

## CONTRIBUIÇÕES DA SANTO ANTÔNIO ENERGIA PARA A NT Nº 5/2017/AEREG/SE – APERFEIÇOAMENTO DO MARCO LEGAL DO SETOR ELÉTRICO

### INTRODUÇÃO

Inicialmente, parabeniza-se a iniciativa desse Ministério em colocar em discussão com a sociedade propostas de tamanha envergadura, que tem como objetivo aprimorar o marco regulatório e comercial do Setor Elétrico Brasileiro, diminuindo as distorções atualmente verificadas em razão do planejamento inadequado, do descasamento entre a expansão da geração e da transmissão (transferindo riscos de atraso de transmissores aos geradores), da não precificação das externalidades inerentes às diversas fontes, dos subsídios concedidos e que não possuem sustentação racional, da alocação inadequada dos riscos e não consideração de fatos não gerenciáveis pelos empreendedores (excludentes de responsabilidade), dos fatos do príncipe, que simplificados em uma única palavra seria **instabilidade regulatória**, que tem provocado a elevada judicialização setorial e afugentamento dos investimentos nos últimos tempos.

Nesse contexto, espera-se que com o aprimoramento ora proposto obtenha-se novamente a necessária estabilidade para um ambiente sustentável e propício a novos investimentos, sem a interferência excessiva do governo.

Contudo, destacamos que não obstante a relevância de todas as propostas abordadas na presente Consulta Pública, existem temas que demandam atuação imediata do Poder Concedente, pois de sua resolução dependem a sustentabilidade do Setor Elétrico; exemplo inequívoco é o caso do “GSF”, que tem afligido o Setor de modo dramático nos últimos anos e demanda uma solução estrutural e definitiva para que o Setor possa na sequência voltar aos seus outros problemas. Muito tem se falado sobre a atual inadequabilidade do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, quando na verdade deve-se trazer à luz dos debates que o referido Mecanismo foi fortemente contaminado por fatores exógenos (Geração Fora da Ordem de Mérito, Energia de Reserva, etc.). A primeira e fundamental providência deve ser no sentido de restabelecer a “pureza” do conceito de risco hidrológico, para que o GSF reflita somente o risco hidrológico. No mais, é imprescindível o respeito e preservação das condições pactuadas pelos empreendedores de geração à época dos leilões (santidade dos contratos), de tal forma que a criação do novo modelo de negócios não traga mais efeitos colaterais indesejáveis, sob o risco da ocorrência de uma nova onda de judicializações.

As melhorias nas regras vigentes são claramente bem-vindas, porém devem ser feitas com cautela, bom senso e total respeito jurídico, estabelecendo um período e um modo de transição adequado.

Nessa seara, entendemos que as propostas legislativas deveriam já vir com a proposta de regulamentação, pois somente assim os empreendedores teriam como analisar adequadamente os impactos de tais alterações.

<b>GRUPO 2 – MEDIDAS DE DESTRAVAMENTO</b>		
<b>DESTRAVAMENTO DA OBRIGAÇÃO DE CONTRATAÇÃO</b>		
<b>TEXTO DA NOTA TÉCNICA</b>	<b>SUGESTÃO DE NOVA REDAÇÃO PROPOSTA PELA SAE</b>	<b>JUSTIFICATIVA/COMENTÁRIOS</b>
<p>Lei nº 9.074, de 1995</p> <p>“Art. 15</p> <p>§7º-A O Ministério poderá reduzir a obrigação de contratação de que trata o §7º a percentual inferior à totalidade da carga.....”</p>	<p>Lei nº 9.074, de 1995</p> <p>“Art. 15</p> <p>§7º-A O Ministério poderá reduzir a obrigação de contratação de que trata o §7º a percentual inferior à totalidade da carga.</p> <p>§7º-B A redução de obrigação de contratação a percentual inferior a totalidade da carga dar-se-á de maneira concatenada ao cronograma de término de suprimento dos CCEARs vigentes.”</p>	<p>Importante destacar que a expansão do sistema elétrico brasileiro proposta no modelo vigente considerou como um de seus pilares a segurança de suprimento, que no caso presente se traduz pela obrigatoriedade de contratação de 100% de lastro.</p> <p>Os projetos de geração, em sua grande maioria (senão em sua totalidade), adotam como modalidade de estruturação financeira o chamado “Project finance”, no qual os recebíveis do projeto são oferecidos como garantia do financiamento bancário.</p> <p>Considerando que as distribuidoras são os principais clientes das geradoras através dos CCEARs, eventual redução de obrigação de contratação por parte dos consumidores deverá levar em consideração o cumprimento das obrigações pactuadas nos respectivos CCEARs, de prazo, preço e volume de suprimento, de modo que o mais sensato seria compatibilizar a redução da obrigação de contratação ao</p>

		término do CCEARs vigentes (no mesmo volume).
<b>POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DE CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA TRANSMISSÃO</b>		
TEXTO DA NOTA TÉCNICA	SUGESTÃO DE NOVA REDAÇÃO PROPOSTA PELA SAE	JUSTIFICATIVA/COMENTÁRIOS
<p>Lei nº 9.074, de 1995</p> <p>“Art. 17 .....</p> <p>§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 da rede, desde que resulte em redução de custos sistêmicos.</p> <p>§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.</p> <p>§11. O A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo poder concedente.</p> <p>§12. Após instituição da centralizadora de contratos:</p> <p>I - os titulares das instalações de transmissão já contratadas poderão solicitar à ANEEL o aditamento dos contratos vigentes para atendimento enquadramento no §9º;</p> <p>II – as contratações de novas instalações de transmissão serão</p>	<p>Lei nº 9.074, de 1995</p> <p>“Art. 17 .....</p> <p>§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 da rede <b>para pagamentos e recebimentos</b>, desde que resulte em redução de custos sistêmicos.</p> <p>§10. Os custos de contratação, representação e gestão incorridos pela centralizadora serão alocados entre os usuários da rede <b>e agentes de transmissão</b>, na proporção <del>das tarifas</del> definidas pela ANEEL.</p> <p>§11. O A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo poder concedente.</p> <p>§12. Após instituição da centralizadora de contratos:</p> <p>I - os titulares das instalações de transmissão já contratadas poderão solicitar à ANEEL o aditamento dos contratos vigentes para atendimento enquadramento no §9º;</p> <p>II – as contratações de novas instalações de transmissão serão realizadas diretamente com a centralizadora de contratos.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>Considerando que os usuários da rede remuneram o Operador Nacional do Sistema – ONS pela gestão da contratação das instalações de transmissão, faz-se necessário que a remuneração por esse serviço seja destinada à instituição escolhida para tal, no caso a CCEE. Caso contrário, haveria uma duplicidade de cobrança junto aos usuários por este serviço.</p>

<p>realizadas diretamente com a centralizadora de contratos. ” (NR)</p>	<p>§13. Os custos alocados aos usuários da rede de que trata o §10 deverão ser deduzidos da Receita Mensal do ONS – RMONS e designado à instituição centralizadora de contratos, sem implicar em sobrecustos a estes usuários.”</p>	
<p>REGRAS COMERCIAIS PARA O MÁXIMO ACOPLAMENTO ENTRE FORMAÇÃO DE PREÇO E OPERAÇÃO</p>		
<p>TEXTO DA NOTA TÉCNICA</p>	<p>SUGESTÃO DE NOVA REDAÇÃO PROPOSTA PELA SAE</p>	<p>JUSTIFICATIVA/COMENTÁRIOS</p>
<p>Lei nº 10.848, de 2004</p> <p>“Art. 1º.....</p> <p>§4º .....</p> <p>I - a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atender aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho de usinas e de cargas que se habilitem como interruptíveis e a forma utilizada para definição dos preços de que trata o §5º-B;</p> <p>.....</p> <p>§5º</p> <p>II - eventual mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico; e</p> <p>III - o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica, que poderão ser adquiridos em mecanismo competitivo e</p>	<p>Lei nº 10.848, de 2004</p> <p>“Art. 1º.....</p> <p>§5º</p> <p>II - <del>eventual</del> o mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico; e</p>	<p>A sugestão é para manter o texto original da Lei 10.848, de 2004.</p> <p>O MRE é a espinha dorsal para os geradores hidráulicos compartilharem o risco da hidrologia, e uma redação que insere a palavra “eventual”, sem a garantia de uma adequada equação em sua substituição, não é aceitável.</p> <p>Importante ressaltar que esse mecanismo foi considerado pelos agentes no momento em que tomaram a decisão de investir na construção dos seus empreendimentos, e uma eventual extinção poderia ensejar em novas judicializações.</p> <p>Anteriormente a qualquer proposta de criação de um novo mercado, o qual nem sequer sabe-se da necessidade ou não de um mecanismo como o MRE, o importante é limpar/expurgar desse mecanismo todas as influências das variáveis que não são riscos hidrológicos, tal como</p>

<p>remunerados por preço ou tarifa definida pela ANEEL. (NR)</p> <p>§5º-A Até 1º de janeiro de 2020, a definição dos preços de que trata o §5º deve ser feita no máximo em intervalos de tempo horários.</p> <p>§5º-B A definição dos preços de que trata o §5º poderá se dar por meio de:</p> <p>I - regra de cálculo explícita que minimize o custo da operação de forma centralizada; ou</p> <p>II - ofertas de preço feitas por agentes de geração e por cargas que se habilitem como interruptíveis, com mecanismos de monitoramento de mercado que restrinjam práticas anticompetitivas.</p> <p>§5º-C O código-fonte e os algoritmos dos modelos computacionais utilizados para operação, planejamento e definição de preços deverão ser públicos.</p> <p>II - as garantias financeiras, que poderão prever aporte de margem para mitigação de inadimplências na liquidação baseado nas exposições diárias;..... (NR)</p>		<p>GFOM (Elétrico inclusive), Energia de Reserva (notadamente eólica) e importação. Essa é uma demanda antiga dos agentes participantes desse mecanismo, que entendemos ser prioritário às atuais propostas colocadas em Consulta Pública.</p> <p>Quanto ao despacho centralizado por custo ou oferta de preço dos agentes, é um assunto que tal qual os demais propostos demanda maior e melhor detalhamento por parte do MME, visto que tal desenho de mercado funciona bem em mercados preponderantemente térmicos, o que não é o caso do Brasil.</p> <p>Outro ponto relacionado a este tema é sobre quais fontes estariam contempladas neste mercado por oferta de preço, supondo-se que as UHEs continuariam a ser despachadas exclusivamente mediante comando do ONS. Aparentemente ficaria um mercado restrito a UTEs flexíveis, UTEs <i>merchant</i> e resposta pelo lado da demanda, de modo que cada empreendedor receberia exatamente pelo preço ofertado, diferentemente do que ocorre atualmente, quando os geradores recebem pelo preço de liquidação de diferenças. O preço discriminatório permite que as diferenças de preços entre os diversos geradores sejam capturadas pelo lado do consumo, favorecendo a modicidade tarifária</p>
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

		<p>sem comprometimento da sustentabilidade do mercado.</p> <p>Contudo, destaca-se mais uma vez que tal proposta de alteração de Lei deverá trazer consigo a proposta de regulamentação, pois somente assim os agentes poderiam mensurar e avaliar as implicações de tais alterações.</p>
<p><b>POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DE CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA GERAÇÃO</b></p>		
<p>Os empreendimentos que foram estruturados pelo modelo de financiamento “<i>project finance</i>”, 100% dos seus recebíveis estão dados em garantia aos credores, onde os mesmos, via contratos, estabeleceram que todo o crédito deve ser depositado em uma única conta centralizadora no qual essa conta é a garantia do projeto junto a esses credores. Somente após o pagamento (juros/principal) dos contratos de financiamento, realizado pelo próprio Banco Arrecadador, é que ocorre a liberação dos recursos para a Conta Livre Movimento.</p> <p>Assim, a proposta de centralização dos contratos deve vir atrelada ao aval dos credores.</p> <p>Outra questão é a inadimplência acumulada das distribuidoras, pelo não pagamento e o descumprimento sistemático dos CCGs, que vem sistematicamente prejudicando os recebíveis dos geradores, pois apesar de ter cláusulas claras nos CCEARs para o tratamento dessas questões, a ANEEL, numa atitude de complacência com essas distribuidoras não vem aceitando a execução das cláusulas, prejudicando sobretudo os agentes de geração.</p> <p>Assim, em eventual criação de uma conta centralizadora deverá se prever um mecanismo eficaz e eficiente de combate à inadimplência por parte das distribuidoras.</p>		
<p><b>TEXTO DA NOTA TÉCNICA</b></p>	<p><b>SUGESTÃO DE NOVA REDAÇÃO PROPOSTA PELA SAE</b></p>	<p><b>JUSTIFICATIVA/COMENTÁRIOS</b></p>
		<p>Propomos que a conta corrente para arredação das tarifas pelas distribuidoras esteja obrigatoriamente vinculada a uma Conta Centralizadora no Banco Gestor dos CCGs.</p> <p>Assim, garante-se a eficácia dos CCGs como garantia de recebimento da receita por parte dos geradores que possuem CCEARs.</p>

<b>POSSIBILIDADE DE SEPARAÇÃO DE LASTRO E ENERGIA</b>		
<b>TEXTO DA NOTA TÉCNICA</b>	<b>SUGESTÃO DE NOVA REDAÇÃO PROPOSTA PELA SAE</b>	<b>JUSTIFICATIVA/COMENTÁRIOS</b>
<p>Lei nº 10.848, de 2004</p> <p>“Art. 3º O Poder Concedente homologará o lastro de geração de cada empreendimento, definido como a sua contribuição ao provimento de confiabilidade sistêmica, e a quantidade de energia elétrica a serem contratadas para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, bem como a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, os processos licitatórios de contratação, conforme regulamento.</p> <p>§4º Será vedada a contratação da reserva de capacidade de que trata o §3º após a regulamentação e implementação da modalidade de contratação de lastro de geração prevista no art. 3º-C.</p> <p>“Art. 3º-C O poder concedente poderá realizar, diretamente ou indiretamente, licitação para contratação de lastro de geração associado ao provimento de confiabilidade sistêmica necessária ao atendimento da expansão do consumo de energia elétrica.</p> <p>§1º A contratação de que trata o caput ocorrerá por meio da</p>	<p>Lei nº 10.848, de 2004</p> <p>“Art. 3º O Poder Concedente homologará o lastro de geração de cada empreendimento, definido como a sua contribuição ao provimento de confiabilidade sistêmica, e a quantidade de energia elétrica a serem contratadas para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, bem como a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, os processos licitatórios de contratação, conforme regulamento.</p> <p>§4º Será vedada a contratação da reserva de capacidade de que trata o §3º após a regulamentação e implementação da modalidade de contratação de lastro de geração prevista no art. 3º-C.</p> <p>“Art. 3º-C O poder concedente poderá realizar, diretamente ou indiretamente, licitação para contratação de lastro de <b>energia e potência</b> associado ao provimento de confiabilidade sistêmica <b>necessária</b> e ao atendimento da expansão do consumo de energia elétrica.</p> <p>§1º A contratação de que trata o caput ocorrerá por meio da</p>	<p>Ressalta-se a importância da discussão do referido tema, sem esquecer, contudo, que qualquer proposta de alteração do mecanismo vigente deve, antes de tudo, garantir a segurança jurídica dos contratos existentes. Decisões de investimento foram tomadas com base nas regras até então estabelecidas pelo Poder Concedente, atreladas a desembolso intensivo de capital, com expectativa de remuneração no longo prazo.</p> <p>O que se espera desse mesmo Poder Concedente é coerência e bom senso na tratativa deste assunto. Não se pode tolerar em hipótese alguma a mínima possibilidade de desrespeito aos contratos vigentes e a geração hidrelétrica fortemente sazonal (notadamente as UHEs da Bacia Amazônica que respondem hoje por quase 20 GW de capacidade instalada). Nesse sentido, os aperfeiçoamentos vislumbrados pelo Poder Concedente em relação a este tema devem ser discutidos exaustivamente com os agentes através de Consultas e Audiências Públicas, com prazos compatíveis e factíveis para que se possa analisar qualitativa e quantitativamente todas as propostas e seus possíveis impactos; devem ser fornecidas</p>

<p>centralizadora de contratos prevista no art. 2º.</p> <p>§2º O poder concedente deverá prever a forma, os prazos e as condições da contratação de que trata o caput e as diretrizes para a realização das licitações.</p> <p>§3º Os custos da contratação de que trata o caput serão pagos por meio encargo tarifário para essa finalidade e serão rateados na forma do art. 3º-A.</p> <p>§4º A centralizadora de contratos será responsável pela gestão das receitas do encargo de que trata §3º e das despesas da contratação de que trata o caput.</p> <p>§5º Na hipótese de a contratação de capacidade ser proveniente de fonte nuclear, sua contratação será realizada diretamente com a Eletronuclear.</p> <p>§6º O poder concedente deverá estabelecer regra explícita para definição da capacidade a ser contratada para o sistema, conforme regulamento.</p> <p>§7º Na contratação de novos empreendimentos para aquisição de lastro geração, na forma deste art., deverão ser considerados, conforme regulamentação, os atributos técnicos e físicos dos empreendimentos habilitados no certame, tais como:</p>	<p>centralizadora de contratos prevista no art. 2º.</p> <p>§2º O poder concedente deverá prever a forma, os prazos e as condições da contratação de que trata o caput e as diretrizes para a realização das licitações.</p> <p>§3º Os custos da contratação de que trata o caput serão pagos por meio encargo tarifário para essa finalidade e serão rateados na forma do art. 3º-A.</p> <p>§4º A centralizadora de contratos será responsável pela gestão das receitas do encargo de que trata §3º e das despesas da contratação de que trata o caput.</p> <p>§5º Na hipótese de a contratação de capacidade ser proveniente de fonte nuclear, sua contratação será realizada diretamente com a Eletronuclear.</p> <p>§6º O poder concedente deverá estabelecer regra explícita para definição da capacidade a ser contratada para o sistema, conforme regulamento.</p> <p>§7º Na contratação de novos empreendimentos para aquisição de lastro geração, na forma deste art., deverão ser considerados, conforme regulamentação, os atributos técnicos e físicos dos empreendimentos habilitados no certame, tais como:</p>	<p>aos agentes informações em quantidade e profundidade suficiente para permitir tais análises e fomentar as discussões, o que não aconteceu até o presente momento.</p> <p>Não se pode exigir dos agentes que assinem um “cheque em branco” em favor do Poder Concedente, concordando com mudanças que podem potencialmente afetar a sustentabilidade de seus negócios. A falta de diálogo efetivo entre o Poder Concedente e os Agentes responde diretamente pela insegurança jurídica e regulatória observada atualmente, que se traduz na permanente onda de judicializações, que paralisa e prejudica o funcionamento saudável do Setor.</p> <p>É necessário 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 apenas “destrava” a possibilidade desta separação entre o conceito de lastro e energia.</p> <p>Nesta linha, questiona-se como coexistiriam os conceitos de garantia física e lastro. A energia existente, na medida em que tiver seus contratos reduzidos ou finalizados, poderia optar por comercializar lastro e energia em separado? Isto será opcional ou compulsório?</p>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------



<p>I - confiabilidade;</p> <p>II – velocidade de respostas às decisões de despacho;</p> <p>III – contribuição para redução das perdas de energia elétrica;</p> <p>IV – economicidade proporcionada ao sistema de transmissão ou de distribuição necessário ao escoamento da energia elétrica gerada;</p> <p>V – capacidade de atendimento à demanda de energia elétrica nos momentos de maior consumo; e</p> <p>VI – capacidade de regulação de tensão e de frequência."</p>	<p>I - confiabilidade;</p> <p>II – velocidade de respostas às decisões de despacho;</p> <p>III – contribuição para redução das perdas de energia elétrica;</p> <p>IV – economicidade proporcionada ao sistema de transmissão ou de distribuição necessário ao escoamento da energia elétrica gerada;</p> <p>V – capacidade de atendimento à demanda de energia elétrica nos momentos de maior consumo; e</p> <p>VI – capacidade de regulação de tensão e de frequência.</p> <p>VII – histórico de regularidade da bacia hidrográfica."</p>	<p>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?</p> <p>Há ainda que se 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.</p> <p>O Brasil, como consequência de sua recuperação e crescimento econômico, tem um enorme desafio de garantir a expansão da matriz contemplando as diversas fontes (potenciais hidráulicos na Amazônia, Gás Natural, Solar, Armazenamento, etc.), de modo que o novo modelo a ser proposto deverá observar as especificidades de cada fonte, de modo a preservar a atratividade e financiabilidade destes projetos.</p>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Nesse sentido, a precificação dos produtos lastro e energia deve ser cuidadosa, sob pena de inviabilização destes novos empreendimentos. Na teoria, preços tendem a convergir para aqueles que viabilizem a obtenção de receita que os geradores imaginam não recuperar no mercado. Nesse caso, com a conseqüente desobrigação de compra de energia para cobertura de consumo, a percepção de receita não recuperável, especialmente em contratos de longo prazo, pode ser significativa. Se para os geradores a percepção de receita não recuperável 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, ainda distante da realidade presente brasileira, de concorrência das fontes de financiamento. 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.

Ainda, é muito importante que no momento em que for decidido pela implantação deste novo modelo seja dado um tratamento apropriado para as usinas sazonais no MRE. Como é sabido,

		<p>o modelo vigente e provavelmente o novo modelo continuará considerando a presença de usinas hidrelétricas à fio d'água, que aproveitam o recurso hídrico disponível no momento, e que, portanto, possuem produção com características fortemente sazonais. Espera-se que a adequada caracterização e precificação do lastro e da energia destas usinas reflita o valor que as mesmas agregam ao sistema, e mantenha a atratividade destas para os investidores, através da remuneração justa e adequada, bem como sua financiabilidade.</p> <p>Entendemos que a separação do lastro e da energia, associada à proposta de desobrigação de contratação de 100% da carga pelos consumidores contida nesta mesma CP, pode trazer um risco ao mercado, aumentando a incerteza e até mesmo a volatilidade dos preços, situação claramente indesejável, dada a superficialidade das propostas ora apresentadas, que não demonstraram qualquer tipo de avaliação qualitativa e quantitativa.</p> <p>À luz de todo o exposto, a realização dos leilões de lastro e energia e sua efetiva separação 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</p>
--	--	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

		<p>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.</p> <p>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, incluindo uma questão importante que é a independência e concorrência de diferentes bacias hidrográficas.</p> <p>A inserção desse atributo se justifica pois criaria uma concorrência entre as bacias hidrográficas prestigiando aquelas que tem historicamente se mostrado mais regular e portanto mais firme para fins de planejamento.</p>
--	--	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

### **GRUPO 3 – ALOCAÇÃO DE CUSTOS E RACIONALIZAÇÃO**

#### **SOBRECONTRATAÇÃO INVOLUNTÁRIA DECORRENTE DA MIGRAÇÃO DE CONSUMIDORES PARA O MERCADO LIVRE**

Na possibilidade de negociação de sobras de CCEARs com todos os agentes do mercado é preciso garantir que os contratos originais não sejam impactados devido ao financiamento dos empreendimentos de geração. Com efeito, vemos como benéfico, pois gera maior liquidez em todo o mercado de energia.

#### **DIRETRIZES E COMPROMISSOS PARA FIXAÇÃO DE TARIFAS**

TEXTO DA NOTA TÉCNICA	SUGESTÃO DE NOVA REDAÇÃO PROPOSTA PELA SAE	JUSTIFICATIVA/COMENTÁRIOS
-----------------------	--------------------------------------------	---------------------------

<p>Art. 3º da Lei nº 9.427, de 1996</p> <p>XVIII - definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, baseadas nas seguintes diretrizes:</p> <p>.....</p> <p>b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão;</p> <p>c) utilizar, quando viável técnica e economicamente, o sinal locacional no sistema de distribuição; e</p> <p>d) valorizar eventuais benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga.</p>	<p>Art. 3º da Lei nº 9.427, de 1996</p> <p>XVIII - definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, baseadas nas seguintes diretrizes:</p> <p>.....</p> <p>b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão;</p> <p>c) utilizar, quando viável técnica e economicamente, o sinal locacional no sistema de distribuição; e</p> <p><del>d) valorizar eventuais benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga.</del></p>	<p>Entendemos que o cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão permaneceriam inalterados, pois já contemplam em sua base o cálculo 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.</p> <p>A supressão do item “d” se justifica pois não caberia majorar ainda mais o sinal locacional, pois o mesmo já é capturado no item “b”.</p> <p>Alternativamente, sugerimos que o item “d) valorizar eventuais benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga” seja aplicado somente para novos empreendimentos outorgados a partir da publicação da Medida em consulta pública.</p> <p>A preocupação é de que não sejam atribuídos novos encargos aos acessantes do sistema de transmissão, sobretudo aos geradores, visto que os compromissos assumidos à época da licitação utilizaram como referência as diretrizes atualmente estabelecidas na Lei para o cálculo das tarifas de transmissão, e que na eventualidade de majoração dessas tarifas seria necessário um reequilíbrio econômico-financeiro no contrato de concessão, sob pena de novas judicializações, o que obviamente não é o desejo desse Ministério.</p>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<b>RISCOS E RACIONALIZAÇÃO DE CUSTOS DOS CONTRATOS REGULADOS</b>		
<b>TEXTO DA NOTA TÉCNICA</b>	<b>SUGESTÃO DE NOVA REDAÇÃO PROPOSTA PELA SAE</b>	<b>JUSTIFICATIVA/COMENTÁRIOS</b>
<p>Lei nº 10.848, de 2004</p> <p>Art. 2º</p> <p>§1º Na contratação regulada os riscos de exposição ao mercado de curto prazo decorrente das decisões de despacho serão alocados conforme as seguintes modalidades:</p> <p>I – Contratos por Quantidade de Energia, nos quais o risco fica com os vendedores, devendo ser a modalidade preferencial de contratação;</p> <p>II – Contratos por Disponibilidade de Energia, nos quais o risco fica com os compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais.</p> <p>“Art. 2º-D. Os geradores que tenham vendido CCEAR por disponibilidade com custo variável unitário de operação superior ao preço máximo do mercado de curto prazo definido pela ANEEL poderão requerer à Agência a rescisão desse contrato.</p> <p>§1º O volume máximo a ser rescindido nos termos do caput, por submercado ou por área definida por restrição operativa de transmissão, será definido pelo Ministério de Minas e Energia – MME, a partir de estudos da Empresa de Pesquisa Energética – EPE observada a segurança do abastecimento.</p>	<p>Lei nº 10.848, de 2004</p> <p>Art. 2º</p> <p>§1º Na contratação regulada os riscos <b>hidrológicos</b> <del>exposição ao mercado de curto prazo decorrente das decisões de despacho</del> serão alocados conforme as seguintes modalidades:</p> <p>I – Contratos por Quantidade de Energia, nos quais o risco fica com os vendedores, devendo ser a modalidade preferencial de contratação, <b>exceto na parcela de energia repactuada na Lei 13.203 de 2015;</b></p>	<p>Considerando-se que as decisões de despacho são de responsabilidade exclusiva do ONS, onde leva-se em consideração requisitos eletroenergéticos, tais como consumo (carga) e restrições no sistema de transmissão, onde o gerador não tem qualquer gerência, é inadmissível que o risco seja alocado ao vendedor.</p> <p>Assim, sugere-se a permanência da redação vigente do art. 2º da Lei 10.848, em que o risco assumido pelo vendedor é somente o hidrológico.</p> <p>A outra sugestão é para preservar o direito daqueles que aderiram à repactuação do risco hidrológico.</p>

<p>§2º É assegurado o repasse às tarifas das concessionárias de distribuição de eventual exposição ao mercado de curto prazo decorrente da rescisão de que trata o caput, observada o máximo esforço dessas concessionárias na recompra dos montantes necessários ao atendimento de seus mercados, conforme regulamento.</p> <p>§3º Caso os requerimentos de rescisão superem o volume máximo definido pelo MME, a ANEEL deverá priorizar a rescisão dos CCEARs de maior custo variável unitário de operação.</p> <p>§4º Para que a rescisão seja efetivada, os geradores deverão quitar eventuais obrigações contratuais pendentes e penalidades, dispensado o pagamento da multa rescisória dos CCEARs.”</p>		
<p><b>GRUPO 4 – MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE E DESJUDICIALIZAÇÃO</b></p>		
<p><b>RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO PARA A TRANSMISSÃO</b></p>		
<p>O Ministério, ao insistir na pretensão de alocar a indenização devida às transmissoras na tarifa de uso do sistema de transmissão dos usuários, parece não buscar uma solução para uma arbitrariedade que ele mesmo criou através da ilegítima Portaria MME nº 120/2016.</p> <p>Importante resgatar o histórico dessa questão para não transparecer que os usuários não estão buscando um acordo para a questão da judicialização, pois a presente proposta do MME não é um acordo e sim uma tentativa de sacramentar que as indenizações devida às transmissoras sejam definitivamente arcadas pelos usuários, através da “componente tarifária”.</p> <p>A redação do § 2º do art. 15 da Lei 12.783 de 2013, é muito clara em estabelecer uma obrigação de pagamento direcionado a um sujeito passivo bem determinado: o <b><u>poder concedente</u></b></p> <p><i>§ 2º Fica o <b><u>poder concedente</u></b> autorizado a <b><u>pagar</u></b>, na forma de regulamento, para as concessionárias que optarem pela prorrogação prevista nesta Lei, nas concessões de</i></p>		

*transmissão de energia elétrica alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei no 9.074, de 1995, o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela concessionária e reconhecidos pela Aneel.*

Ocorre que, em 2016 tudo mudou. Aparentemente sem dinheiro para arcar com a indenização às transmissoras, o MME, emitiu a viciada **Portaria nº 120/2016**. E por meio dela determinou que esse custo previsto no art. 15, § 2º da referida Lei seja suportado pela “**Base de Remuneração Regulatória**”. Em outras palavras, determinou que isso incorpore a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e na prática deixa de ser uma obrigação governamental, para se tornar uma obrigação de um novo sujeito passivo: **os usuários**.

Essa ilegal e inconstitucional Portaria do MME que motivou a judicialização para o não pagamento pelos usuários da rede do sistema de transmissão a indenização devida às transmissoras alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei no 9.074, de 1995.

Dessa forma, os geradores em nenhuma hipótese podem arcar com essa indenização, pois além de não estar previsto em Lei que essa indenização seria arcada pelo gerador em suas tarifas de usos do sistema de transmissão, os geradores em nenhum momento foram beneficiados/contemplados pela “pretendida” redução nas Receitas Anuais Permitidas – RAPs das transmissoras (a redução foi inteiramente alocada ao segmento de consumo) e também as diretrizes e premissas utilizadas no cálculo das tarifas de uso de transmissão à época da licitação dos empreendimentos de geração não previa a remuneração da indenização de ativos não amortizados e não indenizados das concessões de transmissão.

Assim, a pretensa intenção do MME em destinar recursos da RGR para pagamento do “componente tarifário” dos ativos do sistema de transmissão não amortizados e não indenizados na prorrogação das concessões ocorrida em 2012, deve ser afastada pois esses custos não são devidos pelos usuários da rede.

O § 4º do art. 15 da Lei nº 12.783/2013 já possibilita que seja utilizado recursos da RGR para o pagamento da indenização devida às transmissoras. Portanto, deve ser **descartado a intenção do MME em suprimir esse § 4º**, pois com essa medida, o MME pretende definitivamente alocar o pagamento dessa indenização aos usuários da rede de transmissão.

Alternativamente, poderia-se utilizar os recursos auferidos pelo Governo nas medidas propostas no tema relativo à “Descotização e Privatização” para o pagamento da indenização, devido por ele, às transmissoras.

A insistência por parte do MME em manter essa indenização como “componente tarifário” inevitavelmente acarretará na manutenção das judicializações já existentes e provocará novas judicializações, considerando que os geradores não assumirão em hipótese alguma esse custo, pois o mesmo provocaria grave e flagrante desequilíbrio econômico financeiro das concessões.

Assim, segure-se a edição da Portaria MME nº 120/2016.



TEXTO VIGENTE	SUGESTÃO DE NOVA REDAÇÃO PROPOSTA PELA SAE	JUSTIFICATIVA/COMENTÁRIOS
<p>“Portaria nº 120, de 20 de abril de 2016</p> <p>Art. 1º Determinar que os valores homologados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL relativos aos ativos previstos no art. 15, § 2º, da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, passem a compor a Base de Remuneração Regulatória das concessionárias de transmissão de energia elétrica e que o custo de capital seja adicionado às respectivas Receitas Anuais Permitidas.</p> <p>§ 1º O custo de capital correspondente aos ativos, de que trata o caput, será composto por parcelas de remuneração e depreciação, acrescidos dos devidos tributos, observada a legislação societária, e será reconhecido a partir do processo tarifário de 2017, sendo reajustado e revisto conforme as regras previstas nos Contratos de Concessão.</p> <p>§ 2º As parcelas de remuneração e depreciação serão definidas considerando as metodologias de Revisão Tarifária Periódica das Receitas das Concessionárias Existentes, aprovadas pela ANEEL, e a Base de Remuneração Regulatória, definida no caput, será depreciada considerando a vida útil residual dos ativos e atualizada</p>	<p>“Portaria nº 120, de 20 de abril de 2016</p> <p>Art. 1º Determinar que os valores homologados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL relativos aos ativos previstos no art. 15, § 2º, da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, <del>passem a compor a Base de Remuneração Regulatória das concessionárias de transmissão de energia elétrica e que o custo de capital seja adicionado às respectivas Receitas Anuais Permitidas.</del> sejam indenizados com recursos oriundos da conta Reserva Global de Reversão, e que na insuficiência de fundos da respectiva conta os débitos sejam liquidados com recursos da União Federal. Adicionalmente, o custo de capital deverá ser adicionado às respectivas Receitas Anuais Permitidas.</p> <p><del>§ 1º O custo de capital correspondente aos ativos, de que trata o caput, será composto por parcelas de remuneração e depreciação, acrescidos dos devidos tributos, observada a legislação societária, e será reconhecido a partir do processo tarifário de 2017, sendo reajustado e revisto conforme as regras previstas nos Contratos de Concessão.</del></p> <p><del>§ 2º As parcelas de remuneração e depreciação serão definidas</del></p>	<p>Para o restabelecimento das condições previstas na Lei e a correção da ilegalidade contida na Portaria nº 120/2016, sugere-se a supressão dos itens da referida Portaria que atribuem o pagamento da indenização devida às transmissoras na tarifa de uso do sistema de transmissão.</p>

<p>pelos Índices Nacionais de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA.</p> <p>§ 3º O custo de capital não incorporado desde as prorrogações das concessões até o processo tarifário, estabelecido no § 1º, deverá ser atualizado e remunerado pelo custo do capital próprio, real, do segmento de transmissão definido pela ANEEL nas metodologias de Revisão Tarifária Periódica das Receitas das Concessionárias Existentes.</p> <p>§ 4º A partir do processo tarifário estabelecido no § 1º, o custo de capital será remunerado pelo Custo Ponderado Médio do Capital definido pela ANEEL, devendo ser incorporado a partir do referido processo, pelo prazo de oito anos.</p>	<p><del>considerando as metodologias de Revisão Tarifária Periódica das Receitas das Concessionárias Existentes, aprovadas pela ANEEL, e a Base de Remuneração Regulatória, definida no caput, será depreciada considerando a vida útil residual dos ativos e atualizada pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA.</del></p> <p><del>§ 3º O custo de capital não incorporado desde as prorrogações das concessões até o processo tarifário, estabelecido no § 1º, deverá ser atualizado e remunerado pelo custo do capital próprio, real, do segmento de transmissão definido pela ANEEL nas metodologias de Revisão Tarifária Periódica das Receitas das Concessionárias Existentes</del></p> <p><del>§ 4º A partir do processo tarifário estabelecido no § 1º, o custo de capital será remunerado pelo Custo Ponderado Médio do Capital definido pela ANEEL, devendo ser incorporado a partir do referido processo, pelo prazo de oito anos.</del></p>	
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--

**DESCOTIZAÇÃO E PRIVATIZAÇÃO**

Reforçamos a importância de que a redução das energias compulsórias é um dos fatores essenciais para que o mercado tenha maior liquidez. Porém, a descotização pode ter essa importância ainda mais ampliada caso haja uma revisão de Garantia Física dessas usinas com maior aderência à realidade, sem as limitações impostas pelo art. 21 do Decreto nº 2.655/1998. Deste modo, além de restabelecer o GSF a valores mais adequados, corrige a omissão do Poder Concedente, que postergou por anos a fio a revisão ordinária de Garantia Física das UHEs.

Destaca-se que não há necessidade de alteração do Decreto, já que o próprio art. 21 em seu §4º estabelece que “o valor da energia assegurada alocada a cada usina hidrelétrica será revisto a cada cinco anos, ou na ocorrência de fatos relevantes”. Para tanto, incluiríamos essa proposta de alteração na Lei nº 9.074/1995, conforme abaixo:

TEXTO DA NOTA TÉCNICA	SUGESTÃO DE NOVA REDAÇÃO PROPOSTA PELA SAE	JUSTIFICATIVA/COMENTÁRIOS
<p>Lei nº 9.074, de 1995</p> <p>“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 bens vinculados ao respectivo serviço público.</p> <p>§1º Em caso de privatização de empresa detentora de concessão ou autorização de geração de energia elétrica, o poder concedente alterará o regime de exploração para produção independente, inclusive, quanto às condições de extinção da concessão ou autorização e de encampação das instalações, bem como da indenização porventura devida.</p> <p>§5ºA privatização de que trata o caput deverá considerar:</p> <p>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.</p>	<p>Lei nº 9.074, de 1995</p> <p>“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 bens vinculados ao respectivo serviço público.</p> <p>§1º Em caso de privatização de empresa detentora de concessão ou autorização de geração de energia elétrica, o poder concedente alterará o regime de exploração para produção independente, inclusive, quanto às condições de extinção da concessão ou autorização e de encampação das instalações, bem como da indenização porventura devida.</p> <p>§5ºA privatização de que trata o caput deverá considerar:</p> <p>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.</p>	<p>Destaca-se a oportunidade em oferecer aos vencedores dessas licitações um ativo com uma valoração mais aderente à realidade, além de ser uma solução efetiva para o problema do GSF acentuado para os próximos anos.</p>

<p>II - o pagamento de bonificação de outorga anual, em duodécimos, correspondente a:</p> <p>a) dois terços do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, no caso de concessão ou autorização de geração;</p> <p>b) ao benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, nos casos de concessão ou autorização de transmissão e distribuição.</p> <p>§6º O percentual de ágio obtido na privatização deverá ser aplicado sobre o valor do pagamento da bonificação de outorga anual apurado nos termos do inciso II do §5º.</p> <p>§7º O disposto nesse art. se aplica inclusive às usinas hidrelétricas prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.</p> <p>§8º Na privatização de pessoas jurídicas controladas direta ou indiretamente pela União alcançadas pelo §7º, desde que a transferência de controle seja realizada até 31 de dezembro de 2019, a bonificação de outorga mínima de que trata o inciso II do §5º será reduzida para:</p> <p>I - um terço do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, no caso de concessão ou autorização de geração; e</p> <p>II - dois terços do benefício econômico-financeiro adicionado</p>	<p>II - o pagamento de bonificação de outorga anual, em duodécimos, correspondente a:</p> <p>a) dois terços do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, no caso de concessão ou autorização de geração;</p> <p>b) ao benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, nos casos de concessão ou autorização de transmissão e distribuição.</p> <p>§6º O percentual de ágio obtido na privatização deverá ser aplicado sobre o valor do pagamento da bonificação de outorga anual apurado nos termos do inciso II do §5º.</p> <p>§7º O disposto nesse art. se aplica inclusive às usinas hidrelétricas prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.</p> <p>§8º Na privatização de pessoas jurídicas controladas direta ou indiretamente pela União alcançadas pelo §7º, desde que a transferência de controle seja realizada até 31 de dezembro de 2019, a bonificação de outorga mínima de que trata o inciso II do §5º será reduzida para:</p> <p>I - um terço do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, no caso de concessão ou autorização de geração; e</p> <p>II - dois terços do benefício econômico-financeiro adicionado</p>	
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--

<p>pelo novo contrato de concessão, nos casos de concessão ou autorização de transmissão e distribuição.</p> <p>§9º Quando a privatização de pessoas jurídicas controladas direta ou indiretamente pela União alcançadas pelo §7º, na forma do §8º, abranger usinas hidrelétricas localizadas na Bacia do Rio São Francisco, a União deverá destinar parte do valor de que trata o inciso II do §8º a projetos de revitalização da Bacia do São Francisco.</p> <p>§10. O valor e a forma de destinação de que trata §9º serão definidos por comitê gestor, instituído conforme regulamento, com valor e prazo fixados no Edital do Leilão, a partir das necessidades de recursos para a revitalização da Bacia do Rio São Francisco com foco em ações que gerem recarga das vazões afluentes.</p> <p>§11. Quando precedida de cisão parcial ou constituição de subsidiária integral, é condição para a privatização na forma do §8º, que as despesas de caráter permanente da sociedade cindida ou da controladora sejam reduzidas ou transferidas à subsidiária integral em montante proporcional à receita oriunda dos ativos integrantes do patrimônio da sociedade resultante ou subsidiária a ser privatizada” (NR)</p>	<p>pelo novo contrato de concessão, nos casos de concessão ou autorização de transmissão e distribuição.</p> <p>§9º Quando a privatização de pessoas jurídicas controladas direta ou indiretamente pela União alcançadas pelo §7º, na forma do §8º, abranger usinas hidrelétricas localizadas na Bacia do Rio São Francisco, a União deverá destinar parte do valor de que trata o inciso II do §8º a projetos de revitalização da Bacia do São Francisco.</p> <p>§10. O valor e a forma de destinação de que trata §9º serão definidos por comitê gestor, instituído conforme regulamento, com valor e prazo fixados no Edital do Leilão, a partir das necessidades de recursos para a revitalização da Bacia do Rio São Francisco com foco em ações que gerem recarga das vazões afluentes.</p> <p>§11. Quando precedida de cisão parcial ou constituição de subsidiária integral, é condição para a privatização na forma do §8º, que as despesas de caráter permanente da sociedade cindida ou da controladora sejam reduzidas ou transferidas à subsidiária integral em montante proporcional à receita oriunda dos ativos integrantes do patrimônio da sociedade resultante ou subsidiária a ser privatizada” (NR)</p> <p><b>§ 12º Os valores de Garantia Física dessas usinas deverão ser submetidos a uma nova revisão,</b></p>	
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--

	conforme metodologia estabelecida pela Portaria MME nº178/2017, porém sem considerar os limitadores estabelecidos pelo § 4º do art. 21 do Decreto nº 2.655/1998.”	
--	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--

### DESJUDICIALIZAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO

Destaca-se que somente o reconhecimento da GFOM como parcela do deslocamento hidrelétrico não é correto.

A modificação da matriz energética nos últimos 17 anos, aliada a política operativa do ONS onde a geração hidráulica não gera mais na base, introduziu uma distorção relevante na percepção de risco dos empreendedores em geração hidráulica, necessitando prioritariamente uma correção estrutural do MRE sob pena de inviabilidade dos atuais empreendimentos e futuros. Aliado a isso, fatores como (i) elevado número de Leilões de Energia Reserva dos últimos anos basicamente com fontes intermitentes (fonte eólica e solar) na modalidade de contratação por disponibilidade; (ii) restrições na transmissão em que muitas vezes existem condições plenas de geração de energia hidráulica, mas que não ocorrem devido aos limites de escoamento; (iii) o papel do submercado SE/CO como provedor da reserva operativa da região Nordeste, dado que isto atualmente causa enorme prejuízo aos geradores hidráulicos; não atrelados à hidrologia impactam severamente o GSF.

Dessa forma, reconhecer somente a parcela GFOM contradiz os avanços alcançados pela própria Repactuação do Risco Hidrológico. Além do mais, se há o reconhecimento desse MME que o mecanismo de GFOM vem sendo utilizado de forma intensiva e discriminatória, por que atrelar a opção a essa adesão somente aos agentes que decidirem por renunciar a repactuação já que o mérito permanece? Um tratamento nesse sentido realmente traria uma proposta de isonomia entre os agentes.

Destaca-se que o problema do GSF acentuado é iminente e um ressarcimento via extensão de outorga resolve apenas os problemas de curto prazo dos agentes que tenham a concessão perto do fim – justamente os agentes que possuem menos preocupações em relação à amortização de suas dívidas de construção. Caso a proposta não tenha sincronia com BNDES para o reperfilamento da dívida, o efeito desse ressarcimento é totalmente minimizado para o fluxo de caixa das companhias “mais jovens”.

TEXTO DA NOTA TÉCNICA	SUGESTÃO DE NOVA REDAÇÃO PROPOSTA PELA SAE	JUSTIFICATIVA/COMENTÁRIOS
Lei 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.	Lei 13.203 de 2015 “Art.2º (...) III – Energia de Reserva (fontes eólica, solar e biomassa) que deslocam a geração hidráulica	A inserção do inciso III no Art.2º se deve a energia de reserva depois do risco hidrológico e da geração fora da ordem de mérito ser a variável que mais causa deslocamento hidráulico, por ser sua geração majoritariamente de

<p>§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:</p> <p>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;</p> <p>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</p> <p>III – desistido da repactuação ou não tenha repactuado o risco hidrológico nos termos do art. 1º, para a respectiva parcela de energia.</p> <p>§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.</p> <p>§4º No caso de desistência da</p>	<p><b>mesmo em momentos de hidrologia favorável.</b></p> <p>(...)</p> <p>§1º É vedada a repactuação <b>de novas outorgas</b> do risco hidrológico de que trata o art. 1º após a definição pela ANEEL dos parâmetros de que trata o caput.</p> <p>§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, <b>até 60 dias após a publicação da Lei</b>, tenha:</p> <p>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;</p> <p>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</p> <p><del>III – desistido da repactuação ou não tenha repactuado o risco hidrológico nos termos do art. 1º, para a respectiva parcela de energia.</del></p> <p>§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</p>	<p>fontes intermitente e de térmicas a biomassa, entrando na base do despacho e operação do sistema. Desta forma, é justo também que seja considerado no Art. 2º da Lei nº 13.203/2015 o ressarcimento para os geradores hidráulicos decorrente do deslocamento hidráulico causado pela geração de energia de reserva.</p> <p>A primeira alteração visa manter a isonomia de oportunidades entre os agentes no que se diz respeito à Repactuação do Risco Hidrológico. Para tanto, a sugestão aqui é somente vetar novas repactuações aos agentes que não possuem ainda outorgas e, portanto, não estão sujeitos às esses valores de GSF tão profundos.</p> <p>Já a segunda alteração é da data de 31 de outubro de 2017 para 60 dias após a publicação da Lei. Essa alteração tem o objetivo de dar mais transparência ao processo ao estipular um prazo para adesão à proposta a partir do momento em que haverá ciência de todo o mecanismo que dará as diretrizes necessárias.</p> <p>E por fim, como a própria Nota Técnica reconhece o uso do GFOM de forma descabida desde 2013, por que então a adesão a essa proposta deve estar vinculada a desistência da repactuação? A partir da publicação da REN nº XX/2017, os agentes geradores terão o ressarcimento do GFOM mesmo aqueles que aderiram à Repactuação do Risco Hidrológico.</p>
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>repactuação efetuada nos termos do §1º, para fins de enquadramento da respectiva parcela de energia no §2º:</p> <p>I - ficam preservados os resultados de alocação de riscos ocorridos até a data da desistência; e</p> <p>II – soma-se a extensão de outorga calculada com base no §3º à prevista no inciso I do §6º do art. 1º.” (NR)</p>	<p>que trata este §, limitada a quinze anos, dispondo o gerador livremente da energia.</p> <p><del>§4º No caso de desistência da repactuação efetuada nos termos do §1º, para fins de enquadramento da respectiva parcela de energia no §2º:</del></p> <p><del>I – ficam preservados os resultados de alocação de riscos ocorridos até a data da desistência; e</del></p> <p><del>II – soma-se a extensão de outorga calculada com base no §3º à prevista no inciso I do §6º do art. 1º.”</del></p>	<p>A proposta que consta nessa Consulta Pública reconhece que o GFOM é um objeto estranho ao risco hidrológico e deve ser ressarcido de forma retroativa.</p>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------