro e abril de 2015, a parametrização atual ainda se mostrava satisfatória. Para janeiro e junho de 2016, mais uma vez apenas os resultados do Newave foram expostos, não dando a real dimensão que essa alteração traria para a operação. Além disso, devido à dificuldade dos agentes em replicar a metodologia de previsão de carga utilizada pelo ONS, não foi possível realizar um estudo que respondesse a pergunta: Qual o impacto do ajuste da base da carga, realizado em maio/16 no PLD/CMO dos anos de 2014 e 2015? Por fim, seria interessante ver os impactos dessa sensibilidade em termos do modelo Decomp para realmente avaliar qual teria sido a política operativa indicada pelo modelo naquele mês, e não a média anual.
20. O item 4.5 parece reforçar que os parâmetros atuais são satisfatórios e que o problema foi o *timing*, e não a escolha dos parâmetros. O custo total de operação de 2012 a 2015 teria sido reduzido pela metade (figura 242) e teríamos evitado os GSFs de 2014 e 2015 (figura 245). Como os parâmetros propostos

(50,40) não aparecem no estudo apresentado, não conseguimos avaliar a vantagem em adotar tais parâmetros. Seria possível apresentar o mesmo estudo para o par (50,40)?

21. Nos itens 4.4 e 4.5 não fica demonstrado que o ajuste nos dados de entrada, principalmente na correta definição da carga e demais alterações ocorridas ao longo de 2016 (ANDE, vazão mínima no São Francisco) aplicadas em tempo teriam sido suficientes para uma sinalização adequada dos custos da operação nos preços de curto prazo.

Parte 2 – Contribuições

22. Dada a relevância do assunto aqui discutido, acreditamos que uma decisão não possa ser tomada sem a certeza de que os demais parâmetros de entrada dos modelos estejam suficientemente acurados e bem representados. Ao tratar da incerteza da única variável estocástica do modelo, devemos ter convicção do significado das demais variáveis. Seria prudente esperar, pelo menos, os resultados dos estudos sobre a carga (workshop previsto para 7/12/2016 que apresentará as diferenças entre os dados CCEE/ONS/EPE) para poder avaliar possíveis alterações na metodologia de escolha dos parâmetros de aversão a risco.
23. O custo associado ao “prêmio de risco” adicionado ao preço de curto prazo pelo CVAR recai sobre vários agentes, desde a liquidação no MCP até os contratos por disponibilidade dos participantes de leilões no ACR, que tinham uma expectativa de condição de operação para viabilização do projeto e têm sua operação realizada sob condições absolutamente diferentes. Caberia repensar em um recálculo mais abrangente das garantias físicas para todos os agentes geradores afim de melhor representar essa nova mentalidade de política operativa.
24. Do ponto de vista do cálculo de Garantia Física, foi verificada uma redução da carga crítica, uma vez que com os níveis atuais de aversão ao risco a convergência da carga crítica ocorre pela igualdade entre CMO e o CME e não pelo risco de 5%. Isso ocorre porque o aumento do nível de aversão ao risco causa uma elevação do valor médio do CMO, portanto a convergência ocorre em uma carga crítica menor. Seguindo esse racional seria interessante avaliar qual deveria ser o CME para a manutenção da carga crítica atual para cada nível de aversão ao risco avaliado.
25. Uma estratégia interessante para a realização da avaliação de cenários críticos seria a realização de uma simulação com o histórico de afluições e analisar o comportamento do despacho sugerido pelo modelo considerando anos operativos que se tem uma percepção de sua relevância histórica (2014-2015, por exemplo).
26. Ao longo do texto resta claro que uma motivação importante para a revisão dos parâmetros foi a recorrente ocorrência de valores elevados de ESS, porém não foi apresentado nenhum estudo comparativo entre a parametrização proposta e a atual. O único ponto do relatório que apresenta um estudo nessa linha é o gráfico apresentado na página 168, que apresenta o par (50,25) comparado ao (10,45). Recomendamos que um critério explícito seja criado para replicar a decisão de despacho fora da ordem de mérito, pelo menos em caráter teórico, e que tal critério seja utilizado para comparar

parametrizações e indicar a melhor opção a partir deste ponto de vista e que o mesmo estudo seja feito com os pares apresentados para validação na página 8.

27. A sensibilidade da parametrização do CVAR relativa ao custo de déficit não ficou explícita nesse relatório, e considerando que a discussão de custo de déficit deva ganhar corpo ao longo do ano de 2017, resta a preocupação que, num eventual atraso da entrada da SAR em 2018, esses parâmetros escolhidos de forma emergencial continuem válidos ou se deveremos passar por outro processo emergencial de recalibração dos parâmetros.
28. Outro ponto que merece atenção é a ausência de estudos de sensibilidade a respeito do número de aberturas (backwards) utilizadas na configuração atual do modelo. Uma representação mais adequada do problema pode ser obtida aumentando a quantidade de cenários utilizados para representar a cauda da distribuição e nos permitiria explorar valores mais precisos para α . Na tabela abaixo comparamos, apenas para critério de sensibilidade, os impactos na quantidade de aberturas para o PMO de novembro de 2016:

$(\alpha, \lambda, \text{backwards})$	Custo Total Operação (\$10^6)	Prob. Déficit 2017	PLD (1-sem) (R\$/MWh)
Oficial (50,25,20)	21.092	1.9%	233,01
Sensi-1 (50,25,50)	21.150	1.6%	266,92
Sensi-2 (50,40,20)	23.561	1.3%	366,00
Sensi-3 (50,40,50)	23.886	1.3%	403,20

Da tabela acima conclui-se que apenas a alteração dos parâmetros do CVAR não reduz significativamente o risco de déficit, mas incrementam significativamente o custo de operação. Além disso, devemos nos questionar se as aberturas (backwards e forwards) utilizadas pelo modelo Newave se mantiveram representativas mesmo após mudança de quatro para nove reservatórios equivalentes em energia ocorrida em janeiro de 2016

29. Com o intuito de mostrar a relevância deste tema na formação da política executamos uma simulação considerando o deck oficial da CCEE no PMO de novembro de 2016 com as seguintes alterações: (a) $\alpha=50\%$, $\lambda=40\%$, backwards=20, (b) $\alpha=50\%$, $\lambda=40\%$, backwards=50, (c) $\alpha=10\%$, $\lambda=40\%$, backwards=20 e (d) $\alpha=10\%$, $\lambda=40\%$, backwards=50. A tabela abaixo apresenta o custo esperado e o desvio padrão associado às 2000 séries simuladas:

	Custo Esperado	Desvio Padrão	Limite Superior	Limite Inferior	CMO-médio (R\$/MWh)
50back_a50	R\$ 23.886,32	R\$ 366,64	R\$ 24.619,60	R\$ 23.153,04	164.55
20back_a50	R\$ 25.056,78	R\$ 361,14	R\$ 25.779,06	R\$ 24.334,50	184.99
50back_a10	R\$ 49.621,60	R\$ 503,61	R\$ 50.628,82	R\$ 48.614,38	545.65
20back_a10	R\$ 46.821,91	R\$ 480,11	R\$ 47.782,13	45.861,69	507.84

Analisando os resultados acima é possível perceber que, apesar de próximos, os resultados não são estatisticamente equivalentes, visto que, para o mesmo nível de risco, ao alterar o número de

backwards tem-se que o limite superior (valor esperado mais dois desvios padrão) do caso mais barato é inferior ao limite inferior (valor esperado menos dois desvios padrão) do outro caso. Por fim, a análise da coluna CMO-médio permite concluir que o aumento no número de aberturas pode produzir políticas com comportamentos distintos e, portanto, faz-se necessária uma análise relativa ao número de aberturas backwards e se esse valor está adequado para produzir uma política consistente e alinhada com as expectativas das entidades do setor.

Conclusão

30. Diante do exposto acima, entendemos que o Relatório Técnico “Redefinição dos Parâmetros de Aversão a Risco nos modelos Computacionais para Operação, Formação de Preço, Expansão e Cálculo de Garantia Física” tomado por base para as nossas contribuições não permite concluir que os parâmetros propostos são significativamente melhores que os atuais. Além disso, dado o caráter transitório dessa decisão, e tendo em vista uma possível alteração do MAR para SAR em janeiro de 2018, a alteração proposta não traz uma solução definitiva para o problema e apenas transfere custos que devem ocorrer de qualquer maneira, caso continuem sendo necessários os despachos fora da ordem de mérito, entre agentes de forma indiscriminada. Portanto, solicitamos que não se alterem os parâmetros de aversão a risco para o ano de 2017, antes de uma discussão mais aprofundada e abrangente do tema.
31. Além disso, sugerimos o início de uma força-tarefa, nos moldes das realizadas para validação das alterações nos modelos computacionais, com reuniões amplas abertas aos agentes, discussões e contribuições de todos os agentes. Por fim, sugerimos que, concomitantemente, ocorra uma revisão nas metodologias de previsão de carga, na metodologia que determina o custo de déficit e no valor de taxa de desconto utilizados nos modelos aqui mencionados.

Atenciosamente,

BTG PACTUAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA LTDA.