

CONTRIBUIÇÃO CEMIG PARA A CP N.º
33/2017

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS
CEMIG

BELO HORIZONTE, 17 DE AGOSTO DE 2017

I) OBJETIVO

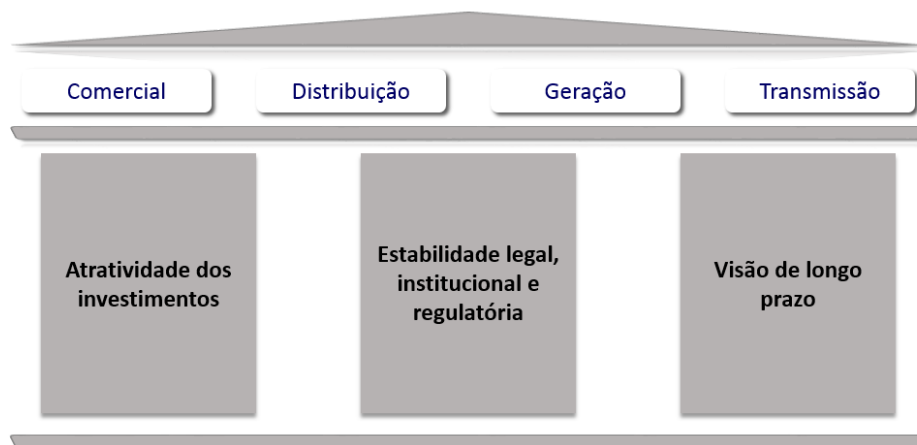
Este documento contém as contribuições da Companhia Energética de Minas Gerais à Consulta Pública MME 33/2017, que traz proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico.

II) CONTEXTUALIZAÇÃO

Transcrevendo as palavras com que se inicia a Nota Técnica Nº 5/2017/AEREG/SE, o *Setor Elétrico Mundial* está atualmente sujeito a pressões para mudanças em seu quadro regulatório, comercial e operacional.

Atenta a esse movimento e ciente da responsabilidade de todos os agentes do setor, a CEMIG tem se preocupado com o tema e com a necessidade de aprimoramento das regras do setor elétrico, tendo, em abril deste ano, designado um grupo de especialistas no sentido de apontar premissas que deveriam orientar essa proposta de mudança, tarefa, sem dúvida nenhuma, de enorme dificuldade e complexidade, haja vista o interesse e necessidade de sobrevivência dos mais diversos agentes que compõem hoje o setor elétrico brasileiro.

Desse trabalho, surgiu o desenho esquemático a seguir, que tem como objetivo propor princípios básicos para a sustentabilidade do setor:



Aperfeiçoamento do modelo setorial

Esses princípios estão mais bem resumidos na figura a seguir:



Atratividade dos investimentos

- É fundamental que os investimentos sejam reconhecidos e possuam uma rentabilidade adequada, acima das aplicações financeiras de baixo risco, assegurando o princípio do realismo de preços e tarifas

Estabilidade legal, institucional e regulatória

- As regras do setor têm de ser claras e estáveis. Qualquer mudança do modelo tem de vir acompanhada de regras de transição

Visão de longo prazo

- O modelo setorial deve garantir o fornecimento de energia a longo prazo, inclusive com regras claras para a prorrogação das concessões, alcançadas ou não pela Lei 12.783

Estão todos, de certa forma, contemplados na Consulta Pública MME 32/2017, publicada dias antes da CP MME 33/2017 e que teve como objetivo apresentar um conjunto de princípios agrupados em três categorias: (i) eficiência; (ii) equidade e (iii) sustentabilidade; traduzidos, de maneira resumida, em 10 tópicos:

- 1. respeito aos direitos de propriedade, respeito a contratos e intervenção mínima*
- 2. meritocracia, economicidade e eficiência (produtiva e alocativa, do curto ao longo prazo)*
- 3. transparência e participação da sociedade nos atos praticados*
- 4. isonomia*
- 5. valorização da autonomia dos agentes*
- 6. adaptabilidade e flexibilidade*
- 7. coerência*
- 8. simplicidade*
- 9. previsibilidade e conformidade dos atos praticados*
- 10. definição clara de competências e respeito ao papel das instituições*

Oportuno registrar que, quaisquer que sejam as normas que venham a ser editadas ao final da presente Consulta Pública, elas de nada servirão se não lhes for dada, antes, garantias de que serão cumpridas. A ausência destas garantias gera sentimento de insegurança que é profundamente prejudicial a um setor da economia que é intensivo em capital e que depende, portanto, da confiança dos investidores para se desenvolver.

Sem a confiança de que as normas, estabelecidas ou pactuadas, serão cumpridas, ocorre uma das seguintes opções: (i) não se realiza investimento, pela insegurança quanto à recuperação do valor investido, ou (ii) se precifica o risco, sendo o preço tão alto quanto for a insegurança que o gera.

Veja-se que este é, também, o pensamento desse Ministério de Minas e Energia que, por meio da Nota Técnica nº 11/2017/SE, editada nos autos do processo nº 48330.000488/2017-16 que, por sua vez, determinou a abertura da Consulta Pública MME nº 32 a respeito dos “Princípios para Reorganização do Setor Elétrico Brasileiro” asseverou:

“O grau de incerteza é, contudo, determinante para determinar a viabilidade econômica de um investimento; para garantir que investidores optem ou não por aportarem recursos em determinada atividade. Por exemplo, a percepção de elevada incerteza em um empreendimento faz com que investidores cobrem um alto prêmio para executá-lo, de forma que o preço que viabiliza o empreendimento pode ser impraticável ou insustentável.”

O sistema tarifário brasileiro aloca ao consumidor o custo da operação do empreendimento. Isto torna ainda mais perversos os resultados desta última opção, porque faz com que o consumidor, que não pode gerir o risco, seja quem pague o preço maior pelo seu aumento. Desta feita, a conclusão lógica é a de que a insegurança jurídica labora contra o princípio da modicidade tarifária, eis que encarece, inadvertidamente, o preço da energia. Este encarecimento, por sua vez, acaba por afetar o princípio da universalização, eis que somente terá acesso ao serviço quem poderá pagar por ele, numa sucessão de eventos que acaba, ao final, por desvirtuar o objetivo principal do serviço público de energia que é o de levar bem estar A TODA A POPULAÇÃO.

Destas breves considerações vê-se que a ausência de segurança jurídica afetará todo o sistema, pelo que ela deveria ser tida como pressuposto básico da construção de qualquer sistema.

Por este motivo é que a segurança jurídica deve ser o norte das mudanças que se pretendem realizar. Isto porque ela demonstra, ao menos, a intenção do Poder Concedente de comprometer-se, efetivamente, com as normas que serão elaboradas, eis que tais normas terão por testemunha todo o setor que com elas contribuiu. No entanto, a simples consulta não pode servir apenas de justificção para as normas que, depois, serão editadas. É necessário que tais normas sejam, EFETIVAMENTE, fruto do debate e do contraditório havido nesta instância.

Neste ponto, convém ressaltar que o direito ao contraditório é, principalmente, o direito de falar, ser ouvido e ter, o que foi dito, aquilatado e considerado. O direito ao contraditório é, ao fim e ao cabo, o direito de influenciar.

Assim, a presente Consulta Pública em muito contribuirá para aumentar a segurança jurídica, tão necessária ao Setor Elétrico, somente se suas normas forem fruto da participação influente daqueles que para ela contribuem. Isto quer dizer que as contribuições devem ser aquilatadas e a avaliação que disto resultará devem ser expostas também ao público, de maneira a se demonstrar como influenciaram na edição da norma, mesmo que seja pela refutação clara e lógica da contribuição oferecida.

É neste espírito, o de apresentar contribuição que busque, efetivamente, recuperar a confiança no setor de energia que a CEMIG apresenta suas contribuições, na esperança de que sejam realmente ponderadas para a efetiva edição de normas que promovam o acesso à energia a baixo custo.

Dessa forma, a CEMIG, ao tempo em que cumprimenta o Ministério de Minas e Energia pela difícil, corajosa e inovadora iniciativa de submeter a Consulta Pública uma proposta de alteração legislativa tão importante para os agentes do setor elétrico e para a sociedade brasileira em geral, traz suas contribuições à CP MME 33/2017, ordenadas na mesma sequência da Nota Técnica Nº 5/2017/AEREG/SE.

Por fim, após as sugestões relativas aos temas que já constam da referida Nota Técnica, a CEMIG, no item 5 deste documento, sugere ainda outros assuntos que poderiam ser ajustados de forma a estar alinhados com a iniciativa de aprimoramento e sustentabilidade do setor elétrico.

III) DA ANÁLISE

GRUPO 1 – COMPROMISSOS DE REFORMA E ELEMENTOS DE COESÃO

1.1AUTOPRODUÇÃO

Sem sugestões.

1.2 REDUÇÃO DOS LIMITES PARA ACESSO AO MERCADO LIVRE

Os contratos legados que as distribuidoras possuem permitem abertura mais célere do mercado, mesmo sem a consideração de premissas quanto ao mercado residual cativo.

No cenário vislumbrado pela CEMIG, as distribuidoras continuarão a apresentar níveis de contratação equilibrados.

Entendemos que a postergação da abertura levará a necessidade futura de aquisição de energia nos moldes do modelo atual, fato indesejado frente às alterações propostas nesta CP.

A CEMIG se manifesta favoravelmente à extinção da comunhão de cargas para permitir a migração de clientes para o mercado livre, uma vez que propõe a abertura total do grupo A.

Os limites de liberação de mercado devem ser definidos em termos de demanda contratada e não carga. Essa alteração é necessária para tornar mais clara e objetiva a redação legal, evitando interpretações subjetivas.

Sendo assim, propõe-se a seguinte redação para o art. 16 da lei nº 9.074/95:

Art. 16. É de livre escolha dos consumidores, cuja ~~carga~~ demanda contratada 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 2018~~20~~, o requisito mínimo de ~~carga~~ demanda contratada de que trata o caput fica reduzido a 2000 kW.

§2º A partir de 2019~~21~~, o requisito mínimo de ~~carga~~ demanda contratada de que trata o caput fica reduzido a 1000 kW.

§3º A partir de 2020~~22~~, o requisito mínimo de ~~carga~~ demanda contratada de que trata o caput fica reduzido a 500 kW.

§4º A partir de 2022~~24~~, o requisito mínimo de ~~carga~~ demanda contratada de que trata o caput fica reduzido a 400 kW.

*§5º A partir de 2024~~28~~, todos os consumidores do grupo A poderão efetuar a escolha.
o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 75 kW.*

GRUPO 2 – MEDIDAS DE DESTRAVAMENTO

2.1 DESTRAVAMENTO DA OBRIGAÇÃO DE CONTRATAÇÃO

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

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

2.2 POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DE CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA TRANSMISSÃO

Neste item, que cria a figura da liquidação centralizada da transmissão, propõe-se que haja um desmembramento do atual Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST, celebrado entre as transmissoras e o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

A apuração, administração e a liquidação dos encargos setoriais e dos encargos de uso do sistema de transmissão decorrentes da aplicação da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST são disciplinados nesse contrato e atualmente estão sob a gestão do ONS, conjuntamente com a coordenação técnica desta prestação de serviço e a operação interligada do Sistema Interligado Nacional – SIN.

A presente proposta indica que o novo contrato se atenha à atividade de coordenação do faturamento e liquidação de serviços e encargos, permanecendo a coordenação técnica da prestação do serviço de transmissão sob a responsabilidade das entidades atualmente responsáveis.

Sendo assim, propõe-se uma nova redação para o §9º, do art. 17 da Lei nº 9.074/95:

§9º A contratação da coordenação do faturamento e liquidação de serviços e encargos de transmissão poderá se dar por meio de centralizadora de contratos, destinada a atuar como contraparte dos titulares das instalações e dos usuários da rede, desde que resulte em redução de custos sistêmicos.

Nesse mesmo tema, salienta-se que os custos envolvidos no parágrafo acima deverão ser reconhecidos nos processos tarifários de distribuição e geração (quando aplicável), pois se referem a um custo não-gerenciável desses agentes (parcela A).

Em decorrência, apresentamos nova redação para o §10º do art. 17 da Lei nº 9.074/95:

§10. Os custos de contratação, representação e gestão incorridos pela centralizadora de que trata o §9º serão alocados entre os usuários da rede, na proporção das tarifas definidas pela ANEEL, sendo que os custos dos agentes de distribuição e de geração serão reconhecidos em seus processos tarifários.

Em consonância com as premissas dos §§ 9º e 10º citados acima, propõe-se um pequeno ajuste no §11 do art. 17 da Lei nº 9.074/95 :

§11. A CCEE poderá ser designada centralizadora dos contratos mencionados no §9º pelo poder concedente.

Na concessão das transmissoras existentes pode ocorrer a determinação, por parte da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, de implementação de reforços, que são a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em suas instalações de transmissão existentes, ou a adequação destas instalações, para aumento de capacidade de transmissão, de confiabilidade do SIN, de vida útil ou para conexão de usuários.

Com objetivo de caracterizar que estes novos ativos fazem parte de uma concessão de transmissão existente e que não se enquadram na obrigatoriedade de contratação centralizada, propõe-se quanto a esse tema, com o objetivo de permitir que as transmissoras existentes possam optar pelo faturamento dos seus novos reforços - RBNI e RCDM, uma pequena alteração no §12 do art. 17 da Lei nº 9.074/95, com a inclusão da expressão “licitadas”:

§12. Após instituição da centralizadora de contratos:

I - os titulares das instalações de transmissão já contratadas poderão solicitar à ANEEL o aditamento dos contratos vigentes para atendimento enquadramento no §9º;

II – as contratações de novas instalações de transmissão licitadas serão realizadas diretamente com a centralizadora de contratos.

2.3 REGRAS COMERCIAIS PARA MÁXIMO ACOPLAMENTO ENTRE FORMAÇÃO DE PREÇO E OPERAÇÃO

Com relação à determinação de preços da energia mais aderentes à operação do sistema são necessários esforços no sentido de:

- i. Inserir nos modelos computacionais maior detalhamento das restrições existentes, tais como: tempo de viagem da água, restrições ambientais, restrições elétricas, “rampas” termelétricas, outras restrições não lineares;
- ii. Modelagem de outras fontes de energia além da hidráulica e térmica (fontes intermitentes, basicamente eólica).

Devem-se estabelecer cronogramas com etapas, tarefas e responsáveis para a possível transição entre preços por modelos e preços por oferta.

A CEMIG entende ser necessário estabelecer prazo de carência para início da utilização do novo modelo computacional, precedido de envio antecipado aos agentes das informações necessárias para sua utilização. Tal procedimento é necessário para que os agentes adequem seus processos internos e tenham experiência sobre o comportamento do preço indicado por este novo *software*.

Para isso propõe a criação de um novo parágrafo – 5º D, no art. 1º da Lei nº 10.848, de 2004:

Art. 1º da Lei 10.848/04:

.....

§5º-D. A versão final dos modelos computacionais utilizados conforme §5º-A deverá ser disponibilizada aos agentes com um ano de antecedência ao seu início de utilização.

2.4 POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DE CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA GERAÇÃO

A criação de uma conta centralizadora, tal como proposto na Nota Técnica, poderá levar a uma equalização dos custos com a compra de energia entre as distribuidoras promovendo-se, assim, maior isonomia nos preços de repasse aos consumidores finais (Pmix). Além disso, outros benefícios poderão ser alcançados com a criação da centralizadora de contratos, dentre os quais destacamos:

- i. Redução dos custos regulatórios: as regras atuais de comercialização de energia no ACR implicam a necessidade de manipulação de um grande número de diferentes contratos tornando necessário um elevado dispêndio de recursos financeiros e humanos nesta atividade. Por outro lado, a centralização dos contratos poderia levar a uma redução expressiva no número de faturas mensais de cada distribuidora, facilitando sobremaneira os cálculos relativos à apuração da Conta de Compensação de Variação de Itens da Parcela A – CVA Energia;
- ii. Maior isonomia na precificação das perdas elétricas: aquelas distribuidoras que praticam níveis de perdas elétricas (técnicas e não técnicas) acima dos níveis regulatórios necessitam suprir essa diferença pela contratação de um excedente de energia. Nestes casos, as despesas com a contratação deste excedente de energia para suprir as perdas elétricas superiores ao nível regulatório serão arcadas pela concessionária de distribuição de forma não isonômica, ou seja, serão tanto maiores quanto maior for o preço médio de compra de energia que ela pratica. Todavia, uma vez adotada a centralização dos contratos e a equalização dos custos com a compra de energia, esta falta de isonomia desaparece.

De forma complementar, a CEMIG defende que as distribuidoras sejam remuneradas pelo risco assumido na gestão de volumes contratados para o atendimento ao mercado cativo no âmbito do ACR.

2.5 POSSIBILIDADE DE SEPARAÇÃO DE LASTRO E ENERGIA

De acordo com o item 3.71 da Nota Técnica: *"...esse tema (separação lastro e energia) aborda um dos principais desafios do desenho de qualquer mercado de energia, que é a expansão do sistema."*

A divisão do produto energia atualmente comercializado, separando-o em lastro e energia, institui um novo produto no mercado (lastro) e altera substancialmente a sistemática de expansão da oferta e a manutenção da confiabilidade do Sistema. Em face da complexidade das questões que se colocam para a materialização da proposta apresentada (formação de preço, *project finance*), observa-se que o estabelecimento de um novo marco para as contratações que visam a expansão da oferta deve prever uma transição de modo a não comprometer a segurança do suprimento. Uma transição adequada é fundamental para a mitigação dos riscos inerentes ao financiamento dos novos projetos e à sustentabilidade dos projetos existentes e para proporcionar um tempo de adaptação do mercado à nova modalidade.

Além disso, como medida de se garantir o sucesso da nova sistemática de contratação de novos empreendimentos e de garantia da confiabilidade, devem-se aperfeiçoar e implementar critérios robustos de qualificação das empresas que participarão das licitações de oferta de lastro.

GRUPO 3 – ALOCAÇÃO DE CUSTOS E RACIONALIZAÇÃO

3.1 SOBRECONTRATAÇÃO INVOLUNTÁRIA DECORRENTE DA MIGRAÇÃO DE CONSUMIDORES PARA O MERCADO LIVRE

Sem sugestões.

3.2 DIRETRIZES E COMPROMISSOS PARA FIXAÇÃO DE TARIFAS

No Brasil, em meio às reformas econômicas e setoriais da década de noventa, optou-se pela adoção do regime *price cap* como alternativa regulatória a ser utilizada na definição das tarifas de distribuição de energia elétrica. Consoante a isso, os atuais contratos de

concessão das distribuidoras de energia elétrica estabelecem a garantia de reajustes tarifários anuais, nos quais a correção da tarifa se dá pela aplicação de uma equação paramétrica que leva em conta a variação do IGP-M/IPCA subtraída de um Fator X, tal como prescrito na forma clássica do regime *price cap*. Neste contexto regulatório, a receita das distribuidoras de energia elétrica e também a sua lucratividade passam a ser dependentes do volume de energia distribuída, ou em outros termos, uma função direta do tamanho de seu mercado faturado. Por outro lado, as concessionárias de distribuição são obrigadas por lei a promover medidas e programas de eficiência energética em sua área de concessão.

Surge daí, uma latente contradição no sinal econômico emitido para as distribuidoras que são simultaneamente incentivadas a aumentar e a reduzir o tamanho de seus mercados. Este fenômeno se torna ainda mais preocupante com a expansão cada vez maior da Geração Distribuída regulamentada pela Resolução Normativa 482/2012. De forma análoga à eficiência energética, a geração distribuída acarreta perda de receita para as concessionárias de distribuição uma vez que ambas implicam volumes faturados menores.

Diante deste contexto, a CEMIG avalia a iniciativa de se dissociar a receita da distribuidora (VPB) do tamanho de seu mercado pela cobrança dos itens de transporte (sistema de transmissão e distribuição) de forma independente do consumo de energia, como uma alternativa para mitigar os impactos decorrentes da expansão de tecnologias de geração distribuída. Ressalta-se que a adoção desta medida permitiria os seguintes benefícios:

- i. A expansão da Geração Distribuída (Res. Nº 482/2012) deixa de afetar a rentabilidade das distribuidoras que podem inclusive incentivar a expansão desses sistemas;
- ii. Permite a aplicação de mecanismos de incentivo à eficiência energética conforme previsto no novo contrato de concessão (elimina a contradição do sinal econômico atual);
- iii. Desestimula declarações superestimadas de carga por parte dos novos consumidores;

Ressalta-se que a cobrança de tarifa binômia poderia ser feita de forma direta, mediante a troca de medidores, ou de forma indireta, levando-se em conta a capacidade do disjuntor de entrada ou a declaração, pelo consumidor, da carga a ser atendida como uma *proxy* para a demanda, uma vez que essa capacidade é definida em função da carga da unidade

consumidora. A troca de medidores, no entanto, implicaria a necessidade de vultosos investimentos que, se feitos para todos os consumidores que não possuem a medição da demanda, pode se tornar inviável no curto prazo. Para a cobrança dos itens de transporte (distribuição e transmissão) na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD, há a alternativa da capacidade do disjuntor de entrada ou a declaração, pelo consumidor, da carga atendida, de forma a permitir que a concessionária possa fazer a substituição dos medidores, ao longo do tempo, a seu critério.

É importante, no entanto, esclarecer alguns aspectos e consequências desta modificação quando ampliada para todos os consumidores da baixa tensão. Esta opção aumentará a fatura de TUSD Fio dos clientes de baixo fator de carga, que, em sua maioria, são clientes de mais baixo consumo e menor poder aquisitivo, reduzindo a fatura dos grandes consumos, sendo que, em geral, o custo de uso da rede destes clientes é maior.

Deste modo, a proposta pode trazer também vários riscos implícitos. Fixar em lei a tarifa binômia para todos os clientes reduz enormemente a flexibilidade e a possibilidade de cobrança de tarifas mais adequadas ao comportamento e custo dos consumidores. Sugere-se então a implantação da tarifa binômia, com maior flexibilidade horária, em um primeiro momento, apenas para os clientes com geração distribuída, sendo que, para os demais clientes, deve-se ampliar a discussão, permitindo à concessionária criar uma proposta mais adequada para endereçar os desafios da ampliação da geração distribuída e eficiência energética em sua área de concessão.

3.3 SUBSÍDIOS ÀS FONTES INCENTIVADAS

Sem sugestões.

3.4 RACIONALIZAÇÃO DE DESCONTOS NA CDE

No processo atual de pagamento das contribuições da CDE e do Proinfa dos consumidores livres, há um descasamento entre o recolhimento e o repasse, ou seja, os consumidores pagam na fatura emitida pelas transmissoras juntamente com os valores de uso do sistema de transmissão, de acordo com os cálculos elaborados pelo ONS e informados às

transmissoras, enquanto que o repasse é determinado pela ANEEL e definido mensalmente por despacho da Superintendência de Gestão Tarifária – SGT.

Portanto, caso ocorra a inadimplência de algum consumidor, a transmissora se vê obrigada a fazer um repasse sem ter recebido o valor correspondente. O arrecadador assume integralmente o risco de inadimplência, o que se configura como uma situação inapropriada.

Para simplificar o processo de recolhimento e repasse da CDE e do Proinfa, que ocorre em entidades diferentes e estanques, eliminar a exposição a riscos das transmissoras e reduzir a judicialização do setor, propõe-se o seguinte ajuste na Lei 10.438/2002, em seu artigo 13, com a inclusão do §5-C:

§ 5.ºC. Até 1.º de janeiro de 2018, terá início o recolhimento e repasse dos encargos de CDE e Proinfa pela CCEE, relativos à contratação do uso do sistema de transmissão pelos consumidores livres.

3.5 RISCOS E RACIONALIZAÇÃO DE CUSTOS DOS CONTRATOS REGULADOS

Sem sugestões.

GRUPO 4 – MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE E DESJUDICIALIZAÇÃO

4.1 RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO PARA TRANSMISSÃO

Propõe-se a alteração da proposta relativa ao §4º-B do art. 4º da Lei nº 5655/1971, que obriga a retirada de ação judicial porque, na possibilidade de os agentes de transmissão não concordarem com os valores de indenização definidos pelo Poder Concedente, não há alternativa, após esgotada a esfera administrativa, a não ser o recurso judicial.

Art. 4º

§4º-B A destinação de recursos nos termos do §4º-A será condicionada à inexistência de ações judiciais questionando os valores do respectivo componente tarifário, exceto quando propostas pelos agentes de transmissão.

Por outro lado, propõe-se que seja inserida uma nova redação para o §4º-B, definindo que a tributação incidente deverá ser considerada na definição desse componente tarifário e também não deverá haver quaisquer deduções relativas a prestação de serviços.

§4º-B Deverá ser garantido o recebimento líquido dos ativos não amortizados/depreciados relativos ao componente financeiro de direito dos agentes envolvidos no que se refere o §4º-A, não considerando qualquer tipo de dedução referente a prestação do serviço público de transmissão.

4.2 DESCOTIZAÇÃO E PRIVATIZAÇÃO

Este tema procura propiciar a descotização das distribuidoras, reduzindo as energias a elas compulsoriamente alocadas, por meio de alterações no art. 28 da Lei nº 9.074, de 1995, que trata das normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências, isto por meio de alterações na redação do caput e do § 1º do artigo e pela inclusão dos § 5º a 11, inexistentes na redação original deste dispositivo.

As alterações sugeridas para o *caput* do artigo e para o seu §1º proveriam a possibilidade de descotização, pela outorga direta por 30 anos, sem licitação, da concessão para exploração do empreendimento pelo regime de produção independente.

Por meio da inclusão dos § 5º a 11, se pretende estabelecer as condições em que esta outorga poderia se dar. Neste particular, no entanto, verifica-se que tais alterações não se aplicam a todos aqueles que se encontram em igual situação, sendo que a norma, caso seja editada da forma proposta, promoverá verdadeiro tratamento anti-isonômico entre os agentes da cadeia de valor do mercado de energia elétrica, o que contribuirá, no mínimo, para aumentar a judicialização.

O tratamento anti-isonômico, além de ferir diretamente o princípio da Isonomia, tão caro ao ordenamento jurídico brasileiro e reproduzido no item 2.1¹ da CP MME-32/2017, fere

¹ 2.1. Isonomia

também o princípio da abrangência e coerência² (princípio 3.1) também expressos na CP MME-32/2017.

Neste aspecto, é importante destacar que a redação sugerida para o § 7º atinge somente aquelas cotas oriundas das hidrelétricas licitadas ou prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013, deixando de lado aqueles empreendimentos que não se enquadram nesta situação mas que estão, por qualquer motivo, operando pelo regime de cotas.

Desta feita, é que se sugere que o citado § 7º tenha a seguinte redação, com nossas sugestões sublinhadas:

§7º O disposto nesse art. se aplica inclusive às usinas hidrelétricas prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e ainda àquelas que, não alcançadas em definitivo pela Lei nº 12.783/2013, estejam ou não sendo operadas sob o regime de cotas, de maneira provisória ou definitiva.

Para possibilitar tal alteração, vislumbramos, também, a necessidade de alteração na redação proposta para o já citado § 1º deste mesmo art. 28 que passaria a constar da seguinte forma (alterações sublinhadas):

§1º Em caso de privatização de empresa detentora de concessão ou autorização de geração de energia elétrica, ou que esteja operando provisoriamente os empreendimentos de geração, o poder concedente alterará o regime de exploração para produção independente, inclusive, quanto às condições de extinção da concessão ou autorização e de encampação das instalações, bem como da

Deve-se observar a isonomia de tratamento entre agentes de cada segmento da cadeia de valor, incluindo o segmento de consumo. A isonomia deve ser observada tanto para regras aplicáveis a agentes já atuantes em uma atividade como a potenciais entrantes.

² 3.1. Abrangência e coerência

Deve-se garantir que o arcabouço legal, institucional, regulatório e comercial, seja abrangente, tratando de todos os itens relevantes para atender aos quesitos descritos anteriormente ao longo da cadeia de valor do setor elétrico, e coerente, assegurando-se que as interações entre distintos mecanismos conduzam aos objetivos finais desejados, inexistindo efeitos conjuntos negativos não antecipados como incentivos perversos ou subsídios cruzados. A coerência do arcabouço normativo deve idealmente contribuir para a formação de expectativas racionais dos agentes, deixando transparecer uma visão de longo prazo sobre a organização da indústria e o papel esperado dos agentes nesta organização.

indenização porventura devida, tornando definitiva a operação do empreendimento a partir da privatização.

Prosseguindo na análise, verifica-se que o §8º também traz disposição anti-isonômica, eis que seria aplicada especificamente para empresas controladas pela União Federal, deixando de lado aquelas controladas pelos Estados, Distrito Federal e Municípios. Considerando que a justificativa para esta disposição (item 3.140) não apontou a causa da concessão de benesse exclusivamente para uma espécie de sociedade, controlada da União Federal, temos que o referido parágrafo deveria ter a sua redação alterada da seguinte forma (alterações sublinhadas):

§8º Na privatização de pessoas jurídicas controladas direta ou indiretamente pelo Poder Público (União, Estados, Distrito Federal e/ou Municípios) alcançadas pelo §7º, desde que a transferência de controle seja realizada até 31 de dezembro de 2019, a bonificação de outorga mínima de que trata o inciso II do §5º será reduzida para:

I - um terço do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, no caso de concessão ou autorização de geração; e

II – dois terços do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, nos casos de concessão ou autorização de transmissão e distribuição.

4.3 ANTECIPAÇÃO DA CONVERGÊNCIA DA CDE

Sem sugestões.

4.4 PRORROGAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS ATÉ 50 MW

A Nota Técnica 05/2017 propõe a criação do art. 8º-A com o objetivo de impedir a prorrogação em regime de cotas. Neste sentido veja-se a explicação que consta no item 3.146 da referida Nota Técnica:

3.146. O art. 8º-A, por sua vez, estipula que, a partir de 2018, não será mais possível prorrogar usinas em regime de cotas, uma vez que todas as usinas

vencidas deverão ser licitadas. O parágrafo único impede que essa licitação esteja associada a contratos de cotas, uma vez que essa prática é incompatível com a flexibilidade necessária ao modelo em resposta à ampliação do mercado livre. É mantida, todavia, a possibilidade de cobrança de outorga na licitação dessas usinas.

A intenção de evitar a prorrogação sob o regime de cotas parece coadunar com a proposta feita no bojo da Nota Técnica, no entanto, não há razão para que a opção seja a de realizar, necessariamente, processo licitatório. Esta limitação afastaria importante instrumento posto à disposição do Poder Concedente que seria o de outorgar diretamente a concessão mediante o pagamento de UBP, como será feito, por exemplo, para os empreendimentos de até 50 MW, quando esta opção for a que mais se adeque aos critérios de conveniência e oportunidade, a que está adstrito o Administrador Público.

Veja-se, neste sentido, que as vedações que constam no Parágrafo Único deste dispositivo já são suficientes para coibir a aplicação do regime de cotas, eis que afastam, justamente, a aplicação dos dispositivos que se referem a elas, expressamente.

Desta feita, com vistas a manter a possibilidade de outorga direta das concessões, conforme autorizativo que será incluído na redação proposta para o art. 28 e §§ da Lei nº 9.074/1995, citados acima, sugerimos que a redação do art. 8º-A seja a seguinte, com nossas sugestões de exclusão tachadas e os acréscimos sublinhados, incorporando ao *caput* as disposições do Parágrafo Único:

Art. 8º-A. As concessões de que trata o art. 1º, que vençam a partir de 1º de janeiro de 2018, ~~devem~~ poderão ser licitadas ou outorgadas diretamente, não se aplicando, em qualquer caso, o disposto nos §3º, §8º e §9º do art. 8º e inciso III do art. 2º-A da Lei nº 9.478, 6 de agosto de 1997.

~~Parágrafo único. Na licitação de que trata o caput, não se aplica o disposto nos §3º, §8º e §9º do art. 8º e inciso III do art. 2º-A da Lei nº 9.478, 6 de agosto de 1997.~~

Importante notar que o Poder Concedente já elencou os critérios que permitiriam a outorga direta proposta acima, em outra parte de sua Nota Técnica, especialmente nos itens 3.150 a 3.155, que tratam das prorrogações das concessões de unidades geradoras com capacidade entre 3 e 50 MWs.

Veja-se, neste sentido que, para operacionalizar a proposta feita acima, bastaria retirar, dos dispositivos legais citados neste item, as limitações de aplicarem-se apenas às autorizações e, também, ao limite de capacidade de 50 MW.

Sem estas limitações, estes dispositivos ainda se prestarão a solucionar os problemas indicados no item 3.151 e também servirão para balizar as outorgas diretas que passariam a ser permitidas pelo *novel* art. 8º-A, proposto acima.

Assim, é a seguinte a redação que propomos para os dispositivos citados nos itens 3.153 e 3.154, com nossas sugestões de exclusão tachadas e os acréscimos sublinhados:

A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passaria a vigorar com a seguinte redação:

Art. 4º

.....

§15. As autorizações e concessões para exploração de aproveitamento hidráulico de potência maior que 3 MW (três megawatts) ~~e inferior ou igual a 50MW (cinquenta megawatts)~~ terão prazo de até trinta e cinco anos.

§16. As autorizações e concessões de que trata o §15 poderão ser prorrogadas a critério do Poder Concedente por até trinta anos, desde que atendidas, no mínimo, as seguintes condições:

I - pagamento pelo UBP informado pelo Poder Concedente;

II - recolhimento da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), de que trata a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a partir da prorrogação da outorga, revertida integralmente ao Município de localidade do aproveitamento e limitada, para os aproveitamentos autorizados de potência maior que 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e igual ou inferior a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a 50% (cinquenta por cento) do valor calculado conforme estabelecido no art. 17 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998; e

~~III — estejam em operação comercial.~~

§17. Até 180 (cento e oitenta) dias antes do final do prazo da outorga, ou em período inferior caso o prazo remanescente da outorga na data de entrada em vigor deste parágrafo seja inferior a 1 (um) ano, o poder concedente informará ao titular da outorga, para os fins da prorrogação facultada no §16, o valor do UBP aplicável ao caso, que deverá atender aos princípios de razoabilidade e de viabilidade técnica e econômica e considerar inclusive os riscos e os tipos de exploração distintos, tanto de autoprodução, como de produção para comercialização a terceiros, previstos na legislação.

§18. Tendo sido comunicado do valor do UBP, o titular da outorga deverá ser manifestar em até 60 (sessenta) dias quanto ao interesse pela prorrogação, nos termos estabelecidos no §17.

§19. Não havendo, no prazo estabelecido no §18, manifestação de interesse do titular da outorga em sua prorrogação, o poder concedente instaurará processo licitatório para outorgar a novo titular a exploração da usina hidrelétrica.

O art. 2º da Lei nº 12.783/2013 passaria 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 3 MW (três megawatts) ~~e igual ou inferior a 50 MW (cinquenta megawatts)~~ e que não foram prorrogadas nos termos daquele art., poderão, a critério do poder concedente, ser prorrogadas ~~e terem o regime de outorga convertido para autorização~~, nos termos dos §16 a §19 do art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

Veja-se também que, a justificar a necessidade de ampliar o escopo dos dispositivos citados acima, que o art. 8º-A, na redação proposta originalmente (item 3.143), determina expressamente que as concessões vencidas a partir de 1º de janeiro de 2018 devem ser licitadas. Sendo assim, pergunta-se, o que deve ser feito com aquelas concessões que, ainda que teoricamente, venceram antes desta data e não foram ainda licitadas ou prorrogadas? As alterações propostas acima, poderão, pensamos, dar adequada resposta também a esta questão.

Por fim, no que importa à desjudicialização e à descotização, deve-se registrar que, para evitar comportamentos contraditórios (que ferem, portanto, o princípio da coerência – item 3.1 da CP MME 032/2017), o Poder Concedente deve adequar sua atuação às expectativas que tem com vistas ao futuro. Veja-se que, neste momento, existe a previsão da realização de processo licitatório em que será leiloada parte significativa do parque gerador hidráulico brasileiro pelo regime de cotas, regime este que se pretende abolir por meio do resultado da presente Consulta Pública. Assim, ou o Poder Concedente suspende o leilão ou estende também a estes empreendimentos as prerrogativas que serão atribuídas pelas alterações legislativas por ele sugeridas.

Tal posicionamento reforça ainda mais as proposições feitas acima, além de criar um ambiente propício para que outros temas sejam também tratados.

Além disso, a proposta da Nota Técnica Nº 5/2017/AEREG/SE estabelece que o pagamento da CFURH em caso de prorrogação de outorga seja realizado em favor do município onde o aproveitamento se localiza. Contudo, considerando que a localização de um empreendimento pode se dar em diferentes municípios, sugere-se a seguinte redação para o inciso II do §16 do Art. 4º da Lei 9.074, de 07 de julho de 1995:

Lei 9.074/1995, Art. 4º, §16...

“II - recolhimento da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), de que trata a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a partir da prorrogação da outorga, revertida integralmente aos Municípios de localização 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”

Para o pedido de prorrogação, sugere-se a exclusão do inciso terceiro do §16 da Lei 9.074, de 07 de julho de 1995, considerando a possibilidade de eventos transitórios que impeçam ou suspendam a operação comercial do empreendimento.

Lei 9.074/1995, Art. 4º, §16.....

~~III — estejam em operação comercial~~

Ainda nesse tema, considerando que o titular do empreendimento pode não se interessar pela prorrogação e que eventual licitação de outorga não seja satisfatória, sugere-se a inserção de um comando para a reversão dos bens e obrigações do empreendimento ao Poder Concedente. Assim, sugere-se a inclusão do §20 no Art. 4º da Lei 9.074, de 07 de julho de 1995.

Lei 9.074/1995, Art. 4º.....

“§20 Não havendo agentes interessados na licitação da outorga referida no §19, os bens vinculados ao aproveitamento e suas respectivas obrigações reverterão imediatamente ao Poder Concedente.”

4.5 DESJUDICIALIZAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO

Neste quesito, propõem-se alterações em alguns dispositivos da Lei 13.203/2015.

A CEMIG entende ser preciso tornar claro que, por questões isonômicas, têm direito ao ressarcimento da retroação todos os agentes detentores de concessões no período de retroação. A retroação a 2013 se justifica por ser esse o ano em que o GSF começa a se acentuar e o expediente da geração fora do mérito passa a ser largamente utilizado de maneira discricionária e imprevisível, o que impactou todos os agentes detentores de concessão no período em questão. Ressaltamos que esta medida é fundamental para evitar futuras judicializações sobre a extensão dos efeitos da lei proposta.

Desta forma, sugere-se a criação de novo inciso no parágrafo 3º do art. 2º e a criação do parágrafo 5º no mesmo artigo:

§3º.....

I – Caso o agente não mais seja o titular da concessão objeto de retroação, o ressarcimento se dará mediante extensão do prazo de outra outorga vigente, a escolha do gerador, na forma do § 3º.

§5º O agente poderá realizar a opção do §3º ou §4º de forma individualizada para suas usinas.

4.6 PARCELAMENTO DE DÉBITOS DE AÇÕES PENDENTES DE RESOLUÇÃO

Sem sugestões.

5. PROPOSTAS DE NOVOS COMANDOS A SEREM INSERIDOS NA PROPOSTA DE NOVA LEGISLAÇÃO

5.1 DESJUDICIALIZAÇÃO DA RENOVAÇÃO DAS CONCESSÕES

Ainda sobre o tema da (in)segurança jurídica trazida pelas alterações legislativas que desconsideraram preceitos fundamentais da República Federativa, tais como o “ato jurídico perfeito”, p.e., convém registrar a judicialização que também reclama atenção do poder público, eis que oriunda dos mesmos atos que, agora, se pretende corrigir.

No entanto, para corrigir os percalços trazidos por esta judicialização, não bastaria ao atual Governo simplesmente rever decisões tomadas por governos anteriores o que, além de indicar aumento da insegurança jurídica, careceria de bases legais.

Desta feita, aproveitando a oportunidade posta pelo Ministério de Minas e Energia de rediscutir importantes temas do Setor Elétrico Brasileiro, e ainda, dentro do tema da “desjudicialização”, é que a CEMIG propõe que sejam acrescidas as seguintes alterações legislativas que abrirão oportunidades seguras, jurídica e legalmente falando, para que o atual Governo possa equacionar parte representativa dos entraves que passa o setor, decorrentes da judicialização de temas específicos.

Considerando que a divergência debatida nos processos judiciais decorre da existência, ou não, de direitos preexistentes às alterações legislativas promovidas pela Medida Provisória nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013, e que estes diplomas legais expressamente preveem a existência de tais direitos no seu art. 11, § 4º³, seria oportuno

³ Art. 11(...)

outorgar ao Poder Concedente a possibilidade de realizar composição com o detentor de tais direitos. Para tanto, sugere-se a inclusão dos seguintes §§ 13 e 14 ao art. 1º da Lei nº 12.783/2013:

Art. 1o (...)

§ 13. O Poder Concedente está autorizado a estabelecer, junto aos atuais operadores dos empreendimentos, a forma de exercício de seus direitos preexistentes, tais como direitos de prorrogação da concessão já previstos em lei ou contrato e pedidos de reequilíbrio econômico-financeiro ainda não apreciados, caso o operador a eles não renuncie, na forma do que prescreve o §4º do art. 11 desta Lei.

§ 14. Para fins do que prescreve o § 13 deste artigo, o Poder Concedente poderá criar empresa de economia mista para exploração de serviço público, com a participação acionária do atual concessionário do serviço ou do detentor de direitos oriundos da concessão, caso em que os direitos preexistentes, devidamente valorados, serão considerados ativos hábeis a compor o patrimônio da empresa cuja criação desde já se autoriza.

A fim de criar ambiente ainda mais propício à realização da composição indicada nos dispositivos acima, sugere-se, também a alteração do art. 13 da Lei nº 13.334/2016, que passaria a vigorar com a seguinte alteração:

Art. 13. Observado o disposto no art. 3º da Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, e no § 3º do art. 10 da Lei nº 11.079, de 30 de dezembro de 2004, a licitação e celebração de parcerias dos empreendimentos públicos do PPI bem como a criação da sociedade de economia mista a que se refere o § 14 do art. 1º da Lei nº 12.783/2013, independem de lei autorizativa geral ou específica.

Tais alterações estão em sintonia com os princípios sugeridos na Consulta Pública MME nº 032/2017, além de serem claramente constitucionais e, temos certeza, contribuirão sobremaneira para o fortalecimento da segurança jurídica e do Setor Elétrico Brasileiro.

§ 4º O contrato de concessão ou o termo aditivo conterão cláusula de renúncia a eventuais direitos preexistentes que contrariem o disposto nesta Lei.

5.2 CLÁUSULA DE EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Há casos em que alterações na legislação ou no regulamento resultam em redução de receita ou elevação do custo operacional, sem a contrapartida de adequação da receita para esses efeitos. O artigo aqui proposto busca a efetividade e agilidade da solução desse desequilíbrio. A indicação do MME para decidir essa questão se deve ao fato de ele, MME, ter sido o signatário do Contrato. À ANEEL caberá o papel de fiscalizar e emitir um relatório atinente aos fatos alegados pelo agente.

Para resolver essa questão, propõe-se o seguinte texto legal:

Art. XX - No caso de alterações na legislação ou regulamento que impliquem impacto na receita ou custos operacionais dos agentes do setor elétrico, conforme contratos celebrados, o exame do reequilíbrio econômico-financeiro deverá ser atribuído ao Poder Concedente, representado pelo MME.

5.3 FINANCIAMENTO PÚBLICO PARA EMPRESAS ESTATAIS

A base de desenvolvimento de um país como o Brasil é o investimento contínuo em infraestrutura, em particular, de energia elétrica. A sociedade em geral e os agentes do setor elétrico têm constatado que o parque de geração e os ativos de transmissão de energia elétrica existentes no país são insuficientes para atender à demanda que se fará presente com a esperada retomada do crescimento sustentável da atividade econômica. Mas a situação atual de crise financeira tem colocado para o Brasil um grande desafio: viabilizar os investimentos necessários em infraestrutura em um cenário de escassez de recursos disponíveis para financiamento e de menor apetite dos investidores privados.

Restrições hidrológicas no passado recente forçaram uma mudança na matriz energética brasileira com a utilização de fontes de energia mais caras. A situação só não foi pior porque a reduzida atividade econômica inibia o consumo de energia elétrica. O retorno do crescimento econômico, porém, exigirá uma estratégia de expansão da oferta de energia capaz de garantir o fornecimento de longo prazo, mesmo em cenários hidrológicos desfavoráveis.

Para se garantir um crescimento econômico sustentável, será necessário viabilizar investimentos de grande porte, exigindo um volume expressivo de recursos e um número elevado de agentes para atender à demanda de energia elétrica. A expansão da capacidade instalada necessitará, certamente, da contribuição estatal. Entretanto, as regras do contingenciamento de crédito têm imposto às empresas estatais um tratamento não isonômico em relação aos demais agentes do setor, o que, em um ambiente competitivo, é extremamente injusto e lhes tem, via de regra, sido prejudicial, pois não garante a elas a liberdade de escolha da fonte de financiamento mais atrativa para investimentos, com prazos e custos compatíveis com a maturação dos projetos, como é reconhecidamente o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, principal fonte de recursos de longo prazo no País. Há que se ressaltar, ainda, a dificuldade que isso promove na formação de parcerias com a iniciativa privada para os grandes projetos do setor elétrico colocados em licitação pela ANEEL, mesmo quando se possui o apelo da capacitação técnica, uma vez que as instituições financeiras não podem aceitar as garantias corporativas das acionistas estatais, a não ser que o empreendimento faça parte do Programa de Aceleração do Crescimento - PAC. É que as regras de contingenciamento de crédito ao setor público, mesmo com as alterações promovidas pela recente Resolução nº 4.589, de 29 de junho de 2017, do Banco Central do Brasil, limitam os bancos no recebimento de garantia da empresa estatal, mesmo sendo ela uma empresa não-dependente à luz da Lei de Responsabilidade Fiscal. Para melhor entendimento, uma empresa estatal não-dependente é aquela que não recebe do ente controlador recursos financeiros para pagamento de despesas e sua estrutura de custos é totalmente atendida pela geração de caixa de suas operações.

O Governo Federal tem dado sinais de que pode corrigir esse tratamento desigual, permitindo que algumas empresas se isentem desta restrição, como são os casos da Petrobras Transportes S.A. (Resolução do BACEN nº 3.439, de 30/01/2007), de alguns projetos da Eletrobrás com algumas empresas estaduais de energia elétrica (Resolução do BACEN nº 3.511, de 30/11/2007) e, mais recentemente, da Petrobras (Resolução do BACEN nº 3.628, de 30/10/2008), que se beneficiaram de uma flexibilização das regras do contingenciamento de crédito ao setor público. Essa condição privilegiada foi confirmada na Resolução do BACEN nº 4.589/2017.

Como se vê, há espaço para a flexibilização de alguns controles, sem se abrir mão da responsabilidade fiscal e da conduta diligente das estatais, contribuindo para se reequilibrar o jogo competitivo entre as empresas. A propósito, o parágrafo 1º do art.173 da Constituição Federal, ao dispor que “a lei estabelecerá o estatuto jurídico da empresa pública, da sociedade de economia mista e de suas subsidiárias que explorem atividade econômica de produção ou comercialização de bens ou de prestação de serviços”, prevê a equiparação entre empresas estatais e privadas, como consequência do princípio da subsidiariedade, para criar um regime econômico isonômico. Segundo o princípio da subsidiariedade, a atuação empresarial estatal é excepcional e apenas suplementar àquela da iniciativa privada. A lei, contudo, ainda não foi publicada.

Reitera-se que empresas estatais sólidas, com experiência acumulada e qualidade de crédito, além de reguladas pelo mercado, podem contribuir de forma efetiva e relevante para viabilizar os investimentos no setor elétrico, acrescentando capacidade financeira para investimentos de grande vulto e contribuindo para a inadiável retomada da expansão da infraestrutura de energia, interesse maior da União na sua política de crescimento da atividade econômica e de estímulo ao desenvolvimento sustentado do país.

A CEMIG entende, a propósito, que a flexibilização das regras do contingenciamento de crédito ao setor público poderia se dar, definitivamente, através de uma nova Resolução do Banco Central excluindo as empresas estatais não-dependentes das limitações impostas pela Resolução nº 4.589/2017, sem representar risco de comprometimento da busca pelo superávit fiscal do governo federal. Também a Resolução nº 2515/1998, que estabelece critérios para credenciamento e autorização de operações de crédito externo, poderia ser revista para isentar as empresas estatais não-dependentes das restrições nela estabelecidas.

Considerando que a elaboração de um Projeto de Lei para regulamentar o art. 173 da Constituição Federal é um esforço de maior envergadura, entendemos que a flexibilização das regras do contingenciamento de crédito poderia ser um passo no sentido da equiparação entre empresas estatais e privadas contribuindo para um regime econômico isonômico, beneficiando aquelas empresas com sólida estrutura financeira, moderna estrutura de

governança e de relacionamento com o mercado, robusta geração de caixa e projetos rentáveis.

Dessa forma, a Resolução nº 4.589/2017 deveria ser alterada em seu artigo 4º, parágrafo 4º, que flexibilizaria as restrições no recebimento de garantia ao estabelecer que a vedação prevista no inciso IV do caput não abrange a concessão de garantias por empresas do setor de energia elétrica, no âmbito federal, estadual, municipal e distrital, a sociedade de propósito específico por elas constituída, limitada ao percentual de sua participação na referida sociedade, exclusivamente para realização de investimentos diretos ou indiretos na expansão da infraestrutura de energia elétrica ou para operações de compra e venda de energia elétrica.

Também o artigo 5º da Resolução nº 4.589/2017 deveria incluir no parágrafo 2º um inciso IV, para não incluir no valor global referido no *caput*, as operações de refinanciamento de dívida de empresas do setor elétrico, sendo que as operações financeiras objeto deste item poderão ser realizadas no período de até 2 meses, anteriores ou posteriores, ao vencimento da dívida original, bem como um inciso V, para não incluir no valor global referido no *caput* as operações destinadas ao financiamento de empresas estatais não-dependentes.

As sugestões apresentadas acima visam posicionar os agentes na Audiência Pública, em defesa da flexibilização das regras do contingenciamento de crédito para as empresas estatais não-dependentes.

5.4 CRIAÇÃO DE UM PLANO NACIONAL DE MODERNIZAÇÃO DAS REDES ELÉTRICAS

A criação de um plano de modernização de redes, com o seu devido reconhecimento na base de remuneração das distribuidoras, será um incentivo à execução de investimentos a serem viabilizados imediatamente, o que deverá promover maior geração de empregos diretos e indiretos e viabilizar a implantação de indústrias de alta tecnologia. A disponibilidade desta infraestrutura afetará de forma positiva a mobilidade urbana, iluminação pública, serviços de internet, dentre outros, representando grandes benefícios aos cidadãos e aos consumidores.

Além disso, é imprescindível a criação de mecanismos para possibilitar a realização de investimentos, com a possibilidade de obtenção de financiamentos orientados pelo Poder Concedente, para garantir a sua consecução e a consequente modernização do parque de ativos das concessionárias.

5.5 SERVIÇO ANCILAR DE RESERVA TÉRMICA EMERGENCIAL

No Sistema Interligado Nacional (SIN), há usinas termelétricas que possuem valores de Custo Variável Unitário (CVU) superiores ao atual valor de PLD máximo. Quando não possuem contratos por disponibilidade, essas usinas têm suas viabilidades econômicas bastante prejudicadas, pois ficam descontratadas a maior parte do tempo, em razão dos elevados riscos de comercialização de seus lastros em contratos por quantidade.

Porém, essas usinas possuem custos fixos mensais destinados a mantê-las disponíveis para o sistema. A fim de evitar que tais plantas se tornem inviáveis, o que acabaria por diminuir a segurança eletroenergética do SIN, sugere-se a criação de um serviço ancilar de reserva térmica emergencial, que arcaria com os custos fixos dessas plantas, de forma a mantê-las operacionais para o sistema. Em contrapartida, o sistema continuaria contando com suas energias em momentos de escassez hídrica ou necessidade elétrica. Os custos adicionais desse serviço para o sistema seriam os custos fixos para manutenção da planta, enquanto que os recursos oriundos da liquidação da energia dos momentos de geração pertenceriam ao sistema, de forma a abater os custos variáveis.

5.6 SERVIÇO ANCILAR DE CAPACIDADE DE PONTA

O PDE 2026 da EPE constatou a necessidade de acréscimo de capacidade de ponta decorrente exclusivamente da demanda máxima, isto é, dissociada da demanda de energia. Entre as alternativas apontadas pelo PDE 2026 para o atendimento de ponta, está o aumento da potência instalada de usinas hidrelétricas existentes.

Nesse contexto, a Audiência Pública Aneel nº 018/2012 tratou do tema repotenciação de unidades geradoras que possam trazer ganhos na operação energética e agregar disponibilidade de potência horária no SIN. Essa audiência mostrou que existem várias

usinas com provisões, para novas unidades geradoras, já construídas em suas estruturas civis. Mostrou ainda que o aumento de garantia física de energia associada às novas unidades geradoras é incapaz de viabilizar a construção delas. Além disso, a audiência ressaltou, à época, que a promulgação da Lei nº 12.783/2013 já tratou da questão para as usinas hidrelétricas alcançadas por ela, porém, remeteu a questão ao MME.

Assim, para as usinas não alcançadas pela Lei nº 12.783/2013, sugere-se a criação de um serviço ancilar de capacidade de ponta com a finalidade de prover os recursos necessários à instalação de novas unidades geradoras de usinas hidrelétricas existentes.

IV) CONCLUSÃO

Em que pese a extensa contribuição ora apresentada pela CEMIG, esta empresa não pode se furtar da responsabilidade de parabenizar o MME por essa iniciativa. Seu ineditismo corrobora o compromisso desse Órgão com a transparência e o diálogo para com toda a sociedade, de forma a garantir a busca por um modelo setorial justo e que contribua para o crescimento social e econômico brasileiro.

O material desenvolvido pela CEMIG busca indicar pontos de aperfeiçoamento na minuta de Projeto de Lei, sedimentando as premissas defendidas pelo Poder Concedente. De fato, o desejo desta Companhia é apresentar pontos que, caso acatados, trarão maior justeza ao arcabouço legal que se pretende construir a partir desse processo.