



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

NOTA TÉCNICA Nº 14/2017/AEREG/SE

PROCESSO Nº 48000.001405/2016-67

INTERESSADO: MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

1. ASSUNTO

1.1. Proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico.

2. SUMÁRIO EXECUTIVO

2.1. Considerando-se as contribuições recebidas nas Consultas Públicas nº 21, de 2016, e nº 33, de 2017, apresenta-se proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico.

3. ANÁLISE

INTRODUÇÃO

3.1. Em 5 de outubro de 2016, o Diário Oficial da União publicou a Portaria nº 485 do Ministério de Minas e Energia (MME), que divulgou para Consulta Pública “o questionário sobre a expansão do mercado livre de energia elétrica, benefícios e riscos envolvidos, com objetivo de subsidiar novas etapas de discussão, bem como definir visões institucionais capazes de estimular a eficiência e a inovação no setor elétrico”. Estava instaurada a Consulta Pública nº 21, de 2016 (CP 21).

3.2. A CP 21 foi subsidiada pela Nota Técnica nº 4/2016-AEREG/SE-MME, preparada com o apoio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que apresentou um extenso questionário acerca dos elementos que devem ser observados na expansão do mercado livre e seus efeitos no setor elétrico brasileiro. Buscava-se, com a iniciativa, discutir medidas capazes de garantir que o mercado livre de tamanho maior que o atual funcione de forma eficiente e sustentável. Conforme apontado na citada Nota Técnica, no processo de expansão do mercado livre, “é relevante determinar o conjunto de condições necessárias para sua expansão, as quais devem estar alinhadas aos princípios da transparência, isonomia, livre iniciativa e da livre concorrência. Nesse processo, por exemplo, é preciso identificar e reconhecer as imperfeições existentes no funcionamento atual do mercado livre, tais como aquelas causadas por descontos tarifários (subsídios) e reservas de mercado”.

3.3. Embora a CP 21 tivesse como objetivo obter junto à sociedade reflexões mais centradas na expansão sustentável do mercado livre, as 25 (vinte e cinco) contribuições aportadas na consulta apresentaram também importantes discussões no que tange o desenho de mercado de energia elétrica que seria necessário para suportar um mercado mais liberalizado no Brasil. Conforme apontado na Nota Técnica nº 3/2017/AEREG/SE, que concluiu a CP 21, “as contribuições revelaram elevado grau de convergência em termos de direcionamento e indicação de aprimoramentos de modelo de mercado, regulação e boas práticas para superar os obstáculos da expansão sustentável do mercado livre, com base na maior eficiência produtiva e alocativa”. Ademais, “em resumo, as contribuições apontam a necessidade de equacionar adequadamente a alocação de riscos e custos associados à expansão do sistema, para garantia da segurança do abastecimento eletroenergético, e também de mitigar as incertezas associadas ao processo de ampliação do mercado livre, com respeito aos contratos vigentes, evitando, em qualquer hipótese, medidas unilaterais que alterem compulsoriamente relações já pactuadas”.

3.4. As contribuições recebidas na CP 21 permitiram que o MME e a EPE aprofundassem os estudos acerca da expansão do mercado livre e dos aperfeiçoamentos necessários no marco regulatório para permitir esta expansão. Em decorrência dessa iniciativa, o Diário Oficial da União de 5 de julho de 2017 publicou a Portaria nº 254, de 30 de junho de 2017, que divulgou para Consulta Pública “a Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE, com a proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico”. Tinha início a Consulta Pública nº 33, de 2017 (CP 33).

3.5. A CP 33, baseada em uma visão de futuro para o setor elétrico, apresentou uma proposta de aprimoramentos legislativos, divididos em quatro grupos:

“(i) decisões que orientam a reforma e elementos de coesão, incluindo reforços explícitos a mecanismos já existentes destinados a atuar como contrapartidas às alterações fundamentais do modelo – aqui a maioria dos dispositivos apresenta baixo grau de flexibilidade, normalmente com prazos de implementação pré-definidos, refletindo um pacote de intenções políticas perenes;

(ii) aumento da flexibilidade de aspectos do modelo do setor elétrico, permitindo gerenciamento dinâmico dos riscos sistêmicos e comerciais, sem precipitar escolhas definitivas – ao contrário do item anterior, aqui são descritas medidas de destravamento do modelo, para as quais a flexibilidade infralegal é o atributo essencial, não obstante alguns elementos possuam rigidez para garantir a coesão;

(iii) alocação adequada de custos entre os agentes – o que se reflete em medidas explícitas de correção de incentivos e racionalização de subsídios ou incentivos, com observância dos requisitos formais e legais, mitigando riscos judiciais por meio do instrumento legal e esclarecendo regras de enquadramento; e

(iv) medidas de sustentabilidade, que incluem propostas de desjudicialização e distribuição da renda dos ativos do setor” (Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE).

3.6. Após um período de cerca de 45 dias, o MME recebeu cerca de 215 contribuições de todos os segmentos da sociedade: geradores, consumidores, comercializadores, transmissores, associações, universidades, consultores, bancos, fundos de investimento, instituições (como ONS, CCEE e ANEEL), representantes individuais e da sociedade civil, dentre outros.

3.7. Vários resumos e compilações das contribuições da CP 33 foram também disponibilizadas ao público, enviadas ao MME e estão disponíveis no sítio eletrônico destinado à CP 33 por este Ministério. Lá é possível verificar uma síntese das contribuições realizadas pelos agentes, que nesta Nota Técnica serão abordadas por conjunto temático e com ênfase na motivação para a construção da proposta final para o instrumento legislativo, que buscou conciliar grande parte das sugestões recebidas obedecendo a um princípio técnico. Destaca-se que esta Nota Técnica apresentará ainda a incorporação a este instrumento de alguns temas que não constavam da proposta inicial de aprimoramento apresentada pela CP 33, fruto de contribuições relevantes aportadas pelos agentes e de medidas necessárias para complementar a nova proposta do instrumento legal.

3.8. Por fim, é fundamental salientar o alinhamento desta Nota Técnica com as sugestões e contribuições da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), manifestadas na NT-EPE PR-003/2017, também disponível no site da CP 33.

3.9. O restante desta nota está organizado da seguinte maneira: a análise será iniciada listando os itens que foram suprimidos da proposta final. Em seguida, será apresentado destaque da proposta que estava vinculada ao tema de descotização e que na versão final do aprimoramento legislativo segue de forma independente, uma vez que o tema da descotização e da privatização ficou concentrado na discussão da desestatização da Eletrobras, tratada à parte dessa proposta de aprimoramento, ainda que umbilicalmente ligada ao sucesso do aprimoramento legislativo objeto da CP 33.

3.10. Nas seções seguintes são abordados os temas que foram mantidos e aprimorados após o recebimento de contribuições na CP 33, na ordem em que foram expostos na Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE, mas sem destaque dos grupos em que foram classificados naquela Nota.

3.11. Por fim, é apresentado um cronograma de ações decorrentes da proposta final, bem como o texto compilado da reforma.

RETIRADA DOS DISPOSITIVOS RELACIONADOS À DESJUDICIALIZAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO

3.12. Na CP 33, foi apresentada uma alternativa para solucionar o conflito judicial envolvendo o risco hidrológico (itens 3.156 a 3.157 da Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE).

3.13. Em geral, as contribuições recebidas no âmbito da CP 33 convergiram no apontamento de que era urgente uma solução para o conflito judicial envolvendo o risco hidrológico. Essa avaliação, compartilhada por este Ministério, ensejou que esse tema fosse tratado em separado, tendo originado proposta de Medida Provisória, objeto da Nota Técnica nº 11/2017/AEREG/SE, da Nota Técnica nº 12/2017/AEREG/SE e da Nota Técnica nº 13/2017/AEREG/SE, que serão disponibilizadas no site do MME tão logo a medida seja editada.

3.14. Muitas contribuições apontaram também na direção que o próprio mecanismo de realocação de energia (MRE) demanda aperfeiçoamentos estruturais sob o risco de novos problemas no futuro em função da mudança da matriz energética, dentre outros fatores. Esta preocupação, também compartilhada por este Ministério, está sendo endereçada através de grupo de trabalho específico sobre o MRE criado no âmbito do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

RETIRADA DOS DISPOSITIVOS RELACIONADOS À DESCOTIZAÇÃO E PRIVATIZAÇÃO DE EMPRESAS ESTATAIS FEDERAIS

3.15. A CP 33 submeteu ao debate público uma proposta de descotização das usinas hidrelétricas (UHE) prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, de titularidade de empresas estatais federais. A proposta consistia, basicamente, de conferir um novo contrato de concessão para esses empreendimentos desde que houvesse a privatização da pessoa jurídica titular da outorga.

3.16. Em virtude das contribuições recebidas no âmbito da CP 33 e do aprofundamento das discussões com outros órgãos do Poder Executivo, este Ministério entendeu mais adequado tratar o tema em uma proposta legislativa específica, que abrangesse unicamente a desestatização da Eletrobras. As linhas gerais da desestatização da Eletrobras foram apresentadas inicialmente na Nota Técnica nº 3/2017/AEPED. A proposta legislativa da desestatização da Eletrobras foi materializada em proposta de Projeto de Lei, objeto da Nota Técnica nº 1/2017/AEPED e da Nota Técnica nº 2/2017/AEPED, que serão disponibilizadas no site do MME tão logo a proposta seja enviada ao Congresso Nacional.

3.17. Foi mantido, de qualquer forma, na proposta de aperfeiçoamento do marco legal do setor elétrico, o comando para evitar que o vencimento das concessões atualmente vigentes origine novas outorgas em regime cotas, nos termos do art. 1º da Lei nº 12.783, de 2013, conforme discutido na seção específica desta Nota Técnica, além de uma proposta de uniformização no tratamento das outorgas de UHE com capacidade instalada inferior a 50 MW, que também evita a destinação de usinas de menor porte ao citado regime de cotas.

RETIRADA DOS DISPOSITIVOS RELACIONADOS À POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA TRANSMISSÃO

3.18. Os dispositivos foram retirados da proposta final em função de contribuições recebidas

na CP 33 que apontaram risco de elevação da carga tributária no setor e também pelas contribuições do Operador Nacional do Sistema (ONS) e da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). As instituições relataram que não há necessidade de alteração de lei ou de criação de outra entidade para que se reduzam os custos de transação associados à liquidação dos pagamentos dos encargos de uso dos sistemas de transmissão. A sugestão feita nesse aspecto pela ANEEL é apenas alterar a forma de cobrança da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) no mercado livre, que poderia ser feita diretamente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), sem trânsito pelas transmissoras, tema que foi incorporado na proposta final.

RETIRADA DOS DISPOSITIVOS RELACIONADOS À POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA GERAÇÃO

3.19. Também pela preocupação associada ao risco de elevação da carga tributária e pelos impactos tarifários distributivos, a proposta foi suprimida. Em linha com a contribuição apresentada em relação ao segmento de transmissão, a ANEEL também colocou a possibilidade de aplicar medidas infralegais de redução de custos de transação.

RETIRADA DOS DISPOSITIVOS RELACIONADOS ÀS DIRETRIZES E COMPROMISSOS PARA FIXAÇÃO DE TARIFAS

3.20. Os dispositivos foram retirados em face, principalmente, das contribuições da ANEEL. A Agência esclareceu que já possui as prerrogativas descritas na proposta da CP 33. Desde 2016, com a instauração da Consulta Pública nº 6/2016, a ANEEL estuda o aumento da granularidade espacial das tarifas de uso dos sistemas de distribuição para os geradores, objetivando a abertura do sinal locacional para a tensão de 69 kV. As restrições a esse avanço não são legais ou regulatórias, mas de caráter técnico e relacionadas à capacidade de processamento de dados, e que já estão sendo trabalhadas pela agência. Considerando que a proposta da CP 33 apenas reforçava a perseguição pela Agência da melhor alocação de custo possível, dada a viabilidade técnica e econômica dessa alocação, considerou-se desnecessário manter essa orientação na proposta final.

3.21. Em relação à segregação das tarifas e a adoção compulsória da modalidade binômia e não volumétrica até 2021, a Agência informou que essa restrição inibiria o estudo de soluções regulatórias alternativas para a estrutura tarifária, que poderiam se mostrar mais adequadas para equilibrar a estrutura de custos e riscos do negócio de distribuição. Ademais, a Agência incluiu em sua Agenda Regulatória a regulação da tarifa binômia até o fim de 2019, prazo mais curto do que o contido na proposta da CP 33. Diante dessas informações, optou-se por suprimir essa medida na proposta final.

RETIRADA DOS DISPOSITIVOS RELACIONADOS À ANTECIPAÇÃO DA CONVERGÊNCIA DAS COTAS DE CDE

3.22. Os dispositivos foram retirados em função de a matéria ter sido tema de recente discussão no Congresso Nacional, de modo que o arranjo atualmente vigente na legislação representa convergência de legítimos e diferentes interesses políticos. Essa convergência pode ser prejudicada com a reabertura da discussão.

RETIRADA DOS DISPOSITIVOS RELACIONADOS AO PARCELAMENTO DE DÉBITOS DE AÇÕES PENDENTES DE RESOLUÇÃO

3.23. Os dispositivos foram retirados da proposta final para que se preserve o sinal regulatório, considerando ainda que os temas abrangidos pelo comando proposto na CP 33 já tiveram tratamento na Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016.

FIM DO REGIME DE COTAS PARA UHE PRORROGADAS OU LICITADAS E DESTINAÇÃO

DE PARTE DO BENEFÍCIO ECONÔMICO DE OUTORGAS PARA A CDE

3.24. A proposta apresentada pela CP 33, e que permanece, previa a revogação da possibilidade de renovação, prorrogação ou licitação de concessões de UHE com destinação total ou parcial da energia elétrica e da garantia física para o regime de cotas (em que ANEEL fixa tarifa e o gerador não tem liberdade para negociar a energia elétrica). A medida se alinha a todas as discussões empreendidas desde a CP 21. Não houve contribuições na CP 33 que apresentassem elementos robustos para alteração dessa abordagem, ainda mais considerando-se a expansão do mercado livre, a necessidade de aumento de flexibilidade no portfólio das distribuidoras e a necessidade de se atribuir adequadamente o risco do negócio a quem dele aufere renda.

3.25. A proposta final prevê ainda que toda a nova outorga concedida a um empreendimento existente, seja em um processo de privatização, seja em um processo de licitação de uma concessão vencida, destine 1/3 do valor do benefício econômico da outorga à CDE, por meio de obrigação imposta ao gerador no novo contrato de concessão de pagar cotas de CDE.

3.26. A seguir, passa-se a uma justificativa mais detalhada dessa destinação de recursos à CDE, considerando (i) a manifestação da Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda (SEAE/MF) a respeito da pertinência dessa destinação de recursos, uma vez que o valor da outorga pertenceria à União, (ii) as contribuições na CP 33, que pleitearam o compartilhamento da renda hidráulica com o consumidor, e (iii) e as orientações e preocupações do Tribunal de Contas da União (TCU) de órgãos de controle explicitadas no âmbito do leilão de usinas existentes realizado em 2017.

3.27. No Acórdão nº 1.598/2017 – PLENÁRIO, referente ao Processo TC [016.060/2017-2](#), que tratou da licitação para a outorga de quatro usinas hidrelétricas em operação, nos termos do art. 8º da Lei nº 12.783, de 2013, o TCU determinou ao Ministério de Minas e Energia, na qualidade de Poder Concedente, que:

“9.2.4. nas próximas licitações de concessão envolvendo usinas geradoras de energia elétrica existentes e em operação, a modelagem técnica, econômica e financeira do leilão seja precedida das seguintes avaliações:

9.2.4.1. impactos econômicos e financeiros de médio e de longo prazos resultantes da licitação para o consumidor de energia elétrica nos mercados cativo e livre, bem como para a sustentabilidade do setor elétrico, nos diferentes cenários de critério de julgamento da licitação previstos em lei e de seus respectivos parâmetros técnicos e econômicos de leilão, incluindo o valor de outorga;

9.2.4.2. efeito agregado dos impactos econômicos e financeiros para os consumidores dos mercados cativo e livre, advindos da combinação dos efeitos produzidos pela adoção do critério de julgamento escolhido para o leilão com os efeitos derivados de outras decisões e políticas setoriais de impacto”.

3.28. As determinações acima expostas refletem a avaliação do TCU, expressas no voto do Relator do processo que originou o Acórdão em tela, de que a utilização do maior pagamento de outorga como critério de licitação das usinas hidrelétricas, ainda que contribua para o equilíbrio fiscal do País, não pode desconsiderar as consequências dessa opção na sustentabilidade do setor elétrico e nos consumidores de energia elétrica. *In verbis*: “em que pese a situação fiscal atual, não se pode olvidar tanto da relevância do setor de energia elétrica quanto das consequências que essa priorização da obtenção de valores nas licitações pode trazer para a sustentabilidade do próprio setor e para os consumidores”.

3.29. Como explicitado no Voto do Relator que culminou no Acórdão nº 1.598/2017 – PLENÁRIO, a preocupação do TCU em equilibrar objetivos fiscais e modicidade tarifária na concessão de serviços públicos já estava presente no Voto do Acórdão nº 2.526/2015 – TCU – PLENÁRIO, que

também tratou da licitação de outorgas de usinas existentes: “Não obstante, o papel do Tribunal em todo este processo [...] está sendo crucial para que a modelagem final das concessões não se desvirtue da busca pela melhor proposta para a Administração, que deve ser entendida como dois vetores: o valor que se espera arrecadar com as concessões, estimado em R\$ 17 bilhões, e a modicidade tarifária”.

3.30. No Voto do Acórdão nº 1.598/2017 – PLENÁRIO, também é destacado que “que o setor de energia elétrica não foi o único em que o TCU apontou que poderia estar havendo priorização excessiva do alcance de metas fiscais na definição das condições de outorga de concessões, em detrimento das particularidades e das necessidades do respectivo setor de infraestrutura”. O TCU aponta que isso teria ocorrido no leilão do campo de Libra, em áreas do pré-sal, realizado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), e a licitação de radiofrequência da faixa de 700 MHz para o serviço de telefonia móvel de 4G, realizada pela Agência Nacional de Telecomunicações (Anatel) em 2014. *In verbis*:

“28. *Em 2013, isso também ocorreu no leilão do campo de Libra, em áreas do pré-sal, realizado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Como detalhado no Relatório e no Voto condutor do Acórdão 2.526/2015-TCU-Plenário, um dos aspectos que contribuíram para a escolha desse campo como o primeiro a ser licitado sob o novo regime de concessão foi seu potencial de auxiliar no cumprimento da meta de superávit do exercício com o pagamento do valor de outorga de R\$ 15 bilhões”.*

(...)

“30. *Outro caso semelhante foi a licitação de radiofrequência da faixa de 700 MHz para o serviço de telefonia móvel de 4G, realizada pela Agência Nacional de Telecomunicações (Anatel) em 2014. Ao contrário das licitações de espectro da agência ocorridas desde 2007, esse certame não impôs às empresas nenhum compromisso de interesse dos usuários, seja de cobertura ou de qualidade.*

31. *Nas licitações de radiofrequência anteriores, esses investimentos obrigatórios reduziram proporcionalmente o valor de outorga pago, mas também contribuíram significativamente para a massificação do serviço de telefonia móvel em todas as cidades do país, inclusive em 3G, o que não há garantia de que vá ocorrer com o serviço de 4G prestado na faixa de 700 MHz”.*

3.31. Segundo o Voto do Acórdão nº 1.598/2017 – PLENÁRIO, “a opção por aumentar a arrecadação em um ano por meio do uso das outorgas de concessão de serviços públicos, definindo esses valores sem antes analisar detalhadamente as especificidades e as necessidades do setor, pode implicar severos impactos negativos durante décadas para todos os usuários desses serviços”. Ainda segundo o referido Acórdão, “não se pretende afastar que os recursos arrecadados com outorga de concessões sejam destinados pelo Tesouro Nacional, total ou parcialmente, para auxiliar a cobrir déficits ou compor superávits fiscais. Procura-se tão somente ressaltar que é fundamental sopesar os diversos objetivos da ação governamental de forma a não prejudicar a modicidade tarifária prescrita no art. 6º, § 1º, da Lei de Concessões, Lei 8.987/1995, ou mesmo a sustentabilidade de médio e de longo prazo dos setores de infraestrutura no país”.

3.32. Diante disso, o Relator do TC [016.060/2017-2](#), afirma:

“Concordo com a avaliação da Unidade Técnica de que o caso em tela enseja propostas de deliberação com a finalidade de evitar que essa situação se repita em futuros leilões de usinas geradoras de energia elétrica, razão pela qual proponho determinar ao MME que faça avaliações prévias quanto aos impactos que diferentes critérios de julgamento, valores de outorga e parâmetros econômico-financeiros possam ter para sustentabilidade do setor elétrico e para os consumidores cativos e livres. Adicionalmente, incluo determinação para que essas avaliações sejam feitas

para o presente leilão, sem prejuízo da publicação do edital e da continuidade do certame, visando ao menos dar maior transparência quanto as variáveis envolvidas nessa escolha”.

3.33. O Relator do TC 016.060/2017-2 ressalta que “essas propostas de aprimoramentos na modelagem dos editais de concessão de outorgas de usinas hidrelétricas tornam-se ainda mais relevantes ante a probabilidade de nova sequência de leilões de concessão de usinas de geração existentes e operantes, como decorrência da denominada proposta de “descotização e privatização” externada pela Consulta Pública MME 33/2017, publicada em 5/7/2017, que trata de alterações do marco legal do setor elétrico”.

3.34. É oportuno ressaltar que, em resposta a diligências realizadas pelo TCU no âmbito do TC 016.060/2017-2, o Ministério de Minas e Energia, por meio do Ofício nº 239/2017/SE-MME, de 11 de agosto de 2017, encaminhou a Nota Informativa nº 40/2017/ASSEC. Essa Nota visou “a fornecer subsídios para resposta do Ministério de Minas e Energia às determinações do ACÓRDÃO Nº 1598/2017-TCU-Plenário, de 26 de julho de 2017, com relação (i) aos subitens 9.2.2.1 e 9.2.2.2 do item 9.2.2 e (ii) ao item 9.2.3”.

3.35. A Nota Informativa nº 40/2017/ASSEC, abordando o critério de maior outorga proposto para o leilão de usinas hidrelétricas em operação, afirma que “a modicidade tarifária não significa tarifas artificialmente baixas, não aderentes às condições de mercado, que poderiam inviabilizar a concessão e/ou induzir o consumidor ao uso ineficiente do recurso energético, tão precioso, especialmente do ponto de vista sócio ambiental”. Contudo, a Nota Informativa nº 40/2017/ASSEC reconhece que “as formas de prorrogação e licitação permitidas pela Lei nº 12.783, de 2013, possuem características que podem ser aperfeiçoadas”. *In verbis*:

“3.5.4 Por um lado, a prorrogação com remuneração fixada pela ANEEL e a energia elétrica destinada às distribuidoras captura toda a renda hidráulica (definida como sendo a diferença entre o custo marginal de expansão e o custo de prestação do serviço de forma eficiente) a favor do consumidor. Por outro lado, esse arranjo provoca uma distorção no mercado de energia elétrica ao: (i) criar uma vantagem artificial do mercado regulado em relação ao mercado livre; (ii) ofertar energia elétrica no mercado regulado a um preço desvinculado do preço de mercado e do custo da expansão. Por exemplo, esse modelo, ao reduzir o custo da energia elétrica para o consumidor regulado, estimula o aumento da quantidade demandada de energia elétrica. Contudo, essa elevação (da quantidade demandada) implicará um preço maior da energia que aquele das cotas porque o custo marginal de expansão é mais elevado. A licitação das concessões por menor tarifa e considerando uma bonificação pela outorga incapaz de levá-la a um patamar coerente com os preços de mercado produz efeito semelhante.

3.5.5 Já na licitação que considere uma bonificação pela outorga capaz de levar a tarifa a um patamar coerente com os preços de mercado evita a distorção narrada no parágrafo anterior, pelo menos em um primeiro momento. Deve ser reconhecido que a distorção que é evitada no momento da licitação pode aparecer com o decorrer do tempo, uma vez que a tarifa (que incorpora a remuneração pelo serviço prestado e o valor mínimo da bonificação pela outorga) é reajustada por 30 anos, segundo um índice previamente definido. Ou seja, apesar de partir de um patamar de preços compatível com os de mercado, decorrido algum tempo a indexação da tarifa tende a distorcer o preço da energia.

3.5.6 Contudo, a indexação em questão também está presente na prorrogação com remuneração fixada pela ANEEL ou na licitação por menor tarifa com ou sem bonificação pela outorga. Em ambos os casos, a tarifa será reajustada

por 30 anos segundo um índice previamente definido. De fato, um contrato indexado e longo para contratar energia existente pode se mostrar prejudicial ao bom funcionamento do mercado de energia elétrica e da própria economia. Sobre essa questão, conjectura-se que o Ministério da Fazenda tenha instrumentos para mostrar os danos potenciais à organização da economia decorrentes da indexação de contratos.

3.5.7 Ressalta-se que, em leilões de novos empreendimentos, a garantia de compra de energia elétrica pelo mercado regulado pelo prazo de 20 a 30 anos com atualização por um índice de preço é justificada pela necessidade de viabilizar o financiamento, diante das imperfeições existentes no mercado de capitais brasileiro. Entretanto, no caso das usinas licitadas no âmbito da Lei nº 12.783, de 2013, essa justificativa não se aplica diretamente. Nesses casos, resta apenas a justificativa de garantir o retorno do pagamento da bonificação pela outorga, sem alocar parte dos riscos ao vencedor do certame, aumentando a atratividade do arranjo.

3.5.8 Entretanto, por hipótese, a ausência de determinação legal para que a tarifa remunere a bonificação pela outorga inviabilizaria, na prática, a alocação da energia ao ACR em conjunto com a opção por uma tarifa compatível com os preços de mercado, tendo em vista o modelo de regulação aplicado às usinas de geração alcançadas pela Lei nº 12.783, de 2013, que consiste de uma tarifa fixada pela ANEEL de suprimento mínimo obrigatório ao mercado regulado.

3.5.9 Supondo um modelo em que a licitação se dá pela maior outorga sem a obrigatoriedade de alocação ao ACR, o risco de demanda seria do vencedor. Nesse arranjo, a bonificação pela outorga seria o resultado da licitação e corresponderia apenas à diferença entre a previsão mínima do interessado para remunerar os custos de operação, manutenção das instalações e de investimentos e o preço de mercado da energia elétrica. Ou seja, a bonificação pela outorga traria para a União, por meio da licitação, a sinalização do excedente de renda hidráulica.

3.5.10 Cabe mencionar que a opção pelo modelo de maior bonificação pela outorga não significa transferir toda a renda hidráulica para a União. Ou seja, pode haver uma divisão dessa renda entre consumidores e União. Basta que a tarifa fixada seja inferior ao Custo Marginal de Expansão - CME. É o que acontecerá no referido leilão.

3.5.11 Em resumo, as opções presentes na Lei nº 12.783, de 2013, para prorrogar ou licitar as concessões de geração alcançadas pelo art. 19 da Lei nº 9.074, de 1995, podem apresentar distorções causadas pelas restrições na comercialização de energia elétrica, as quais tendem a acarretar distorções no mercado e nos ambientes de contratação, regulado e livre (ACR e ACL)".

3.36. Diante das imperfeições explicitadas acima, a Nota Informativa nº 40/2017/ASSEC menciona que “está propondo rever esse arranjo, por meio da Consulta Pública nº 33, de 2017, que trata do Aprimoramento do marco legal do setor elétrico, conforme disposto na Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE, de 29 de junho de 2017” e que o arranjo previsto para o leilão das quatro usinas hidrelétricas objeto do TC 016.060/2017-2 “merece ser revisitado para os próximos certames, concluída a Consulta Pública nº 33, de 2017, e sua tramitação no Congresso Nacional e conversão em Lei”.

3.37. Considerando o exposto, sugere-se que 1/3 do valor estimado do benefício econômico das outorgas de UHE existentes (na forma do §19 do art. 4º e do art. 28 da Lei nº 9.074, de 1995, do art. 2º e 8º-A da Lei nº 12.783, de 2013, dispositivos a serem incluídos nessas leis, nos termos da proposta legislativa apresentada por esta Nota Técnica), seja destinado à CDE. Ao mesmo tempo, sugere-se a

revogação da (i) possibilidade de prorrogação da concessão de usinas hidrelétricas na forma do art. 1º da Lei nº 12.783, de 2013, e (ii) obrigação de destinar ao ambiente de contratação regulada, ainda que parcialmente, a energia elétrica gerada pelas usinas hidrelétricas licitadas na forma do art. 8º da Lei nº 12.783, de 2013.

3.38. As propostas acima corrigem as imperfeições apontadas na Nota Informativa nº 40/2017 /ASSEC e estão em consonância com a visão do TCU, explicitada no Acórdão nº 1.598/2017 – PLENÁRIO, de que é necessário equilibrar objetivos fiscais e modicidade tarifária na concessão de serviços públicos. Vale ressaltar que: (i) a destinação de parte do valor estimado das concessões e autorizações de usinas hidrelétricas à CDE contribui para a modicidade tarifária na medida em que reduz um encargo presente nas tarifas de energia elétrica e é aderente ao modelo proposto para a desestatização da Eletrobras; e (ii) a CDE custeia diversas políticas públicas que não têm relação direta com o setor elétrico, tais como subsídios para reduzir o custo da energia elétrica para irrigantes, produtores rurais, população de baixa renda e empresas de saneamento.

3.39. É importante destacar que utilizar a tarifa de energia elétrica para custear políticas públicas de subsídios que não visam objetivos relacionados ao setor elétrico provoca distorções no custo da energia elétrica. As distorções são de ordem distributiva (casos em que há transferência de renda de agentes com menor poder aquisitivo para outros de maior poder aquisitivo), produtivas (redução da produtividade das indústrias, principalmente aquelas intensivas em energia elétrica) e alocativas (por exemplo, migração de consumidores para a autoprodução apenas para evitar pagamento de encargos).

3.40. As distorções distributivas agravam as injustiças sociais ainda existentes no nosso País. O fato de a Lei nº 10.438, de 2002, prever que os beneficiários da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE) não paguem cota de CDE apenas mitiga a distorção distributiva presente no custeio de subsídio pelas tarifas de energia elétrica. Isso porque essa previsão não evita que pequenos comerciantes paguem mais caro pela energia elétrica para que, por exemplo, shopping centers de luxo comprem energia elétrica subsidiada de fontes alternativas de geração. Também não evita que a população que, por pouco, não se enquadra nos critérios da TSEE também subsidie, por exemplo, grandes empresas agrícolas.

3.41. As distorções produtivas comprometem a geração de emprego e renda no Brasil. Indústrias que utilizam energia elétrica de forma intensiva, ao arcarem com os subsídios, tornam-se menos competitivas frente a seus concorrentes externos. Isso facilita a importação ou dificulta a exportação de produtos brasileiros. O resultado é que menos empregos são gerados no Brasil. É fato que essas indústrias podem investir na autoprodução para não pagarem encargos e, logo, os subsídios. Contudo, a migração para a autoprodução apenas para fugir do pagamento de encargos, além de reduzir os recursos que a indústria tem disponível para investir na expansão de sua produção, não é saudável pelos motivos a seguir expostos.

3.42. As distorções alocativas se referem a situações em que o preço de um produto é artificialmente formado no mercado e, em virtude disso, induz a comportamentos indesejáveis dos consumidores. Um comportamento indesejável pode ser consumir mais ou menos desse produto. Outro comportamento indesejável é, por exemplo, a migração para a autoprodução de agentes que não tem perfil de autoprodutor. A autoprodução, um movimento de verticalização, é uma opção exercida por vários consumidores que buscam ter maior controle do custo da energia elétrica, tendo em vista o caráter estratégico desse insumo. É uma forma reduzir custos de transação da empresa.

3.43. Contudo, quando um consumidor se torna autoprodutor apenas para evitar o pagamento de encargos e subsídios, tem-se um movimento indesejável. Isso porque a migração não ocorreu pelos motivos que normalmente motivariam esse movimento. O resultado é maior custo de transação para a economia, na forma de riscos, incertezas e gestão de processos por agentes que não tem perfil para realizá-la. Ou seja, trata-se de uma situação que também prejudica a produtividade das empresas e da

economia brasileira.

3.44. Nesse contexto, a proposta de alocar parte das receitas das outorgas de usinas hidrelétricas na CDE, ao propiciar a modicidade tarifária, preocupação do TCU, é uma forma de combater as distorções apontadas.

AUTOPRODUÇÃO

3.45. A proposta final traz aprimoramentos ao tema da autoprodução, com alteração dos critérios de apuração de encargos e de elegibilidade à categoria. Os critérios de classificação da atividade de autoprodução envolvendo mesmo grupo econômico foram aperfeiçoados. A carga individual de 3.000 kW foi substituída por uma carga agregada de 5.000 kW. A base de apuração do consumo líquido foi simplificada, considerando o desconto da energia autoproduzida, sem avaliação de volumes contratados. O registro de que a atividade de autoprodução se dá em regime de produção independente foi expandido para incluir todas as fontes além da hidrelétrica. Houve reordenamento dos dispositivos que tratam da autoprodução, ainda dentro da Seção III da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, que trata das opções de compra de energia elétrica por parte dos consumidores.

3.46. A intenção da proposta inicial apresentada na CP 33 foi preservada, mantidas restrições ao exercício da autoprodução, que permitem a fiscalização da atividade e evitam que ela se torne uma substituição à negociação de contratos de compra e venda de energia no ambiente livre.

3.47. As sugestões de criação da figura de consumidor gerador ou de geração distribuída para consumo próprio na Lei, a exemplo do que se propôs à autoprodução, não foi considerada necessária ou oportuna, em linha com a retirada da tarifa binômia da proposta final.

REDUÇÃO DOS LIMITES DE ACESSO AO MERCADO LIVRE

3.48. A proposta final acelera a última tranche de abertura do mercado livre, de 2028 para 2026, além de reclassificar essa tranche de acordo com o nível de tensão, tendo em vista a intenção de que a abertura alcance toda a alta tensão, independentemente da carga. A proposta traz ainda a determinação para que se realizem estudos, até 31 de dezembro de 2022, para abertura do mercado livre na baixa tensão, com foco em: comunicação e informação; barateamento de infraestrutura e redução de barreiras técnicas; e separação das atividades de fio e de comercialização de energia, inclusive a figura da garantia do supridor de última instância. A proposta também dá mais liberdade para a comercialização de energia em complexos industriais, afastando o requisito de venda de vapor associado.

3.49. A definição de agente varejista foi expandida, mas foram incluídos requisitos para atuação nessa função que se orientam para uma maior eficiência e sustentabilidade do mercado. Esses requisitos são: manutenção de capital compatível com o volume de energia representada na CCEE, a exemplo do que ocorre no mercado financeiro para redução de risco sistêmico; e obrigatoriedade de divulgação de um preço de referência, conforme padrão definido pela ANEEL, a fim de reduzir a assimetria de informação de agentes compradores e vendedores e criar uma referência de preço, sem prejudicar estratégias comerciais individuais. A transparência será um diferencial na atuação do agente varejista para atração de clientes, de modo que eventual resistência à divulgação de uma referência de preço tende a ser superada pela divulgação voluntária de preços efetivos, como ocorre em outros países com mercado livre desenvolvido. Além disso, a formação de um bom referencial de preço é fundamental para a sustentabilidade do mercado livre.

3.50. Ademais, foi mantido o requisito de carga e deslocada a obrigação de representação por agente varejista (fronteira entre atacado e varejo) de 2018 para 2021, tanto no segmento convencional quanto no especial, que aumenta a robustez do mercado em conjunto com medidas de aprimoramento das garantias e dos coeficientes de capital. Foi mantida ainda a comunhão de fato e de direito, em linha com as contribuições que apontaram a incongruência de se vedar essa comunhão num processo faseado

de ampliação do mercado livre.

3.51. Também se propõe que a ANEEL, ouvidas as instituições reguladores do Sistema de Pagamentos Brasileiro e das bolsas de valores - Banco Central do Brasil e Comissão de Valores Mobiliários, promova aprimoramentos regulatórios para o mercado de energia brasileiro visando ao desenvolvimento e crescimento de bolsas de energia criadas no ambiente privado. Essa articulação é importante para que se evite sobreposição de regras ou conflito de competência, uma vez que a regulação financeira seria, a princípio, aplicável a qualquer mercado financeiro relevante. A Agência deverá apresentar proposta até 31 de dezembro de 2020.

DESTRAVAMENTO DA OBRIGAÇÃO DE CONTRATAÇÃO

3.52. A possibilidade de reduzir a obrigação de contratação como forma de flexibilizar as alternativas de gestão de risco foi mantida para os consumidores livres, mas afastada para o segmento regulado. Na medida em que a abertura do mercado livre avance, podendo inclusive chegar ao mercado de baixa tensão, essa flexibilização tende a atingir todos os consumidores. Por outro lado, é preciso estudar a separação de fio e energia, o suprimento regulado residual, a estabilidade tarifária e seus efeitos na expansão antes de investir em medidas que ampliem riscos aos consumidores que decidiram não migrar e aos geradores que precisam de um recebível seguro com a venda de energia em contratos de maior duração. Visando a uma expansão ordenada e sustentável do mercado livre, com preservação da segurança do sistema, optou-se por uma proposta final mais conservadora.

REGRAS COMERCIAIS PARA MÁXIMO ACOPLAMENTO ENTRE FORMAÇÃO DE PREÇO E OPERAÇÃO

3.53. Em relação às medidas de acoplamento entre operação e formação de preço, foi mantida a data para implantação de preço em intervalos horários ou menores, com redação aprimorada. Houve recuo na proposta de caracterização de eventualidade ao mecanismo de realocação de energia.

3.54. Foi estabelecida a obrigatoriedade de licitação para compra de modelos computacionais em substituição à abertura compulsória dos códigos-fonte modelos atuais, que iria de encontro ao direito de propriedade intelectual, configurando ato exorbitante e excessivamente intervencionista, em contrariedade aos princípios de atuação deste Ministério. Nesse sentido, a licitação dos modelos permite que a especificação de compra exija a publicidade da documentação e dos algoritmos, tornando o ato de abertura voluntário para os agentes que desejarem participar do certame podendo ser um fator positivo no certame. A licitação tem que se dar em até 360 dias após a publicação da Lei e a implementação do modelo vencedor ocorrerá seguindo ritos existentes.

3.55. Também é preciso esclarecer que a abertura de códigos é menos relevante do que a abertura dos algoritmos. Os algoritmos bem especificados são suficientes para que se dê transparência e previsibilidade à aplicação das regras, uma vez que a correta especificação permite a simulação de resultados em sistemas independentes. Dessa forma, os modelos de formação de preço ficariam mais próximos das demais regras de comercialização, que são documentadas e esquematizadas em linhas públicas de comando, descrevendo o algoritmo das regras, e implementadas em sistemas computacionais com código próprio, sem necessidade de esse código ser aberto.

3.56. Foi mantida a previsão de oferta de preços para a operação e formação de preços de curto prazo com atenção a práticas anti-competitivas e mecanismos de monitoramento de mercado e foi estabelecido um calendário mínimo a ser observado para que se implante essa modalidade de formação de preços. A proposta prevê: realização de estudos sobre a oferta de preço a serem concluídos até 30 de junho de 2020; período de testes não inferior a um ano antes da aplicação, o que permite uma simulação sombra com os modelos computacionais; e aplicação apenas a partir de 1º de janeiro de 2022. Esses prazos visam a assegurar a previsibilidade na formação de preços em um horizonte de pelo menos 4 anos.

3.57. A despeito de algumas contribuições abordarem a questão do aumento de custos associados ao robustecimento das garantias, entendeu-se relevante manter a proposta original e até ampliar suas possibilidades de regulação. Assim, não apenas foi mantida a diretriz de chamado de recursos para fechamento de posições deficitárias, como foi incluída a possibilidade de aporte prévio de recursos para efetivação do registro de contratos, o que também foi objeto de contribuições recebidas. Reafirmando a posição deste Ministério desde a CP 21, é importante que a expansão do mercado livre se dê de forma sustentável, o que só é obtido com transparência nas operações e redução de riscos financeiros sistêmicos ou de contágio entre os agentes. Nesse sentido, é importante dotar a regulação de ferramentas que inibam comportamentos excessivamente arriscados, como contratação de operações muito superiores ao porte dos agentes ou assunção de riscos desproporcionais à capacidade de honrar obrigações. Esses expedientes são comuns em qualquer mercado financeiro ou bursátil que pretenda ser saudável e sustentável. O item se relaciona com os estudos da ANEEL junto aos reguladores do Sistema de Pagamentos Brasileiro.

3.58. Em relação às contribuições que solicitaram que o prazo de liquidação das operações fosse reduzido, entende-se que essa medida é salutar para redução de custos financeiros, mas não é pré-condição para que se aprimorem as garantias. A redução dos prazos de liquidação já possui estudos avançados entre CCEE e ANEEL e é natural que essa redução de prazos acompanhe ou até antecipe os movimentos de robustecimento do mercado livre sem a necessidade de reforço legislativo.

POSSIBILIDADE DE SEPARAÇÃO DE LASTRO E ENERGIA

3.59. A proposta final é mais assertiva em relação à separação de lastro e energia, considerando a intensidade esperada para a migração de consumidores ao mercado livre a partir do requisito de 1000 kW. Com essa orientação, a proposta prevê que o Poder Concedente estabeleça até 30 de junho de 2020 o regulamento para a contratação de lastro, o que permite que o processo para a contratação de lastro ocorra já em 2021.

3.60. Além da preocupação com a abertura do mercado, esse prazo de 2021 é concatenado à regra de apuração do encargo de lastro, a qual deverá prever que contratos firmados até 31 de dezembro de 2020 abaterão, ao longo de sua vigência, a base de cálculo para apuração do pagamento por cada consumidor. Isso estabelece um horizonte claro para as decisões de contratação e definição de preços para as negociações de energia no mercado livre. A data também se concatena com a definição de um mercado para valoração de atributos ambientais, conforme será visto na seção a respeito dos subsídios às fontes incentivadas.

3.61. Outro avanço nesse tema foi a retirada da Lei da lista de atributos de projetos de geração que a serem valorados na contratação do lastro, remetendo o tema à regulação infra-legal, acompanhada: da definição técnica de lastro, como provimento de confiabilidade e adequabilidade sistêmica, envolvendo empreendimentos novos e existentes; e da explicitação das formas de contratação de empreendimentos novos, que pode ser por segmentação de fontes ou por valoração explícita de atributos, modalidade esta que admite soluções híbridas, inclusive armazenamento de energia. A lista de atributos era exemplificativa, mas muitos agentes entenderam como exaustiva e outros propuseram a ampliação da lista com vários itens que escapam aos objetivos técnicos e econômicos manifestados nos princípios de atuação deste Ministério no setor elétrico.

3.62. Também foi colocado dispositivo que prevê que, a partir da implantação da separação de lastro e energia, o Poder Concedente poderá contratar a energia no mercado regulado sem diferenciar empreendimentos novos e existentes e com livre definição da data de início de suprimento, em linha com a homogeneização do produto energia discutida desde a CP 21 e reforçada em diversas contribuições recebidas na CP 33.

3.63. Foram mantidas a vedação à contratação de energia de reserva a partir da implantação do modelo de lastro e as principais diretrizes para contratação neste modelo, com alguns aprimoramentos

de redação.

SOBRECONTRATAÇÃO INVOLUNTÁRIA DECORRENTE DA MIGRAÇÃO DE CONSUMIDORES PARA O MERCADO LIVRE

3.64. A proposta de classificação da migração de consumidores como hipótese de sobrecontratação involuntária das distribuidoras a ser paga via encargo foi mantida. Todavia, foi ressalvada a incidência de encargo apenas para a sobra oriunda da migração que se encontre acima da faixa de tolerância para repasse tarifário.

3.65. Além disso, a exemplo do que foi definido para o encargo de lastro, a proposta prevê abatimento da obrigação associada ao pagamento do encargo de sobrecontratação na apuração da base de cálculo, que deverá deduzir contratos firmados até 31 de dezembro de 2020 enquanto esses contratos tiverem vigência. Essa é mais uma forma de incentivar a contratação como forma de proteção ao risco, em linha com várias contribuições recebidas que questionaram o repasse desse custo inclusive a consumidores livres que se contrataram no longo prazo.

3.66. Foi mantida ainda a proposta de aprimoramento associada à venda de excedentes pelas distribuidoras em mecanismo centralizado e, para contribuir com o aumento da flexibilidade dessas empresas (que depende também da descotização no processo de desestatização da Eletrobras) foi inserido dispositivo que permite a transferência bilateral de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) entre distribuidoras, com anuência do vendedor. O mecanismo se limita aos CCEAR em função de esses contratos serem oriundos de um processo concorrencial e possuírem cláusulas padronizadas definidas pelo Poder Concedente e pela ANEEL, evitando que as transferências resultem em algum ganho para o gerador, o que poderia ocorrer em caso de contratos bilaterais anteriores a 2004.

3.67. A tendência é que esse mecanismo seja utilizado dentro de um mesmo grupo econômico com diversas distribuidoras, uma vez que permite a gestão integrada de portfólio e custos de compra de energia de modo a otimizar o resultado global em termos de impactos tarifários e custos de sobrecontratação, perdas e inadimplência. Todavia, é possível que ocorram arranjos mutuamente benéficos com terceiros, ainda que, neste caso, o mais provável é que as partes recorram aos mecanismos centralizados. É importante, entretanto, que a ANEEL defina um calendário para essas transferências de contratos, de modo a organizá-las em relação aos cálculos tarifários, razão pela qual foi inserido um dispositivo conferindo essa prerrogativa à Agência.

SUBSÍDIOS ÀS FONTES INCENTIVADAS

3.68. Em relação aos subsídios às fontes incentivadas, houve alterações bastante significativas. O conceito de conversão do desconto para um prêmio de incentivo foi abandonado em prol do desenvolvimento de um mecanismo de mercado para valoração dos atributos ambientais, que permite capturar o progresso tecnológico e o barateamento das fontes com baixa emissão de carbono.

3.69. As outorgas concedidas até 31 de dezembro de 2020 fariam jus ao desconto nas tarifas de uso da rede pagas pelo produtor e pelo consumidor comprador. Esse direito ao desconto acompanharia as outorgas até o encerramento de seus prazos, de modo que eventual prorrogação se daria no novo regime.

3.70. Na proposta final, o Poder Executivo deve apresentar até 31 de março de 2020 um plano para criação de mercados que valorizem a baixa emissão de carbono, para implantação até 31 de dezembro de 2020. A formulação desse mercado pode se dar de diversas formas, tais como: o estabelecimento de obrigação mínima de contratação para cada consumidor, de modo que cada um buscaria a adequação de seu portfólio aos requisitos ambientais; a fixação de um mandato na compra do lastro necessário à expansão. Essa definição será oriunda do plano, que deverá envolver, no âmbito de governo, por exemplo, as pastas de Meio Ambiente e também da Indústria e do Comércio, além do

Ministério de Minas e Energia. Certamente, esse plano deve ser discutido com a sociedade, uma vez que representará escolha alocativa e distributiva de recursos, com benefícios e custos associados.

3.71. Essa proposta dá segurança às outorgas atuais e também evita a fixação de um prêmio em valores que não passaram pelo crivo de um processo concorrencial, atendendo a diversas contribuições que questionaram a falta de integração das propostas de energia com os desafios ambientais. Como se verá adiante, há ainda outra ferramenta direcionada à questão ambiental.

RACIONALIZAÇÃO DE DESCONTOS NA CDE

3.72. A abrangência deste tema em relação à proposta inicial da CP 33 foi bastante reduzida. Na execução de ações relacionadas ao plano de redução estrutural das despesas da CDE, dentre as quais está a edição do Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, e também as propostas de direcionamento de recursos de outorgas de usinas hidrelétricas para a conta, foi identificado que há diversas políticas custeadas pela CDE que exigem análise mais detalhada para avaliação de sua continuidade, envolvendo outros ministérios, além do MME.

3.73. Nesse contexto, a previsão de que podem ser exigidas contrapartidas e estabelecidos critérios socioeconômicos para os descontos tarifários custeados pela CDE deve ser entendida como uma etapa do plano de redução estrutural das despesas da CDE. Também faz parte desse plano, a previsão de substituição dos descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão (TUST) e de distribuição (TUSD) para fontes incentivadas pela valorização de atributos dessas fontes, inclusive aquele relacionado à criação de mercados que valorizem a baixa emissão de carbono.

3.74. Dessa forma, a proposta final ficou mais conceitual, prevendo que os descontos tarifários custeados pela CDE podem ser condicionados a contrapartidas e a critérios socioeconômicos de acesso.

RISCOS E RACIONALIZAÇÃO DE CONTRATOS REGULADOS

3.75. A proposta final manteve a recuperação dos conceitos de contratos de quantidade e por disponibilidade, destacando que nesta última modalidade os riscos podem ser total ou parcialmente atribuídos aos compradores.

3.76. Importante destacar que se trata aqui da regulação da relação comercial entre gerador ofertante e o mercado regulado, definindo-se em linha gerais como se dá a alocação de riscos nessa relação comercial. Essa relação comercial, ainda que represente um dos aspectos de alocação de risco entre geradores e consumidores, na qualidade de vendedores e compradores, não se sobrepõe a outros dispositivos legais que tenham redistribuído ou redefinido a responsabilidade pela assunção de determinado risco também oriundo de decisões de despacho, por exemplo, retirando a incidência desse risco dos geradores (entendido como categoria de agente, e não apenas vendedor) e repassando o risco aos consumidores via encargo, portanto, fora de eventual relação comercial estabelecida entre essas categorias.

3.77. Dessa forma, expandir a definição da alocação de risco nas modalidades contratuais para além do risco hidrológico não significa, do ponto de vista sistêmico, que qualquer decisão de despacho será paga ou terá efeito econômico no gerador. O gerador poderá fazer jus, de acordo com a legislação, a outras compensações pagas, por exemplo, via encargo pelo conjunto de consumidores, por fora do veículo contratual e bilateral firmado com um consumidor específico

3.78. Também é importante esclarecer outro ponto, desta vez com foco na geração hidrelétrica. O fato de um risco não ser hidrológico não significa que ele não seja de responsabilidade do gerador ou que não faça sentido compartilhá-lo em condomínio com os demais geradores. O risco de novos entrantes ou de contestação do preço, por exemplo, é um risco típico de qualquer negócio, pois afeta quantidade e preço do produto ofertado pela ampliação da concorrência (a oferta de preços por consumidores, por exemplo). O risco de alterações ou inovações tecnológicas ou o risco de alterações

de preferências dos consumidores (que no caso do setor elétrico é a alteração de matriz) também é um risco típico a que se sujeitam os vendedores de qualquer mercadoria. De modo semelhante, o risco de flutuação da demanda é típico do negócio. A hidrologia é apenas uma das dimensões do risco da atividade de geração hidrelétrica, específica dessa atividade, e à qual se somam outras dimensões, também capazes de afetar as quantidades vendidas e os preços de venda ou de exposição. Essa soma representa a configuração do integral risco do negócio de produção independente de energia, cuja decisão ótima é consubstanciada na gestão de compra e venda, envolvendo quantidades, prazos e preços. De qualquer forma, esse tema está sendo estudado no âmbito do Grupo de Trabalho do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), constituído pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). Os comentários aqui realizados decorrem da natureza das contribuições recebidas, que revelou uma compreensão equivocada da intenção da proposta.

3.79. O outro ponto a ser discutido nesta seção é o descomissionamento de térmicas, sobretudo as movidas a combustíveis líquidos. Esse também é um tema com repercussões ambientais positivas, conforme adiantado na seção que tratou dos subsídios às fontes incentivadas. A proposta final estabelece mecanismo concorrencial para descomissionamento de térmicas, sem restrição em relação ao custo variável. O mecanismo permite a desconstrução de térmicas para as quais exista solução alternativa de suprimento no horizonte de planejamento sem comprometimento da segurança do sistema. Caso a desconstrução resulte em exposição financeira, a proposta assegura o repasse tarifário para as distribuidoras, uma vez que se trata de exposição involuntária.

RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO PARA A TRANSMISSÃO

3.80. A proposta de direcionamento de recursos da Reserva Global de Reversão (RGR) para pagamento das receitas de transmissão foi mantida, com os seguintes aprimoramentos: (i) a desistência de ações que questionam os pagamentos dos ativos anteriores a 2000 se restringe àquelas atualmente ajuizadas; (ii) as concessionárias de transmissão precisam aceitar o aditamento de seus contratos de concessão para alterar a taxa de correção e estender o prazo de pagamento dos valores de recomposição de receita previstos na Portaria nº 120, de 2016, do MME. Com isso, a proposta aumenta sua exequibilidade, o que tende a contribuir com maior eficácia para a desjudicialização do setor.

PRORROGAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS ATÉ 50 MW

3.81. A proposta da CP 33 foi aprimorada, ajustando os limites para prorrogação, a partir de 5 MW e limitando as contrapartidas aos itens previsto na Lei, sem possibilidade de criação de novas condicionantes por ato infralegal. O pagamento de Uso de Bem Público (UBP) foi substituído por recolhimento direto à CDE, pelas razões discutidas anteriormente. Foi mantida a conversão das outorgas de concessões de serviço público de usinas desse porte para autorização na hipótese de prorrogação.

3.82. É importante ressaltar que a substituição da obrigação de recolhimento de UBP para CDE não tem repercussão fiscal. Se por um lado, haveria redução das receitas da União, por outro lado há redução das despesas da União. Isso porque, conforme previsão legal, a UBP é destinada à CDE.

3.83. Os prazos do processo também foram ajustados. Fazer o processo com antecedência maior evita a concentração de contratos no curto prazo pelo titular da outorga, simplesmente pela indefinição quanto aos critérios de prorrogação. Quanto maior a antecedência nessa definição, menor a incerteza para a tomada de decisões comerciais pelos agentes.

REVOGAÇÕES

3.84. A proposta final revoga dispositivos que permitem a prorrogação ou licitação de usinas hidrelétricas de qualquer porte com destinação parcial ou total de energia e de garantia física ao regime de cotas. Além disso, a proposta revoga a exigência de pagamento de UBP por usina que tenha seu

contrato de concessão de serviço público convertido para o regime de produção independente por ocasião da privatização de seu titular, uma vez que nessa hipótese também se aplica a destinação de 1/3 da CDE. Há uma revogação trazida na proposta final que não constava na Nota Técnica nº 5/2017 /AEREG/SE. Trata-se da supressão de dispositivo que limita a concorrência nos leilões de energia ao afastar dos certames de energia nova os empreendimentos já outorgados que ainda não entraram em operação e que ainda não negociaram toda a sua energia, por meio de uma regra de limitação do preço de venda desses empreendimentos. Esse dispositivo é incompatível com o objetivo de racionalização da contratação regulada e homogeneização do produto energia, além de ser uma regra discriminatória e prejudicial à isonomia, ainda mais em um modelo no qual a segurança do abastecimento tenderá se dar por meio da contratação de lastro.

INCLUSÃO DE ALTERAÇÃO DA BASE DE CÁLCULO PARA PENALIDADES ÀS DISTRIBUIDORAS

3.85. Este tema não possui a mesma pertinência das demais alterações do ponto de vista de sustentabilidade estrutural do setor. Todavia, seu conteúdo chamou a atenção entre as contribuições feitas no âmbito da CP 33 pelo evidente desequilíbrio com que se define a base de cálculo para aplicação de penalidades às distribuidoras e a receita que efetivamente remunera o serviço de distribuição de energia elétrica.

3.86. A despeito de a ANEEL possuir autonomia para definir a dosimetria na aplicação de multas, a base de apuração excessivamente inflada cria um cenário no qual a objetivação da dosimetria fica prejudicada em relação aos demais segmentos, tendo em vista o impacto desproporcional de qualquer ponto percentual aplicado sobre a receita total na remuneração efetiva das distribuidoras. Nesse sentido, uma infração igualmente grave, que uma vez objetivada resultaria em aplicação da multa percentual máxima em outro segmento, precisa ser ajustada no segmento de distribuição sob pena de inviabilizar a continuidade e o resultado da concessionária.

INCLUSÃO DE DIRETRIZES PARA UTILIZAÇÃO DE RECURSOS DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

3.87. A proposta final prevê a possibilidade de cadastramento de centros de pesquisa pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Esses centros estariam habilitados a receber recursos de P&D, de que trata a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, cobrados nas tarifas dos consumidores. Além disso, a proposta prevê que a licitação dos modelos computacionais e todos os estudos nela previstos para abertura e efficientização do mercado e do preço possam ser custeados também com verbas de P&D por meio de indicação do MME. Ao agir dessa forma, o MME reconhece a necessidade de aprofundamento de diversas questões, com envolvimento da sociedade e da academia na construção e no detalhamento do novo modelo, reforçando a postura de diálogo e de valorização da inteligência coletiva adotada pela gestão atual. Também é previsto que os estudos que deverão ser realizados pelo MME e pela ANEEL possam ser custeados pelos recursos de P&D, de que trata a citada Lei nº 9.991, de 2000.

CRONOGRAMA DE MEDIDAS

3.88. Conforme apresentado na proposta final, que foi elaborada em conjunto com a EPE, conforme se depreende do conteúdo desta Nota e da NT-EPE PR-003/2017, há uma série de estudos a serem realizados para implantação de medidas. O objetivo desta seção é demonstrar, para fins didáticos, a relação entre as ações e seu encadeamento no tempo.

3.89. Do ponto de vista da melhora do sinal de preço, há a implantação da formação de preço em intervalos máximos de uma hora até 1º de janeiro de 2020 e a conclusão dos estudos para implantação de oferta de preços até 30 de junho de 2020, já contemplando, portanto, maior granularidade temporal nesse estudo. A oferta de preço, cuja implementação não ocorre antes de 2022,

conta ainda com pelo menos um ano de teste. Assim, o cronograma vislumbrado seria: 2021 inteiro, por exemplo, ou os 12 meses após a conclusão do estudo, permitindo a avaliação da efetiva aplicação a partir de 1º de janeiro de 2022 ou a realização de mais testes. Sem prejuízo desse avanço, a proposta prevê a realização, em até 360 dias após a aprovação da Lei, de licitação para compra dos modelos computacionais de operação e formação de preço para aperfeiçoar o despacho por custos atual.

3.90. Do ponto de vista de abertura do mercado e da interface desta abertura com a sustentabilidade da expansão, envolvendo a separação de lastro e de energia, a proposta coloca o ano de 2020 como um ano para definições conceituais e o ano de 2021 como o ano das implementações, em consonância com a redução dos limites de acesso ao mercado livre convencional para a carga igual ou maior a 1000 kW.

3.91. A partir 1º de janeiro de 2021, os consumidores menores do que 1000 kW só poderão acessar o mercado por meio de agente varejista, o que delimita a fronteira entre atacado e varejo e começa a ter efeitos sobre o segmento especial. Essa fronteira se relaciona com o robustecimento do mercado de energia em prol do desenvolvimento de uma bolsa. Ao restringir o acesso direto à CCEE já em 2021, incentiva-se a emergência de agentes varejistas, sujeitos a requisitos mínimos que até esta data deverão estar estabelecidos pela ANEEL, tais como coeficiente de capital e produto padrão para divulgação de preço de referência. Essas definições podem se dar no curso das ações que devem ser concluídas até 31 de dezembro de 2020 pela ANEEL, em conjunto com o Banco Central do Brasil e com a Comissão de Valores Mobiliários, em prol do desenvolvimento e crescimento de bolsas de energia elétrica nacionais.

3.92. Até 30 de junho de 2020, as regras para contratação de lastro devem estar concluídas e a primeira contratação deve se dar até o fim desse ano. Além disso, até 31 de março de 2020 deve ser apresentado, para implantação até 31 de dezembro de 2020, o estudo para criação de mercados que valorem aspectos ambientais das fontes de geração de energia elétrica, uma vez que os descontos no fio persistem apenas para as outorgas autorizadas até essa data

3.93. Até 2022, por sua vez, conclui-se o plano para abertura do mercado de baixa tensão, mais um dos itens que merece ser estudado de acordo com as diretrizes previstas na Lei, podendo resultar inclusive em antecipação da abertura do mercado para todos os consumidores de alta tensão.

PROPOSTA COMPILADA

Art 1º O art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, passa a vigorar acrescido do seguinte § 4º-A:

“Art. 4º

.....

§4º-A A RGR poderá, a critério do poder concedente, destinar recursos para pagar o componente tarifário correspondente aos ativos previstos no art. 15, §2º, da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

§4º-B A destinação de recursos nos termos do §4º-A será condicionada:

I - à desistência de ações judiciais questionando os valores do respectivo componente tarifário, com renúncia ao direito em que se funda a ação; e

II – celebração de termo aditivo aos contratos de concessão de transmissão de energia.

§4º-C O termo aditivo ao contrato de concessão de transmissão de que trata o inciso II do §4º-B deverá prever a incorporação à tarifa dos ativos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, não depreciados ou não indenizados pelo poder concedente, existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela concessionária e reconhecidos pela Aneel.

§4º-D A incorporação de que trata o §4º-C deverá contemplar, inclusive, o custo de capital não incorporado às tarifas entre a data das prorrogações das concessões na forma da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e o reconhecimento na tarifa dos ativos de que trata o §4º-C.

§4º-E O custo de capital de que trata o §4º-D deverá:

I - ser atualizado e remunerado, até a sua incorporação à tarifa, pelo Custo Ponderado Médio do Capital definido pela ANEEL nas metodologias de Revisão Tarifária Periódica das Receitas das Concessionárias Existentes; e

II - ser incorporado à tarifa pelo prazo pelo prazo remanescente da outorga.

§4º-F Caso a concessionária de transmissão contrate arranjo financeiro envolvendo os ativos mencionados no §4º-C cujo resultado seja um custo de capital em valor inferior ao referido no § 4º-E, este deverá ter repercussão no cálculo das tarifas.

.....” (NR)

Art 2º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 4º

.....

§14. As autorizações para exploração de aproveitamento hidráulico de potência maior que 5 MW (cinco megawatts) e inferior ou igual a 50MW (cinquenta megawatts) terão prazo de até trinta e cinco anos.

§15. A critério do poder concedente, as autorizações de que trata o §14 poderão ser prorrogadas por trinta anos, desde que atendidas as seguintes condições:

I - pagamento de quota anual, em duodécimos, à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, 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.

§16. Em até 24 (vinte e quatro) meses antes do final do prazo da outorga, ou em período inferior caso o prazo remanescente da outorga na data de entrada em vigor do parágrafo §15 seja inferior a 2 (dois) anos, o poder concedente informará ao titular da outorga, para os fins da prorrogação de que trata o §15, o valor da quota de CDE aplicável ao caso, que deverá atender aos princípios de razoabilidade e de viabilidade técnica e econômica.

§17. Tendo sido comunicado do valor da quota de CDE, o titular da outorga deverá ser manifestar em até 180 (cento e oitenta) dias quanto ao interesse pela prorrogação nos termos estabelecidos no §15.

§18. Não havendo, no prazo estabelecido no §17, manifestação de interesse do titular da outorga em sua prorrogação, o poder concedente instaurará processo licitatório para outorgar a novo titular a exploração do aproveitamento.” (NR)

“Art. 12. A venda de energia elétrica por produtor independente poderá ser feita para:

.....

III – consumidores de energia elétrica integrantes de complexo comercial, aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de co-geração;

.....

VI - consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial do qual o produtor independente faça parte;

.....” NR.

“Seção III

Das Opções de Compra e da Autoprodução de Energia Elétrica por parte dos Consumidores” (NR)

“Art. 15

.....

§7º-A A partir de 1º de janeiro de 2021, o Ministério poderá reduzir a obrigação de contratação de que trata o §7º a percentual inferior à totalidade da carga.

.....” (NR)

“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 1º de janeiro de 2020, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 2000 kW.

§2º A partir de 1º de janeiro de 2021, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 1000 kW.

§3º A partir de 1º de janeiro de 2022, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 500 kW.

§4º A partir de 1º de janeiro de 2024, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 300 kW.

§5º A partir de 1º de janeiro de 2026, não se aplica o requisito mínimo de carga de que trata o caput para consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 2,3 kV.

§6º A partir de 1º de janeiro de 2021, no exercício da opção de que trata este artigo, os consumidores com carga inferior a 1000 kW serão representados por agente comercializar de energia elétrica 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.

§ 7º Os consumidores com carga inferior a 1.000 kW serão denominados consumidores varejistas.

§ 8º Os agentes que representam os consumidores com carga inferior a 1.000 kW perante a CCEE serão denominados de agentes varejistas.

§ 9º A ANEEL definirá os requisitos mínimos para atuação como agente varejista, que devem prever:

I – manutenção de capital compatível com o volume de energia representada na CCEE; e

II – obrigatoriedade de divulgação do preço de referência de pelo menos um produto padrão definido pela ANEEL.

§ 10 Até 31 de dezembro de 2022, o Poder Executivo deverá apresentar plano para extinção integral do requisito mínimo de carga para consumidores atendidos em tensão inferior a 2,3 kV, que deverá conter, pelo menos:

I – ações de comunicação para conscientização dos consumidores visando a sua atuação em um mercado liberalizado;

II – proposta de ações para barateamento da infraestrutura de medição e redes inteligentes, com foco na redução de barreiras técnicas,

III – separação das atividades de comercialização regulada de energia, inclusive suprimento de última instância, e de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica” (NR)

“Art. 16-A Os consumidores do Ambiente de Contratação Regulada, de que trata a Lei nº 10.848, de 2004, que exercerem as opções previstas no §5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos art. 15 e art. 16 deverão pagar, mediante encargo tarifário cobrado na proporção do consumo de energia elétrica, os custos remanescentes das operações financeiras contratadas para atender à finalidade de modicidade tarifária de que trata o §13 do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Art. 16-B Os custos das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com excesso involuntário de energia contratada decorrente das opções previstas no §5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos art. 15 e art. 16, serão pagos por todos os consumidores, mediante encargo tarifário na proporção do consumo de energia elétrica.

§1º Os custos de que trata o caput serão calculados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

§2º Deverá ser considerado no cálculo dos custos de que trata o caput o resultado, positivo ou negativo, da venda de que trata o §13 do art. 4º.

Art. 16-C Os encargos de que tratam os art. 16-A e art. 16-B serão regulamentados pelo Poder Executivo e poderão ser movimentados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

§ 1º Os valores relativos à administração dos encargos de que trata o caput, incluídos os custos administrativos e financeiros e os tributos, deverão ser custeados integralmente ao responsável pela movimentação.

§ 2º O regulamento deverá prever regra para redução da base de cálculo do encargo de que trata o art. 16-B em função de contratos de compra de energia assinados até 31 de dezembro de 2020. ”

“Art. 16-D Considera-se autoprodutor de energia elétrica o consumidor que receba outorga para produzir energia por sua conta e risco.

§1º É assegurado ao autoprodutor de energia elétrica o direito de acesso às redes de transmissão e distribuição de energia elétrica

§2º Também é considerado a autoprodutor o consumidor que:

I – participe, direta ou indiretamente, do capital social da sociedade empresarial titular da outorga, observada a proporção da participação societária, direta ou indireta com direito a voto; ou

II - esteja sob controle societário comum, direto ou indireto, ou sejam controladoras, controladas ou coligadas, direta ou indiretamente, às empresas do inciso I, observada

a participação societária, direta ou indireta, com direito a voto.

§3º A destinação da energia autoproduzida independe da localização geográfica da geração e do consumo, ficando o autoprodutor responsável por diferenças de preços entre o local de produção e o local de consumo.

§4º O pagamento de encargos pelo autoprodutor, com carga agregada mínima de 5.000 kW (cinco mil quilowatts), deverá ser apurado com base no consumo líquido.

§5º Considera-se consumo líquido do autoprodutor o consumo total subtraído da energia elétrica autoproduzida.

§6º A energia elétrica autoproduzida considerada para o cálculo do consumo líquido para fins de pagamento de encargos será equivalente:

I - à garantia física ou energia assegurada do empreendimento outorgado; ou

II - à geração verificada anual, caso o empreendimento outorgado não possua garantia física ou energia assegurada.

Art. 16-E A outorga conferida ao autoprodutor será em regime de produção independente de energia.

Art. 16-F As linhas de transmissão de interesse restrito aos empreendimentos de autoprodução poderão ser concedidas ou autorizadas, simultânea ou complementarmente, aos respectivos atos de outorga.”

“Art. 28.

§ 1º Em caso de privatização de empresa detentora de concessão ou autorização de geração de energia elétrica, o poder concedente deverá alterar 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.

§ 5º Também são condições para a outorga de concessão de geração na forma deste artigo:

I – o pagamento 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, no mínimo, 1/3 (um terço) do valor estimado da concessão; e

II – o pagamento de bonificação pela outorga correspondente a, no máximo, 2/3 (dois terços) do valor estimado da concessão.

§ 6º Não se aplica às outorgas de concessão na forma deste artigo o disposto no art. 7º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

§ 7º Aplica-se o disposto nesse artigo às usinas hidrelétricas prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.” (NR)

Art 3º A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 3º

X - fixar as multas administrativas a serem impostas aos concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica, observado

o limite, por infração, de 2% (dois por cento) do benefício econômico anual, ou do valor estimado da energia produzida nos casos de autoprodução e produção independente, correspondente aos últimos doze meses anteriores à lavratura do auto de infração ou estimados para um período de doze meses caso o infrator não esteja em operação ou esteja operando por um período inferior a doze meses;

XVII - estabelecer mecanismos de regulação e fiscalização para garantir o atendimento ao mercado de cada agente de distribuição e de comercialização de energia elétrica, bem como à carga dos consumidores que tenham exercido a opção prevista nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;

.....” (NR)

Art. 12º

§1º.....

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

Onde:

...

Du = 0,4% do valor unitário do benefício econômico anual decorrente da exploração do serviço de distribuição, expresso em R\$/kW, constituído pelo faturamento líquido de tributos e abatido das despesas de compra de energia, de encargos de transmissão e distribuição e de encargos setoriais;

“Art. 26.

§1º-C Os percentuais de redução a que se referem o §1º, o §1º-A e o §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 2020.

§1º-D Até 31 de março de 2020, o Poder Executivo deverá apresentar plano para criação de mercados que valorizem os benefícios ambientais das energias renováveis com baixa emissão de carbono, para implementação a partir de 1º de janeiro de 2021.

§5º-A A partir de 1º de janeiro de 2021, no exercício da opção de que trata este artigo, os consumidores varejistas deverão ser representados por agente varejista 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, nos termos dos §6º a §9º do art. 16 da Lei 9.074, de 7 de julho de 1995.

.....” (NR)

Art 4º A Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 4º

§ 3º-A As empresas de que tratam os arts. 1º, 2º e 3º poderão aplicar, alternativamente a investimentos em projetos nos termos do inciso II, percentual, de sua opção, dos recursos de que trata o referido inciso, no atendimento de sua obrigação estatutária de aporte de contribuições institucionais para desenvolvimento de projetos constante de

relação pública divulgada anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, não se aplicando, nesta hipótese, o disposto no inciso II do art. 5º.

§ 3º-B Caberá à Empresa de Pesquisa Energética – EPE publicar anualmente a relação de projetos eleitos para aplicação dos recursos, bem como o custo máximo estimado de cada projeto, juntamente com a relação de instituições públicas ou privadas previamente cadastradas, via chamamento público, para execução dos mesmos, cabendo às empresas de que tratam os arts. 1º, 2º e 3º, custear diretamente as despesas para a sua realização.

§ 3º-C O Ministério de Minas e Energia poderá definir um percentual mínimo de que trata o inciso II do caput para ser aplicado:

I – na contratação prevista pelo § 5º-C do art. 1º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, na forma do § 5º-E do art. 1º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004;

II - na contratação dos estudos:

a) para elaboração dos planos de que tratam o § 10 do art. 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e o §1º-D do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;

b) de que trata o inciso I do § 5º-E do art. 1º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004; e

c) destinados a subsidiar a implantação da contratação de lastro, de que tratam o art. 3º e o art. 3º-C da Lei nº 10.848, de 2004, e os aprimoramentos de que trata o § 6º-A do art. 1º da Lei nº 10.848, de 2004.”

Art 5º A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 13.....
.....

§1º Os recursos da CDE serão provenientes:

I - das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição ou cobrado diretamente dos consumidores pela CCEE, conforme regulação da ANEEL;

II - dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público;

III - das multas aplicadas pela Aneel a concessionárias, permissionárias e autorizadas;

IV - dos créditos da União de que tratam os [arts. 17](#) e 18 da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; e

V – das quotas anuais pagas por concessionárias de geração de energia elétrica que possuam esta obrigação nos respectivos contratos de concessão de sua titularidade.

.....

“Art. 13-A Os descontos de que trata o inciso VII do art. 13 poderão ser condicionados:

I – à exigência de contrapartidas dos beneficiários, condizentes com a finalidade do subsídio; e

II – a critérios de acesso, que considerem, inclusive, as condições sociais e econômicas do público alvo.”

Art 6º A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com a seguinte redação:

“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

.....

III - o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica, que poderão ser adquiridos em mecanismo competitivo.

§5º-A Até 1º de janeiro de 2020, a definição dos preços de que trata o §5º passará a ser realizada em intervalos de tempo horários ou inferiores.

§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; e

II - ofertas de quantidades e preços 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 Deverá ser promovida licitação para compra de modelos computacionais aplicados à otimização dos usos dos recursos eletroenergéticos de que trata o inciso I do § 4º e à definição de preços de que trata o inciso I do § 5º-B.

§ 5º-D A primeira licitação de que trata o art. 5º-C deverá ser promovida em até 360 (trezentos e sessenta) dias após a entrada em vigor deste dispositivo.

§ 5º-E A compra de modelos computacionais de que tratam o § 5º-C será custeada com recursos destinados a investimento em pesquisa e desenvolvimento pelas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, de que trata a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000.

§ 5º-F A utilização da definição de preços nos termos do inciso II do § 5º-B:

I – dependerá de estudo específico sobre alternativas para sua implementação realizado pelo Poder Concedente até 30 de Junho de 2020;

II - exigirá realização de período de testes não inferior a um ano, antes de sua aplicação; e

III - não será aplicada antes de 1º de janeiro de 2022.

§6º

.....

II - as garantias financeiras, para mitigação de inadimplências, que poderão prever, entre outras formas:

a) aporte prévio de recursos para efetivação do registro de operações; e

b) chamada de recursos para fechamento de posições deficitárias com apuração diária.

§ 6º-A A ANEEL deverá propor, até 31 de dezembro de 2020, ouvidos o Banco Central do Brasil e a Comissão de Valores Mobiliários, aprimoramentos no arranjo do mercado de energia elétrica orientado ao desenvolvimento e a sustentabilidade de bolsas de energia elétrica nacionais.

.....” (NR)

“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 das decisões de despacho fica com os vendedores, devendo ser a modalidade preferencial de contratação;

II – Contratos por Disponibilidade de Energia, nos quais o risco das decisões de despacho fica total ou parcialmente com os compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais.

§18-A. As concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica poderão vender contratos de energia elétrica em mecanismo centralizado, conforme regulação da ANEEL, com o objetivo de reduzir eventual excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado.

§18-B. Poderão comprar os contratos de que trata o §18-A:

I - os consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, afastada a vedação de que o art. 4º, §5º, inciso III daquela Lei;

II – os agentes de comercialização;

III – os agentes de geração; e

IV – os autoprodutores.

§18-C. O resultado, positivo ou negativo, da venda de que trata o §18-A será alocado aos custos de que trata o art. 16-B da Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, limitado ao montante correspondente ao excesso involuntário de energia contratada decorrente das opções previstas no §5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos arts. 15 e art. 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, desde que o nível contratual final exceda os limites de tolerância para repasse tarifário definidos em regulamento.

§18-D. As concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica poderão transferir CCEARs entre si, de forma bilateral e independente de demais mecanismos centralizados de compensação de posições contratuais, desde que haja anuência do vendedor.

§18-E. A ANEEL definirá calendário a ser observado para a realização das trocas de contratos nos termos do §18-D.

“Art. 2º-D. A energia elétrica comercializada por meio de CCEAR poderá ser descontratada mediante realização de mecanismo competitivo, a ser promovido pela ANEEL, direta ou indiretamente por meio da CCEE, conforme diretrizes e condições estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia.

§1º Na descontração de que trata o caput, deverão ser observados volumes máximos por submercado ou por área definida por restrição operativa e avaliação técnica da

Empresa de Pesquisa Energética – EPE, observada a segurança do abastecimento e o mínimo custo total de operação e expansão.

§2º É assegurado o repasse às tarifas das concessionárias de distribuição dos custos da desconstrução de que trata este artigo, inclusive aqueles relacionados à eventual exposição ao mercado de curto prazo, observada o máximo esforço dessas concessionárias na recompra dos montantes necessários ao atendimento de seus mercados.

§3º Os critérios de elegibilidade para participação no mecanismo competitivo de que trata o caput e o critério de classificação das propostas de desconstrução, serão definidos pelo Ministério de Minas e Energia e deverão considerar os custos e benefícios sistêmicos da rescisão contratual.

§4º Para a homologação das propostas vencedoras, são imprescindíveis:

I - a quitação, pelo gerador de energia elétrica, de eventuais obrigações contratuais pendentes e penalidades;

II – a renúncia de qualquer direito à eventual indenização decorrente do instrumento contratual rescindido; e

III – a aceitação da extinção, pela ANEEL, da outorga do gerador de energia elétrica.”

“Art. 3º O Poder Concedente, conforme regulamento, homologará o lastro de geração de cada empreendimento, a quantidade de energia elétrica e de lastro a serem contratadas para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, e a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, os processos licitatórios de contratação.

.....

§4º Será vedada a contratação de energia de reserva de que trata o §3º após a regulamentação e implementação da modalidade de contratação de lastro de geração prevista no art. 3º-C.

§5º O lastro de geração de que trata o caput é definido como a contribuição de cada empreendimento ao provimento de confiabilidade e adequabilidade sistêmica.” (NR)

§6º Os empreendimentos cujo lastro seja contratado continuarão sendo proprietários de sua energia e habilidade de prover serviços ancilares, podendo negociar esta energia e estes serviços ancilares por sua conta e risco, desde que atendidas as obrigações referentes à venda de lastro.

§7º Após a regulamentação e implementação da modalidade de contratação de lastro de geração prevista no art. 3º-C o Poder Concedente poderá promover leilões para contratação de energia ao mercado regulado sem diferenciação de empreendimentos novos ou existentes e com prazo de início de suprimento livremente estabelecido no Edital.”

“Art. 3º-A Os custos decorrentes da contratação de energia de reserva de que trata o art. 3º desta Lei nº, contendo, dentre outros, os custos administrativos, financeiros e encargos tributários, serão rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, incluindo os consumidores referidos nos arts. 15 e 16 da Lei nº no 9.074, de 7 de julho de 1995, e no §5º do art. 26 da Lei nº no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e os autoprodutores na parcela do consumo líquido, conforme regulamentação.” (NR)

“Art. 3º-C O poder concedente poderá realizar, diretamente ou indiretamente, licitação para contratação de lastro de geração necessário ao atendimento da expansão do consumo de energia elétrica.

§1º A contratação de que trata o caput ocorrerá por meio de centralizadora de contratos.

§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, representação e gestão da centralizadora de contratos serão pagos por meio encargo tarifário cobrado na proporção do consumo de energia elétrica, conforme regulamento.

§ 4º O regulamento de que trata o § 3º deverá prever regra para redução da base de cálculo do encargo em função de contratos de compra de energia assinados até 31 de dezembro de 2020. ”

§5º 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.

§6º Na hipótese de a contratação de capacidade ser proveniente de fonte nuclear, sua contratação será realizada diretamente com a Eletrobrás Termonuclear S.A. – ELETRONUCLEAR ou outra empresa que a suceda

§7º O poder concedente deverá estabelecer até 30 de junho de 2020:

I - cronograma para a implantação da forma de contratação prevista neste artigo, não podendo o início da contratação ser posterior à data de redução a 1000 kW do requisito mínimo de carga de que trata o Art. 16 Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

II – as diretrizes, regras e padrões e de alocação de custos referentes aos parágrafos anteriores deste artigo; e

III - a regra explícita para definição dos montantes de lastro a serem contratados para o sistema.

§8º A contratação de novos empreendimentos na forma deste artigo poderá ser realizada:

I - com segmentação de produto por fonte primária de geração de energia e;

II - com a valoração, como parte do critério de seleção de empreendimentos a contratar, de atributos destinados ao atendimento de necessidades sistêmicas, admitindo-se empreendimentos híbridos, inclusive com armazenamento associado.

§ 9º A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo poder concedente.” (NR)”

Art 7º A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 2º As concessões de geração de energia hidrelétrica de que trata o art. 1º, cuja potência da usina seja superior a 5 MW (cinco megawatts) e igual ou inferior a 50 MW (cinquenta megawatts) e que não foram prorrogadas nos termos daquele artigo, poderão, a critério do poder concedente, ser prorrogadas e terem o regime de outorga convertido para autorização, nos termos dos §14 a §18 do art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

.....

“Art. 8º-A As concessões de geração de que trata o art. 1º devem ser licitadas na forma deste artigo.

§1º São condições para a outorga de concessão na forma deste artigo:

I – o pagamento 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, no mínimo, 1/3 (um terço) do valor estimado da concessão;

II – o pagamento de bonificação pela outorga correspondente a, no máximo, 2/3 (dois terços) do valor estimado da concessão; e

III – alteração do regime de exploração para produção independente, nos termos da Lei nº 9.074, de 1995, inclusive, quanto às condições de extinção das outorgas e de encampação das instalações e da indenização porventura devida.

Art 8º Ficam revogados:

I – o § 2º-A do art. 15 e o § 13 do art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;

II – o inciso III do art. 2º-A da Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997;

II - o art. 7º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998;

III - o § 10 do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002;

IV – art. 26 da Lei 11.488, de 15 de junho de 2007;

V – os §1º, §1º-A, §1º-B, §2º, §3º, §5º e §6º do art. 2º, os §3º, §8º e §9º do art. 8º e § 4º do art. 15 da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; e

VI - § 7º-B do art. 2º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2014.

4. DOCUMENTOS RELACIONADOS

4.1. NOTA TÉCNICA Nº 3/2017/AEREG/SE (SEI nº0040829).

4.2. NOTA TÉCNICA Nº 5/2017/AEREG/SE (SEI nº0057114).

4.3. OFÍCIO Nº 1250/EPE/2017 e NOTA TÉCNICA EPE PR-003/2017 (SEI nº0117237)

5. CONCLUSÃO

5.1. Foram apresentadas propostas de aprimoramento do marco legal do setor elétrico, essenciais para a sustentabilidade do setor e sua modernização. Diversos temas foram direcionados para detalhamento em estudos ulteriores, observado o encadeamento das ações no tempo, de modo a garantir a previsibilidade desejada e o respeito aos contratos vigentes.

5.2. Recomenda-se o encaminhamento do material de fechamento da consulta, inclusive a Nota Técnica EPE PR-003/2017, para o Congresso Nacional e posterior divulgação no site do MME.



Documento assinado eletronicamente por **Ricardo Brandão Silva, Assessor(a)**, em 20/12/2017, às 10:52, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Rutelly Marques da Silva, Diretor(a) de Programa**, em 20/12/2017, às 12:44, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Ricardo Moura de Araujo Faria, Chefe da Assessoria Especial de Acompanhamento de Políticas, Estratégias e Desempenho Setoriais**, em 20/12/2017, às 13:07, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Paulo Félix Gabardo, Chefe da Assessoria Especial em Assuntos Regulatórios**, em 20/12/2017, às 13:11, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0117250** e o código CRC **E8D47090**.

Referência: Processo nº 48000.001405/2016-67

SEI nº 0117250