

Contribuições da ABRAGE à Consulta Pública 033/2017

1 Introdução

Inicialmente, a ABRAGE cumprimenta esse Ministério pela iniciativa de submeter a Consulta Pública tema de grande relevância para os agentes do setor elétrico e a sociedade brasileira, numa mostra inequívoca de sua disposição para o debate de ideias e aperfeiçoamento do processo de decisão concernente a ações administrativas e legislativas de interesse geral.

Nesse sentido, o presente documento possui o objetivo de apresentar as contribuições da ABRAGE à Consulta Pública 033/2017, que trata de inúmeros temas de relevo para o setor elétrico nacional.

Parte das contribuições é apresentada sob a forma de redação legislativa, seguida das respectivas justificativas. Outra parte é composta de considerações, pontos de atenção, preocupações a serem considerados no processo de implementação e regulamentação das matérias.

2 Contribuições

2.1 Redução dos limites para acesso ao Mercado Livre (Grupo 1)

PROPOSTA CP MME	PROPOSTA ABRAGE	JUSTIFICATIVA / COMENTÁRIOS
Lei nº 9.074, de 1995 “Art. 16. É de livre escolha dos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica. §1ºA partir de 2020, o requisito mínimo de carga de que trata o		Importante manter o cronograma proposto de abertura do mercado para energia convencional. Reforçamos também que devem ser previstos mecanismos mais robustos para viabilizar a representação de consumidores na CCEE, em especial para os casos de inadimplência.

caput fica reduzido a 2000 kW. §2º A partir de 2021, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 1000 kW. §3º A partir de 2022, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 500 kW. §4º A partir de 2024, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 400 kW. §5º A partir de 2028, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 75 kW. §6º A partir de 1º de janeiro de 2018, no exercício da opção de que trata este art., os consumidores com carga inferior a 1000 kW deverão ser representados por um agente de comercialização perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica –CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.” (NR)		
---	--	--

Lei nº 9.427/96 “Art. 26..... §5o Os aproveitamentos referidos nos incisos I e VI do caput deste art., os empreendimentos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) poderão comercializar energia elétrica com consumidor cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (quinhentos quilowatts), observados os prazos de carência constantes do art. 15 da Lei nº no 9.074, de 7 de julho de 1995, conforme regulamentação da Aneel, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem. (NR)	§5o Os aproveitamentos referidos nos incisos I e VI do caput deste art., os empreendimentos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) poderão comercializar energia elétrica com consumidor, <u>ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito</u>, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (quinhentos quilowatts), observados os prazos de carência constantes do art. 15 da Lei nº no 9.074, de 7 de julho de 1995, conforme regulamentação da Aneel, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a	Deve permanecer a constituição de comunhão de fato e de direito para agregação de carga até 500 kW de consumidores atendidos por Fontes Incentivadas até 2028. Com a proibição da comunhão de carga, uma parte significativa de pequenas indústrias e empresas de pequeno porte, que poderiam migrar para o ACL para perceber os benefícios desse mercado, será prejudicada. Ademais, é importante garantir o direito adquirido. Ou seja, aqueles que hoje são consumidores especiais devem ter o direito de gerirem suas cargas por meio da comunhão, acrescentando ou retirando novas unidades consumidoras. Adequar o texto do §5º, em particular sobre os 500 kW para exercício da opção de compra no mercado de energia incentivada, com a nova proposta de expansão do mercado sugerida para a Lei nº 9.074/95. Sem esta correção, estas fontes poderiam ser proibidas de comercializar energia com consumidores abaixo de 500 kW após 2023.
---	--	---

	49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem. (NR)	Rediscutir o limite de 49% como complemento da geração no mercado de energia incentivada e a matriz de descontos com o conjunto de medidas para aperfeiçoamento do marco legal. Este parâmetro precisa estar em lei?
§5º-A A partir de 1º de janeiro de 2018, no exercício da opção de que trata este art., os consumidores com carga inferior a 1000 kW deverão ser representados por um agente de comercialização perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica –CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.	§5º-A A partir de 1º de janeiro de 2018, no exercício da opção de que trata este art., os consumidores com carga inferior a 1000 kW deverão ser representados por um agente de comercialização perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica –CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.	Na esfera da separação de lastro e energia, este parágrafo perde sentido. A Lei 9.074/95, em sua nova redação proposta na NT, já contempla o disposto no §5-Aº.
§5º-B A exigência de que trata o §5º-A não se aplica aos consumidores que realizarem a escolha prevista neste art. até 31 de dezembro de 2017.		
§5º-C Os consumidores que realizarem a escolha prevista neste art. até 31 de dezembro de 2017 poderão se reunir por comunhão de interesses de fato ou de direito para fins de atendimento ao limite	§5º-C Os consumidores que realizarem a escolha prevista neste art. até 31 de dezembro de 2017 poderão se reunir por comunhão de interesses de fato ou de direito para fins de atendimento ao limite	Deve permanecer a constituição de comunhão de fato e de direito para agregação de carga até 500 kW de consumidores atendidos por Fontes Incentivadas até 2028. Com a proibição da comunhão de carga, uma parte significativa de pequenas

estabelecido no caput. (NR)	estabelecido no caput. (NR)	indústrias e empresas de pequeno porte, que poderiam migrar para o ACL para perceber os benefícios desse mercado, será prejudicada. Ademais, é importante garantir o direito adquirido. Ou seja, aqueles que hoje são consumidores especiais devem ter o direito de gerirem suas cargas por meio da comunhão, acrescentando ou retirando novas unidades consumidoras.
-----------------------------	-----------------------------	---

2.2 Possibilidade de separação de Lastro e Energia (Grupo 2)

Faz-se mister que seja estabelecido com clareza o encadeamento das intenções do Ministério em relação ao aperfeiçoamento do marco legal do setor elétrico, uma vez que o texto sugerido na NT apenas “destrava” a possibilidade desta separação entre o conceito de lastro e energia.

Nesta linha, questiona-se como poderiam coexistir os conceitos de garantia física e lastro. As geradoras que possuem “energia existente”, na medida em que tiverem seus contratos reduzidos ou finalizados, podem optar por comercializar lastro e energia em separado? Isto será opcional ou compulsório? A falta de respostas nesse sentido quando da publicação da Lei pode levar o mercado a buscar a assinatura de “contratos de gaveta” para se resguardar para as melhores condições de mercado.

A licitação para contratação de lastro, feita direta ou indiretamente, para atender a expansão do consumo de energia elétrica será rateada por todos os consumidores ou apenas pelos consumidores que respondem pela parcela de expansão? Como isto poderá ser feito sem que a parcela relativa ao lastro não afete aqueles consumidores que já possuem contratos bilaterais firmados onde a energia está vinculada ao lastro do modelo vigente?

Há que se ainda considerar a criação de dependência adicional de processos públicos centralizados (leilões), hoje só existentes no ACR, para remuneração parcial da atividade dos geradores, e todas as implicações daí decorrentes, como os riscos regulatórios e políticos, a dependência de calendários definidos pelos sucessivos Governos, a definição das condições de precificação etc.

Nesse sentido, a precificação do lastro deve ser cuidadosa, sob pena de inviabilização dos novos empreendimentos. Na teoria, preços tendem a convergir para aqueles que viabilizem a obtenção de receita que geradores imaginam não recuperar no mercado. Nesse caso, com a consequente desobrigação de compra de energia para cobertura de consumo, a percepção de receita não recuperável, especialmente em contratos de longo prazo, pode ser significativa.

Ademais, se para os geradores a percepção de “missing money” pode ser significativa, para os financiadores, tipicamente mais avessos a risco, pode ser ainda mais intensa.

A rigor, a implementação do modelo proposto deveria se dar em um ambiente de concorrência das fontes de financiamento, ainda distante da realidade presente brasileira. Nele, a competição equilibrada entre os agentes financiadores poderia levá-los a assumir riscos mais aderentes às características e à dinâmica do mercado livre (ampliado ou não), na busca de bons projetos e boas ideias.

Especialmente relevante, nesse contexto, é o convencimento da sociedade de que os preços da energia nova se elevarão, ao menos num primeiro momento, para patamares aderentes às reais condições do mercado, e até que os benefícios da ampliação do mercado e do ambiente liberalizado preponderem.

Também julgamos conveniente a criação (pelo governo e/ou mercado) de “mecanismos facilitadores” para contratação de energia, tais como Pool de comercializadores, bolsas de energia e leilões para celebração de contratos de disponibilidade de curto prazo por UTEs.

Tais mecanismos poderão ser objeto de discussões intermediadas pelo MME, que poderá colaborar não apenas com o reconhecido conhecimento técnico de seus integrantes, como pela percepção da necessidade de eventuais ajustes regulatórios que se mostrem necessários para a implementação dos mecanismos.

Entendemos ainda, vivamente, que se mostra relevante para o sucesso da separação de lastro e energia o aperfeiçoamento do processo de formação de preço, garantindo-se, essencialmente, maior previsibilidade e credibilidade dos preços de curto prazo e, assim, um ambiente mais seguro para investimentos, sob a ótica dos empreendedores e dos agentes de financiamento.

Nesse sentido, entendemos que, enquanto os preços de curto prazo continuarem sendo formados por intermédio de modelos computacionais, devem ser reavaliadas as regras de formação dos PLDs mínimo e máximo, para que se mostrem mais adequados a um ambiente de contratos de prazos mais curtos e maior percepção de riscos, propiciando uma sinalização de futuro mais

realista por todos os participantes do mercado e que, na prática, melhor se aproxime daquela que seria conferida por processos livres e descentralizados de formação de preços.

À luz de todo o exposto, a realização dos leilões de lastro e a efetiva separação entre lastro e energia deverão se dar após amplas tratativas com os agentes potencialmente financiadores e os agentes de mercado, que assegurem, de forma ampla, uma percepção de segurança quanto à manutenção de condições adequadas para contratação em horizontes de médio e longo prazo (ainda que não nos prazos hoje previstos na contratação regulada de energia nova) e para remuneração adequada das atividades de geração.

Independentemente das discussões a respeito do tema concernente à separação entre lastro e energia, vemos a presente oportunidade como adequada para tratamento da remuneração de atributos técnicos e físicos dos geradores, que pode se dar já nos próximos leilões de energia ou em certames específicos para dita finalidade, tais como:

- ✓ confiabilidade;
- ✓ capacidade de atendimento à ponta;
- ✓ capacidade de regulação de tensão e frequência;
- ✓ despachabilidade;
- ✓ contribuição para redução de perdas e alívio do sistema de transmissão ou distribuição.

2.3 Desobrigação da obrigação de contratação (Grupo 2)

A redução da obrigação de contratação está inserida no contexto de várias alterações regulatórias que a ABRAGE entende que necessitam de implementação simultânea, visto que, no limite, ao inexistir tal necessidade, 100% da energia transacionada pelo agente será liquidada no mercado de curto prazo, com grande aumento das exposições financeiras.

Nesse contexto, entendemos que a previsão de uma nova forma de aporte de garantias financeiras para fechamento de posições se torna necessária, conforme indicado no tema “Regras comerciais para máximo acoplamento entre formação de preço e operação”.

Outro ponto de atenção se refere ao ACR. Estima-se que a Centralizadora de Contratos representará 50% do consumo após o fim das migrações nos termos propostos por esta consulta pública. Dado seu porte, não é desejável que a Centralizadora opere no mercado sem regras bem

definidas que garantam mecanismos de incentivo / punição que busquem incentivar a contratação prudente.

Nesse sentido, a ABRAGE se posiciona pela manutenção da obrigação de 100% de contratação para o ACR pelos motivos expostos, ratificando as preocupações de instabilidade descritas no tema “Possibilidade de separação de Lastro e Energia”.

2.4 Desjudicialização do Risco Hidrológico (Grupo 4)

PROPOSTA CP MME	PROPOSTA ABRAGE	JUSTIFICATIVA / COMENTÁRIOS
Lei nº 13.203, de 2015 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, observado o art. 2º. Art. 2º §1º É vedada a repactuação do risco hidrológico de que trata o art. 1º após a definição pela ANEEL dos parâmetros de que trata o caput.	Art. 2º §1º É vedada a repactuação do risco hidrológico de que trata o art. 1º <u>para novas outorgas concedidas a partir da publicação da Lei</u> após a definição pela ANEEL dos	É importante pontuar que a repactuação do risco hidrológico, objeto da Lei 13.203 de 2015, foi uma resposta do Poder Concedente para um problema pelo qual os geradores hidrelétricos já vinham enfrentando nos últimos anos. Este tema motivou

§2º Os parâmetros de que trata o caput serão aplicados retroativamente, a partir de 1º de janeiro de 2013, sobre a parcela da energia cujo agente de geração titular, até 31 de outubro de 2017, tenha: I - desistido ou não seja autor de ação judicial cujo objeto é a isenção ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, ficando dispensados os honorários advocatícios em razão dessa extinção; II - renunciado a qualquer alegação de direito sobre a qual se funde a ação de que trata o inciso I, mediante protocolo de requerimento de extinção do processo com resolução do mérito; e III – desistido da repactuação ou não tenha repactuado o risco hidrológico nos termos do art. 1º, para a respectiva parcela de energia. §3º O valor apurado decorrente da aplicação retroativa dos	parâmetros de que trata o caput. §2º Os parâmetros de que trata o caput serão aplicados retroativamente, a partir de 1º de janeiro de 2013, sobre a parcela da energia cujo agente de geração titular, até 31 de outubro de 2017, tenha: I - desistido ou não seja autor de ação judicial cujo objeto é a isenção ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, ficando dispensados os honorários advocatícios em razão dessa extinção; II - renunciado a qualquer alegação de direito sobre a qual se funde a ação de que trata o inciso I, mediante protocolo de requerimento de extinção do processo com resolução do mérito; e III – desistido da repactuação ou não tenha repactuado o risco hidrológico nos termos do art. 1º, para a respectiva parcela de energia. §3º O valor apurado decorrente da aplicação retroativa dos parâmetros de que trata o caput	inúmeras interações entre Agentes, Regulador e o Ministério de Minas e Energia, com o intuito de aperfeiçoar o mecanismo adotado para absorção dos riscos associados à produção de energia elétrica a partir de um modelo de despacho centralizado, sob o contexto da franca evolução da matriz elétrica com a perda relativa da participação hidrelétrica ao longo dos anos e seu impacto direto sobre o GSF. Assim, a ABRAGE entende que a repactuação proposta pela Lei 13.203 de 2015 não deriva de risco hidrológico, mas sim de decisões da administração pública alheias à capacidade de previsão, controle e gerenciamento pelos geradores. É do entendimento da Associação que a solução efetiva para equacionamento dos litígios relativos ao tema deve passar pela consideração dos aspectos causadores do deslocamento hidroelétrico, tais como a importação de energia, a geração de energia de reserva, notadamente para as fontes de geração eólica e biomassa que até mesmo em períodos de hidrologia favorável deslocam a geração hidráulica. O efeito de tais aspectos deveria ser neutralizado comercialmente para os geradores
--	---	---

parâmetros de que trata o caput na forma do §3º será ressarcido ao agente de geração mediante extensão do prazo das outorgas vigentes com base em preço de referência compatível com o ressarcimento de que trata este §, limitada a quinze anos, dispondo o gerador livremente da energia. §4º No caso de desistência da repactuação efetuada nos termos do §1º, para fins de enquadramento da respectiva parcela de energia no §2º: I - ficam preservados os resultados de alocação de riscos ocorridos até a data da desistência; e II – soma-se a extensão de outorga calculada com base no §3º à prevista no inciso I do §6º do art. 1º.” (NR)	na forma do §3º será ressarcido ao agente de geração mediante extensão do prazo das outorgas vigentes com base em preço de referência <u>líquido, considerando dentre outros: custos operacionais, encargos e taxas de desconto compatíveis</u> com o ressarcimento de que trata este §, limitada a quinze anos, dispondo o gerador livremente da energia. <u>I – Caso o agente não seja mais o titular da concessão objeto de retroação, o ressarcimento se dará mediante extensão do prazo de outra outorga vigente, à escolha do gerador, na forma do § 3º.</u> §4º No caso de desistência da repactuação efetuada nos termos do §1º, para fins de enquadramento da respectiva parcela de energia no §2º: I - ficam preservados os resultados de alocação de riscos ocorridos até a data da desistência; e II – soma-se a extensão de outorga calculada com base no §3º à prevista no inciso I do §6º	hidrelétricos. Ademais, nota-se que a proposta em Consulta Pública não apresenta solução de curto prazo para os atuais patamares de GSF (provocados por causas não hidrológicas) e as suas consequências gravosas sobre o caixa dos geradores hidrelétricos. Tal como apresentada, a proposta é insuficiente para aqueles geradores que realizaram a repactuação do risco hidrológico, pois deixaria o empreendedor exposto aos atuais patamares de GSF afetados pelos novos valores de alfa e lambda (que, por tornarem a operação mais conservadora, elevam a geração térmica, deslocando a hidráulica) e pela geração de energia de reserva <i>proveniente de fontes intermitentes</i>. É importante também pontuar que a componente Geração Fora da Ordem de Mérito - GFOM, reconhecidamente uma das causadoras do deslocamento hidrelétrico passíveis de ressarcimento com a publicação da Lei 13.203/2015, só foi regulamentada, ainda que parcialmente, em Abril de 2017. A ANEEL ainda discute setorialmente a formação do montante elegível para ressarcimento e as regras de
---	---	---

	do art. 1º." (NR) <u>§5º A parcela relativa aos valores já liquidados e desembolsados pelos agentes será calculada considerando a taxa de desconto real definida no §6º somada ao Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).</u> <u>§6º A taxa de desconto real aplicada ao cálculo da extensão de outorga será de 9,63%.</u> <u>§7º O agente poderá realizar a opção do §3º ou §4º de forma individualizada para suas usinas.</u> <u>MOTIVO: Com relação ao cálculo da parcela de ressarcimento dos anos de 2013, 2014 e meados de 2015, considerando que os valores de GFOM foram objeto de liquidação e desembolso pelos geradores, torna-se necessário que o cálculo do ressarcimento considere o custo do dinheiro no tempo, utilizando custo de capital aderente com os riscos do Setor. Para o cálculo deve ser utilizada a taxa de desconto real de 9,63%, definida pela ANEEL no âmbito da AP 032/2015, de modo a refletir o</u>	comercialização que suportarão este novo regulamento ainda sequer foram objeto de audiência pública. Com relação a este ponto específico, ressaltamos que o reconhecimento do despacho termelétrico fora do mérito (GFOM) por razões elétricas, assim como a energia importada, em relação à formação do preço (PLD) como sendo componentes integrantes do montante elegível passível de ressarcimento ao gerador hidrelétrico, é fundamental para equilibrar os efeitos causados aos geradores hidroelétricos em relação ao impacto econômico sofrido desde 2013 pelo ajuste do GSF. Há que se atentar também para o fato de que exposições provocadas pela GFOM a partir de janeiro de 2013 podem ter atingido agentes de geração que não mais detêm a concessão dos ativos que lhes imputaram ônus. Assim, para garantir a isonomia do ressarcimento, é preciso reconhecer a exposição correspondente ao parque gerador em cada momento a partir de 2013 e, após a apuração de todo o montante financeiro, aplicar a extensão da concessão aos ativos atuais.
--	---	---

	<u>custo de capital do segmento adicionada ao IPCA.</u>	Neste sentido, e sem prejuízo do entendimento já manifestado de que a proposta não apresenta solução estrutural para o deslocamento hidrelétrico provocado por causas não hidrológicas, a ABRAGE sugere: 1) previsão para vedação quanto à possibilidade de repactuação do risco hidrológico apenas para novas outorgas a partir da publicação da Medida Provisória; 2) que a data limite para aplicação do cálculo do ressarcimento mediante extensão da outorga deve ser vinculada à publicação da Lei; 3) que as condições para extensão do prazo de outorgas vigentes previstas no §3º, tais como preços de referência, valor líquido para cálculo da extensão e respectivas taxas de desconto aplicadas devem ser esclarecidas para suporte à tomada de decisões pelos agentes envolvidos em disputas judiciais; 4) que toda a geração termelétrica cujo custo
--	--	--

		variável unitário (CVU) exceder ao PLD, que seja despachada por restrição elétrica ou por razão energética deve compor, integralmente, o montante elegível para ressarcimento via GFOM, bem como a integralidade da energia elétrica importada sem garantia física; 5) com relação ao cálculo da parcela de ressarcimento dos anos de 2013, 2014 e meados de 2015, considerando que os valores de GFOM foram objeto de liquidação e desembolso pelos geradores, torna-se necessário que o cálculo do ressarcimento considere o custo do dinheiro no tempo, utilizando custo de capital aderente com os riscos do Setor. Para o cálculo deve ser utilizada a taxa de desconto real de 9,63%, definida pela ANEEL no âmbito da AP 032/2015, de modo a refletir o custo de capital do segmento adicionada ao IPCA. 6) A extensão da concessão deve ser aplicada às outorgas vigentes, considerando a
--	--	---

		exposição total sofrida pelo agente no passado, conforme parque gerador à época. Por fim, os geradores do ACR vêm debatendo a respeito do seu direito ao recebimento dos montantes referentes ao GFOM desde 2013. Em 2015, com a publicação da Resolução Normativa 684/2015 – ANEEL, esses geradores tiveram a oportunidade de repactuar seu risco hidrológico, transferindo esse risco ao consumidor mediante pagamento de prêmio de risco, prêmio este majorado devido ao deslocamento causado pelo GFOM desde 01/01/2013. Em 2017, como resultado da Audiência Pública 045/2016, foi publicada a Resolução Normativa 764/2017 – ANEEL, dando direito aos geradores do ACR de receber, a partir de 26/04/2017, os montantes de GFOM referentes à parcela <i>não repactuada</i>. Vale lembrar que o pleito desses geradores nesta Audiência foi de receber todo o GFOM (não apenas o referente a parcela repactuada), haja vista que foi pago um prêmio para a repactuação. Com isso, não há mais discussão quanto ao mérito do recebimento do
--	--	--

		GFOM por parte do gerador deslocado. É justo e razoável que a nova MP possibilite a retroação do GFOM aos geradores do ACR, no período compreendido entre 01/01/2013 e 25/04/2017, independentemente da desistência da repactuação, tendo em vista que esses geradores nunca tiveram a possibilidade de receber o devido ressarcimento referente ao GFOM neste período.
--	--	---

2.5 Regras Comerciais para Máximo Acoplamento Entre Formação de Preço e Operação (Grupo 2)

A proposta sobre a evolução da formação de preço no setor elétrico é extremamente importante e urgente. O texto da Nota Técnica Nº 5/2017/MME/AEGER/SE estabelece um caminho para a melhoria na credibilidade da formação de preços e consequente acoplamento com a operação. A ABRAGE concorda com o desenho dado, porém ressalta a importância do desenvolvimento e transparência dos modelos computacionais, responsáveis atualmente pela formação do preço, lembrando ser *essencial a participação dos agentes*.

No que se refere ao Preço Por Oferta, a ABRAGE concorda com a Nota Técnica em que este tema é complexo e deve ser adequado às características de nossa matriz. Assim, antes da migração para um modelo de Preço por Oferta, faz-se necessário desenvolver um estudo para detalhar o funcionamento do sistema neste novo paradigma (que demonstre os benefícios a serem alcançados, à luz das premissas descritas na Nota Técnica supracitada), bem como definir sua data de início de vigência, assim como o período de transição e seus mecanismos.

2.6 Sobrecontratação Involuntária Decorrente da Migração de Consumidores para o Mercado Livre (Grupo 3)

Na implementação da proposta referente à venda de contratos de energia lastreados no excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado, é fundamental que sejam observados os seguintes princípios:

- Coerência com a proposta de separação de lastro e energia

A proposta de comercialização dos excedentes das Distribuidoras, fruto da migração de consumidores para o mercado livre, deve ser coerente com a metodologia de separação de lastro e energia caso esta venha a ser implementada.

Dependendo do nível de migração dos consumidores para o mercado livre, o volume de energia que poderá vir a ser negociado nesses leilões de excedentes poderá ser significativo. Na proposta apresentada na Consulta Pública não há indicativo do preço pelo qual essa energia será vendida, apenas que o excesso “poderia ser vendido ao preço que o mercado estiver pagando”. Ocorre que, como o volume de energia poderá ser significativo, esse mecanismo tem potencial para alterar, ou até mesmo definir, o preço de mercado.

Como é de conhecimento, a contratação de longo prazo do produto confiabilidade não será suficiente para remuneração total do investimento, o que significa que parte do valor será auferido no mercado de energia. Neste cenário, pode haver uma interferência indevida entre os preços pelos quais a distribuidora comprou energia no passado e o futuro preço da energia no ambiente de separação de lastro e energia.

Portanto, é importante a avaliação da sistemática desse mecanismo em Audiência Pública, inclusive avaliando também a necessidade de se impor uma sistemática de precificação de forma a não se observar distorções.

Além disso, conforme já previsto na proposta, o mecanismo deve ser centralizado e todos os participantes do mercado livre poderão participar como compradores.

- Mitigação do risco de judicialização

Considerando que este processo ensejará na criação de novos encargos a serem cobrados via TUST/TUSD, é importante que estejam previstos procedimentos para resolução de controvérsias nos termos da proposta da Reorganização do Setor Elétrico, mantendo a coerência e abrangência por meio de Análise de Impacto Regulatório.

- Proteção aos vendedores originais dos contratos que serão vendidos pelas distribuidoras.

Considerando a proposta de alteração do §13, art. 4º da Lei 9074, os vendedores originais dos contratos firmados com as Concessionárias de Distribuição, que resultaram nos referidos excedentes de energia, não devem continuar como contraparte na negociação de venda de excedentes prevista em mecanismo centralizado a ser regulamentado pela ANEEL.

2.7 Descotização e Privatização (Grupo 4)

Com relação a esse item, a ABRAGE propõe os seguintes ajustes / alterações na Lei 12.783/13:

LEI nº 12.783/2013	PROPOSTA CP MME	PROPOSTA ABRAGE
Art. 1º A partir de 12 de setembro de 2012, as concessões de geração de energia hidrelétrica alcançadas pelo art. 19 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a modicidade tarifária.		Manutenção da redação
Justificativa: A manutenção da possibilidade de prorrogação das concessões (artigo 1º) é, a nosso ver, a solução que melhor pode atender ao interesse público, prestando-se como uma opção do Poder Concedente, que pode exercê-la ou não na medida da conveniência e oportunidade. Evitando-se riscos relativos à transferência de titularidade, podem ser exigidos do mesmo concessionário as condições de qualidade, econômicas e comerciais aplicáveis aos licitantes. Ademais, a vedação à prorrogação de concessões alcançadas pela Lei 12.783/2013 implicaria em elevação da percepção de risco pelos geradores hidrelétricos por ela não alcançados.		
§ 1º A prorrogação de que trata este artigo dependerá da aceitação expressa das seguintes condições pelas concessionárias: I - remuneração por tarifa calculada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para cada usina hidrelétrica; II - alocação de cotas de garantia física de energia e de		§1º <u>Na prorrogação de que trata este artigo, a energia das usinas hidrelétricas será de livre comercialização pelos concessionários.</u> I — remuneração por tarifa calculada pela Agência Nacional de Energia Elétrica — ANEEL para cada usina hidrelétrica; II — alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina hidrelétrica às

potência da usina hidrelétrica às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, a ser definida pela Aneel, conforme regulamento do poder concedente; III - submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel; IV - (VETADO); V - (VETADO).		concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, a ser definida pela Aneel, conforme regulamento do poder concedente; III - submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel; IV - (VETADO); V - (VETADO).
§ 2º A distribuição das cotas de que trata o inciso II do § 1º e respectiva remuneração obedecerão a critérios previstos em regulamento, devendo buscar o equilíbrio na redução das tarifas das concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN.		<u>§ 2º O concessionário deverá pagar valores, a serem definidos pela ANEEL, de bonificação de outorga e de quota anual, em duodécimos, à Conta de Desenvolvimento Energético, de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.</u>
§ 3º As cotas de que trata o inciso II do § 1º serão revisadas periodicamente e a respectiva alocação às concessionárias e permissionárias de distribuição será formalizada mediante a celebração de contratos, conforme regulamento do poder concedente.		<u>§ 3º A definição de que trata o §2º deverá considerar condições equivalentes às definidas no §8º do artigo 28 da Lei 9.074, de 7 de julho de 1995.</u>
§ 4º Os contratos de concessão e de cotas definirão as responsabilidades das partes e a alocação dos riscos decorrentes de sua atividade.		<u>§ 4º O disposto neste artigo aplica-se às concessões de geração de energia hidrelétrica que, nos termos do art. 19 da Lei nº 9.074, de 1995, foram ou não prorrogadas, ou que estejam com pedido de prorrogação em tramitação.</u>
§ 5º Nas prorrogações de que trata este artigo, os riscos hidrológicos, considerado o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, serão assumidos pelas concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN, com direito de repasse à tarifa do consumidor final.		<u>§ 5º O disposto nesta Lei também se aplica às concessões de geração de energia hidrelétrica destinadas à produção independente ou à autoprodução, observado o disposto no art. 2o.</u>

§ 6º Caberá à Aneel disciplinar a realização de investimentos que serão considerados nas tarifas, com vistas a manter a qualidade e continuidade da prestação do serviço pelas usinas hidrelétricas, conforme regulamento do poder concedente.	§ 6º Caberá à Aneel disciplinar a realização de investimentos que serão considerados nas tarifas, com vistas a manter a qualidade e continuidade da prestação do serviço pelas usinas hidrelétricas, conforme regulamento do poder concedente.	
§ 7º O disposto neste artigo aplica-se às concessões de geração de energia hidrelétrica que, nos termos do art. 19 da Lei nº 9.074, de 1995, foram ou não prorrogadas, ou que estejam com pedido de prorrogação em tramitação.		Transformado no § 4º
§ 8º O disposto nesta Lei também se aplica às concessões de geração de energia hidrelétrica destinadas à produção independente ou à autoprodução, observado o disposto no art. 2º.		Transformado no § 5º
§ 9º Vencido o prazo das concessões ou autorizações de geração hidroelétrica de potência igual ou inferior a 5 MW (cinco megawatts), aplica-se o disposto no art. 8º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.		§ 9º Vencido o prazo das concessões ou autorizações de geração hidroelétrica de potência igual ou inferior a 5 MW (cinco megawatts), aplica-se o disposto no art. 8º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.
§ 10. Excepcionalmente, parcela da garantia física vinculada ao atendimento dos contratos de fornecimento alcançados pelo art. 22 da Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009, não será destinada à alocação de cotas de garantia física de energia e de potência de que trata o inciso II do § 1º, visando à equiparação com a redução média de tarifas das concessionárias de distribuição do SIN.		§ 10. Excepcionalmente, parcela da garantia física vinculada ao atendimento dos contratos de fornecimento alcançados pelo art. 22 da Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009, não será destinada à alocação de cotas de garantia física de energia e de potência de que trata o inciso II do § 1º, visando à equiparação com a redução média de tarifas das concessionárias de distribuição do SIN

§ 11. Na equiparação de que trata o § 1º, deverá ser considerada a redução de encargos de que tratam os arts. 21, 23 e 24 desta Lei, de pagamento pelo uso do sistema de transmissão, e aquela decorrente da contratação de energia remunerada pela tarifa inicial de geração de que trata o art. 13 desta Lei.		§ 11. Na equiparação de que trata o § 1º, deverá ser considerada a redução de encargos de que tratam os arts. 21, 23 e 24 desta Lei, de pagamento pelo uso do sistema de transmissão, e aquela decorrente da contratação de energia remunerada pela tarifa inicial de geração de que trata o art. 13 desta Lei.
§ 12. Caberá à Aneel a definição do procedimento de que tratam os §§ 10 e 11, conforme regulamento do poder concedente.		§ 12. Caberá à Aneel a definição do procedimento de que tratam os §§ 10 e 11, conforme regulamento do poder concedente.
		<u>Art. 1º-A A energia das concessões já prorrogadas nos termos do artigo 1º desta Lei será gradualmente liberada para livre comercialização pelos respectivos concessionários, a partir de percentuais anuais das respectivas garantias físicas definidos pelo Poder Concedente.</u>
		<u>Parágrafo Único: Relativamente à quantidade de energia liberada nos termos do caput deste artigo, deverá ser considerado o pagamento, pelo concessionário:</u> <u>I – de quota anual, em duodécimos, à Conta de Desenvolvimento Energético, de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, correspondente a um terço do benefício econômico-financeiro adicionado pela liberação, a ser definido conforme regulamento do Ministério de Minas e Energia;</u> <u>II - de bonificação de outorga anual, em duodécimos,</u>

		<u>correspondente a um terço do benefício econômico-financeiro adicionado pela liberação.</u>
Justificativa: o Artigo 1º-A possui o objetivo de permitir a descotização gradual da energia das usinas já prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei 12.783/2013. As demais contribuições são necessárias para ajuste do marco regulatório à extinção gradual do regime de cotas. A descotização se constitui em medida coerente e aderente aos objetivos do conjunto das propostas: ✓ ampliação do mercado livre; ✓ fortalecimento do sinal informativo dos preços de energia; ✓ isonomia no acesso da oferta de energia e redução de subsídios; ✓ incentivos à eficiência nas decisões empresariais de agentes individuais; ✓ alocação mais eficiente dos riscos. Sob nenhum aspecto, portanto, a descotização possui relação com o tema “privatização”, porque o controle societário A ou B da energia em nada altera as suas motivações e seus benefícios. Assim se manifestou o MME a respeito do tema “descotização em “PERGUNTAS FREQUENTES REALIZADAS SOBRE A CONSULTA PÚBLICA #33 – Versão de 11.07”: “A alteração do regime comercial das usinas, além disso, está alinhada com o objetivo geral das mudanças propostas na direção de maior eficiência setorial ao alocar corretamente riscos e promover competição no mercado. A tarifa regulada para usinas hidrelétricas não se mostrou efetiva para a modicidade tarifária. Nessas usinas, o consumidor fica com o risco hidrológico, ou seja, se chove menos e a usina não gera o montante esperado de energia, o consumidor paga pela geração complementar, em usinas térmicas caras, o que resulta em cifras bilionárias... As usinas hidrelétricas com tarifa regulada criam uma ilusão de custo baixo na energia, mas aumentam, por exemplo, o custo das bandeiras tarifárias e dos encargos setoriais”. Em um contexto de ampliação do mercado livre, é de se destacar que diversas variáveis fora da capacidade de controle regulatório afetarão a quantidade dos contratos legados a serem administrados: taxa de crescimento do mercado, penetração da GD, nível de não adesão ao ACL (mercado residual) etc. Nesse sentido, a descotização das usinas hidrelétricas prorrogadas ou já licitadas parece ser uma das únicas, se não a única ferramenta regulatória de que se dispõe e que		

pode ser calibrada, progressivamente, na medida da evolução da ampliação do mercado e da quantidade de contratos legados.

Ademais, a proposta de descotização é plenamente coerente com as intenções de sinalização adequada de preços ao mercado, que respondam naturalmente a sinais de excesso e escassez e propiciem as informações corretas para tomada de decisões pelos agentes de mercado.

A esse respeito, destacamos trecho da Nota Técnica ora em apreciação pública, com o qual concordamos:

“Sinalização econômica como vetor de alinhamento entre interesses individuais e sistêmicos: Sempre que possível, as instituições governamentais e para-governamentais devem utilizar sinalização econômica adequada, em ambiente competitivo, para garantir que as decisões de agentes de mercado que buscam a otimização de suas posições individuais sejam as mesmas que conduzem a benefícios sistêmicos sobre a economicidade, segurança e sustentabilidade socioambiental do suprimento. Isto envolve desenhar incentivos econômicos que façam com que os benefícios percebidos por agentes sejam compatíveis com o valor que eles entregam ao sistema, considerando quaisquer sinergias entre decisões de investimento ou operativas de diferentes agentes”.

A proposta também intenciona a alocação isonômica, entre todos os consumidores do SIN (regulados e livres), da energia das usinas prorrogadas, eliminando-se o exclusivismo legal do direcionamento da referida energia.

Por fim, a proposta possui a intenção de redirecionar a gestão do risco hidrológico aos agentes de geração, que podem fazê-la de forma melhor posicionada e eficiente, em linha com o posicionamento do MME, manifestado na Nota Técnica em discussão:

“Alocação adequada de riscos para permitir sua gestão individual, com responsabilidades bem definidas: A confiança em sinais econômicos como mecanismo de promoção de decisões individuais ótimas e alinhadas com interesses sistêmicos requer que os agentes sejam responsáveis pela gestão individual de riscos – afinal, a exposição de agentes aos ganhos ou perdas econômicas que resultam de suas decisões é que lhes fornece incentivos, e a possibilidade de ganhos ou perdas resume a definição de risco. Esta estratégia requer, no entanto, uma alocação adequada de riscos, que devem ser assignados aos agentes que estão melhor posicionados para lidar com eles.

Para tal, é necessário considerar tanto a viabilidade de decisões empresariais de agentes

resultarem em efetiva mitigação de riscos, como também diferenças em requisitos de risco-retorno que podem levar a prêmios econômicos mais ou menos onerosos. A viabilidade da gestão individual de riscos requer que agentes sejam responsabilizáveis por suas decisões, com mecanismos de enforcement adequados e que não sejam frágeis a judicialização como estratégia de renúncia, respeitados direitos a contraditório e ampla defesa.”

Por fim, ressalte-se que o tratamento regulatório diferenciado de uma mesma energia, em função do perfil societário do concessionário, pode ser percebido como ofensa, entre outros, ao princípio da isonomia, base do novo modelo proposto, conforme texto de princípios no âmbito da Consulta Pública MME 032/2017:

“Se pudéssemos traduzir o racional anterior em 10 princípios, teríamos:

1. RESPEITO AOS DIREITOS DE PROPRIEDADE, RESPEITO A CONTRATOS E INTERVENÇÃO MÍNIMA

2. MERITOCRACIA, ECONOMICIDADE E EFICIÊNCIA (PRODUTIVA E ALOCATIVA, DO CURTO AO LONGO PRAZO)

(...)

4. ISONOMIA

(...)

7. COERÊNCIA”

Em resumo, a descotização é parte integrante e indissociável do modelo regulatório que se quer introduzir, em nada devendo depender de antecedente e opcional processo de privatização.

À luz do exposto, propomos:

- (i) a garantia do mesmo fluxo de pagamentos à União (bonificação de outorga) e consumidores (CDE);
- (ii) a manutenção das condições de privatização ora apresentadas em Consulta Pública;
- (iii) a garantia da descotização gradual da energia das usinas prorrogadas, implicando em (iii.1) impacto atenuado às tarifas dos consumidores cativos; (iii.2) fortalecimento do

sinal informativo dos preços; (iii.3) isonomia no acesso da oferta de energia e redução de subsídios; (iii.4) incentivos à eficiência nas decisões empresariais de agentes individuais; (iii.5) alocação mais eficiente dos riscos; (iii.6) garantia de controle pelo Poder Concedente (e não pelos acionistas das empresas) da mais adequada calibração da descotização enquanto ferramenta de ajuste da ampliação equilibrada do mercado livre.

Por fim, ressaltamos que a privatização deve continuar se prestando como uma opção do acionista, a ser eventualmente exercida em função de visão estratégica dos negócios, necessidade etc, em um modelo regulatório coeso, coerente e equilibrado.

PROPOSTA CP MME	PROPOSTA ABRAGE	JUSTIFICATIVA
Art. 8º-A As concessões de que trata o art. 1º, que vençam a partir de 1º de janeiro de 2018, devem ser licitadas.	Art. 8º-A As concessões de que trata o art. 1º, que vençam a partir de 1º de janeiro de 2018, devem ser licitadas.	<u>Manter a possibilidade de prorrogação das concessões, conforme justificativa anterior.</u>
Parágrafo único. Na licitação de que trata o caput, não se aplica o disposto nos §3º, §8º e §9º do art. 8º e inciso III do art. 2º-A da Lei nº 9.478, 6 de agosto de 1997.”	Parágrafo único. Na licitação de que trata o caput, não se aplica o disposto nos §3º, §8º e §9º do art. 8º e inciso III do art. 2º-A da Lei nº 9.478, 6 de agosto de 1997.”	<u>Manter a possibilidade de prorrogação das concessões, conforme justificativa anterior.</u>

2.8 Prorrogação de Usinas Hidrelétricas até 50 MW (Grupo 4)

Ao buscar a organização do arcabouço legal que disciplina a prorrogação das outorgas das usinas hidrelétricas até 50MW, a Nota Técnica introduziu inovações que podem acarretar em riscos para esses empreendimentos.

Dessa forma, essa Associação decidiu apresentar contribuição de forma a garantir o desejo do Ministério, minimizando os riscos das alterações por ele proposto. Em síntese, são essas as propostas aqui apresentadas:

- Ajustes no texto para não deixar dúvidas quanto ao limite legal de potência para CGH, estabelecido pela Lei 13.360/2016 em 5MW;
- Incluir a previsão legal de que a prorrogação de usinas hidrelétricas até 50 MW englobe tanto usinas com regime de exploração em autorização como em concessão, com ou sem reversão de bens à União e mesmo com prazo de vigência extinto;

- Dar clareza que a CFURH pode ser destinada a mais de um município, quando o empreendimento cobrir mais de uma localidade;
- Excluir no parágrafo 16 a expressão “no mínimo”, pela importância que as condições para prorrogação já estejam definidas claramente na Lei;
- Incluir um parágrafo que garanta o direito à prorrogação nos termos da Lei 13.360/2016, hoje vigente, para as outorgas vencidas antes da publicação dessa nova Lei;
- Dar clareza à destinação desses aproveitamentos na hipótese de não prorrogação e frustração de sua licitação;
- Retirar a obrigatoriedade de que o empreendimento esteja em operação comercial, pois em certos casos, a prorrogação pode ser determinante para a realização de investimentos e retorno da usina à operação comercial.
- Dar previsibilidade de prazo para a emissão da nova outorga prorrogada quando da extinção da outorga original, de forma que o empreendimento se mantenha regularizado.

Sugere-se ainda que a prerrogativa da prorrogação seja do empreendedor e não do Poder Concedente. Tal visão se deve pelas particularidades desses tipos de empreendimentos, que podem se tornar desinteressantes caso não haja um prazo adequado para o retorno do investimento. Esse estímulo é positivo inclusive do ponto de vista do Poder Concedente, pois evitaria a reversão dos aproveitamentos dessas autorizações e, no limite, evitaria a necessidade de leilões de PCHs.

Essas sugestões são apresentadas no quadro abaixo:

TEXTO ORIGINAL DA LEI	PROPOSTA CP MME	PROPOSTA ABRAGE
	Lei 9.074 “Art. 4º §15. As autorizações para	Lei 9.074 “Art. 4º §15 <u>14</u> . As autorizações e

	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.	concessões para exploração de aproveitamento hidráulico de potência maior que 3 <u>5</u> MW (três <u>cinco</u> megawatts) e inferior ou igual a 50MW (cinquenta megawatts) terão prazo de até trinta e cinco anos, inclusive aquelas já outorgadas anteriormente à publicação da Lei
	Lei 9.074 “Art. 4º §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 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 os aproveitamentos autorizados de potência maior que 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e	Lei 9.074 “Art. 4º §16 <u>15</u>. As autorizações e concessões de que trata o §15 <u>14</u> poderão ser prorrogadas a critério do Poder Concedente <u>Agente Outorgado</u> 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 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a partir da prorrogação da outorga, revertida integralmente <u>aos Municípios de localização</u> ao Município de localidade do aproveitamento e limitada, para os aproveitamentos autorizados de potência maior que

	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.	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
	Sugestão de inclusão	Lei 9.074 “Art. 4º <u>§ 19 Não havendo agentes interessados na licitação da outorga referida no §18 os bens vinculados ao aproveitamento e suas respectivas obrigações reverterão ao Poder Concedente;</u>
	Sugestão de inclusão	Lei 9.074 “Art. 4º <u>§ 20. Para as outorgas que, até a data de publicação desta Lei, estejam com o prazo de vigência encerrado, sem declaração de extinção pelo Poder Concedente, aplicar-se-ão as condições da legislação vigente à época do encerramento do prazo da outorga.</u>
Lei 12.783	Lei 12.783	Lei 12.783
Art. 2º A outorga de	Art. 2º As concessões de geração	Art. 2º As concessões de geração

concessão e autorização para aproveitamento de potencial hidráulico maior que 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e inferior ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts), desde que ainda não tenha sido prorrogada e esteja em vigor quando da publicação desta Lei, poderá ser prorrogada a título oneroso, em conformidade com o previsto no § 1o-A.	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.	de energia hidrelétrica de que trata o art. 1º, cuja potência da usina seja superior a 3 <u>5</u> MW (três <u>cinco</u> megawatts) e igual ou inferior a 50 MW (cinquenta megawatts), <u>incluindo usinas a serem remotorizadas</u> , 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.
---	---	---

2.9 Possibilidade de Redução de Custos de Transação na Transmissão (Grupo 2)

PROPOSTA CP MME	PROPOSTA ABRAGE	JUSTIFICATIVA / COMENTÁRIOS
Lei nº 9.074, de 1995 “Art. 17 §9º A contratação das instalações de transmissão poderá se dar por meio de centralizadora de contratos, destinada a atuar como contraparte dos titulares das instalações e dos usuários	“Art. 17 §9º A contratação das instalações de transmissão poderá se dar por meio de centralizadora de contratos, destinada a atuar como contraparte dos titulares das instalações e dos usuários	Incluir no texto proposto a centralização dos pagamentos e recebimentos de modo a deixar claro o objetivo da medida tanto para os usuários como para os agentes de transmissão.

da rede, desde que resulte em redução de custos sistêmicos. §10. Os custos de contratação, representação e gestão incorridos pela centralizadora serão alocados entre os usuários da rede, na proporção das tarifas definidas pela ANEEL. §11. O A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo poder concedente. §12. Após instituição da centralizadora de contratos: I - os titulares das instalações de transmissão já contratadas poderão solicitar à ANEEL o aditamento dos contratos vigentes para atendimento enquadramento no §9º; II - as contratações de novas instalações de transmissão serão realizadas diretamente com a centralizadora de	da rede <u>para pagamentos e recebimentos</u>, desde que resulte em redução de custos sistêmicos. §10. Os custos de contratação, representação e gestão incorridos pela centralizadora serão alocados entre os usuários da rede, na proporção das tarifas definidas pela ANEEL. §11. O A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo poder concedente. §12. Após instituição da centralizadora de contratos: I - os titulares das instalações de transmissão já contratadas poderão solicitar à ANEEL o aditamento dos contratos vigentes para atendimento enquadramento no §9º; II - as contratações de novas instalações de transmissão serão realizadas diretamente com a centralizadora de	
---	---	--

contratos. ” (NR)	contratos. <u>§13. Os custos alocados aos usuários da rede de que trata o §10 deverão ser deduzidos da Receita Mensal do ONS e destinados à instituição centralizadora de contratos, sem implicar em elevação de custos para o sistema e para aqueles usuários.</u>	Para o rateio dos custos associados à gestão dos processos de pagamentos e recebimentos centralizados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), sugerimos que os agentes de transmissão também participem deste rateio por serem beneficiários desta centralização. Permitir que as empresas de transmissão possam optar em aderir ao novo modelo, para aquelas concessões já existentes. É importante que os valores pagos ao ONS, que atualmente faz a contabilização dos encargos, não sejam aumentados com a mudança da centralização do faturamento para as transmissoras.
-------------------	---	---

2.10 Diretrizes e Compromissos para Fixação de Tarifas (Grupo 3)

PROPOSTA CP MME	PROPOSTA ABRAGE	JUSTIFICATIVA / COMENTÁRIOS
Para tanto, são propostas alterações na Lei nº 9.427, de 1996: “Art. 3º	Para tanto, são propostas alterações na Lei nº 9.427, de 1996: “Art. 3º	Neste item da Nota Técnica está sendo proposta medida para identificação e precificação das externalidades inerentes às diferentes fontes de suprimento, visando substituir o modelo de subsídios

..... XVIII - definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, baseadas nas seguintes diretrizes: b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão; c) utilizar, quando viável técnica e economicamente, o sinal locacional no sistema de distribuição; e d) valorizar eventuais benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga. ” (NR)	 XVIII - definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, baseadas nas seguintes diretrizes: b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão; c) utilizar, quando viável técnica e economicamente, o sinal locacional no sistema de distribuição;e d) — valorizar — eventuais benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga.	inadequados vigente. Para tanto, são sugeridas mudanças na Lei nº 9.427/1996 de modo a contemplar a utilização do sinal locacional também no sistema de distribuição e valorizar os possíveis benefícios da geração próxima da carga (geração distribuída). Ao que parece o cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão em nada se alterariam, pois já contemplam em sua base parte locacional e parte selo. A inovação sugerida pelo MME é utilizar também a metodologia locacional para o sistema de distribuição, o que corresponderia à geração distribuída. Com relação a intenção de inclusão do item “d – valorizar eventuais benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga.” Entende-se que esse item deve ser suprimido, pois a metodologia vigente do sinal locacional já captura os benefícios da proximidade/distância ao centro da carga. Manter o critério locacional existente. Sugere-se a manutenção da relação no sinal locacional da TUST parte selo e parte locacional como utilizado atualmente. A principal razão reside na manutenção das Tarifas das Usinas, principalmente aquelas submetidas a Licitação Pública, com a atenuação do sinal locacional, de
--	---	---

		modo a manter as condições do certame público de licitação, não provocando um desequilíbrio de econômico e financeiro para a Concessão, evitando assim uma possível falência do empreendimento. Indesejável, para a estabilidade das empresas enquadradas nessa modalidade. Caso haja essa inclusão poderia haver uma duplicidade na valoração da questão da proximidade/distância do centro de carga (inclusão de novo componente na equação do sinal locacional) e, portanto, uma contradição com um dos propósitos dessa Consulta Pública que é justamente a substituição de subsídios inadequados atualmente presentes. A preocupação que deve ser levantada ao MME é de que não sejam atribuídos novos encargos aos acessantes do sistema de transmissão, sobretudo aos geradores, visto que os compromissos assumidos no mercado regulado (CCEARs) utilizaram como referência os custos de transmissão disponíveis no momento do lance ofertado, e que na eventualidade de majoração dos custos com encargos de transmissão necessário seria um reequilíbrio econômico-financeiro no contrato de concessão dos empreendimentos afetados.
--	--	--