



Ao Ministério de Minas e Energia ("MME")
Contribuição à Consulta Pública
Email: consultapublica.portaria@mme.gov.br

Ref.: Contribuições da CTG Brasil para a NT Nº 5/2017/AEREG/SE
Aperfeiçoamento do Marco Legal do Setor Elétrico

A CTG Brasil, segunda maior geradora privada do país, vem apresentar contribuição à Consulta Pública nº 033/2017 que trata do processo de aperfeiçoamento do marco legal do setor elétrico.

Cumpre-nos inicialmente parabenizar este Ministério de Minas e Energia ("MME") com relação ao conteúdo proposto na Consulta Pública nº 033/2017 que corresponde ao mais complexo e necessário conjunto de medidas para aprimoramento do marco legal do setor elétrico desde o RESEB, concluído em 2002. Há consenso de que o marco legal/regulatório do setor elétrico precisa acompanhar a evolução tecnológica e a realidade socioambiental brasileira, removendo as barreiras para participação de agentes de mercado, respeitando os contratos em vigor, fortalecendo ao mesmo tempo as instituições e seus papéis.

Os mecanismos centralizados de gestão de risco no mercado atacadista já se encontram exauridos. Em face desta constatação, existe a urgência para maior incentivo à eficiência das decisões empresariais de agentes individuais como principal vetor da sustentabilidade do ambiente setorial de negócios, que é um dos princípios defendidos na NT nº 05/2017. Além disso, faz-se imprescindível maior ênfase aos sinais econômicos nessa mesma direção, ou seja, objetivando uma alocação mais adequada de riscos com responsabilidades definidas para os agentes das mais diversas categorias, sempre em linha com a teoria da estabilidade regulatória.

A CTG Brasil apoia com a necessária ênfase as iniciativas e princípios que estão sendo tratados neste processo de Consulta Pública, tais como (i) a ampliação do sinal locacional para formação de tarifas, (ii) o fim dos subsídios indiretos, (iii) a busca pela transparência total dos modelos de formação de preços e despacho e, (iv) o conjunto de medidas propostas para descotização dos ativos de geração alcançados pela Lei nº 12.783/2013, que reduziu o modelo de negócios de geração de energia elétrica à condição de mero operador dos ativos de geração, em prejuízo do ambiente setorial de energia no Brasil.

Apoiamos também o dispositivo proposto pelo MME para máximo acoplamento entre formação de preços e operação do sistema, que torna eventual o mecanismo de realocação de energia ("MRE") para compartilhamento de riscos hidrológicos. Entendemos que tal mecanismo também se encontra exaurido na sua essência e

deve ser reformado. Em sua forma atual o MRE funciona como um condomínio para compartilhamento da geração verificada entre os participantes, rateada na proporção das respectivas garantias físicas das usinas participantes. Desta forma, o condomínio compartilha entre os participantes não apenas os riscos hidrológicos, mas também os riscos não hidrológicos que estão sendo alocados equivocadamente ao MRE quando deslocam a geração hidrelétrica. Desse modo, a participação compulsória ao MRE penaliza os geradores que contribuem de fato com geração para o sistema elétrico brasileiro.

O caso da Rio Paranapanema Energia, empresa do Grupo CTG, é bastante emblemático para ilustrar este nosso argumento em favor das mudanças propostas pelo MME para dar início a uma ampla discussão setorial sobre o tema e um exemplo do esgotamento deste modelo. A Portaria MME nº 178, datada de 04 de Maio de 2017 e fruto do processo de revisão ordinária de garantia física das usinas hidroelétricas estabeleceu novos valores de garantia física de energia dos empreendimentos despachados centralizadamente penalizando duramente o conjunto de usinas da Rio Paranapanema.

A metodologia escolhida para este processo contém diversas inconsistências que, se não compensadas de alguma forma, impedem a justa alocação de riscos entre os agentes de geração na forma de distorções significativas entre a garantia física do sistema e a real contribuição das nossas usinas para o sistema, subestimando as respectivas capacidades de geração das mesmas.

A Rio Paranapanema Energia S.A. produz em média 21% a mais que sua garantia física total (considerando um período de dezessete anos), contribuindo significativamente para o MRE em praticamente todos os anos de operação desde a sua implementação nas regras de comercialização e, no entanto, apesar do desempenho bastante significativo de seu histórico de operação, a Portaria nº 178/17 terminou por reduzir o volume total de garantia física das usinas da Companhia próximo ao limite máximo permitido pelo Decreto 2.655/98 de 5%, resultando em 54,1MWm de redução de garantia física a partir de 01 de Janeiro de 2018.

A revisão trazida por tal Portaria subtraiu indevidamente da Rio Paranapanema Energia S.A. o direito de comercialização de um volume de energia que ela, clara e comprovadamente, tem a capacidade de gerar, transferindo a outras usinas do condomínio os benefícios relativos a esses direitos de comercialização, a que fazemos jus.

Entendemos que a contribuição das usinas pela energia gerada em função das suas respectivas garantias físicas deva ser fundamental para a análise de alocação de riscos entre os agentes, e em nossa avaliação precisa ser considerada no processo. A própria ANEEL reconhece esse fato por meio de um Ofício nº 906/2015 da Superintendência de Fiscalização da Geração ("SFG"), encaminhado à ABRAGE em 14 de Dezembro de 2015, transcrito a seguir, em que aborda temas relacionados à nova metodologia de fiscalização dos empreendimentos de geração. O texto é bastante autoexplicativo no que tange à importância da análise de desempenho das usinas no longo prazo em relação ao direito de comercialização, traduzido na

regulamentação justamente pelo parâmetro de garantia física, e que é fundamental para a discussão em torno da correta alocação de riscos entre os agentes neste processo de Consulta Pública:

18. Na avaliação da SFG, apesar de o despacho das UHEs ser centralizado pelo ONS, entendemos que a comparação da geração com a garantia física da usina é um indicador de suma importância quando avaliado em longo prazo. Isso nos permite avaliar se de fato a UHE faz jus ao que lhe foi alocado como direito de comercialização. Em contrapartida, permite também avaliar se a garantia física da usina está subdimensionada. Nos casos extremos, o indicador serve de insumo para avaliação dos casos em que deve haver revisão de garantia física. No âmbito do FAAG¹, as usinas que mais contribuem para o sistema com sua geração são melhor avaliadas, enquanto aquelas que deixam de gerar sua garantia física, mesmo que por solicitação do ONS, recebem menor nota. (grifou-se)

O MRE, da forma como está desenhado, introduz uma série de distorções ao processo de tomada de decisões de investimentos por parte dos agentes de geração. Primeiramente, porque as usinas hidrelétricas não são remuneradas por sua geração efetiva de energia e há pouco incentivo no mecanismo para novos entrantes construírem instalações que trazem os maiores benefícios para a confiabilidade do sistema.

A forma de alocação de energia dentre os participantes do MRE como que ela está concebida hoje também tende a não privilegiar os melhores projetos, e além disso, por considerar os geradores como uma entidade única, cria um “risco sistêmico” em momento de escassez hidrológica, prejudicando aqueles geradores que individualmente sempre contribuem mais para o sistema. Argumenta-se que este efeito reduz o estímulo de geradores individuais a tomarem iniciativas no sentido de reduzir o risco, em oposição aos princípios defendidos pelo MME e externados na NT nº05/2017, já que esperam que o governo salve o setor da indústria quando todos se encontram na mesma situação extrema, mesmo que por vias judiciais. A própria opção de sazonalização livre da garantia física por parte dos agentes participantes do MRE, pela forma com que o mecanismo está desenhado pode causar destruição de valor para todos os seus participantes potencializando os riscos envolvidos.

No entanto, apesar destas críticas, entendemos que existem alternativas a serem consideradas pelo Poder Concedente para ajustes neste mecanismo em benefício do sistema. A alocação do MRE entre os agentes integrantes deveria considerar a geração verificada no rateio do total produzido, por exemplo. Outra alternativa seria

¹ FAAG - Formulário de Autodeclaração dos Agentes de Geração.

a maior valoração da energia elétrica transacionada dentro do mecanismo, hoje definida por uma tarifa de otimização menor que o preço de liquidação de diferenças ("PLD") mínimo. Uma opção seria a de valorar este parâmetro atrelado ao próprio PLD de modo a incentivar a busca por maior disponibilidade e eficiência para a geração das usinas participantes.

Uma alternativa também seria tornar a participação no MRE voluntária. Tal medida seria um estímulo para tornar o mecanismo em si mais eficaz para atrair agentes interessados no compartilhamento justo de riscos hidrológicos, seguindo regras equilibradas e coerentes com a razoabilidade econômica e a teoria da estabilidade regulatória.

Em relação ao conjunto de medidas relacionadas à prorrogação de concessões, entendemos também que se deve facultar ao atual concessionário a decisão pela prorrogação, desde que atendidas as condições impostas pela legislação em vigor, incluindo as concessões de geração não alcançadas pelo Artigo 19º da Lei nº 9.074, de 7 de Julho de 1995. Tal medida visa minimizar as incertezas em torno da prorrogação da outorga tanto para projetos em operação como para novos empreendimentos em benefício do ambiente de negócios e teoria da estabilidade regulatória.

Estamos incluindo também no conjunto de contribuições da CTG Brasil uma sugestão para reparo no Artigo 20º do Decreto 2.003 de 1996 tendo em vista que este artigo restringe o direito dos produtores independentes e autoprodutores de energia elétrica às indenizações de investimentos vinculados a bens reversíveis não amortizados durante a concessão, em desacordo com o Artigo 36º da Lei nº 8.987 de 1995 que assegura este direito.

Feitas estas considerações, apresentamos como ANEXO uma tabela contemplando o conjunto de contribuições e comentários à Consulta Pública nº 033/2017. Na primeira coluna encontram-se os textos propostos de alterações legislativas da NT nº 05/2017. A segunda coluna contempla as sugestões da Companhia para a nova redação em destaque na cor vermelha e por fim, na terceira coluna estão nossas justificativas e comentários sobre as propostas de aperfeiçoamento do marco legal do setor elétrico brasileiro.

Por fim, tornamos a ressaltar o apoio e o reconhecimento da CTG Brasil e suas subsidiárias quanto à condução, a propriedade e alcance das mudanças propostas para aperfeiçoamento do marco legal por este Ministério, nos colocando à inteira disposição para todos os esclarecimentos necessários.

ANEXO – Tabela de Contribuições/Sugestões para Redação do Novo Marco Legal

Texto da Nota Técnica	Sugestão de Nova Redação Proposta pela Rio Paranapanema Energia S.A.	Justificativa/Comentários
GRUPO 2 – MEDIDAS DE DESTRAVAMENTO		
REGRAS COMERCIAIS PARA MÁXIMO ACOPLAMENTO ENTRE FORMAÇÃO DE PREÇO E OPERAÇÃO		
Lei nº 10.848, de 2004 “Art. 1º..... §4º I - a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atender aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho de usinas e de cargas que se habilitem como interruptíveis e a forma utilizada para definição dos preços de que trata o §5º-B; §5º II - eventual mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico; e III - o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica, que poderão ser adquiridos em mecanismo competitivo e remunerados por preço ou tarifa definida pela ANEEL. (NR) §5º-A Até 1º de janeiro de 2020, a definição dos preços de que trata o §5º deve ser feita no máximo em intervalos de tempo horários. §5º-B A definição dos preços de que trata o §5º poderá se dar por meio de: I - regra de cálculo explícita que minimize o custo da operação de forma centralizada; ou II - ofertas de preço feitas	(...) §5º-C O código-fonte e os algoritmos dos modelos computacionais utilizados para operação, planejamento e definição de preços deverão ser públicos, e disponibilizados aos agentes no prazo de até 30 dias. §5º II - eventual mecanismo voluntário de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico; e	Necessidade de se estabelecer um prazo para divulgação do código-fonte dos modelos, neste caso, trinta dias após a publicação da Medida Provisória. Alteração do comando legal com relação ao eventual mecanismo para realocação de energia (MRE) em linha com a argumentação da CTG Brasil feita no corpo do texto de contribuições. No entendimento da Companhia, tal mecanismo deveria ser voluntário ou ter o processo de cálculo das garantias físicas revisto. O método utilizado para rateio do bloco hidráulico poderia se basear em um período crítico por subsistema ou por bacias. Ainda tal rateio poderia fundamentar-se na média móvel verificada dos últimos 60 meses ou, ao menos na geração média do histórico inteiro resultante do modelo SUISHI. Alternativamente o MME poderia sinalizar para a utilização de um novo modelo individualizado para cálculo das garantias físicas, mais aderente à teoria da estabilidade regulatória. Concordância com as demais questões trazidas pela proposta de aperfeiçoamento do marco legal como: possibilidade de criação de

por agentes de geração e por cargas que se habilitem como interruptíveis, com mecanismos de monitoramento de mercado que restrinjam práticas anticompetitivas. §5º-C O código-fonte e os algoritmos dos modelos computacionais utilizados para operação, planejamento e definição de preços deverão ser públicos. II - as garantias financeiras, que poderão prever aporte de margem para mitigação de inadimplências na liquidação baseado nas exposições diárias;..... (NR)		um mercado de serviços ancilares, implantação de tarifa horária até 2020 e possibilidade de formação de preços por modelo ou por oferta.
--	--	---

GRUPO 4 – MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE E DESJUDICIALIZAÇÃO

PRORROGAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS **ATÉ 50 MW**

Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 Art. 4º §15. As autorizações para exploração de aproveitamento hidráulico de potência maior que 3 MW (três megawatts) e inferior ou igual a 50MW (cinquenta megawatts) terão prazo de até trinta e cinco anos. §16. As autorizações de que trata o §15 poderão ser prorrogadas a critério do Poder Concedente por até trinta anos, desde que atendidas, no mínimo, as seguintes condições: I - pagamento pelo UBP informado pelo poder concedente; II - recolhimento da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), de que trata a Lei nº no 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a partir da prorrogação da outorga, revertida integralmente ao Município de localidade do	§15. As autorizações outorgas vigentes nas modalidades de autorização e concessão para exploração de aproveitamento hidráulico de potência maior que 3 5 MW (três cinco megawatts) e inferior ou igual a 50MW (cinquenta megawatts) terão prazo de até trinta e cinco anos. §16. As autorizações outorgas de que trata o §15, bem como as concessões de geração não alcançadas pelo art. 19 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, poderão ser prorrogadas, a critério do Poder—Concedente titular da outorga por até trinta anos, desde que atendidas, no mínimo, as seguintes condições: I - pagamento pelo UBP informado pelo poder concedente; II - recolhimento da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), de que trata a Lei nº no 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a partir da prorrogação da outorga, revertida integralmente ao Município de localidade do aproveitamento e limitada, para	Deve-se estender também a aplicação do parágrafo às outorgas na modalidade de concessão e preservar a necessidade de renovação para usinas somente a partir de 5MW, como estabelecido pela Lei nº 13.360/2016. Entendemos também que se deve facultar ao atual concessionário a decisão pela prorrogação, desde que atendidas as condições impostas pela legislação em vigor, incluindo as concessões de geração não alcançadas pelo art. 19 da Lei nº 9.074, de 7 de Julho de 1995. Tal medida visa minimizar as incertezas em torno da prorrogação da outorga tanto para projetos em operação como para novos empreendimentos em benefício do ambiente de negócios. Em relação à UBP, propomos aumentar para 1 ano (ao invés de 180 dias) o prazo de antecedência, com relação ao término da outorga, para o Poder Concedente informar
---	---	--

aproveitamento e limitada, para os aproveitamentos autorizados de potência maior que 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e igual ou inferior a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a 50% (cinquenta por cento) do valor calculado conforme estabelecido no art. 17 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998; e III – estejam em operação comercial. §17. Até 180 (cento e oitenta) dias antes do final do prazo da outorga, ou em período inferior caso o prazo remanescente da outorga na data de entrada em vigor deste parágrafo seja inferior a 1 (um) ano, o poder concedente informará ao titular da outorga, para os fins da prorrogação facultada no §16, o valor do UBP aplicável ao caso, que deverá atender aos princípios de razoabilidade e de viabilidade técnica e econômica e considerar inclusive os riscos e os tipos de exploração distintos, tanto de autoprodução, como de produção para comercialização a terceiros, previstos na legislação. §18. Tendo sido comunicado do valor da UBP, o titular da outorga deverá ser manifestar em até 60 (sessenta) dias quanto ao interesse pela prorrogação, nos termos estabelecidos no §17. §19. Não havendo, no prazo estabelecido no §18, manifestação de interesse do titular da outorga em sua prorrogação, o poder concedente instaurará processo licitatório para outorgar a novo titular a exploração da usina	os aproveitamentos autorizados de potência maior que 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e igual ou inferior a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a 50% (cinquenta por cento) do valor calculado conforme estabelecido no art. 17 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998; e III – estejam em operação comercial, ou em condições para retorno a este estado.	o valor da UBP – mantendo o prazo de antecedência previsto na Lei nº 13.360/2016. Sugerimos também preservar as condições regulatórias vigentes quando do encerramento do prazo de outorga que tenha ocorrido antes da publicação desta Lei, desde que o outorgado já tenha solicitado o valor da UBP, ainda que a prorrogação da outorga só se efetive após a publicação desta Lei.
---	---	--

hidrelétrica. Lei nº 12.783 “Art. 2º As concessões de geração de energia hidrelétrica de que trata o art. 1º, cuja potência da usina seja superior a 3 MW (três megawatts) e igual ou inferior a 50 MW (cinquenta megawatts) e que não foram prorrogadas nos termos daquele art., poderão, a critério do poder concedente, ser prorrogadas e terem o regime de outorga convertido para autorização, nos termos dos §16 a §19 do art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.		
Decreto n.º 2003, de 1996: Art. 20. No final do prazo da concessão ou autorização, os bens e instalações realizados para a geração independente e para a autoprodução de energia elétrica em aproveitamento hidráulico passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos ainda não amortizados. § 1º Para determinação do montante da indenização a ser paga, serão considerados os valores dos investimentos posteriores, aprovados e realizados, não previstos no projeto original, e a depreciação apurada por auditoria do poder concedente. § 2º No caso de usinas termelétricas, não será devida indenização dos investimentos realizados, assegurando-se, porém, ao produtor independente ou ao autoprodutor remover as instalações.	Decreto n.º 2003, de 1996: Art. 20. No final do prazo da concessão ou autorização, os bens e instalações realizados para a geração independente e para a autoprodução de energia elétrica em aproveitamento hidráulico passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos ainda não amortizados. § 1º Para determinação do montante da indenização a ser paga, serão considerados os valores dos investimentos posteriores, aprovados e realizados, não previstos no projeto original, e a depreciação apurada por auditoria do poder concedente. § 21º No caso de usinas termelétricas, não será devida indenização dos investimentos realizados, assegurando-se, porém, ao produtor independente ou ao autoprodutor remover as instalações.	Propõe-se a revogação do § 1º, tendo em vista que o referido parágrafo restringe o direito dos produtores independentes e autoprodutores de energia elétrica, conforme previsto no art. 36 da Lei n.º 8.987/95, o qual assegura indenização a todos os investimentos vinculados a bens reversíveis não amortizados durante a concessão. O Decreto é um ato administrativo que visa regulamentar o disposto em determinada lei e, nessa condição, não tem poderes para criar, modificar ou extinguir direitos e obrigações contidos na lei que regulamenta. Ademais, a restrição ao direito de indenização previsto no referido § 1º, constitui hipótese de confisco, proibido constitucionalmente.