

Contribuições à NT Nº 5/2017/AEREG/SE – Aperfeiçoamento do marco legal do setor elétrico

Texto da Nota Técnica	Sugestão de Nova Redação	Justificativa/Comentários
GRUPO 1 – COMPROMISSOS DE REFORMA E ELEMENTOS DE COESÃO		
REDUÇÃO DOS LIMITES PARA ACESSO AO MERCADO LIVRE		
Lei nº 9.074, de 1995 “Art. 16. É de livre escolha dos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica. §1º A partir de 2020, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 2000 kW. §2º A partir de 2021, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 1000 kW. §3º A partir de 2022, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 500 kW. §4º A partir de 2024, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 400 kW. §5º A partir de 2028, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 75 kW. §6º A partir de 1º de janeiro de 2018, no exercício da opção de que trata este art., os consumidores com carga inferior a 1000 kW deverão ser representados por um agente de comercialização perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica –CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.” (NR)	Lei nº 9.074, de 1995 “Art. 16. É de livre escolha dos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica §1º A partir de 2020<u>2023</u>, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 2000 kW. §2º A partir de 2021<u>2024</u>, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 1000 kW. §3º A partir de 2022<u>2025</u>, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 500 kW. §4º A partir de 2024<u>2026</u>, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 400 kW. §5º A partir de 2028<u>2027</u>, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 75 kW. §6º A partir de 1º de janeiro de 2018<u>2025</u>, no exercício da opção de que trata este <u>artigo</u>, os consumidores com carga inferior a 1000<u>500</u> kW deverão ser representados por um agente de comercialização perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica –CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.	Sugestão para concatenar a expansão do mercado livre e do mercado de energia incentivada. Recomendamos que seja contemplada uma forma de equilíbrio de carga entre consumidores livres e especiais, com um limite mínimo para os consumidores especiais. A redefinição dos limites aplicados a consumidores livres e especiais deve ter em conta a segurança para o investidor que contou com o arranjo setorial atual para viabilizar suas posições. Sugere-se também adequar o limite entre atacado e varejo em 500 kW, por entender ser este um nível de carga compatível com essa caracterização, inclusive guardando relação com o valor para a comunhão de interesses de fato ou de direito. Deve permanecer também a prerrogativa para constituição de comunhão de fato e de direito para agregação de carga até 500 kW de consumidores atendidos por Fontes Incentivadas. A alteração proposta para a Lei 9.427/96 também se faz necessária, pois com a nova proposta de expansão do mercado sugerida para a Lei nº 9.074/95, sem esta correção, estas fontes poderiam ser proibidas de comercializar energia com consumidores abaixo de 500 kW.
Lei nº 9.427/96 “Art. 26. §5o Os aproveitamentos referidos nos incisos I e VI do caput deste art., os empreendimentos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW	Lei nº 9.427/96 “Art. 26. §5o Os aproveitamentos referidos nos incisos I e VI do caput deste <u>artigo</u>, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) poderão comercializar energia	

(cinquenta mil quilowatts) poderão comercializar energia elétrica com consumidor cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (quinhentos quilowatts), observados os prazos de carência constantes do art. 15 da Lei nº no 9.074, de 7 de julho de 1995, conforme regulamentação da Aneel, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem. (NR) §5º-A A partir de 1º de janeiro de 2018, no exercício da opção de que trata este art., os consumidores com carga inferior a 1000 kW deverão ser representados por um agente de comercialização perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica –CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. §5º-B A exigência de que trata o §5º-A não se aplica aos consumidores que realizarem a escolha prevista neste art. até 31 de dezembro de 2017. §5º-C Os consumidores que realizarem a escolha prevista neste art. até 31 de dezembro de 2017 poderão se reunir por comunhão de interesses de fato ou de direito para fins de atendimento ao limite estabelecido no caput. (NR)	elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual ao apresentado nos incisos I a IV deste parágrafo, desde que cada unidade consumidora tenha individualmente carga de pelo menos 75 kW, observados os prazos de carência constantes do art. 15 da Lei nº no 9.074, de 7 de julho de 1995, conforme regulamentação da Aneel, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem, sem prejuízo do previsto nos §§ 1º e 2º deste artigo. (NR) I - A partir de 2023, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 400 kW. II - A partir de 2024, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 300 kW. III - A partir de 2025, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 150 kW. IV - A partir de 2026, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 75 kW.	
GRUPO 2 – MEDIDAS DE DESTRAVAMENTO		
POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DE CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA TRANSMISSÃO		
Lei nº 9.074, de 1995 “Art. 17 §9º A contratação das instalações de transmissão poderá se dar por meio de	Lei nº 9.074, de 1995 “Art. 17 §9º A contratação das instalações de transmissão poderá se dar por meio de	Somos contrários à proposta de alteração do Art. 17, por entender que a medida não trará, na prática, benefícios aos agentes, em especial aos de transmissão, que serão impactados

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. §10. Os custos de contratação, representação e gestão incorridos pela centralizadora serão alocados entre os usuários da rede, na proporção das tarifas definidas pela ANEEL. §11. O A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo poder concedente. §12. Após instituição da centralizadora de contratos: I - os titulares das instalações de transmissão já contratadas poderão solicitar à ANEEL o aditamento dos contratos vigentes para atendimento enquadramento no §9º; II – as contratações de novas instalações de transmissão serão realizadas diretamente com a centralizadora de contratos.” (NR)	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. §10. Os custos de contratação, representação e gestão incorridos pela centralizadora serão alocados entre os usuários da rede, na proporção das tarifas definidas pela ANEEL. §11. O A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo poder concedente. §12. Após instituição da centralizadora de contratos: I – os titulares das instalações de transmissão já contratadas poderão solicitar à ANEEL o aditamento dos contratos vigentes para atendimento enquadramento no §9º; II – as contratações de novas instalações de transmissão serão realizadas diretamente com a centralizadora de contratos.” (NR)	negativamente, conforme exposição de motivos abaixo: 1. Aumento de risco de recebimento, uma vez que no vencimento, ao invés de depósitos descentralizados (usuários), haverá um único depósito concentrado (Banco Centralizador). 2. Os empreendedores e financiadores da transmissão analisam o risco de recebimento com pagamento direto pelos usuários. Centralizar a liquidação acabará por concentrar o risco, impactar preços e a financiabilidade dos projetos. 3. Não está claro como serão realizadas as retenções tributárias nessa modalidade. 4. No caso de recriação da CPMF, ou qualquer outro tributo com essa natureza, poderá haver dupla incidência pela sistemática de centralização proposta. 5. As transmissoras não consideram nos planos de negócios pagar para terceiro liquidar o recebimento da RAP. 6. As transmissoras continuarão responsáveis pela exatidão no controle e execução de inadimplências/garantias, ou seja, não há redução e sim custos mantidos. 7. Altos custos para as transmissoras adequarem os sistemas de faturamento à modalidade proposta. 8. Impossibilidade de algumas transmissoras continuarem a controlar os recebimentos através de sistemas de boletos. 9. Risco da instituição financeira contratada para a centralização deixar de prestar o serviço ou aumentar demasiadamente o preço do contrato de centralização em função de ser a única do mercado e assim inviabilizar a continuidade da medida proposta, trazendo mais custos aos agentes. 10. Instabilidade regulatória - altera regra de faturamento consolidada no setor elétrico. 11. O faturamento, contabilização, conciliação de recebimento, notificação de inadimplências, execução de garantias, continuará exatamente como é hoje, sem qualquer benefício para o transmissor, ou seja, manutenção dos custos existentes. 12. Em síntese, a nova proposta não melhorará em nada o dia a dia das
---	---	---

		transmissoras, pelo contrário, aumentará riscos e custos.
REGRAS COMERCIAIS PARA MÁXIMO ACOPLAMENTO ENTRE FORMAÇÃO DE PREÇO E OPERAÇÃO		
Lei nº 10.848, de 2004 “Art. 1º..... §4º I - a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atender aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho de usinas e de cargas que se habilitem como interruptíveis e a forma utilizada para definição dos preços de que trata o §5º-B; §5º II - eventual mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico; e III - o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica, que poderão ser adquiridos em mecanismo competitivo e remunerados por preço ou tarifa definida pela ANEEL. (NR) §5º-A Até 1º de janeiro de 2020, a definição dos preços de que trata o §5º deve ser feita no máximo em intervalos de tempo horários. §5º-B A definição dos preços de que trata o §5º poderá se dar por meio de: I - regra de cálculo explícita que minimize o custo da operação de forma centralizada; ou II - ofertas de preço feitas por agentes de geração e por cargas que se habilitem como interruptíveis, com mecanismos de monitoramento de mercado que restrinjam práticas anticompetitivas. §5º-C O código-fonte e os algoritmos dos modelos computacionais utilizados para operação, planejamento e definição de preços deverão ser públicos. II - as garantias financeiras, que poderão prever aporte de margem para mitigação de inadimplências	Lei nº 10.848, de 2004 “Art. 1º..... §4º I - a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atender aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho <u>por ordem de mérito de custo</u> de usinas e de cargas que se habilitem como interruptíveis e a forma utilizada para definição dos preços de que trata o §5º-B; §5º II - eventual mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico; e III - o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica, que poderão ser adquiridos em mecanismo competitivo e remunerados por preço ou tarifa definida pela ANEEL. (NR) §5º-A Até 1º de janeiro de 2020, a definição dos preços de que trata o §5º deve ser feita no máximo em intervalos de tempo horários. §5º-B A definição dos preços de que trata o §5º poderá se dar por meio de: I - regra de cálculo explícita que minimize o custo da operação de forma centralizada; ou II - ofertas de preço feitas por agentes de geração e por cargas que se habilitem como interruptíveis, com mecanismos de monitoramento de mercado que restrinjam práticas anticompetitivas. §5º-C O código-fonte e os algoritmos dos modelos computacionais utilizados para operação, planejamento e definição de preços deverão ser públicos. II - as garantias financeiras, que poderão prever aporte de margem para mitigação de inadimplências na liquidação baseado nas exposições diárias;..... (NR) 	Sugerimos detalhamento maior das condições econômicas de despacho. Entendemos também ser imprescindível manter a necessidade de comando legal específico caso venha a se decidir pela não aplicação do MRE. Propõe-se ainda que o art. 2º da Lei 13.203/2015 inclua a previsão de ressarcimento aos participantes do MRE pelo custo de deslocamento de geração hidrelétrica decorrente da redução de consumo motivada por cargas interruptíveis, que não tenham sido consideradas no processo de despacho centralizado.

na liquidação baseado nas exposições diárias;..... (NR)	Lei 13.203 de 2015 “Art. 2º A Aneel deverá estabelecer a valoração, o montante elegível e as condições de pagamento para os participantes do MRE do custo do deslocamento da geração hidroelétrica decorrente de (NR): I - geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito; II - importação de energia elétrica sem garantia física; e III – cargas interruptíveis não consideradas no cálculo da ordem de mérito”. (NR)	
POSSIBILIDADE DE SEPARAÇÃO DE LASTRO E ENERGIA		
Lei nº 10.848, de 2004 “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. §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. “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. §1º A contratação de que trata o caput ocorrerá por meio da	Lei nº 10.848, de 2004 “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. §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. “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. §1º A contratação de que trata o caput ocorrerá por meio da centralizadora de contratos prevista no art. 2º. §2º O poder concedente deverá prever e a forma, os prazos e as condições da contratação de que trata o caput e as diretrizes para a realização das licitações.	Propõe-se a supressão do termo “novos” para equalizar da mesma forma a participação das usinas existentes. Sugere-se também a supressão da qualificação dos atributos, para permitir que sejam valorados os aspectos técnicos, físicos, socioambientais etc. A supressão da lista de atributos vem nessa mesma linha, de não se delimitar as inúmeras possibilidades de atributos.

centralizadora de contratos prevista no art. 2º. §2º O poder concedente deverá prever e a forma, os prazos e as condições da contratação de que trata o caput e as diretrizes para a realização das licitações. §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. §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. §5º Na hipótese de a contratação de capacidade ser proveniente de fonte nuclear, sua contratação será realizada diretamente com a Eletronuclear. §6º O poder concedente deverá estabelecer regra explícita para definição da capacidade a ser contratada para o sistema, conforme regulamento. §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: I - confiabilidade; II – velocidade de respostas às decisões de despacho; III – contribuição para redução das perdas de energia elétrica; IV – economicidade proporcionada ao sistema de transmissão ou de distribuição necessário ao escoamento da energia elétrica gerada; V – capacidade de atendimento à demanda de energia elétrica nos momentos de maior consumo; e VI – capacidade de regulação de tensão e de frequência."	§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. §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. §5º Na hipótese de a contratação de capacidade ser proveniente de fonte nuclear, sua contratação será realizada diretamente com a Eletronuclear. §6º O poder concedente deverá estabelecer regra explícita para definição da capacidade a ser contratada para o sistema, conforme regulamento. §7º Na contratação de novos empreendimentos para aquisição de lastro de geração, na forma deste art., deverão ser considerados, conforme regulamentação, os atributos técnicos e físicos dos empreendimentos habilitados no certame. ; I – confiabilidade; II – velocidade de respostas às decisões de despacho; III – contribuição para redução das perdas de energia elétrica; IV – economicidade proporcionada ao sistema de transmissão ou de distribuição necessário ao escoamento da energia elétrica gerada; V – capacidade de atendimento à demanda de energia elétrica nos momentos de maior consumo; e VI – capacidade de regulação de tensão e de frequência."	
GRUPO 3 – ALOCAÇÃO DE CUSTOS E RACIONALIZAÇÃO		

SUBSÍDIOS ÀS FONTES INCENTIVADAS

Art. 26 da Lei nº 9.427/96

§1º-C Os percentuais de redução a que se referem os §§1º, 1º-A e 1º-B: I - não serão aplicados aos empreendimentos após o fim do prazo da outorga atual; e II - serão aplicados aos empreendimentos outorgados até 31 de dezembro de 2017.

§1º-D Para outorgas concedidas a novos empreendimentos entre 1º de janeiro de 2018 e 31 de dezembro de 2029, deverá ser pago prêmio de incentivo ao gerador em função de cada unidade de energia produzida, exceto para consumo próprio, com observância das seguintes características:

I - aproveitamento referido no inciso I do caput deste art.;
II - empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts);
III - empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais.

§1º-E O prêmio de que trata o §1º-D:

I - corresponderá ao valor médio, em reais por unidade produzida de energia elétrica, exceto aquela destinada a consumo próprio, pago no ano de 2016, nos termos dos §§1º, 1º-A e 1º-B, corrigido pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), ou outro que o substituir;

II - será idêntico entre as fontes de que trata este art.; e

III - será pago ao titular da outorga.

§1º-F O valor do prêmio de que trata o §1º-E:

I - será calculado observando os percentuais incidentes na produção e no consumo e a participação

§1º-C Os percentuais de redução a que se referem os §§1º, 1º-A e 1º-B **serão aplicados:**

I – até o final do prazo da outorga vigente.

II – aos empreendimentos que já tenham aportado ou venham a aportar, em até 60 (sessenta dias) contados da publicação desta lei, as garantias financeiras exigidas pela ANEEL, conforme regulação vigente, para o desenvolvimento do projeto ou para a emissão da outorga.

III – aos empreendimentos de aproveitamento hidrelétrico de capacidade reduzida, que já tenham sido devidamente registrados perante a Agência Nacional de Energia Elétrica, na forma do art. 8º da Lei n.º 9.074, de 07 de julho de 1995.

~~§1º-D Para outorgas concedidas a novos empreendimentos entre 1º de janeiro de 2018 e 31 de dezembro de 2029, deverá ser pago prêmio de incentivo ao gerador em função de cada unidade de energia produzida. A ANEEL deverá estabelecer o valor do prêmio de incentivo a ser pago ao gerador em função da sua potência, exceto para consumo próprio, com observância das seguintes características:~~

~~I - aproveitamento referido no inciso I do caput deste art.;~~

~~II - empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts);~~

~~III – empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais.~~

~~§1º-E O prêmio de que trata o §1º-D:~~

~~I – será calculado por fonte e corresponderá ao valor médio, em reais por unidade de potência produzida de energia elétrica, exceto aquela destinada a consumo próprio, pago no ano de 2016, nos termos dos §§1º, 1º-A e 1º-B, corrigido pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), ou outro que o substituir;~~

Foram propostas diversas alterações no sentido de se adequar (i) a forma de transição, para que não ocorra qualquer mudança antes que se defina a valoração dos atributos de cada fonte, e (ii) o cálculo do prêmio.

O cálculo do prêmio por unidade de energia produzida poderá prejudicar economicamente uma fonte que estava disponível, mas que foi impactada por condições climáticas desfavoráveis, por exemplo e a vinculação do cálculo do prêmio pela potência permite maior consistência com a forma que o desconto do transporte é hoje concedido para as diferentes fontes.

Ainda, a proposição do ano de 2017 como base para o cálculo se deve ao fato desse ano ser mais representativo do valor das tarifas, que, dentre outras alterações, sofreram reajustes referentes às indenizações das transmissoras.

proporcional dos tipos de empreendimentos beneficiários; e II – será pago até 31 de dezembro de 2030 para empreendimentos outorgados entre 1º de janeiro de 2018 e 31 de dezembro de 2029; e III – será pago pelo prazo da outorga atual, no caso de empreendimentos outorgados até 31 de dezembro de 2017. §1º-G Os titulares das outorgas dos empreendimentos de que tratam os §§1º, 1º-A, 1º-B e inciso II do §1º-C poderão receber o prêmio de que trata o §1º-D desde que abdicuem da aplicação dos percentuais de redução previstos nos arts. §§1º, 1º-A, 1º-B.”	II - será idêntico entre as usinas de mesma fontes de que trata este art.; e III – será pago ao titular da outorga. §1º-F O valor do prêmio de que trata o §1º-E: I - será calculado observando os percentuais incidentes na produção e no consumo e a participação proporcional dos tipos de empreendimentos beneficiários; e II – será pago até 31 de dezembro de 2030 para empreendimentos outorgados entre 1º de janeiro de 2018 e 31 de dezembro de 2029; e III – será pago pelo prazo da outorga atual, no caso de empreendimentos outorgados até 31 de dezembro de 2017. II – será aplicado em substituição aos percentuais de redução a que se referem os §§1º, 1º-A e 1º-B, após sua regulamentação pela ANEEL, devendo ser pago aos titulares de novos projetos de geração. §1º-G A qualquer tempo, Os-os titulares das outorgas dos empreendimentos de que tratam os §§1º, 1º-A, 1º-B e inciso II do §1º-C poderão receber o prêmio de que trata o §1º-D desde que abdicuem da aplicação dos percentuais de redução previstos nos arts. §§1º, 1º-A, 1º-B.”	
--	--	--

RISCOS E RACIONALIZAÇÃO DE CUSTOS DOS CONTRATOS REGULADOS

Lei nº 10.848, de 2004 Art. 2º §1º Na contratação regulada os riscos exposição ao mercado de curto prazo decorrente das decisões de despacho serão alocados conforme as seguintes modalidades: I – Contratos por Quantidade de Energia, nos quais o risco fica com os vendedores, devendo ser a modalidade preferencial de contratação; II – Contratos por Disponibilidade de Energia, nos quais o risco fica com os compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais. “Art. 2º-D. Os geradores que tenham vendido CCEAR por	Lei nº 10.848, de 2004 Art. 2º §1º Na contratação regulada os riscos hidrológicos exposição ao mercado de curto prazo decorrente das decisões de despacho serão alocados conforme as seguintes modalidades: I – Contratos por Quantidade de Energia, nos quais o risco fica com os vendedores, devendo ser a modalidade preferencial de contratação, exceto na parcela de energia repactuada na Lei 13.203 de 2015;	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. 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. A outra sugestão é para preservar o direito daqueles que aderiram à repactuação do risco hidrológico.
--	--	---

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. §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. §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. §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. §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.”		
GRUPO 4 – MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE E DESJUDICIALIZAÇÃO		
PRORROGAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS ATÉ 50 MW		
Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 Art. 4º §15. As autorizações para exploração de aproveitamento hidráulico de potência maior que 3 MW (três megawatts) e inferior ou igual a 50MW (cinquenta megawatts) terão prazo de até trinta e cinco anos.	§15. As autorizações outorgas vigentes nas modalidades de autorização e concessão para exploração de aproveitamento hidráulico de potência maior que 3 5 MW (três cinco megawatts) e inferior ou igual a 50MW (cinquenta megawatts) terão prazo de até trinta e cinco anos. §16. As autorizações outorgas de que trata o §15, poderão ser prorrogadas, a critério do	Deve-se estender também a aplicação do parágrafo às outorgas na modalidade de concessão, às existentes e preservar a necessidade de renovação para usinas somente a partir de 5MW, como estabelecido pela Lei 13.360/2016. Facultar, como estabelecido pela Lei 13.360/2016, ao atual concessionário a decisão pela prorrogação desde que atendidas

§16. As autorizações de que trata o §15 poderão ser prorrogadas a critério do Poder Concedente por até trinta anos, desde que atendidas, no mínimo, as seguintes condições: I - pagamento pelo UBP informado pelo poder concedente; II - recolhimento da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), de que trata a Lei nº no 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a partir da prorrogação da outorga, revertida integralmente ao Município de localidade do aproveitamento e limitada, para os aproveitamentos autorizados de potência maior que 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e igual ou inferior a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a 50% (cinquenta por cento) do valor calculado conforme estabelecido no art. 17 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998; e III – estejam em operação comercial. §17. Até 180 (cento e oitenta) dias antes do final do prazo da outorga, ou em período inferior caso o prazo remanescente da outorga na data de entrada em vigor deste parágrafo seja inferior a 1 (um) ano, o poder concedente informará ao titular da outorga, para os fins da prorrogação facultada no §16, o valor do UBP aplicável ao caso, que deverá atender aos princípios de razoabilidade e de viabilidade técnica e econômica e considerar inclusive os riscos e os tipos de exploração distintos, tanto de autoprodução, como de produção para comercialização a terceiros, previstos na legislação. §18. Tendo sido comunicado do valor da UBP, o titular da outorga deverá ser manifestar em até 60 (sessenta) dias quanto ao interesse pela prorrogação, nos termos estabelecidos no §17.	Poder Concedente titular da outorga por até trinta anos, desde que atendidas, no mínimo, as seguintes condições: I - pagamento pelo UBP informado pelo poder concedente; II - recolhimento da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), de que trata a Lei nº no 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a partir da prorrogação da outorga, revertida integralmente ao Município de localidade do aproveitamento e limitada, para os aproveitamentos autorizados de potência maior que 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e igual ou inferior a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a 50% (cinquenta por cento) do valor calculado conforme estabelecido no art. 17 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998; e III – estejam em operação comercial, ou em condições para retorno a este estado.	as condições impostas pela legislação em vigor. Tal medida visa minimizar as incertezas em torno da prorrogação da outorga tanto para projetos em operação como para novos empreendimentos em benefício do ambiente de negócios. Em relação ao item III do §16, a proposta tem por objetivo evitar que uma usina seja prejudicada por algum evento não gerenciável que a tenha retirado temporariamente da condição de operação comercial, por exemplo, via REN ANEEL nº 583/2013. Em relação à UBP, propõe-se manter os prazos de antecedência previsto na Lei 13.360/2016. Deve-se também estabelecer um valor teto para fixação da UBP. Seria desejável também estabelecer para as novas outorgas de aproveitamentos hidráulicos um prazo de 50 anos, utilizando a modalidade de autorização para potência entre 5 MW e 50 MW e a modalidade de concessão para potência maior que 50MW de modo a permitir a redução do preço da energia produzida.
---	---	--

§19. Não havendo, no prazo estabelecido no §18, manifestação de interesse do titular da outorga em sua prorrogação, o poder concedente instaurará processo licitatório para outorgar a novo titular a exploração da usina hidrelétrica. Lei nº 12.783 “Art. 2º As concessões de geração de energia hidrelétrica de que trata o art. 1º, cuja potência da usina seja superior a 3 MW (três megawatts) e igual ou inferior a 50 MW (cinquenta megawatts) e que não foram prorrogadas nos termos daquele art., poderão, a critério do poder concedente, ser prorrogadas e terem o regime de outorga convertido para autorização, nos termos dos §16 a §19 do art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.		
DESJUDICIALIZAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO		
Lei nº 13.203, de 2015 Art. 1º O risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração hidrelétrica, observado o art. 2º. Art. 2º §1º É vedada a repactuação do risco hidrológico de que trata o art. 1º após a definição pela ANEEL dos parâmetros de que trata o caput. §2º Os parâmetros de que trata o caput serão aplicados retroativamente, a partir de 1º de janeiro de 2013, sobre a parcela da energia cujo agente de geração titular, até 31 de outubro de 2017, tenha: I - desistido ou não seja autor de ação judicial cujo objeto é a isenção ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, ficando	Lei nº 13.203, de 2015 Art. 1º O risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração hidrelétrica, observado o art. 2º. Art. 2º §1º É vedada a repactuação do risco hidrológico de que trata o art. 1º para novas outorgas concedidas após a data de publicação da Lei após a definição pela ANEEL dos parâmetros de que trata o caput. §2º Os parâmetros de que trata o caput serão aplicados retroativamente, a partir de 1º de	Propõe-se ajuste de texto para delimitar o período de vigência da vedação à repactuação Sugere-se que o novo marco legal não pode condicionar a retroação do GFOM/Importação aos geradores do ACR à desistência da repactuação, tendo em vista que esta repactuação é um ato jurídico perfeito e que estes geradores nunca tiveram a possibilidade de ressarcimento do GFOM/Importação do período de 1º de janeiro de 2013 até 26 de abril de 2017. Deve-se ressaltar também a não desistência em relação às condições futuras, considerando que as usinas não têm a possibilidade de transferir o risco como no caso das usinas que repactuaram o risco hidrológico.

dispensados os honorários advocatícios em razão dessa extinção; II - renunciado a qualquer alegação de direito sobre a qual se funde a ação de que trata o inciso I, mediante protocolo de requerimento de extinção do processo com resolução do mérito; e III – desistido da repactuação ou não tenha repactuado o risco hidrológico nos termos do art. 1º, para a respectiva parcela de energia. §3º O valor apurado decorrente da aplicação retroativa dos parâmetros de que trata o caput na forma do §3º será ressarcido ao agente de geração mediante extensão do prazo das outorgas vigentes com base em preço de referência compatível com o ressarcimento de que trata este §, limitada a quinze anos, dispondo o gerador livremente da energia. §4º No caso de desistência da repactuação efetuada nos termos do §1º, para fins de enquadramento da respectiva parcela de energia no §2º: I - ficam preservados os resultados de alocação de riscos ocorridos até a data da desistência; e II – soma-se a extensão de outorga calculada com base no §3º à prevista no inciso I do §6º do art. 1º.” (NR)	janeiro de 2013 até 26 de abril de 2017, sobre a parcela da energia cujo agente de geração titular, até 31 de outubro de 2017, tenha: I - desistido ou não seja autor de ação judicial cujo objeto é a isenção ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, ficando dispensados os honorários advocatícios em razão dessa extinção; II renunciado, em relação ao deslocamento da geração hidrelétrica no período de 1º de janeiro de 2015 a 26 de abril de 2017, 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; III - 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, ressalvadas as modificações fáticas e atos publicados após a adesão às condições de que trata este parágrafo. e III – desistido da repactuação ou não tenha repactuado o risco hidrológico nos termos do art. 1º, para a respectiva parcela de energia. §3º O valor apurado do ressarcimento decorrente da aplicação retroativa dos parâmetros de que trata o caput na forma do §23º será calculado considerando o PLDx para cada ano, de 2013 a 2017, devendo ser ressarcido ao agente de geração mediante extensão do prazo das outorgas vigentes com base em na margem líquida do preço de referência, 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. §4º No caso de desistência da repactuação efetuada nos termos do §1º, para fins de enquadramento da respectiva parcela de energia no §2º: I - ficam preservados os resultados de alocação de riscos ocorridos até a data da desistência; e II – soma-se a extensão de outorga calculada com base no §3º à prevista no inciso I do §6º do art. 1º. §5º As condições indicadas no §2º deverão ser atendidas em até 60 dias da data de publicação (pelo Poder Concedente) do valor do ressarcimento e da extensão do prazo de outorga referidos no §3º para cada usina do MRE que tenha direito a aplicação retroativa referida no §2º.” (NR)	
PARCELAMENTO DE DÉBITOS DE AÇÕES PENDENTES DE RESOLUÇÃO		
comando autônomo: Art. XX Ficam autorizados o parcelamento dos seguintes débitos de consumidores, comercializadores, concessionários, permissionários e autorizados de energia elétrica: I – cotas da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002; II – pagamento do encargo de para cobertura dos custos dos serviços do sistema, de que trata o §10 do art. 1º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. §1º Os débitos que trata o caput serão: I - parcelados em até 120 (cento e vinte) prestações mensais fixas; e II - corrigidos pela taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (Selic) da data de sua constituição até a data de sua liquidação. §2º A adesão ao parcelamento de que trata o caput é condicionada à desistência expressa e irrevogável, até 31 de dezembro de 2017, da respectiva ação judicial e de qualquer outra, bem assim à renúncia do direito, sobre os	Art. XX Ficam autorizados os seguintes parcelamentos: I - Dos seguintes débitos de consumidores, comercializadores, concessionários, permissionários e autorizados de energia elétrica: a) cotas da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002; b) pagamento do encargo de para cobertura dos custos dos serviços do sistema, de que trata o §10 do art. 1º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. II – Dos valores não liquidados pelos geradores em virtude de ação judicial cujo objeto é a isenção ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE. §1º Os débitos que trata o inciso I serão: I - parcelados em até 120 (cento e vinte) prestações mensais fixas; e	É importante que as condições de parcelamento para os valores represados em virtude das ações relacionadas ao GSF também estejam previstas na Lei.

mesmos débitos, sobre o qual se funda a ação. §3º Na desistência de que trata o §2º, ficam dispensados os honorários advocatícios em razão da extinção da ação.	II - corrigidos pela taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (Selic) da data de sua constituição até a data de sua liquidação. §2º Os valores que trata o inciso II serão: I – parcelados em até 12 (doze) prestações mensais fixas; e II – atualizados monetariamente com base no IGP-M, divulgado pela Fundação Getúlio Vargas – FGV, desde a data em que deveria ter sido realizada a liquidação até o respectivo mês de seu lançamento na contabilização ou no procedimento de cobrança específico, conforme o caso, incidindo sobre o saldo devedor, a partir do pagamento da segunda parcela, juros de 1% ao mês, até o pagamento integral do débito. §3º A adesão ao parcelamento de que trata o caput é condicionada à desistência expressa e irrevogável, da respectiva ação judicial e de qualquer outra, bem assim à renúncia do direito, sobre o qual se funda a ação, em prazo a ser definido pelo Poder Concedente. §3º Na desistência de que trata o §2º, ficam dispensados os honorários advocatícios em razão da extinção da ação.	
---	--	--