

VOTO

PROCESSO: 48500.006210/2014-19

INTERESSADO: Agentes do setor elétrico brasileiro.

RELATOR: Diretor Tiago de Barros Correia

RESPONSÁVEL: Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado – SRM, Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG e Diretoria – DIR.

ASSUNTO: Resultados da segunda, terceira e quarta fase da Audiência Pública nº 032/2015, instauradas com vistas a colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento dos instrumentos para a repactuação do risco hidrológico dos agentes de geração participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

I – RELATÓRIO

1. A Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - APINE, em 18 de novembro de 2014, por meio da Carta PRE 352/14, encaminhou proposta para mitigação do deslocamento da geração hidrelétrica participante do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE em função do despacho de geração termelétrica fora da ordem de mérito de custo.
2. A Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica - ABRAGE, em 5 de março de 2015, por meio da Carta nº 018/2015, encaminhou proposta de mecanismo de ajuste para compensação dos efeitos da substituição da geração das usinas hidrelétricas pelas usinas termelétricas fora da ordem de mérito de custo.
3. Em 28 de maio de 2015 foi aberta a primeira fase da Audiência Pública – AP 032/2015, cujo objetivo foi obter subsídios e informações adicionais para a discussão conceitual dos efeitos do deslocamento da geração hidrelétrica.

4. A publicação da Medida Provisória - MP 688, em 18 de agosto de 2015, autoriza a repactuação do risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica, participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

5. Na 30ª Reunião Pública Ordinária - RPO, realizada em 18 de agosto de 2015, esta Diretoria Colegiada (i) conheceu e negou provimento às petições interpostas pela APINE e ABRAGE; (ii) encerrou a análise das contribuições recebidas no âmbito da primeira fase da AP 032/2015; e (iii) aprovou a abertura de segunda fase, na modalidade intercâmbio documental, para a obtenção de subsídios e informações adicionais para o aprimoramento dos instrumentos para a repactuação do risco hidrológico dos agentes de geração participantes do MRE, de que trata a MP 688.

6. Nessa segunda fase, foram recebidas 108 contribuições de 35 agentes do setor, das quais 20 foram aceitas ou já consideradas e 12 foram parcialmente aceitas.

7. Contribuíram ao processo: ABCE, APINE, ABIAPE, ABRACE, ABRADDEE, ABRAGE, ABRAGEL, AES Tietê, Atiaia Energia, Brasil PCH, Casa da Pedra, CCEE, CESP, CDSA, CEEE, Companhia Geração de Energia Pilão, COPE, COPEL, COOPERLUZ, CPFL, Duke Energy, Enel, EDP, Excelência Energética, ESBR, Hidrelétrica Rossi S.A., Neoenergy, SAESA, Piedade, Votorantim Energia, Hidrelétrica Rossi Ltda, PCH Braço, Eletrobras, Light, Tractebel.

8. Em 1º de setembro de 2015, na 32ª RPO, esta Diretoria aprovou a abertura da terceira fase da AP 032/2015 com vistas a obter subsídios para o aprimoramento: (i) da proposta de Resolução Normativa que revisa a Resolução Normativa nº 337, de 11 de novembro de 2008, e a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, aprovada pela Resolução Normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004; e (ii) dos aditivos aos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR para extensão do prazo das outorgas vigentes e aos Contratos de Concessão.

9. Nessa terceira fase, foram recebidas 59 contribuições de 14 agentes do setor, das quais 10 foram aceitas e 9 parcialmente aceitas. Contribuíram ao processo: ABIAPE, ABRACEEL, ABRADDEE, AES

Tietê, CCEE, Companhia Geração de Energia Pilão, COPEL, CPFL, EDP, Excelência Energética, Energisa, Light, Tractebel, Única.

10. Em 22 de setembro de 2015, na 35ª RPO, esta Diretoria aprovou a abertura da quarta fase da AP 032/2015, com vistas a colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento de minuta de Resolução Normativa que disciplina os critérios de anuência e as demais condições de repactuação do risco hidrológico, nos termos da MP 688.

11. Nessa quarta fase, foram recebidas 61 contribuições de 22 agentes do setor, das quais 8 foram aceitas ou já consideradas e 7 parcialmente aceitas. Contribuíram ao processo: ABCE, ABIAPE, ABRAGE, ABRAGEL, AES Tietê, Aliança, APINE, Atiaia Energia, Brasil PCH, Brookfield, CEEE, CEMIG, CESP, Companhia Geração de Energia Pilão, COPEL, CPFL, DME Energética, Duke Energy, EDP, ESBR, Excelência Energética, Light.

12. Todas as contribuições não aceitas e não consideradas por estarem fora do escopo das fases da Audiência Pública estão devidamente respondidas no relatório de análise de contribuições, anexo à Nota Técnica nº 238/2015-SRM-SRG/ANEEL, de 29 de outubro de 2015.

13. A Nota Técnica nº 238/2015-SRM-SRG/ANEEL, de 29 de outubro de 2015, apresentou o detalhamento dos critérios para anuência e as demais condições de repactuação do risco hidrológico, contendo, em seus anexos, a minuta de Resolução Normativa, contendo os termos de repactuação no Ambiente de Contratação Regulada – ACR e no Ambiente de Contratação Livre – ACL, o contrato de adesão da opção pela venda de energia no ACR e o relatório de análise de contribuições referente às três fases da Audiência Pública 032/2015.

14. É o relatório.

II – FUNDAMENTAÇÃO

15. As petições protocolizadas pela APINE e ABRAGE, por meio das Cartas PRE 352/2014 e 018/2015, respectivamente, tiveram seu mérito negado na 30ª RPO, de 18 de agosto de 2015, após discussão

conceitual dos efeitos do deslocamento da geração hidrelétrica participante do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE no âmbito da primeira fase da AP 032/2015 e conclusão de que o evento decorrente do deslocamento da geração hidrelétrica de 2015 é ordinário e poderia ser adequadamente antevisto e precificado.

16. A Medida Provisória nº 688 – MP 688, de 18 de agosto de 2015, permitiu a repactuação do risco hidrológico atualmente suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do MRE, desde que haja anuência da ANEEL.

17. Por conseguinte, a segunda, terceira e quarta fase da AP 032/2015 foram instauradas visando o aprimoramento (i) dos instrumentos para a repactuação do risco hidrológico dos agentes de geração participantes do MRE; (ii) da proposta de Resolução Normativa que revisa a Resolução Normativa nº 337, de 11 de novembro de 2008, e a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, aprovada pela Resolução Normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004, e dos aditivos aos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR para extensão do prazo das outorgas vigentes e aos Contratos de Concessão; e (iii) de minuta de resolução normativa visando definir as condições e os procedimentos para a repactuação do risco hidrológico dos agentes de geração participantes do MRE.

18. Nesse contexto, analisou-se a oportunidade e conveniência para a repactuação do risco hidrológico. Quanto à oportunidade, a MP 688, em seu art. 1º, traz a possibilidade de repactuação do risco hidrológico atualmente suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do MRE, desde que haja anuência da ANEEL. Do ponto de vista da conveniência, desde que haja a devida contrapartida ao consumidor, em valor suficiente a fim de respeitar a condição de equilíbrio entre as partes (geradores hidrelétricos e consumidores), a repactuação do risco é possível. Isso porque, seja por precificação equivocada por parte dos geradores, por mecanismos insuficientes para gestão do risco em momentos de hidrologia adversa, ou mesmo por comportamento estratégico dos agentes buscando a via judicial para se proteger, a gestão do risco por parte dos geradores não tem se mostrado favorável à modicidade das tarifas.

19. A MP 688, também no art. 1º, estabelece que a repactuação produza efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015, com compensação em anos posteriores, de modo que é preciso regular como se dará a aferição dos resultados realizados, bem como sua forma de compensação.

Art. 1º O risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração hidrelétrica.

[...]

20. A MP 688/2015 prevê ainda a repactuação do risco hidrológico pelos geradores participantes do MRE vinculado à energia contratada no Ambiente de Contratação Regulada – ACR e não contratada no ACR (doravante denominado de Ambiente de Contratação Livre – ACL)¹, sendo necessária a regulação dos critérios de anuência e da contrapartida adequada aos consumidores, estabelecendo-se mecanismos capazes de gerar efeitos de forma permanente com equilíbrio entre as partes repactuantes.

II.1 DA REPACTUAÇÃO NO ACR

21. De acordo com o disposto no §1º, art. 1º da MP 688, o risco hidrológico repactuado relativo à energia contratada no ACR será coberto pela Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, observadas as seguintes condições:

[...]

I - pagamento de prêmio de risco pelos geradores hidrelétrico, a ser aportado em favor da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias; e

II - cessão para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias dos direitos e obrigações dos geradores referentes, respectivamente, à liquidação da energia secundária e ao deslocamento de geração hidrelétrica, decorrentes dos ajustes do MRE, no Mercado de Curto Prazo.

[...]

¹ O ambiente denominado na MP de não regulado se refere à contratação livre (entre consumidores e geradores) e também a autoprodução de energia elétrica. Aqui denominaremos de Ambiente de Contratação Livre – ACL.

22. Neste ponto, a Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado – SRM e Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG explicitam na Nota Técnica nº 238/2015-SRM-SRG/ANEEL, de 29 de outubro de 2015, que a contrapartida necessária para garantir a eficácia da repactuação do risco hidrológico, a ser oferecida pelos geradores com energia contratada no ACR, se dá pelo pagamento de um prêmio depositado na Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias.

23. Quanto ao pagamento do prêmio estar aliado à cessão de direitos e obrigações vinculados à geração de energia secundária e ao deslocamento da geração hidrelétrica, decorrente de ajustes do MRE, no Mercado de Curto Prazo – MCP, ressalta-se primeiramente que, a existência de ajustes ou energia secundária não implicam, respectivamente, falta ou sobra de recursos energéticos para atendimento dos contratos de venda. Um agente pode ter energia secundária e ficar exposto ao MCP, pois seu recurso energético total, dado pela energia alocada pelo MRE, pode ser menor que sua obrigação de entrega contratual no respectivo mês e vice-versa.

24. A interpretação dada pela SRM e SRG, ainda na Nota Técnica nº 193/2015–SRM-SRG/ANEEL, de 21 de setembro de 2015, é de que a repactuação deve observar somente os efeitos hidrológicos, desconsiderando as estratégias de sazonalização. Desse modo, o deslocamento da geração hidrelétrica utilizado como referência para aplicação do mecanismo compara a energia alocada pelo MRE com a garantia física uniforme, auferindo o desempenho exclusivo dos fatores hidrológicos. Esse resultado é transferido ao consumidor na proporção do risco repactuado, ou seja, trata-se de uma transferência de efeitos integrais do risco de uma parte para a outra, expurgados os fatores não hidrológicos, independentemente do resultado efetivamente obtido pelo gerador no MCP.

25. Essa interpretação conduz à conclusão de que o prêmio de risco da energia contratada no ACR deve ser necessariamente diferente do prêmio de risco da energia do ACL, que, como se verá adiante, não cuida de repactuação via transferência de risco, mas via transferência de *hedge*.

26. Ademais, a sistemática de repactuação via transferência do risco hidrológico entre as partes, implica no recálculo dos resultados de 2015 para os geradores, tendo em vista a previsão de retroatividade

contida no caput do art. 1º. Esse recálculo é descrito nos § 2º e 3º, art. 1º, no qual se estabelece que a diferença positiva em prol do gerador, decorrente da aplicação retroativa, deve ser amortizada pela postergação de pagamento do prêmio, enquanto durar o contrato de venda.

[...]

§ 2º Será ressarcido aos agentes de geração o resultado do deslocamento de geração hidrelétrica subtraído da liquidação da energia secundária e do prêmio de risco pactuado, referente à energia contratada no Ambiente de Contratação Regulada no ano de 2015, por meio da postergação de pagamento do prêmio de que trata o inciso I do § 1º, com aplicação de taxa de desconto.

§ 3º Não havendo prazo remanescente de contrato de venda de energia que permita o ressarcimento de que trata o § 2º, os agentes de geração poderão optar por quaisquer dos seguintes instrumentos:

I - extensão do prazo das outorgas vigentes, com base nos preços contratados e compatível com o ressarcimento de que trata o § 2º, limitado a quinze anos, com direito de celebração de contrato de energia no Ambiente de Contratação Regulada coincidente com a extensão de prazo da outorga, mantidas as condições contratuais vigentes, ressalvada a repactuação do risco hidrológico; e

II - extensão do prazo das outorgas vigentes, com base em preço de referência compatível com o ressarcimento de que trata o § 2º, limitado a quinze anos, dispondo o gerador livremente da energia.

[...]

27. Nas Notas Técnicas nº 193/2015–SRM-SRG/ANEEL e nº 197/2015–SRM-SRG/ANEEL propõe-se a extensão da outorga com opção de prorrogação do contrato de venda, no bojo dos critérios de anuência a serem estabelecidos pela ANEEL. Para o consumidor, essa sistemática eliminaria o risco de recontração do montante de reposição. Para o gerador, reduzir-se-ia a possibilidade de ocorrência de um intervalo de tempo sem a proteção do risco repactuado, que só aconteceria caso o prazo necessário de vigência do contrato de venda para amortização de 2015 se encerrasse antes do fim da outorga original.

28. Assim, a proposta feita inicialmente pelas superintendências buscou evitar que um agente gerador adepto à medida ficasse com um intervalo em sua outorga sem a proteção do risco repactuado, voltando a gozar da proteção apenas no período de extensão dessa outorga.

29. Algumas contribuições recebidas no âmbito da Audiência Pública questionaram a legalidade da extensão do contrato de venda, por não haver previsão expressa na MP 688, além de argumentarem que não há vantagem para o gerador na extensão do contrato de venda. O entendimento das áreas técnicas, constantes nas Notas Técnicas, não é conflitante com a MP 688, podendo ser interpretada como critério de anuência à repactuação. A vantagem ao gerador, por sua vez, configura-se pelo fato da extensão do contrato de venda proteger o gerador do risco hidrológico durante o prazo estendido.

30. Não obstante, é fato que tal proposta preliminar limita a possibilidade de alguns agentes aderirem, em função de já terem tomado decisões de venda a prazo mais longo, não dispor de energia suficiente para estender seus contratos de venda atuais no ACR. Além disso, contratos com vencimento próximo vinculados às Usinas Hidrelétricas - UHEs possuem preços elevados, sendo possível que o consumidor consiga contratar o montante de reposição a preços mais baixos.

31. Ressalta-se também que alguns contratos possuem vedação legal para prorrogação, de modo que a ANEEL não poderia exercer seu critério de anuência. Assim, as superintendências, por meio da Nota Técnica nº 238/2015–SRM-SRG/ANEEL propõem afastar a previsão de extensão de prazo dos contratos de venda, de modo que a compensação do resultado de 2015 que não tenha sido amortizada integralmente pela postergação do pagamento do prêmio, em função do prazo do contrato original de venda no ACR ser insuficiente, se dê necessariamente por extensão do prazo de concessão.

Da elegibilidade para repactuação no ACR

32. Outro ponto afeto aos critérios de anuência a serem estabelecidos pela ANEEL no âmbito da competência conferida pela MP 688 é a elegibilidade para repactuação referente à energia no mecanismo do

ACR ou do ACL. Todas as condições aqui estabelecidas são condizentes às iniciais apresentadas nas Notas Técnicas nº 193/2015–SRM-SRG/ANEEL e nº 197/2015–SRM-SRG/ANEEL.

33. Só será elegível ao mecanismo do ACR a energia vinculada a contratos com vigência mínima até dezembro de 2016. A MP 688 trata de um regime de repactuação do risco hidrológico com efeitos perenes e futuros, sendo a retroação uma excepcionalidade conferida como benefício aos geradores. Não há como retroagir um mecanismo se ele não é aplicável ao ano de 2016 em função do agente não estar mais contratado no ACR. Assim, para que o agente não seja excluído da possibilidade de repactuação, sua participação pode se dar no mecanismo do ACL.

34. Não há possibilidade de adesão, em qualquer ambiente, da energia vinculada às UHEs que puderam repactuar o risco hidrológico no âmbito da oferta de renovação do contrato de concessão por 30 anos em regime de cotas, promovida pela Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013. O consumidor poderia estar se beneficiando desde 2013 com o ingresso dessa energia ao regime de cotas e teria arcado com o risco hidrológico desde então. Agora que as outorgas desses agentes têm vencimento próximo, não há vantagem para o consumidor uma repactuação retroativa a 2015, a qual postergaria ainda mais o ingresso dessa energia ao regime de cotas.

35. Por fim, propõe-se que sejam elegíveis para o ACR somente os contratos de venda com lastro identificável e exclusivo oriundo de UHE. Esse critério busca evitar a repactuação de contratos no ACR com lastro genérico, misto ou não identificável, cuja precificação envolve estratégias de portfólio, e não apenas risco hidrológico. Contratos dessa natureza permitem que uma mesma planta possa ser citada como lastro em vários contratos com durações distintas e também que um mesmo contrato (ou mesmo produto) misture em seu lastro plantas geradoras com outorgas distintas e fontes diversas. Nesse sentido, sem excluir os agentes da possibilidade de repactuação, entende-se como um critério de anuência mais adequado o endereçamento dessa energia para o mecanismo e repactuação do ACL, de modo que cada usina fique com seu risco repactuado, com a precificação adequada de prêmio de risco via transferência de *hedge*.

Do prêmio de risco no ACR

36. No que tange a questão referente ao prêmio de risco no ACR, a SRM e SRG apresentaram inicialmente, conforme consta da Nota Técnica nº 146/2015–SRM-SRG/ANEEL que instruiu a abertura da segunda fase da Audiência Pública, de 12 de agosto de 2015, a simulação do valor esperado do risco hidrológico a partir da utilização do modelo de simulação SUIISHI², o qual representa mais adequadamente a operação dos reservatórios, por tratá-los de forma independente e individualizada. O valor esperado do risco hidrológico obtido à época foi de R\$(-)6,90/MWh.

37. A Figura 1 traz a comparação entre (i) os resultados simulados pelas áreas técnicas (NT 146/2015 e SUIISHI 8.2.15), (ii) os valores informados nas contribuições recebidas pelos agentes, (iii) os valores do risco hidrológico realizado no período de janeiro de 2001 a setembro de 2015³, considerando o Preço de Liquidação das Diferenças - PLD vigente a cada época, atualizado pelo IPCA até janeiro de 2015, e (iv) o risco realizado ajustado pela aplicação retroativa dos limites atuais do PLD⁴ no histórico operativo também para o período de janeiro de 2001 a setembro de 2015.

² O SUIISHI é um modelo de simulação mensal a usinas individualizadas, da operação energética de sistemas hidrotérmicos interligados.

³ Os valores realizados foram calculados a partir da aplicação da sazonalização uniforme (*flat*) para fins de apuração do resultado mensal do MRE em cada uma das 177 observações, as quais consideram o período de janeiro de 2001 a setembro de 2015. O PLD utilizado em cada mês foi obtido pela atualização pelo IPCA do resultado da ponderação dos valores médios mensais observados para cada submercado com os seguintes pesos: 58% para o SE/CO, 17% para S, 16,5% para o NE e 8,5% para o N. Os pesos foram obtidos pela participação de cada submercado na carga total do SIN realizada em 2015 até setembro, conforme dados divulgados pelo ONS.

⁴ Limite máximo de R\$388,48/MWh e limite mínimo de R\$30,26/MWh para o ano de 2015.

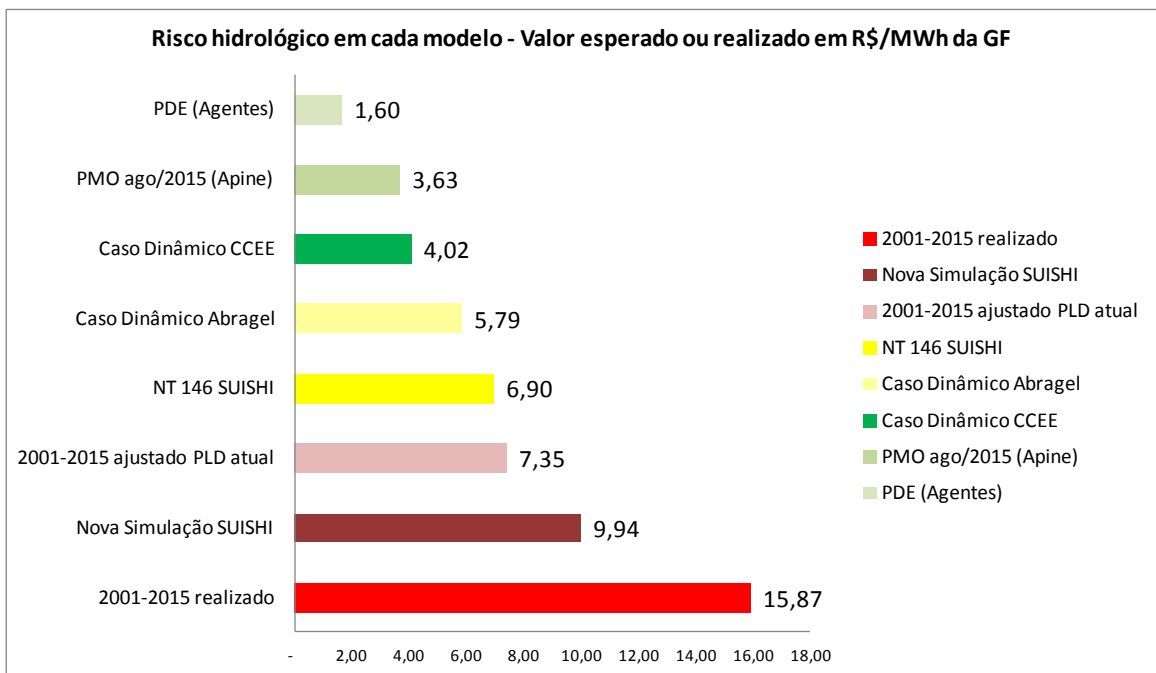


Figura 1 – Comparação entre valores esperados do risco hidrológico

38. Nota-se considerável distanciamento das estimativas dos agentes em relação ao valor do histórico ajustado pelos limites de PLD atuais, qual seja, R\$(-)7,35/MWh. Nesse sentido, a observação dos valores históricos (barras vermelha e rosa), de maneira geral, evidencia que os resultados puros dos modelos computacionais (barras amarela e marrom) devem ser analisados com ressalva. A SRM e SRG entendem que o valor do histórico ajustado pelos limites do PLD de 2015 é o mais relevante para que se façam comparações, tendo em vista que os resultados simulados partem dos limites de PLD atuais. Não obstante, a observação do histórico realizado é capaz de demonstrar o risco de alterações nos limites do PLD e como eles afetam o valor esperado do risco hidrológico⁵, tendo reduzido expressivamente o risco financeiro do gerador hidrelétrico.

39. Concentrando a análise apenas na nova simulação (SUIISHI), que apresenta um valor esperado para o risco hidrológico de R\$(-)9,94/MWh, e no histórico ajustado, com valor esperado de R\$(-)7,35/MWh, é possível perceber um desvio relevante. Esse desvio se deve em parte ao descolamento do modelo de formação de preço das restrições operativas reais. Ao ajustar o modelo computacional para refletir

⁵ O efeito da redução dos limites do PLD sobre o risco hidrológico é salientado pelas áreas técnicas como uma medida que já mitigou substancialmente o risco de perder dos geradores hidrelétricos. A revisão do limite máximo do PLD para o ano de 2015 adotada pela ANEEL mitigou os efeitos da aplicação do fator de ajuste do MRE (GSF).

mais adequadamente essas restrições, os Custos Marginais de Operação - CMO resultantes da simulação refletiram esses ajustes, implicando em uma valoração superior do deslocamento hidrelétrico.

40. De fato, o operador sempre se defrontou com uma realidade mais difícil do que a considerada pelo modelo, uma vez que as restrições operativas não foram integralmente modeladas na formação e preço no modelo computacional. Assim, os deslocamentos hidrelétricos ocorridos no passado foram precificados pelo modelo por um preço inferior ao que seria aderente às reais dificuldades operativas, reduzindo o custo do deslocamento do gerador hidrelétrico.

41. Outra explicação para a diferença dos resultados é que o modelo estatístico, aferido nas simulações computacionais, acaba por conferir maior continuidade às observações do fenômeno estudado por possuir mais realizações (996), tornando-as melhores distribuídas em torno do valor central, além de possibilitar mais combinações em ambos os extremos da distribuição. O comportamento das observações históricas, por seu turno, é mais discreto, efeito da menor quantidade de dados observados (177).

42. Em função desses tipos de dificuldade para se definir uma melhor estimativa do risco futuro, a recomendação inicial das áreas técnicas apresentada na Nota Técnica nº 146/2015–SRM-SRG/ANEEL era a adoção de um prêmio proporcional ao preço de venda de cada gerador, neutralizando não apenas os efeitos do risco hidrológico, mas também da redução da garantia física. Todavia, dadas as diversas contribuições recebidas valorando apenas o risco hidrológico, com diversos níveis, algumas inclusive com modulação e cobertura parcial, entendemos conveniente fazermos uma escolha a respeito do valor esperado do risco hidrológico que nos permita dar mais opções para os geradores, sem desequilibrar a relação com os consumidores.

43. Entretanto, a SRM e SRG entendem que a escolha mais adequada é a utilização do histórico operativo, uma vez que a observação do passado prescinde de qualquer premissa de cálculo. Além disso, o passado é a melhor base de dados para se testar a aderência de qualquer modelo, conforme convenientemente explorado na Nota Técnica nº 238/2015-SRM-SRG/ANEEL.

44. Feita essa escolha, passamos agora à discussão de: (i) como inserir alternativas que limitem à transferência do risco hidrológico, por meio de um aprimoramento do fator f , proposto na Nota Técnica nº 146/2015–SRM-SRG/ANEEL e (ii) como incorporar a aversão ao risco do consumidor ao valor esperado para que se chegue ao prêmio de risco.

45. Na proposta original o fator f refere-se à proporção da parcela do contrato de venda no ACR que o gerador deseja repactuar a um determinado prêmio de risco. No modelo aqui proposto, o fator f passa a definir o nível de risco aceito pelo gerador, explícito em cada produto ofertado, de modo que os produtos são a manifestação da expressão $(GSF_{flat} - f)$, com o fator f variando de zero até 11% e, conseqüentemente, variando também o prêmio associado a esse risco.

46. Em relação à incorporação da aversão ao risco, as superintendências sugerem um valor de referência para cálculo de amortização e de remuneração ao longo de um período arbitrado para proteção ao risco. Para tanto, deve-se somar ao valor esperado a amortização e remuneração de uma ocorrência gravosa no histórico considerado.

47. Esse modelo exige a definição de três parâmetros: (i) o valor em risco sobre o qual o consumidor será remunerado; (ii) o prazo médio de exposição a esse risco e (iii) a taxa de remuneração. Tal abordagem deve permitir uma estratificação mais adequada do risco hidrológico em produtos com diferentes características e níveis de proteção, conferindo opções mais flexíveis aos geradores e resguardando adequadamente a relação com o consumidor.

48. Em relação à escolha do valor em risco, podemos utilizar qualquer realização do GSF no histórico, desde que seja uma realização de valores negativos mais gravosa do que a média, refletindo adequadamente a aversão do consumidor. Nesse caso, é proposto na Nota Técnica nº 238/2015-SRM-SRG/ANEEL, a utilização do resultado referente ao segundo pior ano completo da série histórica em termos de custo unitário médio do risco hidrológico, qual seja, o ano de 2014⁶.

⁶ Considerando-se todos os custos unitários da distribuição histórica mensal ajustada pelo PLD, o valor médio de 2014 estaria situado próximo ao percentil 12.

49. Em relação ao prazo médio de exposição ao risco, optamos por utilizar a média aritmética simples dos prazos dos CCEARs de Energia Nova oriundos de Leilões de Energia Nova por fonte hidráulica, resultando num prazo médio de 25 anos (representativo da maioria dos contratos elegíveis à repactuação no ACR).

50. Em relação à taxa de desconto do consumidor, propomos que seja utilizada a mesma taxa do gerador. Dessa forma, a taxa do consumidor também será de 9,63% a.a.

51. A partir da definição desses parâmetros, é possível estimar fluxos de caixa com 25 períodos (incluído o período inicial), assumindo uma ocorrência do valor em risco em um ano específico. Para cada fluxo de caixa é possível calcular o valor presente líquido, o qual pode ser distribuído em série uniforme de pagamentos. Essa série uniforme de pagamentos aferida em cada fluxo de caixa equivale ao prêmio compatível com cada fluxo, o qual está condicionado ao ano de registro da ocorrência gravosa a ser compensada ao consumidor como representação da aversão em risco. Se a ocorrência do valor em risco se der no início do fluxo, o prêmio fica mais alto. Caso essa ocorrência se dê no final do fluxo, o prêmio fica mais baixo. O prêmio final que propomos é obtido pela média aritmética simples dos prêmios de cada fluxo de caixa, os quais constituem um vetor de 25 prêmios.

52. A título de exemplo, tomamos como referência uma repactuação na qual o gerador repasse os resultados do GSF abaixo de 0,95 e a energia secundária ao consumidor, teríamos o valor esperado de R\$(-)3,67/MWh com uma ocorrência gravosa de R\$(-)20,31/MWh, relativa ao ano de 2014. Para cada ano possível para realização da ocorrência gravosa, teríamos um prêmio distinto, sendo que a média dos prêmios resultaria em R\$ 4,75/MWh (equivalente ao produto SP95, que será explicado adiante), conforme resumido na Tabela 2.

Tabela 2 – Exemplo de cálculo do prêmio de risco (compatível com o produto SP95)

Ano da ocorrência gravosa	Prêmio (R\$/MWh)
0	5,80
1	5,65
2	5,51
.	.
.	.
.	.
22	4,26
23	4,24
24	4,22
Média dos prêmios	4,75

53. Com a definição desses parâmetros, propomos que a repactuação possa se dar a partir da distinção de três classes de produtos. Na primeira classe de produtos (classe P), o gerador fica com o risco de redução da garantia física e escolhe sua proteção entre diferentes níveis de perdas associadas ao risco hidrológico, mas mantém a propriedade da energia secundária⁷, de modo que seu prêmio de risco é mais alto, pois embute o valor esperado desse ganho de secundária como compensação ao consumidor.

54. Na segunda classe de produtos (classe SP), o gerador também fica com o risco de redução da garantia física e também opta por um nível de proteção específico, todavia, ele abre mão da energia secundária, de modo que seu prêmio se reduz em relação aos produtos da primeira classe.

55. A terceira classe (classe SPR) é constituída por um único produto no qual o gerador se protege de qualquer efeito do risco hidrológico (positivo ou negativo) e da redução da garantia física pagando um prêmio equivalente a uma redução de 10% no preço do contrato.

56. As duas primeiras classes de produtos (P e SP) possuem prêmios escalonados de acordo com o nível de proteção repactuado pelo gerador⁸. Ao todo são oferecidos 25 produtos, conforme Tabela 3. A

⁷ Essa classe de produto permite a adesão da UHE Teles Pires na sistemática do ACR.

⁸ O nível de proteção, decorrente do aprimoramento do fator f, afeta também o deslocamento hidráulico de referência utilizado para cálculo do resultado a compensar referente ao ano de 2015. Essa consequência sobre o resultado a compensar é decorrente do fato de que para o ano de 2015 se aplicam as mesmas regras de repactuação perenes a serem aplicadas nos anos subsequentes, tanto para a repactuação do ACR quanto para a repactuação do ACL.

Tabela também apresenta o valor estimado do resultado do gerador em 2015⁹, considerando os diferentes níveis de cobertura de cada produto, e o respectivo período de postergação do pagamento do prêmio para compensação do ativo. Os produtos estão codificados de acordo com a classe e com o nível de GSF assumido pelo gerador. O produto P97, por exemplo, é um produto no qual o gerador fica com a secundária e o consumidor arca com GSFs mensais abaixo de 0,97 (f=3%). No produto SP92, por sua vez, o gerador passa a secundária para o consumidor e arca com GSFs ocorridos até 0,92 (f=8%).

57. A Tabela 3 apresenta os diferentes produtos considerando o arredondamento do valor do prêmio a ser pago pelos geradores.

Tabela 3 – Produtos para repactuação do risco hidrológico no ACR

PRODUTO	Quem fica com o resultado da secundária?	Valor realizado compatível com o produto R\$/MWh (-)	Valor em risco a ser remunerado ao consumidor R\$/MWh - 2º pior ano completo (2014)	Resultado do deslocamento hidráulico de 2015 R\$/MWh	Prêmio a ser pago pelo gerador na Conta Bandeira R\$/MWh	Ativo do gerador referente à retroação da repactuação a janeiro de 2015 R\$/MWh	Prazo de postergação do pagamento do prêmio (anos, a partir de 2016)
P100	Gerador	10,46	39,97	40,25	12,75	27,50	2,53
P99	Gerador	9,65	36,73	37,56	11,75	25,81	2,58
P98	Gerador	8,87	33,5	34,84	10,75	24,09	2,64
P97	Gerador	8,13	30,26	32,13	10,00	22,13	2,61
P96	Gerador	7,45	27,33	29,41	9,00	20,41	2,68
P95	Gerador	6,78	24,42	26,69	8,25	18,44	2,64
P94	Gerador	6,15	21,51	24,23	7,50	16,73	2,63
P93	Gerador	5,57	18,83	21,84	6,75	15,09	2,64
P92	Gerador	5,03	16,24	19,45	6,00	13,45	2,65
P91	Gerador	4,53	13,65	17,38	5,50	11,88	2,54
P90	Gerador	4,04	11,06	15,43	4,75	10,68	2,65
P89	Gerador	3,57	8,48	13,69	4,25	9,44	2,62
SP100	Consumidor	7,35	35,85	40,25	9,50	30,75	4,06
SP99	Consumidor	6,54	32,62	37,56	8,50	29,06	4,34
SP98	Consumidor	5,76	29,38	34,84	7,50	27,34	4,70
SP97	Consumidor	5,02	26,14	32,13	6,50	25,63	5,19
SP96	Consumidor	4,33	23,22	29,41	5,50	23,91	5,90
SP95	Consumidor	3,67	20,31	26,69	4,75	21,94	6,40
SP94	Consumidor	3,04	17,39	24,23	4,00	20,23	7,26

⁹ O valor definitivo será calculado pela aplicação da regra definida na Resolução Normativa a ser aprovada.

SP93	Consumidor	2,46	14,71	21,84	3,25	18,59	8,71
SP92	Consumidor	1,92	12,13	19,45	2,5	16,95	11,51
SP91	Consumidor	1,41	9,54	17,38	2,00	15,38	14,67
SP90	Consumidor	0,93	6,95	15,43	1,25	14,18	não paga
SP89	Consumidor	0,46	4,36	13,69	0,75	12,94	não paga
SPR100	Consumidor	Dependem do preço			10% do preço	Depende do preço	Depende do preço

58. O produto SP100 ($f=0\%$) é aquele que apresenta o valor do prêmio e do ativo compatível com o cálculo do valor esperado de R\$(-)7,35/MWh, pois nesse produto todo o risco hidrológico é alocado ao consumidor, inclusive a energia secundária. Ressalta-se que para os produtos SP90 e SP89 o gerador cede sua energia secundária, mas não chega a desembolsar prêmio algum. Isso ocorre porque o prêmio não é capaz de amortizar a capitalização do ativo constituído pelo resultado de 2015¹⁰, de modo que esses produtos implicariam inequívoca extensão da outorga.

59. Esse leque de alternativas maximiza as possibilidades de adesão, ao trabalhar com diferentes níveis de comprometimento do orçamento dos geradores e diferentes níveis de limitação de risco, sem prejudicar o estabelecimento de uma contrapartida adequada aos consumidores, conforme pode ser ilustrado pela Figura 2.

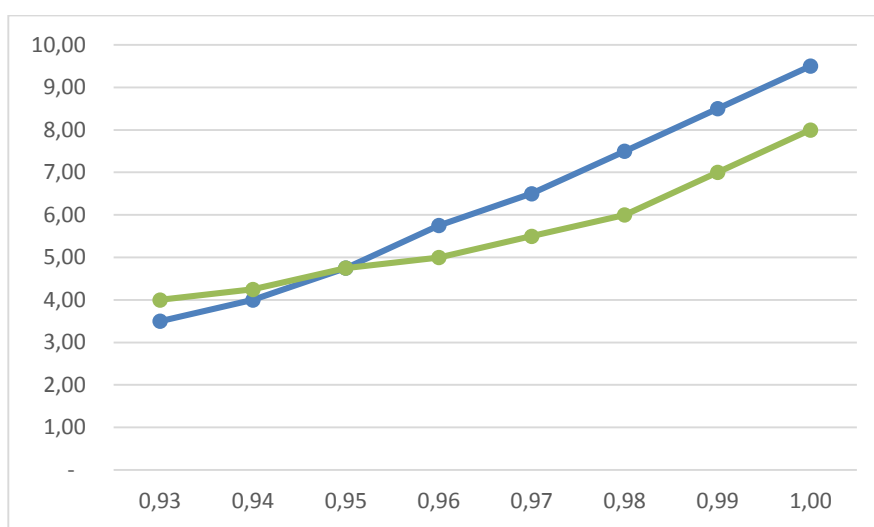


Figura 2 – Intersecção entre diferentes curvas de precificação do risco

¹⁰ O resultado de 2015 considerou estimativas de PLD e GSF *flat* para os meses de outubro, novembro e dezembro. Os PLDs foram R\$ 151, R\$ 134 e R\$ 104 e os GSFs foram 87%, 86% e 87%, respectivamente.

II.3 DA REPACTUAÇÃO NO ACL

60. Em relação à parcela do risco hidrológico vinculado à energia não contratada no ACR, as diretrizes do mecanismo de repactuação do risco hidrológico são tratadas nos §§ 4º e 5º do art. 1º da MP 688:

[...]

“§ 4º A parcela do risco hidrológico vinculado à energia não contratada no Ambiente de Contratação Regulada será repactuada por meio da assunção pelos agentes de geração de direitos e obrigações vinculados à energia de reserva de que trata o art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 2004, observadas as seguintes condições:

I - pagamento de prêmio de risco pelos geradores hidrelétricos a ser aportado na Conta de Energia de Reserva - Coner;

II - contratação voluntária pelos agentes de geração, de reserva de capacidade de geração específica para a mitigação do risco hidrológico, que poderá ser definida pelo Ministério de Minas e Energia, a partir de estudo realizado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, cujos custos não serão rateados com os usuários finais de energia de reserva do Sistema Interligado Nacional - SIN; e

III - ressarcimento da diferença entre as receitas e os custos associados à energia de reserva de que trata o inciso II por meio da extensão do prazo das outorgas vigentes, limitado a quinze anos.

§ 5º Será ressarcido aos agentes de geração o resultado do deslocamento de geração hidrelétrica subtraído da liquidação da energia secundária e do prêmio de risco pactuado na forma do inciso I do § 4º, referente à energia contratada no Ambiente de Contratação Livre ou destinada à autoprodução para consumo próprio no ano de 2015, por meio de quaisquer dos seguintes instrumentos:

I - extensão de prazo da outorga, limitado a quinze anos, dispondo o gerador livremente da energia; e

II - direito de celebração de contrato de energia no Ambiente de Contratação Regulada, coincidente com a extensão de prazo da outorga, limitado a quinze anos, a preços e condições a serem estabelecidas pela Aneel.”

[...]

61. A diferença fundamental em relação à proposta do ACR é que a repactuação de risco no ACL não se dá via transferência do risco entre as partes, mas via transferência de *hedge* representado pela energia de reserva, conforme § 4º. Essa diferença exige que se definam critérios de anuência diferenciados no ACL e se aplique mecanismo específico, a fim de se manter a integridade do disposto no caput do art. 1º da MP 688, que prevê a repactuação do risco hidrológico com contrapartida ao consumidor, produzindo efeitos desde 2015.

62. Assim, o gerador hidráulico que optar pela repactuação do risco mediante recebimento da energia de reserva de que trata o § 4º da MP 688, se confrontará com uma despesa fixa mensal tendo como contrapartida uma geração mensal variável para compensar um eventual deslocamento hidráulico de igual montante. Ou seja, a proteção fornecida pela reserva não é uniforme ao longo do ano, de modo que os benefícios auferidos pelo uso da energia variam em função dos volumes gerados a cada mês e do respectivo PLD.

63. O § 5º, por sua vez, disciplina a aplicação retroativa do § 4º, de modo que o deslocamento da geração hidrelétrica do ACL se referiria ao resultado que seria evitado pela transferência do uso da energia de reserva existente durante o ano de 2015, aplicando-se neste ano a mesma sistemática perene da operacionalização do mecanismo de repactuação dos anos subsequentes, de forma a atender integralmente ao comando dado no caput do art. 1º.

64. Interpretações distintas, como as sugeridas em algumas contribuições¹¹, cotejam que o ano de 2015 teria um tratamento diferenciado em relação aos anos subsequentes, ainda que o prêmio pago nesse ano seja exatamente igual ao pago nos anos subsequentes. Neste ponto, entendem a SRM e a SRG que não haveria integridade na relação de repactuação de risco com contrapartida, na medida em que estariam sendo ressarcidos os efeitos ocorridos em 2015 mediante a exigência de um prêmio que não é adequado à relação repactuada, a qual prevê explicitamente a transferência de *hedge* entre as partes¹².

¹¹ Contribuições recebidas da APINE, COPEL, CEMIG, Light, CPFL, Duke, ABRAGE, CEEE, ABCE, Excelência Energética, AES Tietê e Cia Geração de Energia Pilão na 4ª fase da AP 32/2015.

¹² Repete-se o comando do § 4º: A parcela do risco hidrológico vinculado à energia não contratada no Ambiente de Contratação Regulada será repactuada por meio da assunção pelos agentes de geração de direitos e obrigações vinculados à energia de reserva de que trata o art. 3º-A da Lei no 10.848, de 2004.

65. Caso o resultado a ser compensado em relação a 2015 não seja dependente do volume de reserva existente repactuado, criar-se-ia um estímulo para que os agentes buscassem adquirir o menor montante possível de energia de reserva existente, pois o resultado a ser ressarcido em 2015 aumentaria quanto menor esse montante. Ou seja, a leitura dos agentes implica que o benefício do ressarcimento seria tanto maior quanto menor o ônus de se obtê-lo, ferindo a lógica econômica da repactuação e ignorando a contrapartida ao consumidor.

66. Na Nota Técnica nº 193/2015-SRM-SRG/ANEEL, foi proposto que o meio de tornar essa escolha mais equilibrada do ponto de vista do consumidor seria a partir da imposição de uma restrição financeira ao gerador repactuante associada ao pagamento de um montante mínimo de energia de reserva existente durante todo o prazo remanescente da outorga. Esse pagamento se manteria, portanto, concomitante ao pagamento da energia de reserva incremental, quando essa entrasse em operação. Fazendo isso, o gerador beneficiar-se-ia em extensão de prazo de outorga pelo uso da reserva incremental e pela retroação do uso da reserva existente no ano de 2015, além de estar protegido contra a redução da garantia física.

67. Alguns agentes, além de desconsiderarem o benefício da redução da garantia física, argumentaram que o mínimo imposto para contratação da reserva existente estava muito elevado, tornando a repactuação no ACL inviável. Nessa perspectiva, é proposta pela SRM e SRG, por meio da Nota Técnica nº 238/2015-SRM-SRG/ANEEL, um aprimoramento em relação ao disponibilizado na Nota Técnica nº 193/2015-SRM-SRG/ANEEL, preservando a lógica da imposição de uma restrição financeira ao gerador, mas tornando a escolha flexível.

68. Nessa nova proposta, o agente poderia contratar energia de reserva incremental em montante igual ao solicitado de energia de reserva existente no momento da repactuação e não terá direito à compensação pela redução da garantia física. A solicitação de energia de reserva existente não será limitada. Quanto mais energia de reserva existente o agente solicitar, mais reserva incremental poderá ser adquirida e

maior será o resultado compensado do ano de 2015¹³. Caso o volume solicitado de energia de reserva existente não possa ser integralmente atendido, o agente poderá utilizar essa frustração no atendimento como direito de compra de reserva incremental.

69. Para que a relação com o consumidor fique equilibrada, a SRM e SRG mantêm a proposta de que a energia de reserva existente deve ser paga durante todo o prazo remanescente de outorga. Além disso, o deslocamento hidráulico para ressarcimento do ano de 2015 deve ser o resultado da geração da energia de reserva solicitada para esse ano¹⁴.

70. Entretanto, considerando o PLD médio esperado de R\$ 271,00/MWh para o ano de 2015 e pagamentos de R\$ 23,00/MWh referentes aos custos da energia de reserva, o resultado do ressarcimento a que os geradores teriam direito no ano de 2015 seria de R\$ 6,81/MWh, caso contratassem *hedge* de energia de reserva correspondente a 11% de sua garantia física e de R\$ 3,18/MWh, na hipótese do *hedge* ser de 5% da garantia física. Valor muito inferior ao ressarcimento que poderá ser repactuado no ACR.

71. Além disso, caso o PLD médio de 2016 a 2020 seja igual ao Custo Marginal de Expansão de R\$154,00/MWh, calculado pela Nota Técnica da Empresa de Pesquisa Energética – EPE nº EPE-DEE-RE-043/2015, de 9 de março de 2015, o Valor Presente Líquido – VPL do fluxo de caixa da contratação do *hedge* seria negativo a partir de 2017, de modo que não entendo a proposta de repactuação do ACL apresentada pelas superintendências como capaz de conferir efetividade à MP 688.

72. No meu entendimento, uma proposta de repactuação mais equilibrada seria baseada na leitura mais literal do § 5º e no entendimento que a repactuação no ACL teria efeitos distintos para o ano de 2015, de modo que o valor do ressarcimento seja igual ao resultado do deslocamento de geração hidrelétrica subtraído da liquidação da energia secundária e do custo da energia de reserva, o qual, considerando o PLD médio de R\$ 271,00/MWh e o custo da energia de reserva de R\$ 23,00/MWh para contratação de um *hedge* de 11% da

¹³ A compensação máxima de 2015 se dará pelo desempenho da geração hidrelétrica observada em relação à garantia física do MRE.

¹⁴ Assumindo um PLD médio de R\$ 271/MWh para 2015 e uma geração de reserva uniforme custando R\$ 207/MWh, cada unidade de reserva adquirida representa uma compensação de R\$ 64/MWh. Em termos da garantia física hidrelétrica, cada ponto percentual de energia de reserva existente adquirida em *hedge* geraria um ativo de R\$0,64/MWh.

garantia física, seria de R\$ 17,25/MWh, valor que, por corresponder ao mínimo, poderia ser mantido constante para qualquer montante de *hedge* repactuado. Com isso, o VPL da repactuação, no horizonte até 2019 será positivo se o PLD médio futuro for superior a R\$ 105,00/MWh.

73. Dessa forma, proponho que (i) o ressarcimento do resultado de 2015 se dê pela diferença entre o resultado do deslocamento hidráulico e o prêmio correspondente a repactuação de 11% da garantia física do ACL e (ii) que a assunção dos direitos e obrigações da energia de reserva existente seja limitada até 31 de dezembro de 2019, quando seria possível haver a substituição pela energia de reserva incremental.

74. A Tabela 4 apresenta, apenas a título ilustrativo, uma exemplificação das diferentes combinações de prêmio e valor a ser ressarcido que poderiam ser obtidos por meio da repactuação no âmbito do ACL¹⁵.

Tabela 4 – Exemplos de produtos para repactuação do risco hidrológico no ACL

PRODUTO	Prêmio a ser pago pelo gerador na Conta de Energia de Reserva R\$/MWh	Ativo do gerador referente ao ressarcimento do resultado de 2015 R\$/MWh
11%	23,00	17,25
10%	20,75	17,25
9%	18,75	17,25
8%	16,75	17,25
7%	14,50	17,25
6%	12,50	17,25
5%	10,50	17,25
4%	8,50	17,25
3%	6,25	17,25
2%	4,25	17,25
1%	2,00	17,25

75. Em relação às alternativas de contratação no período de extensão de prazo de outorga para compensar os resultados de 2015 ou do uso da reserva incremental, a proposta da Nota Técnica nº 193/2015-

¹⁵ Estimativas feitas considerando (i) o PLD médio anual de 2016 a 2019 igual ao Custo Marginal de Expansão, calculado pela Nota Técnica da Empresa de Pesquisa Energética – EPE nº EPE-DEE-RE-043/2015, de 9 de março de 2015, limitado ao PLD mínimo e máximo de 2015 e (ii) o custo da geração de reserva uniforme de R\$ 207/MWh.

SRM-SRG/ANEEL restringia a opção de contratação ao ambiente livre, para evitar desequilíbrios no balanço contratual do ACR. Essa restrição se deveu à redação do § 5º atribuir dois instrumentos de ressarcimento sem explicitar que esses instrumentos seriam de livre escolha dos geradores¹⁶, de modo que a escolha caberia à ANEEL na qualidade de anuente da repactuação.

76. Não obstante, alguns agentes apresentaram pleitos sobre a dificuldade de securitizar os direitos emergentes da extensão de prazo caso não haja opção de venda no ACR com condições preestabelecidas, os quais foram aceitos.

77. Assim sendo, estabelece-se que a venda dessa energia no ACR no período de extensão de outorga se dê pela mesma regra de alocação da energia proveniente de cotas de usinas vencidas, uma vez que eventuais efeitos nos balanços contratuais das distribuidoras ocorreriam se as usinas hidrelétricas virassem cotas, pois elas teriam ingresso compulsório no portfólio de compra.

II.4 DA EXTENSÃO DE PRAZO PARA COMPENSAÇÃO DE RESULTADOS

78. Quanto ao prazo de extensão de outorga na repactuação do risco hidrológico no ACR, assim como o ressarcimento da contratação da capacidade incremental de energia de reserva por meio da extensão de prazo de outorga referente à repactuação no ACL, a SRM por meio da Nota Técnica nº 193/2015-SRM/ANEEL propôs calcular o fluxo de caixa livre considerando as premissas apresentadas na Tabela 4 a seguir.

Tabela 4 – Variáveis para cálculo de prazo de prorrogação ou de extensão de outorga – ACR e ACL

Preço de referência¹⁷	R\$ 153,77/MWh
Custo Operacional	R\$ 30,26/MWh
Taxa de desconto	7,16% a.a.

79. Entretanto, foram recebidas contribuições alertando que deve ser considerada a margem líquida para fins de amortização do resultado dos geradores, o que enseja aperfeiçoamentos na minuta de

¹⁶ No caso do mecanismo do ACR, está bastante claro no § 3º que “os agentes de geração poderão optar por quaisquer dos seguintes instrumentos”.

¹⁷ Preço de referência e custo operacional na base econômica de janeiro de 2015.

Resolução Normativa anteriormente proposta e um detalhamento mais preciso dos procedimentos de cálculo da extensão de prazo.

80. Observou-se primeiramente os procedimentos de cálculo adotados no reajuste da receita anual de geração (RAG) realizado em 2014, conforme Resolução Homologatória nº 1.767, de 2014, que resultou em um custo a ser considerado na cobertura tarifária das distribuidoras de R\$ 30,26/MWh, valor esse que abrange a maior parte dos custos de uma usina hidrelétrica. Entretanto, considerando que o objetivo é estabelecer um parâmetro regulatório de custo operacional, não é preciso dar tratamento a encargos de uso e conexão ou compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH). Em relação à taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE) e aos custos de P&D, é possível se estabelecer um parâmetro mais adequado ao preço de referência de R\$153,77/MWh, tendo em vista que esses encargos são função da receita do gerador, variando de acordo com o preço praticado, o qual se distancia substancialmente do valor praticado pelas usinas em regime de cotas.

81. Assim sendo, o valor ajustado do custo operacional de referência se daria a partir do expurgo dos valores de TFSEE e P&D dos R\$ 30,26/MWh calculados para as usinas em regime de cotas, resultando em R\$ 29,88/MWh, e posterior inclusão desses itens calculados com base no preço de referência, resultando em R\$ 31,90/MWh, conforme cálculos demonstrados na Nota Técnica nº 238/2015-SRM-SRG/ANEEL.

82. A partir da definição dos parâmetros de custo operacional de referência, a margem líquida considerada para cálculo do prazo de extensão é calculada¹⁸, expurgando-se o pagamento de imposto de renda e contribuição social (IRPJ e CSLL) sobre lucro líquido.

83. Assim, considerando o preço de referência de R\$ 153,77/MWh, isso representa uma margem líquida de R\$ 71,05/MWh. Essa margem líquida constitui a base para aferição da série de pagamentos uniformes capaz de ressarcir o ativo do gerador hidrelétrico constituído em função da retroação do mecanismo de repactuação do risco hidrológico para o ano de 2015. Para o agente que repactue o risco no ACR, a margem líquida deverá deduzir ainda o pagamento do prêmio correspondente à opção de repactuação feita

¹⁸ Conforme demonstrado na Nota Técnica nº 238/2015-SRM-SRG/ANEEL.

pelo gerador.

84. Algumas contribuições reportaram-se à despesa de uso do bem público – UBP, alegando que deveria haver consideração dessa despesa na apuração da margem líquida. Ressalta-se que o pagamento de UBP já está considerado na GAG¹⁹ e a inclusão da natureza de gasto Arrendamentos e Aluguéis – NG 91 no cálculo dos custos operacionais de geração implica que o pagamento de UBP já foi considerado em termos médios na construção da curva de custo operacional da geração. Agregá-lo por fora, como sugerem algumas contribuições, causaria dupla contagem e distorção no custo operacional de referência utilizado para apuração da margem líquida.

II.5 DOS DISPOSITIVOS APLICÁVEIS AOS DOIS AMBIENTES

85. No que tange ao critério de extensão de prazo de outorga para usinas que optem por se proteger em parte com o mecanismo do ACR e em parte com o mecanismo do ACL, podendo constituir ativo financeiro oriundo dos dois mecanismos, não faz sentido que a extensão de prazo de outorga de uma usina se dê em parcelas distintas, pois se trata de um único bem público concedido, independente dos arranjos comerciais e societários adotados por seus titulares.

86. Para tratar essa questão, a SRM e SRG propõem que a opção de contratação no ACR se dê em dois produtos, compatíveis com as proporções da energia pactuada em cada mecanismo. A margem líquida oriunda dessa contratação mista deve ser calculada de maneira ponderada, estabelecendo-se um único prazo de extensão de outorga capaz de amortizar o somatório dos ativos constituídos em cada ambiente.

87. Outros dispositivos de aplicação geral também são tratados pela MP 688:

[...]

“§ 6º A repactuação do risco não inclui os efeitos de perdas elétricas da rede básica, de consumo interno e de indisponibilidade de geração.

¹⁹ A GAG inicial, que vem sendo reajustada pela ANEEL por meio da aplicação da variação do IPCA, foi definida pelo Ministério de Minas e Energia na Portaria nº 578/2012 a partir da consideração, dentro outros fatores, de um estudo realizado pela ANEEL sobre os custos operacionais das usinas geradoras, consubstanciado na Nota Técnica nº 383/2012-SRE/SRG/ANEEL.

§ 7º A Aneel estabelecerá o prêmio de risco, os preços de referência e a taxa de desconto de que trata esse artigo.

[...]

88. O § 6º possui uma particularidade associada à sua aplicação a pequenas centrais hidrelétricas – PCHs no ACR. No atual arcabouço regulatório, os efeitos das indisponibilidades de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente são capturados pela apuração da geração média. No caso de descumprimento de metas de geração média, a usina hidrelétrica é desligada compulsoriamente do MRE, devendo manter-se nessa situação por pelo menos um ano.

89. Por essa razão foi proposto na Nota Técnica nº 193/2015-SRM-SRG/ANEEL que, mesmo em caso de exclusão do MRE, as usinas hidrelétricas continuassem pagando o prêmio associado à transferência do risco hidrológico até o fim de sua concessão, pois o contínuo pagamento do prêmio compensaria o fato de as usinas terem sido ressarcidas por indisponibilidade enquanto estavam no mecanismo.

90. Mantém-se a proposta de que, no caso de usinas hidrelétricas desligadas compulsoriamente do MRE (que inclui efeitos das indisponibilidades), o montante do risco hidrológico a ser transferido aos consumidores seja zero, mas que o gerador hidráulico mantenha o pagamento do prêmio como contrapartida às indisponibilidades ora assumidas pelos consumidores.

91. Por outro lado, não é razoável exigir que usinas hidrelétricas que tenham pagado o prêmio por um curto período enquanto estiveram no MRE e permaneçam desligadas do MRE por um período maior, mantenham o pagamento do prêmio durante todo o período em que estejam desligadas do MRE. Desse modo, sugerimos que, enquanto a usina hidrelétrica estiver desligada do MRE, o pagamento do prêmio deve ser por prazo igual àquele em que o gerador hidráulico efetuou o pagamento do prêmio relativo à usina hidrelétrica enquanto ela esteve no MRE.

92. No caso de usinas hidrelétricas para as quais o gerador hidráulico opte por retirá-las do MRE, o raciocínio é o mesmo, incluindo um motivo adicional, qual seja: evitar a possibilidade de arbitragem do

gerador hidráulico pela relação prêmio de risco x transferência de risco.

93. Em outras palavras, caso não houvesse a obrigação do gerador hidráulico em manter o pagamento do prêmio enquanto a usina hidrelétrica estivesse desligada voluntariamente do MRE, o gerador hidráulico poderia, em anos em que a hidrologia é mais favorável, retirar sua usina hidrelétrica do MRE, deixando de recolher o prêmio à Conta Bandeiras e, em anos em que a hidrologia é desfavorável, optar pelo retorno ao MRE e consequente repactuação mediante transferência dos custos da escassez hidrológica ao consumidor e pagamento do prêmio. Assim, a proposta final objetiva também minimizar essa capacidade de arbitragem do gerador hidráulico, mantendo a proporcionalidade nos pagamentos do prêmio enquanto a usina estiver desligada do MRE.

94. O § 7º reforça a competência da ANEEL em regular a matéria. O dispositivo não retira da agência a responsabilidade por regular outros pontos da MP 688 no exercício de sua função de anuente da repactuação, tendo em vista que os dispositivos, em sua maioria, não são autoaplicáveis.

Da revisão da garantia física

95. O § 8º, por sua vez, trata das revisões de garantia física:

[...]

§ 8º As revisões ordinárias de garantia física das usinas participantes do MRE que impliquem alteração da garantia física utilizada como base para a repactuação do risco hidrológico de que trata o caput poderão ensejar alteração, pela Aneel, do preço dos contratos de que tratam o inciso I do § 3º e o inciso II do § 5º ou da extensão do prazo da outorga.

[...]

96. É importante enfatizar esse dispositivo, pois ele legitima o prêmio de risco proposto para o ACR, que combina a transferência do risco hidrológico com a proteção da redução da garantia física a fim de se ancorar numa redução de preço de 10%.

97. Ressaltamos ainda que o risco de redução de garantia física não pode ser desprezado. O

Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, prevê a revisão da garantia física das usinas hidrelétricas a cada 5 anos, ou em prazo menor, caso ocorra fato relevante. Isso significa que um contrato de concessão de um empreendimento hidrelétrico com duração de 30 anos, pode ter sua garantia física revista em pelo menos seis oportunidades.

98. Justamente em função da recorrência do evento fixada no regulamento, o próprio Decreto nº 2.655 estabelece uma perda máxima de 10% da garantia física inicial ao longo do horizonte contratual, limitando os efeitos cumulados dessas revisões. O fato de esse recálculo não ter sido executado pelos órgãos competentes com a periodicidade prevista, não exclui a existência da previsão regulamentar, que pode ser avocada a qualquer momento para regularizar essa periodicidade e garantir a eficácia do dispositivo.

99. O §8º estabelece que a ANEEL poderá repercutir os efeitos de reduções na garantia física em benefício dos agentes, de modo que essa repercussão só faz sentido se realizada em efeito ao comando do caput do art. 1º, que prevê uma repactuação equilibrada do risco entre as partes com a devida contrapartida. Portanto, no caso do ACL, considerando a flexibilidade conferida ao gerador na escolha do montante de energia de reserva existente a ser adquirido, o qual sopesa o ressarcimento de 2015 e confere direito ao gerador à compra de energia de reserva incremental, e que não há contrapartida ao consumidor, entendemos não haver razoabilidade em oferecer o benefício.

Do critério de desistência das ações judiciais

100. Por fim, o § 9º apresenta o critério de desistência das ações judiciais para que o agente possa repactuar o risco hidrológico em qualquer ambiente.

[...]

§ 9º O agente de geração, incluindo o grupo econômico do qual faz parte, que possuir ação judicial em curso na qual requeira isenção ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, deverá, como condição para valer-se da repactuação prevista no caput, desistir da ação judicial e renunciar a qualquer alegação de direito sobre a qual se funde a referida ação, protocolando requerimento de

extinção do processo com resolução do mérito, ficando dispensados os honorários advocatícios em razão da extinção da ação.”.

[...]

101. Sobre esse aspecto, é preciso fazer esclarecimentos em relação ao conceito de grupo econômico. O intuito da MP 688 é promover a postura ativa do agente na resolução de mérito de ação ajuizada requerendo isenção ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE.

102. Assim, se uma sociedade de propósito específico, por exemplo, apresentar desistência de ação judicial com o objetivo de repactuar o risco, é preciso que essa sociedade informe quais de seus sócios constituíram o bloco majoritário favorável à essa decisão, demonstrando ainda que esses sócios adotaram a mesma postura em ações autônomas ou impetradas por sociedades nas quais são majoritários.

II.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Do enquadramento das centrais hidrelétricas do PROINFA

103. O §1º do art. 1º da MP 688 estabelece que o risco hidrológico repactuado, relativo à energia contratada no ACR, será coberto pela Conta Bandeiras. No caso do PROINFA, em conformidade com o Submódulo 5.3 do PRORET, as cotas de energia e custeio são rateadas entre concessionárias de distribuição, consumidores livres, autoprodutores e produtores independentes.

104. Entre esses agentes, somente as concessionárias de distribuição recebem (compram) cotas (contratos) de energia para garantir o atendimento à totalidade de seu mercado mediante contratação regulada (ACR) nos termos do §1º do art. 1º da MP 688. Os demais agentes utilizam as cotas de energia do PROINFA para atender a seus compromissos no mercado livre, de modo que essa energia é classificável como não contratada no ACR, cabendo a essa parcela os comandos específicos dos §§4º e 5º do art. 1º da MP 688.

105. Assim, em estrito atendimento à MP 688, é proposto pela SRM e SRG que a repactuação do risco hidrológico das usinas hidrelétricas assinantes dos contratos PROINFA-PCH-MRE seja também segregada em 2 parcelas, ACR e ACL, conforme procedimentos descritos na Nota Técnica nº 238/2015-SRM-

SRG/ANEEL.

Das questões contratuais, termos de repactuação e prazos de adesão

106. Os termos de repactuação deverão refletir os aprimoramentos descritos neste voto: (i) no ACL, retirando o mínimo de compra de energia de reserva existente, estabelecendo que o prazo da assunção dos direitos e obrigações sobre a energia de reserva existente se estenda até 31 de dezembro de 2019 e que a assunção dos direitos e obrigações sobre a energia de reserva incremental coincida com o prazo de outorga original do gerador pactuante e incluindo a manifestação prévia do gerador a respeito da opção de compensação do resultado de 2015 e da compra da reserva incremental, limitado ao montante comprado de reserva existente; e (ii) no ACR, estabelecendo o produto pelo qual a repactuação foi realizada, o prazo de postergação de pagamento do prêmio e a eventual manifestação prévia para compensação do resultado de 2015 na extensão do prazo de outorga, caso a postergação de pagamento do prêmio seja insuficiente.

107. Além disso, propomos afastar a exigibilidade de adesão mínima dos geradores, ou seja, excluimos em nossa proposta o requisito de adesão de dois terços dos geradores como condição de eficácia dos mecanismos, indo ao encontro de diversas contribuições.

108. Propomos ainda que se afaste a necessidade de a Eletrobras assinar o termo de repactuação, de modo que esse termo represente uma adesão unilateral dos geradores.

109. Em relação à extensão do prazo de concessão, a minuta proposta é meramente indicativa, pois cada contrato possui uma redação específica, cabendo apenas a extensão do prazo de outorga nas condições vigentes sem qualquer outra alteração.

110. Quanto ao prazo de adesão, propomos que o gerador deverá aderir até 4 de dezembro de 2015 para fazer jus à repactuação com compensação do resultado de 2015, devendo demonstrar a desistência das ações judiciais até o dia 14 de dezembro de 2015, para que a repactuação possua eficácia. Caso algum agente queira optar no futuro, sem direito à compensação de 2015, a opção pela repactuação deverá ser manifestada até 30 de setembro de cada ano, com vigência a partir de 1º de janeiro do ano subsequente.

111. Ademais, em relação aos contratos de venda a serem pactuados no período de extensão, entendemos que há necessidade de a Resolução Normativa apresentar a minuta do contrato de venda no ambiente regulado para a hipótese do gerador livre que deseje a sua extensão de prazo com contratação regulada. Para o gerador ou parcela de usina repactuada no ACR, a MP 688 estabelece que a recontração se dará nas condições do contrato inicialmente vigente, não cabendo a formulação de uma regra geral.

112. Em relação aos montantes contratados na extensão de prazo, caso provenientes de recontração com condições originais (mecanismo ACR), poderá haver majoração da quantidade contratada de modo a contemplar a parcela da energia originalmente livre que não tenha participado da repactuação proposta para o ACL. Essa majoração de montantes será proporcional para as contrapartes compradoras originais.

113. Já no caso de contratação a preço de referência (mecanismo ACL), propomos que os montantes sejam alocados às concessionárias de distribuição pela mesma regra aplicável às cotas incrementais provenientes de UHEs enquadradas na Lei nº 12.783/2013, conforme Resolução Normativa nº 631/2014. Além disso, propomos que a liquidação dos valores associados à receita devida aos geradores sejam liquidados centralizadamente na CCEE em mecanismo específico para esse fim.

114. Em relação à atualização dos valores de prêmio de risco, propõe-se que os valores vigentes no momento da repactuação, descritos no Anexo I da Minuta de Resolução Normativa, uma vez celebrado o termo de repactuação, sejam atualizados anualmente pelo Índice de Preços do Consumidor Amplo – IPCA, sendo o primeiro reajuste em janeiro de 2017.

115. Nada obstante, considerando que poderá haver a adesão de geradores em anos futuros e que a quantidade e a qualidade da informação para o cálculo dos prêmios aumentarão com o histórico disponível, sugere-se que os valores aplicáveis às novas adesões possam ser recalculados periodicamente pela ANEEL, de modo a assegurar a adequabilidade da proposta de repactuação.

116. Por fim, propomos a retirada da Tarifa de Energia Otimizada – TEO – do cálculo de transferência de risco ao consumidor, tendo em vista que esse valor não foi considerado na aferição dos

prêmios e tampouco está sendo tratado caso o gerador obtenha ganho com esse mecanismo. Da mesma forma, optamos por não incluir o tratamento de alívio de exposição a submercados do MRE, pois esse tratamento não está precificado nos prêmios instituídos.

II.7 CONCLUSÕES

117. Algumas contribuições manifestaram discordância com a decisão da ANEEL contida no Despacho nº 2.721/2015, que indeferiu administrativamente, por razões de mérito, as petições apresentadas pelos agentes em relação ao risco hidrológico. Destacamos que não houve recurso ao referido Despacho, sendo esta, portanto, a decisão final da questão no âmbito administrativo.

118. De qualquer modo, reforçamos nossos argumentos de: (i) inexistência de dispositivo legal, contratual, editalício ou regulamentar que preveja a limitação do risco hidrológico ou o expurgo de efeitos; (ii) falseabilidade²⁰ dos argumentos dos agentes ao tentarem demonstrar que teriam ocorrido supostos fatos do princípio com consequências danosas e imprevisíveis que pioraram a situação do risco hidrológico, argumentos esses que eram baseados em raciocínios indutivos, os quais confrontados com dados ou exercícios empíricos tiveram a generalidade de suas conclusões e o seus nexos de causalidade afastados; e (iii) observação dos resultados econômicos dos principais agentes de geração, tanto em lucro líquido, que sofre efeitos financeiros, mas possui a vantagem de agregar informações das participações societárias não passíveis de consolidação operacional, quanto do resultado operacional, que agrega os resultados consolidados, mas expurga os efeitos de participações minoritárias.

III – DIREITO

²⁰ Aplicamos o princípio da falseabilidade de Popper, tido em metodologia científica como a solução para o teste de argumentos indutivos. Trata-se da demonstração da fragilidade de enunciados universais baseados em indução (p.ex. se houvesse racionamento, os geradores hidrelétricos teriam seus efeitos de risco hidrológico mitigados, melhorando seus resultados), a partir da demonstração de que há pelo menos uma ocorrência que contraria o raciocínio indutivo (na NT simulamos um cenário de racionamento e a situação para o gerador pioraria do ponto de vista financeiro e de GSF, o que de fato teria ocorrido em 2014, caso os indicativos de corte tivessem ensejado racionamento). Além do exemplo do racionamento, essa metodologia nos serviu para demonstrar o comportamento tarifário respondendo a fatores concorrentes, notadamente temperatura e atividade econômica, descaracterizando o raciocínio simplista dos agentes de que o comportamento da carga seria fruto exclusivamente de sinal tarifário equivocado.

119. A presente análise encontra fundamentação: (i) Lei nº 8.987, de 1995; (ii) Lei nº 9.427, de 1996; (iii) Lei nº 9.784, de 1999; (iv) Lei nº 10.848, de 2004; (v) Decreto nº 2.335, de 1997; (vi) Decreto nº 5.163, de 2004; (vii) Decreto nº 5.177, de 2004; e (viii) Medida Provisória nº 688, de 2015.

IV – DISPOSITIVO

120. Em face do exposto e considerando o que consta do Processo nº 48500.006210/2014-19, voto por aprovar a minuta de resolução normativa anexa e por encaminhar recomendação ao Ministério de Minas e Energia para que, doravante, promova a contratação de energia elétrica proveniente de geração hidrelétrica preferencialmente na modalidade por disponibilidade de energia elétrica.

Brasília, 3 de novembro de 2015.

TIAGO DE BARROS CORREIA

Diretor