

Contribuições à Consulta Pública n.º 33/2017
Aperfeiçoamento do marco legal do setor elétrico

I - INTRODUÇÃO:

O Grupo CEEE é composto pela Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par, acionista majoritária da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D e Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, concessionárias dos serviços públicos de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica, respectivamente, conforme Contratos de Concessão nº 81/1999 (distribuição), 25/2000 e 80/2002 (geração) e 55/2001 (transmissão) e seus respectivos aditivos.

Assim, na qualidade de agente do setor elétrico, o **Grupo CEEE** cumprimenta esse Ministério pela iniciativa de submeter à 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 contribuições 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 alternativa à proposta pelo Ministério, acompanhada das respectivas justificativas. Outra parte é composta de proposições de novas alterações legislativas.

II – PROPOSIÇÕES LEGISLATIVAS ALTERNATIVAS:

Para facilitar a compreensão, as proposições de texto legislativo alternativo ao apresentado pelo Ministério de Minas e Energia na presente consulta pública foram inseridas em tabela comparativa – ANEXO I, acompanhadas das correspondentes justificativas.

III – PROPOSIÇÕES LEGISLATIVAS NOVAS

Além das análises e proposições trazidas por este Ministério, tem-se que o aprimoramento do marco legal do setor elétrico nacional envolve amplo arcabouço normativo, apresentando outras possibilidades de melhoria, razão pela qual se traz à colação as seguintes razões e proposições:

1) Concessões de distribuição – Lei 12.783/2013 – Realinhamento dos prazos de verificação do critério de sustentabilidade econômico-financeiro.

1.1) Histórico:

Com a edição da Medida Provisória nº 579/2012 (com reforço da crise hídrica vivenciada nos exercícios subseqüentes e pelos mecanismos regulatórios paralelos criados na tentativa de se mitigar seus efeitos) o fenômeno da judicialização do setor assola a indústria energética brasileira, com os agentes de todos os segmentos buscando o Judiciário a fim de zelar por seus interesses econômicos. A situação provoca enorme instabilidade social para os usuários do sistema elétrico (exemplo as matérias do risco hidrológico, custos do ESS, CDE, indenização dos ativos de transmissão da rede básica existente, sobrecontratação involuntária das distribuidoras, usinas não renovadas da CEMIG).

Nesse sentido, urge a atuação do Poder Concedente, para promover a estabilidade do modelo, com segurança jurídica para os participantes e, sobretudo, com foco no consumidor.

Dentre os temas mais candentes no arcabouço regulatório do Setor Elétrico, com forte atuação do Ministério Público Federal, do Poder Judiciário, e, também do Tribunal de Contas da União, esteve a recente renovação dos contratos de concessão das empresas de distribuição, cujos termos finais expiravam no exercício de 2015/2016 e, muitos foram renovados, consoante o Decreto Federal nº 8.461/15.

Nessa senda, especificamente para o aprimoramento deste tema encaminho as seguintes contribuições:

1.2) Da Renovação das Concessões de Distribuição:

Muito embora com previsão contida na Medida Provisória nº 579, norma legal datada de setembro de 2012, o processo legislativo de renovação das Concessões de Distribuição ficou

sobrestado por longo período, tendo sua regulamentação efetivada somente em junho de 2015, por ocasião da edição do Decreto Federal nº 8.461.

O alongamento na regulamentação dessa matéria por parte do Poder Concedente prejudicou dramaticamente as empresas de Distribuição alcançadas pela Medida Provisória em questão e, posteriormente pela Lei nº 12.783/2013, provocando instabilidade jurídica, aumento do risco dos investidores e um encarecimento ainda maior do crédito, provocando efeitos nocivos no nível de endividamento dessas Concessionárias.

O deslinde administrativo desse processo envolveu o Tribunal de Contas da União e especialmente a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, tendo seu termo no final do exercício de 2015 e o início do exercício de 2016.

As distribuidoras que renovaram suas Concessões por mais 30 anos, assinando termo aditivo contratual sob o manto do Decreto Federal nº 8.461/15 e dos critérios de eficiência operacional e econômica positivados nos seus respectivos contratos, estão submetidas à seguinte regulamentação..

Lei nº 12.783/2013:

(...)

*Art. 7o A partir de 12 de setembro de 2012, as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo art. 22 da Lei nº 9.074, de 1995, poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos, de forma a assegurar à continuidade, a eficiência da prestação do serviço, a modicidade tarifária e o atendimento a **critérios de racionalidade operacional e econômica**.*

Parágrafo único. A prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica dependerá da aceitação expressa das condições estabelecidas no contrato de concessão ou no termo aditivo.

Decreto nº 8.461/2015:

Art. 1o O Ministério de Minas e Energia poderá prorrogar as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo art. 7o da Lei no 12.783, de 11 de janeiro de 2013, por trinta anos, com vistas a atender aos seguintes critérios:

- I - eficiência com relação à qualidade do serviço prestado;*
- II - eficiência com relação à gestão econômico-financeira;***
- III - racionalidade operacional e econômica; e*
- IV - modicidade tarifária.*

§ 1o A prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica dependerá da aceitação expressa pela concessionária das condições estabelecidas no contrato de concessão ou no termo aditivo ao contrato de concessão.

§ 2o A eficiência com relação à qualidade do serviço prestado de que trata o inciso I do caput será mensurada por indicadores que considerem a frequência e a duração média das interrupções do serviço público de distribuição de energia elétrica.

§ 3o A eficiência com relação à gestão econômico-financeira de que trata o inciso II do caput será mensurada por indicadores que apurem a capacidade de a concessionária honrar seus compromissos econômico-financeiros de maneira sustentável.

§ 4o O atendimento aos critérios previstos nos incisos I e II do caput poderá ser alcançado pela concessionária no prazo máximo de cinco anos, contado a partir do ano civil subsequente à data de celebração do contrato de concessão ou do termo aditivo, devendo ser cumpridas metas anuais definidas por trajetórias de melhoria contínua, estabelecidas a partir do maior valor entre os limites a serem definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel e os indicadores apurados para cada concessionária no ano civil anterior à celebração do contrato de concessão ou do termo aditivo. (...)

Art. 2º A Aneel definirá a minuta do contrato de concessão ou do termo aditivo que contemplará as condições previstas neste Decreto.

Parágrafo único. O contrato de concessão ou o termo aditivo deverão conter cláusulas que:

I - assegurem a sustentabilidade econômico-financeira das concessionárias e especifiquem diretrizes para o fortalecimento da governança corporativa e parâmetros mínimos de indicadores econômico-financeiros, inclusive de obrigação de aporte de capital por parte dos controladores; (...)

Art. 4o A inadimplência da concessionária decorrente do descumprimento de uma das metas anuais de que trata o § 4º do art. 1º por dois anos consecutivos ou de qualquer dessas metas ao final do prazo de cinco anos acarretará a extinção da concessão, observadas as disposições deste artigo e do contrato de concessão ou do termo aditivo.

1.3) Do conflito entre a norma jurídica vigente e a situação econômica e financeira das Concessionárias de Distribuição:

Verificados os dispositivos normativos acima se percebe a clara intenção do poder legislativo e do executivo em condicionar à manutenção da vigência dos contratos de concessão

aditivados ao atendimento a critérios de eficiência econômica, dado que a saúde econômica e financeira das Distribuidoras tem relação intrínseca com sua eficiência operacional.

Ocorre que, muito embora a ANEEL tenha empreendido todos os esforços na regulamentação dos índices de eficiência econômica para os novos contratos, na prática, quase a totalidade das empresas abarcadas por esse processo teve e terá seríssimas dificuldades em cumprir as exigências econômicas traduzidas nas fórmulas paramétricas desenvolvidas pelo regulador nos autos da Audiência Pública ANEEL nº 038/2015.

Isso porque, a fórmula paramétrica de eficiência econômica desenvolvida pelo regulador, assim como o período de 05 anos para o atendimento dos respectivos índices não estão em consonância com a atual conjuntura econômica do País.

Nossas empresas estão com altíssimos níveis de endividamento (bancário/tributário/etc) e sua saneabilidade depende necessariamente do crescimento econômico, de medidas governamentais que diminuam o custo do capital de terceiro e, por certo, de gestão operacional.

Nesse sentido, reproduzem-se os termos da documentação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, no âmbito da Consulta Pública nº 34/2017 do próprio MME, que trata do Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 no que tange as perspectivas macroeconômicas e perspectivas econômicas setoriais:

“Perspectivas Macroeconômicas

Economia Brasileira

A partir de meados de 2016, houve um movimento de recuperação de expectativas dos agentes, que pôde ser observado nos indicadores de confiança dos consumidores e dos empresários, mas não materializada nos indicadores econômicos. Em particular, as perspectivas de recuperação econômica no segundo semestre do ano passado foram frustradas e percebeu-se que a crise duraria mais que o esperado.

Pela ótica da oferta, a retração é disseminada nos três grandes setores da economia – agropecuária, indústria e serviços, com ainda elevado grau de ociosidade, o que acaba por retardar as tomadas de decisão de investimentos pelos empresários.

*Uma das causas desse baixo desempenho dos setores produtivos é a **demand interna enfraquecida**, explicada, sobretudo, pela deterioração do mercado de trabalho e do **crédito mais restrito**. Por outro lado, o setor externo vem apresentando resultados positivos. Em 2016, de acordo com dados do MDIC, o saldo de balanço comercial bateu recorde de saldo na série dos últimos vinte anos.*

Diante de um cenário de incertezas tanto na esfera nacional como global, é difícil prever quais serão os drivers que impulsionarão o crescimento

(...)

Perspectivas Econômicas Setoriais

(...)

*Na elaboração do cenário econômico, considerou-se que o entrave ao crescimento vem de duas frentes: a primeira, conjuntural, é relativa à crise econômica iniciada em 2014 e à capacidade de reversão desse cenário, com retomada do crescimento aos níveis pré-crise; a segunda, de cunho estrutural, refere-se aos gargalos logísticos e de infraestrutura, além da baixa qualificação de mão-de-obra e **ausência de políticas industriais na direção do desenvolvimento de atividades de maior valor agregado e maior competitividade internacional, a fim de gerar altas taxas de crescimento vigoroso e sustentado.***

Neste estudo, considera-se que a retomada do crescimento se dará mais fortemente ao final do primeiro quinquênio.

Logo, consoante relatório da EPE para o planejamento decenal de expansão de energia 2026, sob o prisma setorial, a retomada do crescimento se dará mais fortemente ao final do primeiro quinquênio, ou seja, na parte final do prazo concedido para adequação econômica das Concessionárias de Distribuição pelo Decreto Federal nº 8.461/15.

Como as empresas de Distribuição irão sanar seu alto endividamento em 05 anos se a economia não tem perspectivas de crescimento robusto nesse curto período?

Mantidos os prazos descritos pelo executivo federal na regulamentação do artigo 7º da Lei nº 12.783/13 e mantida as fórmulas paramétricas de sustentabilidade econômica positivadas pela ANEEL nos contratos de Concessão renovados, muito provavelmente teremos uma série de concessões sob altíssima instabilidade jurídica.

1.4) Da proposta de alteração normativa:

Por tudo exposto, a Consulta Pública em questão e as alterações do marco legal do nosso Setor Elétrico são uma oportunidade excepcional para se debater no Congresso Nacional e se corrigir no âmbito do Poder Executivo as eventuais distorções técnicas do processo de renovação dos contratos de Concessão das Distribuidoras.

Assim, no item abaixo, respeitosamente apresenta-se proposta de alteração legislativa no que tange aos contratos de concessão de distribuição prorrogados, alcançados pelo artigo 7º da Lei 12.783/13.

Artigo 1º - As Concessões de Distribuição de Energia prorrogadas conforme artigo 7º da Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013, deverão atender aos seguintes critérios:

- I - eficiência com relação à qualidade do serviço prestado;
- II - eficiência com relação à gestão econômico-financeira;
- III - racionalidade operacional e econômica; e
- IV - modicidade tarifária.

§1º A eficiência com relação à qualidade do serviço prestado de que trata o inciso I do caput será mensurada por indicadores que considerem a frequência e a duração média das interrupções do serviço público de distribuição de energia elétrica.

§2º A eficiência com relação à gestão econômico-financeira de que trata o inciso II do caput será mensurada por indicadores que apurem a capacidade da concessionária honrar seus compromissos econômico-financeiros de maneira sustentável, cotejando a evolução de seu LAJIDA - lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização – com a capacidade de pagamento de seu endividamento bancário.

§ 3º O atendimento aos critérios previstos nos incisos I e II do caput deverá ser alcançado pela concessionária no prazo máximo de dez anos, contado a partir do ano civil subsequente à data de celebração do contrato de concessão ou do termo aditivo, devendo ser cumpridas metas anuais definidas por trajetórias de melhoria contínua, a serem regulamentadas pelo Ministério de Minas e Energia e a Agência Nacional de Energia Elétrica, observando necessariamente o contido no §1º e §2º.

Art. 2º A inadimplência da concessionária decorrente do descumprimento de qualquer dessas metas ao final do prazo de dez anos acarretará a extinção da concessão.

2) Migração de consumidores para o ACL

Outro ponto pertinente é definir que a migração de consumidores ao ACL será irrevogável e irretratável, inclusive, para evitar a arbitragem e movimentos oportunistas e dar consistência aos dispositivos estabelecidos no Art 16-B da Lei 9.074 (os eventuais custos da migração serão arcados por todos os consumidores).

Assim, sugere-se a inclusão do art. 16-D na Lei nº 9.074, conforme texto abaixo:

Art. 16-D Os consumidores do Ambiente de Contração Regulada, de que trata a Lei nº 10.848, de 2004, que exercerem as opções previstas no §5º do art. 26 da

Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos art. 15 e art. 16 terão suas decisões consideradas irrevogáveis e irretratáveis.

Parágrafo Único - Os novos consumidores, conforme os enquadramentos de elegibilidade estabelecidos no Art. 16 serão atendidos exclusivamente no Ambiente de Contratação Livre.

3) Micro e minigeração

O quesito de sustentabilidade ambiental no desenvolvimento econômico e social pode ser considerado um valor da sociedade contemporânea e uma necessidade para futuras gerações. Diversas iniciativas, programas e regulamentos têm sido implementados para promover uma forte ampliação das fontes renováveis na matriz energética nacional e, em foco, para os estímulos à expansão da micro e minigeração distribuída.

Assim, para dar consistência à essas políticas e regulamentos de incentivos, inclusive para atender o artigo 35º da Lei 9.074/95, é necessário atualizar o rol de destinações da Conta de Desenvolvimento Energético de forma coerente com o que já se executa para a inserção das fontes renováveis, conforme o inciso VI do Art. 13º da Lei 10.438/2002. Destaca-se, que coerentemente com políticas de incentivo, a destinação da subvenção da CDE será devida enquanto mantidos os respectivos benefícios tarifários.

Art. 13. Fica criada a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE visando ao desenvolvimento energético dos Estados, além dos seguintes objetivos:

(...)

XV - prover recursos para compensar, enquanto perdurarem, descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica ou qualquer outro tipo de benefício tarifário, explícito ou implícito, dado pelo Poder Executivo para estimular a expansão da microgeração e minigeração distribuída.

4) Benefício econômico gerado pela atividade

No decorrer dos últimos anos a participação das despesas da chamada "parcela A" dos contratos de concessão subjugou, em muito, a participação da "parcela B" que, por sua vez, caracteriza o efetivo valor econômico agregado da atividade de distribuição. Tal fato amplificou, sem objeto de mérito ou justificativa, os impactos econômicos das multas administrativas. Neste sentido, é oportuno sanar essa distorção e, ainda, pacificar o entendimento do que se qualifica como Benefício Econômico gerado pela atividade de distribuição e nivelar, inclusive, o

tratamento algébrico para fins da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica ao respectivo segmento. Por isso, propõe-se:

Lei 9.427

Art. 3º (...)

(...)

X - fixar as multas administrativas a serem impostas aos concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica, observado o limite, por infração, de 2% (dois por cento) do benefício econômico anual, ~~faturamento~~, ou do valor estimado da energia produzida nos casos de autoprodução e produção independente, correspondente aos últimos doze meses anteriores à lavratura do auto de infração ou estimados para um período de doze meses caso o infrator não esteja em operação ou esteja operando por um período inferior a doze meses.

(...)

Art.12 (...)

§1º (...)

(...)

III - $TFd = [Ed / (FC \times 8,76)] \times Du$

Onde:

TFd = taxa de fiscalização da concessão de distribuição, expressa em R\$;

Ed = energia anual faturada no serviço de distribuição, expressa em MWh;

FC = fator de carga médio anual das instalações de distribuição, apurado na forma regulamentar estabelecida pela ANEEL;

Du = 0,5% do valor unitário do benefício econômico anual decorrente da exploração do serviço de distribuição, expresso em R\$/kW;

Bd = valor unitário do benefício econômico anual decorrente da exploração do serviço de distribuição expresso em R\$/kW, definido pela seguintes formula: $Bd = [(Pad - dae - dat - das)/(Dp + Dc)]$

Pad = produto anual da exploração do serviço de distribuição, incluindo a receita decorrente do acesso ao sistema de distribuição, expresso em R\$;

dae = valor anual da despesa com energia comprada para revenda, alocada ao fluxo comercial da distribuição, expresso em R\$;

dat = valor anual da despesa de acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, alocada ao fluxo comercial da distribuição, expresso em R\$;

das = valor anual da despesa de encargos setoriais, alocada ao fluxo comercial da distribuição, expresso em R\$;

Dp = valor médio mensal da parcela da potência gerada pelo concessionário ou permissionário de serviço de distribuição, alocada ao serviço durante o ano base para o cálculo, expresso em kW;

Dc = valor médio mensal da parcela da potência associada à energia elétrica comprada para revenda durante o ano base para o cálculo, alocada ao serviço de distribuição, expresso em kW.

5) Gestão de compra de energia

A orientação contida na Nota Técnica nº 3/2017/AEREG/SE ("*...redução das responsabilidades das distribuidoras em relação à gestão de compra de energia, reconhecendo o papel limitado dos instrumentos de gestão atualmente presentes e a necessidade de as empresas focarem na atividade de infraestrutura de rede e de qualidade do serviço, paradigma que implica alterações na alocação dos custos de contratação de energia...*"), terá mais um quesito alcançado pela possibilidade de facultar, quando couber, às distribuidoras alocarem os custos regulatórios das receitas irrecuperáveis como item da Parcela A, por meio de aditivo ao contrato de concessão. Cabe salientar, ainda, que essa medida atuará positivamente para as distribuidoras mitigarem a pressão tarifária oriunda da proposta de "descontização". Por isso, a inclusão de dispositivo:

Lei 9.074

Art. 28. Nos casos de privatização, nos termos do art. anterior, é facultado ao poder concedente outorgar novas concessões, pelo prazo de 30 (trinta anos), se efetuar a reversão prévia dos bens vinculados ao respectivo serviço público.

...

§12. A ANEEL fica autorizada a celebrar, se for o caso, aditivos aos Contratos de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica para alocar a Receita Irrecuperável como item da Parcela A.

6) Desjudicialização

O esforço de desjudicialização é nítido e deve ser ampliado objetivando melhorar a disciplina comercial, especialmente no mercado de varejo. Dessa forma, oferecer aparato legal aos dispositivos infralegais existentes, especialmente da regulamentação setorial, afastará a obtenção de decisões judiciais liminares para restabelecimento de fornecimento de energia de usuários em condições irregulares, qualificados nos padrões do Termo de Ocorrência e Inspeção - TOI, ou mesmo aqueles que permanecem inadimplentes, após tratativas previstas na regulamentação. Outra contribuição é adequar as condições de desempenho regulatório das concessionárias de distribuição nas ocorrências excepcionais de segurança pública que, por sua vez, dificultam o combate às perdas não técnicas, à inadimplência e, inclusive, a melhoria dos padrões de qualidade e continuidade dos serviços prestados nas áreas afetadas.

Lei 9.427

Art. 3º (...).

XXII - estabelecer instrumento e procedimentos para a caracterização da irregularidade eventualmente cometida por unidade consumidora e disciplinar as condições para a recuperação da receita pela concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica.

XXIII - definir tratamentos específicos aos incisos X e XVIII para as concessionárias que tenham áreas geográficas abrangidas por aplicação da Lei Complementar nº 97/1999.

7) Estimular inovação e desenvolvimento de novos negócios com sinergia às atividades concedidas

Este tema é fundamental para o novo papel das distribuidoras neste contexto de alteração do marco institucional do setor elétrico com ampliação do ACL. Entretanto, deve-se observar o aprendizado com ações equivalentes realizadas recentemente no âmbito da MPv 735/16. Criar estímulos à inovação nas concessões de serviço público consistente com as definições de eficiência econômica seletiva é coerente e necessário com a expectativa dos consumidores. Ademais, essa proposta não se restringe às distribuidoras de energia elétrica, mas a todas as concessões de serviço público. Assim, buscando potencializar agregação de valor ao segmento, porém num espaço extratarifário, ou seja, além das metodologias da atividade monopolística estabelecidas pela ANEEL, sugerimos:

Art. 9º A **Lei nº 8.987**, de 13 de fevereiro de 1995, passa a vigorar com a seguinte redação:

Art. 11º (...)

§1º(...)

§2º As fontes de receitas previstas neste artigo que sejam oriundas de novos arranjos tecnológicos ou novos serviços aos usuários com atributos de inovação terão um período de dez anos, contados a partir de seus registros contábeis, para compor efeitos à modicidade tarifária.

8) Reembolso de Estudos de planejamento

As concessionárias de transmissão têm prestado serviços de planejamento da expansão, em apoio a EPE, e a ANEEL regulamentou que este reembolso deve ser feito diretamente pelo vencedor do leilão. No entanto, os lotes de leilão podem se apresentar sem proponentes. Assim, aqueles estudos desenvolvidos, contando com o apoio das Transmissoras, podem ser refeitos ou ajustados para permitir a adequar para a nova condição de atratividade ao leilão. Deste modo, os estudos anteriormente desenvolvidos perderão sua eficácia e, conseqüentemente, as transmissoras deixarão de ser diretamente reembolsadas, causando-lhes prejuízo financeiro.

Assim, é proposto que as transmissoras recebam diretamente pelos serviços prestados em seu Reajuste anual da Parcela de Ajuste componente da Receita Anual Permitida. As vencedoras de leilão deverão cumprir os termos da Lei mediante recolhimento direto

Assim, propõe-se alterar a Lei nº 8987, de 13 de fevereiro de 1995, conforme segue:

Artigo 21. Os estudos, investigações, levantamentos, projetos, obras e despesas ou investimentos já efetuados, vinculados à concessão, de utilidade para a licitação, realizados pelo poder concedente ou com a sua autorização, estarão à disposição dos

interessados, devendo o vencedor da licitação ressarcir os dispêndios correspondentes, especificados no edital.

Parágrafo único - As concessionárias de transmissão que participarem das atividades citadas serão ressarcidas dos custos reconhecidos ou reajuste anual de sua receita.

9) Responsabilidade da ONS na composição da Rede Básica

Recomenda-se alocar à responsabilidade do Operador Nacional do Sistema – ONS a proposição da composição da Rede Básica, de acordo com a conveniência eletro-energética.

Assim, sugere-se a seguinte redação ao art. 17 da Lei nº 9074, de 07 de julho de 1995:

Art. 17. O poder concedente deverá definir, dentre as instalações de transmissão, **de acordo com a proposta do ONS**, as que se destinam à formação da rede básica dos sistemas interligados, as de âmbito próprio do concessionário de distribuição, as de interesse exclusivo das centrais de geração e as destinadas a interligações internacionais.

10) Desobrigação da obrigação de contratação

A redução da obrigação de contratação está inserida no contexto de várias alterações regulatórias que se entende necessitarem 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, entende-se que a previsão de uma nova forma de aporte de garantias financeiras para fechamento de posições se torna necessária.

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 garantir a contratação prudente. Nesse sentido, posiciona-se pela manutenção da obrigação de 100% de contratação para o ACR.

11) Privatização e Descotização

A vedação à prorrogação de concessões alcançadas pela Lei 12.783/2013 implicaria, salvo melhor juízo, em elevação da percepção de risco pelos geradores hidrelétricos por ela não

alcançados. Assim, a manutenção da possibilidade de prorrogação das concessões prevista no artigo 1º é a solução que melhor pode atender ao interesse público, prestando-se como uma opção ao Poder Concedente, que pode exercê-la ou não, na medida da conveniência e oportunidade.

Assim, propõe-se a manutenção do art. 1º da Lei nº 12.783/2010, com as adequações em seus parágrafos, bem assim, a criação do art. 1-A, conforme texto abaixo:

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.

§1º Na prorrogação de que trata este artigo, a energia das usinas hidrelétricas será de livre comercialização pelos concessionários.

§ 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.

§ 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.

§ 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

§ 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.

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.

Parágrafo Único. Relativamente à quantidade de energia liberada nos termos do caput deste artigo, deverá ser considerado o pagamento, pelo concessionário:

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;

II - de bonificação de outorga anual, em duodécimos, correspondente a um terço do benefício econômico- financeiro adicionado pela liberação.

O artigo 1º-A objetiva 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.

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 pretende 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.

Nessa linha, a proposta objetiva 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 a 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 022/2017:

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
 - (...)
- 12) COERÊNCIA

Em resumo, a descotização é parte integrante e indissociável do modelo regulatório que se quer introduzir, razão pela qual se propõe:

- I. a garantia do mesmo fluxo de pagamentos à União (bonificação de outorga) e consumidores (CDE);
- II. 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.

IV - CONCLUSÃO

Por fim, colocamo-nos à disposição do Ministério de Minas e Energia – MME, ou de outro representante do Poder Concedente por ele designado, para o detalhamento e aprofundamento das proposições ora apresentadas.

COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CEEE-D

COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CEEE-GT

ANEXO I – PROPOSIÇÕES ALTERNATIVAS		
PROPOSTA MINISTÉRIO	PROPOSTA GRUPO CEEE	JUSTIFICATIVA
Art. 1º O art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, passa a vigorar acrescido do seguinte § 4º-A: Art. 4º (...) §4º-A A RGR poderá, a critério do poder concedente, destinar recursos para pagar o componente tarifário das tarifas de uso do sistema de transmissão correspondente aos ativos previstos no art. 15, §2º, da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. §4º-B A destinação de recursos nos termos do §4º-A será condicionada à inexistência de ações judiciais questionando os valores do respectivo componente tarifário.	Art. 4º(...) §4º-A A RGR poderá, a critério do poder concedente, destinar recursos para pagar o componente tarifário das tarifas de uso do sistema de transmissão correspondente aos ativos previstos no art. 15, §2º, da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. §4º-B A destinação de recursos nos termos do §4º-A será condicionada à inexistência de ações judiciais questionando os valores do respectivo componente tarifário.	Respeitando a apresentação das propostas em observância à cronologia das leis, esse tema emerge como medida para reduzir os litígios judiciais (“desjudicialização”), além de atuar distributivamente na alocação de custos entre usuários da rede, atenuando os efeitos da cobrança de encargos associada ao volume de energia consumida. A proposta se comunica com a antecipação da trajetória da CDE como compensações ao encargo de sobrecontratação involuntária. O objetivo é destinar recursos da Reserva Global de Reversão - RGR para pagamento do componente tarifário dos ativos do sistema de transmissão não amortizados e não indenizados na prorrogação das concessões ocorrida de 2012. Todavia, o componente não pode estar judicializado para que o mecanismo possa ser operacionalizado. Essa medida deve ser compatibilizada com a revogação do §4º do art. 15 da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.
Art. 2º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com a seguinte redação: Art. 28. Nos casos de privatização, nos termos do art. anterior, é facultado ao poder concedente outorgar novas concessões, pelo prazo de 30 (trinta) anos, sem efetuar a reversão prévia dos (...) §5ºA privatização de que trata o caput deverá considerar: I – o pagamento, no caso de concessão ou autorização de geração, 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 pelo novo contrato de concessão. a) dois terços do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, no caso de concessão ou autorização de geração;	Art 28º(...) (...) §5ºA privatização de que trata o caput deverá considerar: (...) I - o pagamento de bonificação de outorga anual, em duodécimos, correspondente a: a) dois terços do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, no caso de concessão ou autorização de geração, tendo como destinação prioritária as eventuais indenizações de que trata o Artigo 2º-D da Lei 10.848;	Potencializar a medida de descomissionamento das térmicas com elevado CVU, naturalmente observando as questões de segurança operativa, e desfazer respectivos CCEAR-D, com vistas a modicidade tarifária.

Art. 16-B Os custos das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com excesso involuntário de energia contratada decorrente das opções previstas no §5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos art. 15 e art. 16, serão pagos por todos os consumidores, mediante encargo tarifário cobrado nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, na proporção do consumo de energia elétrica.	Art. 16-B Os custos das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com excesso involuntário de energia contratada decorrente das opções previstas no §5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos art. 15 e art. 16, bem como da inserção de geração distribuída e da autoprodução serão pagos por todos os consumidores, mediante encargo tarifário cobrado nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, na proporção do consumo de energia elétrica.	A tendência de aumento da geração distribuída poderá, a partir de certo montante, repercutir de forma significativa nas condições de contratação de energia das distribuidoras. Por isso, objetivando integrar as ações para mitigar os riscos de gestão de volumes da contratação de energia pelas distribuidoras indicamos a ampliação das condições abarcadas no Art 16-B.
Art. 3º A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com a seguinte redação: Art. 3º (...) (...) 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.	Art. 3 (...) (...) XVIII - definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, baseadas nas seguintes diretrizes: (...) e) estimular ações para a boa gestão dos ativos, dentre elas, as que aumentem a longevidade e otimizem baixas em operação.	A atividade de distribuição, em si, merece aprimoramento da regulamentação. Destaca-se a diretriz de estimular a boa gestão de ativos e, assim: (i) oferecer incentivos para a ampliação da longevidade de ativos prestáveis, inclusive à favor da modicidade tarifária e (ii) buscar a otimização da baixa de ativos que poderão sofrer, inclusive, caducidade econômica antecipada por efeito do cenário de mutação tecnológica.

Art. 3º A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com a seguinte redação: Art. 15-A As modalidades tarifárias de fornecimento de energia elétrica aplicadas às unidades consumidoras, independente da tensão de fornecimento em que essas unidades são atendidas: (...) §2º A implantação da segregação e da cobrança de que trata este art. deverá ocorrer até 31 de dezembro de 2021.	Art. 15-A As modalidades tarifárias de fornecimento de energia elétrica aplicadas às unidades consumidoras, independente da tensão de fornecimento em que essas unidades são atendidas: (...) §2º A implantação da segregação e da cobrança de que trata este art. deverá ocorrer até 1º de janeiro de 2018 para usuários do sistema de compensação de energia elétrica e até 1º de janeiro de 2027, antecipado conforme solicitação da distribuidora, para os demais consumidores.	Neste tópico buscamos antecipar o limite de aplicação da tarifação binômia evitando perdas de receita das distribuidoras com a oferta de subsídios à mini e micro geração distribuída. No intermédio, inclusive para atender dispositivo legal do artigo 35º da Lei n. 9.074, atualmente não observado, solicitamos ampliar, temporariamente, as destinações da CDE. Outro ponto que deve ser observado nas regras de transição refere-se a logística para adequação do parque de medidores. Apesar da tarifa binômia, em conceito, não necessariamente depender da troca de medidores, as experiências internacionais do uso de parâmetros de faturamento alternativos ao da medição de demanda (número de fase, amperagem de disjuntores, parcela fixa, fator de carga etc), não lograram aplicação pacífica e clara aos consumidores. Por isso, é prudente estabelecer um prazo limite mais adequado, evitando o sobrepreço na oferta de novos equipamentos de medição, bem como o sucateamento precoce dos existentes a prejuízo das distribuidoras e dos consumidores. Cabe salientar, por outro lado, que é pertinente prever a antecipação conforme solicitação da distribuidora, haja vista as possibilidades de otimização que surgirão com os benefícios da alteração tarifária.
Art. 4º A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, passa a vigorar com a seguinte redação: Art. 13 (...) XIV – prover recursos para pagamento do prêmio de incentivo de que tratam §1º-D, §1º-E, §1º-F e §1º-G do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.		Propõe-se a mudança na responsabilidade de arrecadação do recurso da CDE e PROINFRA junto aos consumidores especiais conectados na Rede Básica, que passaria dos atuais concessionários de transmissão para a CCEE. As transmissoras não possuem a fixação de uma quota anual, como nas Distribuidoras, e é feita uma estimativa na definição do orçamento anual e o recolhimento mensal pelas transmissoras com base no mercado faturado dos consumidores livres conectadas à Rede Básica, a partir de informações do Operador Nacional do Sistema – ONS e das tarifas TUST – CDE vigentes. Isso porque as transmissoras não possuem os mecanismos da CVA e da neutralidade dos encargos setoriais, não podendo arcar com as diferenças de faturamento na arrecadação dos encargos setoriais. A atribuição e responsabilidade de recolhimento da CDE pelas transmissoras, por sua vez, são reguladas especificamente pelo §1º, do artigo 45, da REN ANEEL nº 427, de 22.02.2011, que efetivamente vincula a quota mensal de cada transmissora ao montante arrecadado do consumidor final, por meio da TUST. Aliás, essa contrapartida necessária entre a arrecadação tarifária e a quota mensal da CDE atribuída às transmissoras, consubstancia-se também no inequívoco entendimento da ANEEL, consistente no repasse dos encargos para as unidades consumidoras, conforme Submódulo 15.10 dos Procedimentos de Rede do ONS, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 372/2009, conforme registrado pela ANEEL: A partir das Resoluções ANEEL nº 074, de 15/07/04 e nº 127, de 06/12/04, cabe ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS a apuração dos montantes financeiros de Encargos Setoriais – ES1, relativos à Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC, à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e à conta do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, <u>atribuídos às concessionárias de transmissão e repassados para as unidades consumidoras (consumidor livre e/ou autoprodutor), conectadas às suas respectivas instalações de transmissão integrantes da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN</u>” (g. n.).

Art. 13 (...) §1º Os recursos da CDE serão provenientes: I - das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição; II - dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público; III - das multas aplicadas pela Aneel a concessionárias, permissionárias e autorizadas; IV - dos créditos da União de que tratam os arts. 17 e 18 da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; e V – das quotas anuais pagas por concessionárias e autorizadas privatizadas, de que trata o art. 28 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.	Art. 13. Fica criada a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE visando ao desenvolvimento energético dos Estados, além dos seguintes objetivos. § 1º Os recursos da CDE serão provenientes das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, das multas aplicadas pela Aneel a concessionárias, permissionárias e autorizadas, e dos créditos da União de que tratam os arts. 17 e 18 da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.	
Art. 13 (...) §5º O disposto neste art. não se aplica aos descontos e ao prêmio de incentivo concedidos na forma dos §§1º, 1º-A e 1º-B, 1º-C, 1º-D, 1º-E, 1º-F e 1º-G do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.	§ 5º-A. Até 1º de maio de 2017, terá início a administração e movimentação da CDE e da CCC pela CCEE, sem prejuízo da atuação dos órgãos de controle interno ou externo da administração pública federal sobre a gestão dessas contas. (Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016). §5º -B A CCEE também fará a arrecadação direta junto aos consumidores especiais conectados na Rede Básica, retirando-a do encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão.	

Art. 7º A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, passa a vigorar com a seguinte redação: Art. 2º (...) § 6º-A Aplica-se à licitação de que trata o <i>caput</i> o disposto no art. 28 da Lei nº 9.74, de 7 de julho de 1995. Art. 8º-A As concessões de que trata o art. 1º, que vençam a partir de 1º de janeiro de 2018, devem ser licitadas. 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, de 6 de agosto de 1997.	Art. 7º A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, passa a vigorar com a seguinte redação: Art. 2º (...) § 6º A Aplica-se à licitação de que trata o <i>caput</i> o disposto no art. 28 da Lei nº 9.74, de 7 de julho de 1995. Art. 8º A As concessões de que trata o art. 1º, que vençam a partir de 1º de janeiro de 2018, devem ser licitadas. 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, de 6 de agosto de 1997.	Conforme razões lançadas no item 5 das novas proposições entende-se que se mostra mais adequada a manutenção da possibilidade de prorrogação das concessões, para que, quando for o caso, o Poder Concedente exercite o juízo de conveniência e oportunidade em específico. A vedação à prorrogação de concessões alcançadas pela Lei 12.783/2013 implicaria, salvo melhor juízo, em elevação da percepção de risco pelos geradores hidrelétricos por ela não alcançados. Assim, a manutenção da possibilidade de prorrogação das concessões prevista no artigo 1º é a solução que melhor pode atender ao interesse público, prestando-se como uma opção ao Poder Concedente, que pode exercê-la ou não, na medida da conveniência e oportunidade
Lei nº 13.203, de 2015 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. (...) §3º O valor apurado decorrente da aplicação retroativa dos 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.	Art. 2º (...) §1º É vedada a repactuação do risco hidrológico de que trata o art. 1º, para as novas outorgas concedidas a partir da publicação desta Lei, após a definição pela ANEEL dos parâmetros de que trata o caput. (...) §3º O valor apurado decorrente da aplicação retroativa dos 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 líquido, considerando dentre outros: custos operacionais, encargos e taxas de desconto compatíveis com o ressarcimento de que trata este §, limitada a quinze anos, dispondo o gerador livremente da energia. (...) §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). §6º A taxa de desconto real aplicada ao cálculo da extensão de outorga será de 9,63%.	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 hidroelétricos já vinham enfrentando nos últimos anos. O tema motivou inúmeras interações 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 hidroelétrica ao longo dos anos e seu impacto direto sobre o GSF. Assim, 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. <u>Nesse sentido, a solução efetiva para equacionamento dos litígios relativos ao tema deve passar pela consideração dos aspectos causadores do deslocamento hidroelétrico</u>, 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. <u>O efeito de tais aspectos deveria ser neutralizado comercialmente para os geradores hidrelétricos</u>. Ademais, 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 proveniente de fontes intermitentes. Importa ressaltar que a componente Geração Fora da Ordem de Mérito - GFOM, reconhecidamente uma das causadoras do deslocamento hidroelétrico 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 comercialização que suportarão este novo regulamento sequer foram objeto de audiência pública. Com relação a este ponto específico, ressaltamos que o reconhecimento do despacho termoeletrico 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 pelo gerador hidrelétrico é fundamental para equilibrar os efeitos causados aos geradores hidroelétricos em relação ao impacto econômico sofrido desde 2013 pelo ajuste do GSF. Neste sentido, <u>e sem prejuízo do entendimento já manifestado de que a proposta apresentada não apresenta solução estrutural para o deslocamento hidrelétrico provocado por causas não hidrológicas</u>, sugere-se: 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.
--	--	--