

PARECER Nº , DE 2016

Da COMISSÃO MISTA DA MEDIDA PROVISÓRIA Nº 706, DE 2015, sobre a Medida Provisória nº 706, de 2015, que *altera a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.*

RELATOR: Senador **EDISON LOBÃO**

I – RELATÓRIO

Vem à análise desta Comissão Mista a Medida Provisória (MPV) nº 706, de 2015, que altera o parágrafo 2º do art. 11 da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Em consonância com o art. 62, § 9º, da Constituição Federal, cabe a esta Comissão Mista examinar a Medida Provisória em referência e emitir parecer prévio à apreciação por cada uma das Casas Legislativas.

A MPV tem como objetivo estender o prazo para que concessionários de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica assinem contratos de prorrogação de concessão ou termos aditivos. O prazo previsto na Lei nº 12.783, de 2013, de trinta dias contados da convocação pelo poder concedente, passa para até duzentos e dez dias.

A Medida Provisória nº 706 tem dois artigos: (i) o primeiro altera o art. 11 da Lei nº 12.783, de 2013, para fixar em duzentos e dez dias, contados da convocação, o prazo para assinatura de contrato de concessão ou termo aditivo; e (ii) o segundo artigo é a cláusula de vigência.

Em 29 de dezembro de 2015, a Presidente da República fez publicar a Medida Provisória nº 706. Em seguida, abriu-se o prazo regimental para apresentação de emendas, estabelecido no *caput* do art. 40 da Resolução do Congresso Nacional nº 1, de 8 de maio de 2002. Foram apresentadas 19 (dezenove) emendas.

A Exposição de Motivos (EM) que acompanha a MPV explica a razão de ser da necessidade de ampliação do prazo para assinatura dos contratos. De acordo com a EM, cerca de trinta e oito concessionárias de distribuição tiveram suas concessões vencidas em julho de 2015, e a regulamentação da prorrogação dessas concessões, prevista no Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015, condiciona a prorrogação ao atingimento de metas de qualidade na prestação do serviço, bem como ao desempenho econômico-financeiro das concessionárias.

Nos termos da supracitada EM, o prazo de 30 dias, contados da convocação pelo poder concedente, é insuficiente “para a conclusão dos estudos por parte dos interessados, para que as concessionárias possam ultimar todas as providências de cunho empresarial para a tomada de decisão de forma a possibilitar avaliação criteriosa por parte de seus controladores.”

Na EM, ressalta-se ainda que: “a dilatação do prazo não altera direitos e deveres dos demais interessados, tendo em vista que a maioria dos concessionários já assinou seus contratos de concessão ou seus termos aditivos. Além disso, fica preservado o interesse público, garantindo, assim, a continuidade da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.”

II – ANÁLISE

II.1 Da Constitucionalidade e da Técnica Legislativa

Nos termos do art. 5º da Resolução do Congresso Nacional nº 1, de 8 de maio de 2002, compete a esta Comissão opinar sobre os aspectos constitucionais das medidas provisórias, inclusive sobre os pressupostos de relevância e urgência.

Do ponto de vista da constitucionalidade formal, não há óbice à Medida Provisória nº 706, que trata das concessões de energia elétrica, matéria que se enquadra no rol daquelas disciplináveis por lei federal, a teor do art. 22, IV, e 48, *caput*, da Constituição Federal (CF). Já o art. 21, XII, *b*, da Lei Maior prevê claramente ser de responsabilidade da União a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica.

A matéria também não consta do rol de vedações de edição de medida provisória previstas no § 1º do art. 62 e no art. 246 da CF. Tampouco trata-se de matéria de competência exclusiva do Congresso Nacional ou de qualquer de suas Casas, conforme disposto nos arts. 49, 51 e 52 da CF.

Quanto aos pressupostos constitucionais de relevância e urgência, pode se considerar que eles são atendidos pela Medida Provisória nº 706, posto que é importante prever um prazo que permita às concessionárias concluir todos os estudos necessários à avaliação da conveniência de assinar os contratos de prorrogação.

A técnica legislativa atende aos requisitos da Lei Complementar nº 95, de 26 de fevereiro de 1998, em especial no que respeita à forma de alteração da lei (art. 12, III).

II.2 Da Adequação Orçamentária e Financeira

O exame de compatibilidade e adequação orçamentária e financeira deve verificar a repercussão sobre a receita ou a despesa pública da União e o atendimento das normas orçamentárias e financeiras vigentes, em especial da Lei Complementar nº 101, de 4 de maio de 2000, da Lei do Plano Plurianual, da Lei de Diretrizes Orçamentárias e da Lei Orçamentária Anual.

Segundo a Nota Técnica de Adequação Orçamentária e Financeira nº 04/2016, da Consultoria de Orçamentos, Fiscalização e Controle, a Exposição de Motivos deixa claro que a matéria tratada na Medida Provisória em apreciação não acarreta reflexos em receitas e despesas, posto que apenas prevê dilatação do prazo para assinatura de contratos de concessão de energia elétrica.

Uma vez que não haverá renúncia de receita ou aumento de despesa decorrente da MPV, o impacto orçamentário e financeiro da referida Medida Provisória não afetará negativamente a execução orçamentária do presente exercício e dos seguintes, nem a meta de resultado primário estabelecida na LDO 2016.

Conclui-se, portanto, pela adequação financeira e orçamentária da Medida Provisória nº 706, nos termos do Projeto de Lei de Conversão.

II.3 Do Mérito

Após longo debate a respeito dos meios de prorrogação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia e da possibilidade de essa prorrogação prescindir de um processo licitatório, o Poder Executivo encaminhou ao Congresso Nacional a MPV nº 579, de 2012, depois convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

Essa lei, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, prevê prorrogações de concessões, fixa prazos máximos para essas prorrogações e requer a submissão a condicionantes fixados pelo poder concedente e pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Em sua redação original, a Lei nº 12.783, de 2013, estabelece que, a partir da decisão do poder concedente pela prorrogação das concessões de geração, transmissão e de distribuição, o concessionário deve assinar o contrato de concessão ou o termo aditivo no prazo de até **trinta dias**, contados da sua convocação.

Como a MPV nº 579, que deu origem à Lei nº 12.783, foi publicada em setembro de 2012, estipulou-se prazo de trinta dias para a prorrogação, na expectativa de que os concessionários de geração e transmissão que fizessem tal opção assinassem seus contratos até dezembro, para que o impacto – redução de 20% na conta de luz – fosse sentido pelo consumidor no início do ano civil seguinte – 2013.

À época, os concessionários que optaram pela prorrogação obtiveram as aprovações em suas instâncias decisórias (conselho de administração ou assembleia de acionistas) nesse prazo de trinta dias.

Em relação às concessões de serviços de distribuição, o Poder Executivo, dentro das previsões legais, aceitou, por meio do Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015, abrir mão da prerrogativa do processo licitatório, no intuito de assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a modicidade tarifária.

Havia o receio de que, dadas as sérias dificuldades enfrentadas na área de muitas concessões, as licitações não despertassem o interesse de possíveis concorrentes e houvesse risco de interrupção do serviço de distribuição em vastas regiões atendidas por essas concessionárias, com enorme impacto para cidadãos de várias Unidades da Federação.

A prorrogação das concessões existentes foi, no entanto, condicionada, pelo Poder Concedente, à assunção, pelo concessionário de geração e transmissão, bem como de distribuição, de novas obrigações contratuais que visam à modicidade tarifária e à segurança da prestação do serviço com qualidade.

Com amparo no Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015, tais obrigações foram definidas pela ANEEL e consubstanciadas nos contratos de concessão ou termos aditivos. As exigências destinam-se a assegurar: (i) eficiência com relação à qualidade do serviço prestado; (ii) eficiência com relação à gestão econômico-financeira; (iii) racionalidade operacional e econômica; e (iv) modicidade tarifária. Ressalta-se que o atendimento aos critérios (i) de qualidade do serviço e (ii) eficiência econômico-financeira poderá ser alcançado pela concessionária no prazo máximo de cinco anos, contado a partir do ano civil subsequente à data de celebração do contrato de concessão ou do termo aditivo.

Essas novas obrigações estão alinhadas com a posição tomada pelo Tribunal de Contas da União (TCU) no processo de monitoramento da prorrogação das concessões de distribuição. O Tribunal reconheceu o argumento do Poder Executivo de que uma licitação comprometeria a continuidade e a qualidade da prestação do serviço. Destacou, contudo, que a prorrogação para o concessionário incumbente deveria implicar um novo contrato de concessão, contendo cláusulas destinadas a assegurar o

fortalecimento da governança corporativa, parâmetros mínimos para os indicadores econômico-financeiros, e mecanismos visando à eficiência energética e à modernização das instalações.

Conforme explicitado na Exposição de Motivos que acompanhou a MPV, em 20 de outubro de 2015, a ANEEL encaminhou ao Ministério de Minas e Energia as minutas dos termos aditivos ou dos contratos de concessão cuja prorrogação considerava recomendável, nos termos do Decreto nº 8.461, de 2015.

Consoante a Lei nº 12.783, de 2013, e o art. 7º, § 2º, desse Decreto, “após a decisão do Ministério de Minas e Energia pela prorrogação da concessão, a concessionária tem prazo de **trinta dias** para celebrar o contrato de concessão ou o termo aditivo, contado da convocação para fazê-lo.”

A grande maioria das concessionárias assinou os novos contratos de concessão dentro do prazo estabelecido. Entretanto, algumas não lograram êxito em concluir todas as providências necessárias à tomada de decisão relativa aos contratos de prorrogação. Em particular, a Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA) e a Eletrobras, controladora de outras seis concessionárias, alegaram impossibilidade de concluir suas análises dentro dos trinta dias fixados na Lei e na sua regulamentação.

Tendo em vista as novas obrigações contratuais, os administradores e acionistas dessas concessionárias precisaram avaliar se seriam capazes de fazer os aportes de capital necessários para garantir o cumprimento das metas estabelecidas no novo contrato de concessão. Neste sentido, é compreensível que, especialmente no caso de concessionárias em situação deficitária, essa decisão precise ser embasada em estudos mais aprofundados.

Ressalta-se que, se não for aprovada a MPV nº 706, a manutenção do prazo previsto na legislação acarretará a caducidade desses contratos, voltando para a União o dever de prestar o serviço diretamente ou por meio de terceiros, até sua licitação.

Para a União, embora não haja o que obstar se os atuais concessionários optarem por não prorrogar suas concessões, a não prorrogação significará ter de licitar concessões para as quais

eventualmente não se encontrem interessados. Isso poderá resultar na deterioração da qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica nas regiões afetadas.

Adicionalmente, no caso das concessionárias sob controle público, a devolução dessas concessões poderá impactar negativamente o poder público, visto que, na qualidade de acionista, perderá os ativos vinculados a essas concessões e terá de arcar com seus passivos. Poderá haver ônus adicional para os Tesouros Estaduais e Nacional, mesmo que a licitação prevista na Lei nº 12.783 possa se dar sem prévia reversão dos ativos.

Dessa forma, é preferível conferir um prazo maior para que, antes de uma possível prorrogação, se possa promover cenários mais promissores, em que tais empresas estatais se capitalizem, sejam saneadas e, eventualmente, venham a ter seu controle transferido à iniciativa privada. Nesse contexto, é importante conferir tempo para que os atuais concessionários e seus controladores desenvolvam estudos que fundamentem a tomada de decisão mais acertada.

As dificuldades enfrentadas pela Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA) e a Eletrobras já vêm de longa data e há que se reconhecer que os desequilíbrios estruturais de que padecem determinadas concessões de distribuição, particularmente na região Norte do País, podem ser atribuídas, pelo menos em parte, ao arcabouço jurídico existente, que não atende adequadamente as especificidades daquela região.

O resultado tem sido uma prestação inadequada de serviços aos consumidores locais e a deterioração da capacidade econômico-financeira dessas concessionárias. A situação é tão séria que, em alguns casos, os acionistas poderão não ter sequer a possibilidade de prorrogação de seus contratos de concessão, face à inegável inviabilidade dessas concessões.

Sendo assim, gostaria de aproveitar a oportunidade para recomendar algumas alterações ao texto, de modo a aperfeiçoar o ambiente jurídico que rege o setor elétrico, particularmente no que tange às concessões situadas em Estados cujas capitais, à época da edição da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, não se encontravam interligadas ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

Embora a referida Lei nº 12.111 tenha buscado tornar os serviços de energia elétrica nos Sistemas Isolados mais eficientes, ela não surtiu o efeito desejado, pois não conferiu às concessões um tratamento diferenciado, condizente com os desafios específicos da região. Destacamos a seguir dois desses desafios:

- Dependência estrutural de combustíveis fósseis. Mesmo quando as capitais dos Estados em que estão localizados os Sistemas isolados estiverem conectadas ao SIN, ainda permanecerão, nessas áreas de concessão, centenas de sistemas isolados, em que a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica depende de uma complexa logística de contratação e de transporte de combustíveis fósseis. O custo de geração nesses sistemas isolados é coberto, em parte, pela tarifa cobrada do consumidor, ao valor médio cobrado pela prestação do serviço de distribuição no SIN. O custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada – ACR do SIN é denominado “ACR médio”. A diferença entre esse ACR médio e o custo de geração é reembolsado à distribuidora com recursos dos encargos setoriais que transitam pela Conta de Consumo de Combustíveis - CCC e pela Conta de Desenvolvimento Energético – CDE. Todavia, esse reembolso só se efetiva após um intrincado processo de reconhecimento de despesa, regulado pela ANEEL, e, historicamente, o valor repassado tem se comprovado insuficiente para cobrir todos os custos. O resultado é um déficit bilionário no balanço dessas concessionárias e também da Petrobras e de sua controlada, a BR – Petrobras Distribuidora, prejudicando seriamente os acionistas dessas companhias.

- Custos de operação e manutenção mais elevados. Por um lado, há uma necessidade de investimentos maiores na eficiência do parque gerador e na conexão aos sistemas de transmissão. Por outro lado, os níveis de perdas são maiores, em decorrência da grande dispersão territorial, das grandes áreas de floresta tropical, e de outras características físicas das áreas de concessão em tela.

Os custos mais elevados, característicos dessas concessões, não são plenamente repassados aos concessionários, o que significa que a receita percebida não é suficiente para operar, manter e investir na adequada prestação do serviço concedido. Ainda assim, as tarifas praticadas nessas regiões estão acima da capacidade de pagamento do

consumidor local, o que resulta em elevado nível de inadimplência e de furto de energia.

Se o marco regulatório não for capaz de viabilizar economicamente a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica nessas áreas de concessão, é indiferente manter o atual concessionário ou selecionar um outro, por meio de licitação. Todavia, diante desse cenário, não restará ao atual concessionário alternativa senão a de devolver essas concessões, e, à União, a de licitá-las em seguida.

No entanto, se essas concessões são estruturalmente inviáveis, nenhum investidor aceitará operar, manter e investir nessas concessões a não ser que lhe seja garantida uma receita suficiente para cobrir seus custos. Como a tarifa que teria de ser cobrada estaria acima da capacidade de pagamento do consumidor local, restaria à União duas opções: operar diretamente o serviço público de distribuição de energia elétrica, atividade para a qual não tem estrutura, ou transferir recursos orçamentários para o novo concessionário, por meio de subvenções, parcerias público-privadas ou outros instrumentos.

Se não forem alteradas as regras atuais, a caducidade dessas concessões implicará falta de isonomia no tratamento dos concessionários atual e futuro. O concessionário incumbente será prejudicado por não ter a real possibilidade de prorrogar seu contrato de concessão, como fizeram todos os outros abarcados pela Lei nº 12.783, de 2013. Não lhe serão dadas as condições de viabilização da concessão que provavelmente serão ofertadas ao futuro concessionário, para que este tenha interesse em participar da licitação e prestar o serviço de distribuição de energia.

Pelos motivos acima expostos, entendemos que não é suficiente estender o prazo para a tomada de decisão sobre a prorrogação, objeto desta Medida Provisória. Para que os atuais concessionários das distribuidoras tipicamente de Sistemas Isolados tenham a real opção de prorrogar seus contratos de concessão, é necessário ajustar a legislação vigente, em especial as Leis nº 12.111, de 2009, e nº 12.783, de 2013, de forma a viabilizar a prestação do serviço de distribuição nessas áreas de concessão.

Para compreender as modificações propostas a seguir, cabe explicar a lógica que rege a estratégia de viabilização dessas concessões.

Primeiramente, o objetivo das alterações não é o de afastar a cobrança de eficiência na prestação do serviço nessas concessões. Parâmetros de eficiência constituem um dos pilares da legislação que disciplina os serviços de energia elétrica nos Sistemas Isolados e representam um grande avanço em relação à legislação precedente, pois trazem grande potencial de redução nas despesas dos encargos setoriais CCC e CDE.

Por outro lado, reconhece-se a necessidade de dar a essas concessões um tratamento diferenciado. Os parâmetros de eficiência exigidos pela regulação simplesmente não condizem com suas realidades. E o que era para servir como incentivo econômico – aplicação de penalidades, redução de receita em função do não atingimento de metas de eficiência – tornou-se uma dupla penalização: as concessionárias já sofrem por estarem longe de atingirem os níveis regulatórios exigidos e, em função das penalizações, geram receitas cada vez mais insuficientes para cobrir os investimentos necessários à melhoria da prestação do serviço.

Portanto, o primeiro objetivo é o de conferir um “período de carência” para essas distribuidoras, de modo que tenham um prazo de dez anos para se adaptarem às exigências regulatórias. Elas deverão reduzir gradativa, mas constantemente, seus níveis de perdas (técnicas e não técnicas), numa trajetória que convirja, ao longo de dois ciclos tarifários (de cinco anos cada), para os valores regulatórios hoje exigidos.

A inserção, na Lei nº 12.111, de 2009, de um novo art. 4-A, permite o repasse, à tarifa, das perdas efetivas em 2016, observada uma trajetória de redução compulsória ao longo dos nove anos subsequentes (parágrafos 1º a 4º). Em 2025, o nível de perdas reconhecido deverá ser equivalente ao nível regulatório estabelecido pela ANEEL para 2016. Ou seja, o período de transição é finito. E, para dar fundamento a esse repasse das perdas, foi acrescentado um novo parágrafo ao art. 7º da Lei nº 12.783, de 2013, que admite condições diferenciadas quando da prorrogação dessas concessões de distribuição.

Os dispositivos acima propostos, destinados a não comprometer ainda mais as receitas dessas distribuidoras, se não viessem acompanhados de medidas compensatórias, resultariam em aumento das tarifas nessas áreas de concessão o que, como já se sabe, é incompatível com a capacidade de pagamento de seus consumidores. Como

consequência, verificar-se-ia aumento da inadimplência, perdas comerciais e redução da competitividade das empresas localizadas nessas regiões.

Isto posto, o segundo objetivo das alterações legais propostas é o de acomodar essas despesas nas tarifas vigentes, ou seja, não gerar pressão tarifária nessas regiões. Para tanto, propõe-se excluir, por prazo limitado, os encargos setoriais dos custos que compõem o “ACR médio”, uma distorção criada com a instituição, pela Lei nº 12.111, de 2009, desse custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada – ACR do SIN.

Nas distribuidoras de sistemas originalmente isolados, o portfolio de aquisição de energia ainda é constituído preponderantemente de contratos bilaterais e de geração própria. Segundo a Lei nº 12.111, de 2009, que regula a matéria, parte do valor a ser ressarcido às distribuidoras de Sistemas Isolados se faz via tarifária, por meio do “ACR médio”. Ou seja, para todos os contratos bilaterais ou de geração própria firmados para suprimento de energia em sistemas isolados, as distribuidoras já têm incluído na tarifa um valor que equivale à média do custo de aquisição de energia das distribuidoras do SIN, ou, nos termos da Lei, “a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada – ACR do Sistema Interligado Nacional – SIN”. A diferença entre o custo da energia nos Sistemas Isolados e o que foi pago via tarifa - equivalente ao ACR médio – é reembolsada via encargo (CDE).

A CDE custeia políticas públicas setoriais em todo o país, inclusive despesas com combustível na geração de energia elétrica nos sistemas isolados, e, por uma questão de justiça distributiva, é paga em maior proporção pelos consumidores dos submercados de energia elétrica Sul e Sudeste/Centro Oeste, coincidentes em grande parte com as regiões Sul, Sudeste e Centro Oeste, conforme previsto no § 3º do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e regulamentos pertinentes.

Os encargos setoriais pagos pelas distribuidoras do SIN, em especial a CDE, compõem o custo de aquisição de energia pelas distribuidoras do SIN e têm, por isso, peso significativo na base de cálculo do ACR médio. Por sua vez, uma elevação do ACR médio implica em aumento das tarifas das distribuidoras de sistemas originalmente isolados,

vez que diminui a diferença entre esse valor e o custo da geração nos sistemas isolados.

Como resultado dessa forma de cálculo do ACR médio, os consumidores de sistemas originalmente isolados acabam pagando uma tarifa que é majorada pelo peso que os encargos setoriais têm no custo da aquisição de energia pelas distribuidoras do SIN. Indiretamente, os consumidores da região Norte cuja distribuidora atenda sistemas isolados estão sendo onerados pela CDE incluída no cálculo do ACR médio. Isso contradiz a lógica distributiva da CDE, segundo a qual esses consumidores deveriam ser subsidiados pelos consumidores das regiões economicamente e eletricamente mais desenvolvidas. Já aqueles consumidores das concessionárias totalmente interligadas da região Nordeste não percebem tal efeito. Nesse sentido, o cálculo do ACR médio não considera de forma isonômica os consumidores de tais regiões, em conflito com o que pretendia a Lei nº 10.438, de 2002.

Para corrigir essa distorção, propõe-se a inclusão, no art. 3º da Lei nº 12.111, de 2009, de um § 2º-A que retira os encargos setoriais dos custos que compõem o “ACR médio” até 2025, data a partir da qual se espera que as concessionárias consigam se adequar aos novos parâmetros regulatórios estabelecidos pela Aneel.

O terceiro objetivo das alterações propostas é o de buscar assegurar o reembolso, com fundos provenientes dos encargos setoriais CCC/CDE, dos custos já incorridos pelas concessionárias com a aquisição de combustível para geração já contratada. Para tanto, o inciso I do § 5º do novo art. 4º-A da Lei nº 12.111 propõe que despesas incorridas até a data de publicação da Lei e não reembolsadas por força de exigências de eficiência energética e econômica, sejam reconhecidas e pagas com recursos da CCC. Altera-se, também, o art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, para acrescentar um inciso IX que determina o reembolso, pela CDE, das despesas com aquisição de combustível, vedado o repasse dessa despesa aos agentes do setor elétrico que recolhem os recursos da Conta.

Adicionalmente, com o intuito de se evitar que o não cumprimento de metas de eficiência econômica e energética seja utilizado como razão para o não reembolso de despesas pela CCC, o inciso II do § 5º do art. 4º-A da Lei nº 12.111 determina que sejam reconhecidas as

eficiências energéticas e econômicas efetivas da geração de energia elétrica contratada até 31 de março de 2016. Recupera-se, assim, o objetivo que perpassa toda a Lei nº 12.111, qual seja, a de preservar os contratos vigentes antes da interligação ao SIN. Esse tratamento favorecido, contudo, é transitório, uma vez que o § 6º do art. 4º-A da Lei nº 12.111, de 2009, prevê que, a partir de 2020, a geração própria que supre os sistemas isolados será substituída por contratação eficiente licitada.

O quarto objetivo das alterações propostas neste relatório é o de quitar as dívidas decorrentes de compra de combustível que tenham sido constituídas, auditadas e já consideradas nas demonstrações financeiras das concessionárias para o exercício de 2015, mas que não possuam cobertura nem tarifária nem da CCC/CDE. Conforme já asseverado, trata-se de dívida que vem, ano após ano, corroendo o valor das maiores estatais do país, Petrobras e Eletrobras. Para cobrir a dívida, pretende-se transferir recursos da CDE para as concessionárias devedoras, vedado o repasse desse custo aos agentes do setor elétrico que arrecadam os recursos da CDE. Para tanto, acrescenta-se um inciso X ao art. 13 da Lei nº 10.438, de 2002, de modo a permitir que a CDE possa destinar recursos para essa finalidade.

Para que a CDE possa ser utilizada para essas duas novas finalidades, sem que isso traga impactos para os demais agentes do setor elétrico, propõe-se que a União repasse recursos orçamentários que tenham como origem o pagamento de bonificação pela outorga, conforme proposto no § 1º-A, a ser acrescentado ao art. 13 da Lei nº 10.438, de 2002.

Esse conjunto de medidas, que atende em grande medida os pleitos das Emendas nºs 1 e 2, deve sanar as principais deficiências estruturais das concessões de distribuição nos Sistemas Isolados e permitir que seus atuais acionistas possam, de fato, escolher entre prorrogar ou devolver suas concessões.

Adicionalmente, considero necessário dar maior clareza a algumas questões ligadas à dívida da Eletrobras junto ao Fundo da Reserva Global de Reversão – RGR. Uma vez que a Eletrobras e seus acionistas investiram bilhões de reais nas distribuidoras deficitárias que foram postas sob seu controle desde 1998, considero importante acrescentar dispositivos à Lei nº 12.783, de 2013, para deixar claro que a Eletrobras só deverá devolver à RGR aqueles recursos que foram captados para as referidas

aquisições, até o valor que vier a ser obtido com a alienação das ações dessas empresas.

No mesmo espírito, proponho acrescentar os artigos 21-A, 21-B e 21-C a esse diploma legal para determinar que, no tocante à recomposição da dívida da Eletrobras perante a RGR, (i) a empresa deverá devolver ao Fundo aqueles valores retidos que excederem o montante da recomposição; (ii) a devolução de recursos ao Fundo limita-se ao montante originalmente utilizado para aquisição das distribuidoras alienadas; e (iii) a estatal poderá cobrar acréscimos usualmente aplicados em mercado dos valores emprestados e deverá devolver à RGR a correção prevista no art. 4º, § 5º, da Lei nº 5.655, de 1971. Desta forma, a Eletrobras estará protegida do risco de crédito incorrido quando, na qualidade de gestora dos recursos da RGR, concedeu empréstimos a agentes do setor elétrico. A estatal precisa ter confirmado o seu direito de cobrar uma taxa que compense os riscos assumidos, inclusive de inadimplência.

Finalmente, com vistas a assegurar ao setor eletro intensivo o fornecimento de energia a preços previsíveis e competitivos, de modo a preservar a atividade econômica e a geração de emprego e renda nas regiões com essas indústrias, proponho alterar o art. 10 da Lei nº 13.182, de 3 de novembro de 2015, para flexibilizar algumas das exigências que constam do seu § 6º.

O leilão realizado pela concessionária Furnas, nos termos do art 10 da lei, resultou deserto e acredita-se que as diversas exigências impostas pelo § 6º contribuíram para esse desfecho. Há, naturalmente, fatores conjunturais, como a maior oferta de energia no mercado livre e dificuldades econômicas nos setores industriais e de mineração, mas houve também restrição no rol de consumidores habilitados a participar de tais certames: (i) produtores de ferroligas, silício metálico ou magnésio, ou, (ii) independentemente do setor produtivo, aqueles que apresentam fator de carga maior ou igual a 0,95.

Essa restrição compromete a viabilidade do Fundo de Energia do Sudeste-Centro Oeste – FESC, importante vetor de investimentos no setor elétrico, criado pela Lei nº 13.182, de 3 de novembro de 2015. O sucesso do Fundo depende do êxito dos certames a serem realizados por Furnas. Para ampliar o leque de consumidores aptos a participar dos

certames, serão considerados habilitados os consumidores com fator de carga de no mínimo 0,8.

Além disso, procura-se estabelecer alguns aspectos relevantes para realização dos leilões tais como:

(i) utilização da base de dezembro de 2015 para adequação do preço de referência dos leilões, de forma a alinhar esse piso ao preço dos contratos celebrados no âmbito do Fundo de Energia do Nordeste – FEN, ampliando assim o interesse da indústria pela energia;

(ii) possibilidade de o vendedor propor desconto de até 15% no preço da energia, a ser aplicado enquanto a concessão da usina continuar sob o regime do contrato de concessão vigente. Essa flexibilidade permitirá ajustar o preço piso dos leilões às condições de mercado;

(iii) possibilidade de o vendedor estabelecer limitação de venda mínima, de até 25% da energia negociada, de forma a garantir a viabilização do negócio;

(iv) limitação da multa rescisória ao que é praticado nos contratos do mercado regulado, qual seja, limite máximo de multa equivalente a um ano de receita, ainda que os contratos resultantes desse arranjo sejam contratos bilaterais celebrados e registrados no âmbito do Ambiente de Contratação Livre – ACL.

Esses novos dispositivos ampliarão a participação dos consumidores eletro intensivos nos leilões, atendendo anseio dessa importante indústria do Sudeste e do Centro Oeste e viabilizando a implantação do Fundo de Energia do Sudeste e do Centro-Oeste – FESC.

Em relação às emendas apresentadas, considero que a de nº 14 pode ser acatada parcialmente, uma vez que favorece os aproveitamentos com base em fonte biomassa. Essa fonte renovável, que oferta energia mais limpa ao consumidor final, é essencial para a diversificação da matriz elétrica brasileira e relevante para a atividade econômica nas regiões Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste do país. Gera centenas de milhares de empregos diretos no setor de açúcar e álcool e complementação de renda, graças à exportação de energia elétrica para a rede. Ou seja, a emenda

beneficia tanto a sociedade quanto o setor sucro-energético, sem acarretar ônus ou encargo.

Também acatamos parcialmente as Emendas de nºs 10 e 16, que pleiteiam uma distribuição mais equitativa das cotas anuais da CDE. A inserção dos §§ 3-B e 3-C na Lei nº 10.438, de 2002, prevê essa distribuição mais equitativa. Entretanto, para evitar grandes impactos tarifários nos consumidores das diferentes regiões do país, convém que o processo se dê de forma gradativa. Um regime de transição de dez anos (equivalente a dois ciclos tarifários completos) se iniciará em janeiro de 2026 e terminará em dezembro de 2034, quando a proporção das quotas da CDE refletirá exatamente a proporção do mercado consumidor de cada concessionária ou permissionária de distribuição e transmissão.

No mesmo período de janeiro de 2026 a dezembro de 2034, propõe-se a reintrodução gradual do encargo setorial percebido pelo SIN no cálculo do ACR médio. Ou seja, à medida que as quotas da CDE forem sendo equalizadas, passando a ter menor peso no ACR médio, os encargos vão sendo progressivamente incorporados ao cálculo do ACR médio.

A Emenda nº 10 foi também parcialmente incorporada na medida em que os recursos da bonificação pela outorga poderão ser destinados à CDE, para pagamento das obrigações previstas no novo art. 4º-A da Lei nº 12.111, de 2009.

No que tange à Emenda nº 15, do Senador Lasier Martins, que dilata o prazo em questão para apenas sessenta dias, e não os duzentos e dez dias previstos na Medida Provisória, considero que ela não deve ser acatada pelas razões já expostas para a dilatação do prazo para duzentos dias, e, também, por perda de objeto, visto que já houve decurso do tal prazo de sessenta dias.

Quanto às demais emendas, julguei mais conveniente não as acatar. As Emendas 3 e 4, por exemplo, pleiteiam redução de tributos e, além de constituírem matéria estranha, impactam o Orçamento Geral da União em um momento especialmente delicado de ajuste fiscal. As Emendas 5, 6 e 7, conquanto busquem estimular as fontes alternativas de energia, introduzem novas vinculações de receita em um momento de queda de arrecadação. É mais eficaz preservar a flexibilidade e dar ao

Poder Executivo a possibilidade de alocar os recursos de acordo com as prioridades de cada momento.

A Emenda 8 não foi acatada por tratar-se de matéria de regulação da ANEEL que afeta negativamente o Orçamento da CDE. A Emenda 9 não foi aceita por criar um subsídio sem previsão de origem de recursos. A Emenda 11 não foi acatada porque compromete a viabilidade do FEN. Adicionalmente, os contratos entre CHESF e indústrias (nos termos da Lei nº 13.182, de 2015) já foram firmados e não há mais energia disponível para ser rateada com outros consumidores industriais.

A Emenda 12 não foi acolhida porque já é facultada a cobrança da contribuição para o serviço de iluminação pública. A Emenda 13 dispensa de procedimentos licitatórios formas de energia para as quais já não há tal exigência pela legislação em vigor. A Emenda 17 não foi acatada porque as tarifas em questão já são definidas pela Aneel, levando em consideração as especificidades e os ganhos de escala no meio rural. A Emenda 18 já perdeu sua oportunidade em função da aprovação, pelo Senado, do PLS nº 430, de 2011, que aguarda sanção presidencial. Por fim, a Emenda 19 não foi acolhida porque tal financiamento já encontra amparo legal.

No que diz respeito à adequação financeira e econômica das emendas propostas neste relatório, o Ministério de Minas e Energia manifestou-se favoravelmente por meio de Nota Informativa da Assessoria Econômica daquela pasta, acostada aos autos. Da mesma forma, a Consultoria de Orçamentos, Fiscalização e Controle, por meio de Nota Técnica Complementar, manifestou-se pela adequabilidade orçamentária e financeira do que ora se propõe.

III – VOTO

Em face do exposto, nosso voto é pela constitucionalidade e juridicidade da Medida Provisória nº 706, de 2016, bem como pelo atendimento da técnica legislativa e dos pressupostos de relevância, urgência e adequação financeira e orçamentária. No mérito, votamos pela aprovação da Medida Provisória nº 706, de 2015, com acatamento parcial das Emendas nºs 1, 2, 10, 14 e 16 e rejeição das demais emendas, na forma do seguinte Projeto de Lei de Conversão.

PROJETO DE LEI DE CONVERSÃO Nº , DE 2016

Altera a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e dá outras providências.

Art. 1º A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 26.

.....

§ 1º-B. Os aproveitamentos com base em fonte biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição seja maior que 30.000 kW (trinta mil quilowatts) e menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) que não atendam aos critérios definidos no § 1º-A terão direito ao percentual de redução sobre as tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição previstos no § 1º, limitando-se a aplicação do desconto a 30.000 kW (trinta mil quilowatts) de potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição.

.....” (NR)

Art. 2º A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 13
.....

IX – prover recursos para o pagamento dos reembolsos das despesas de que trata o inciso I do § 5º do art. 4º-A da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, incluindo atualizações monetárias, vedado o repasse às quotas de que trata o § 1º; e

X – prover recursos para pagamento de dívidas, constituídas até 31 de dezembro de 2015, referentes ao combustível adquirido para o atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos sistemas isolados pelas concessionárias de que trata o art. 4º-A da Lei nº 12.111, de 2009, que não contam com cobertura

da CDE até essa data, vedado o repasse às quotas de que trata o § 1º.

.....

§ 1º-A. Fica a União autorizada a destinar os recursos oriundos do pagamento de bonificação pela outorga de que trata o § 7º do art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, à CDE, exclusivamente para cobertura dos usos de que tratam os incisos IX e X do **caput**.

.....

§ 3º-A. O disposto no § 3º aplica-se até 31 de dezembro de 2025.

§ 3º-B. A partir de 1º de janeiro de 2035, o rateio das quotas anuais da CDE deverá ser proporcional ao mercado consumidor de energia elétrica atendido pelos concessionários e permissionários de distribuição e transmissão, expresso em MWh.

§ 3º-C. De 1º de janeiro de 2026 até 31 de dezembro de 2034, a proporção inter-regional das quotas anuais da CDE deverá ajustar-se gradual e uniformemente para atingir aquela prevista no § 3º-B.

.....” (NR)

Art. 3º A Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 3º

.....

§ 1º No custo total de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, de que trata o *caput*, deverão ser incluídos os custos fixos e variáveis relativos:

.....

§ 2º-A. De 1º de janeiro de 2017 até 31 de dezembro de 2025, a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no ACR do SIN excluirá os encargos setoriais.

§ 2º-B. A partir de 1º de janeiro de 2035, a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no ACR do SIN incluirá todos os encargos setoriais.

§ 2º-C. De 1º de janeiro de 2026 a 31 de dezembro de 2034, à valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no ACR do SIN

será acrescentado, gradativa e anualmente, um décimo dos encargos setoriais.

.....

Art. 4º-A. As concessões de distribuição que prestam serviço em Estados da Federação, cujas capitais não estavam interligadas ao Sistema Interligado Nacional - SIN na data de 9 de dezembro de 2009, terão tratamento regulatório e tarifário diferenciado em função das especificidades da prestação do serviço público de distribuição em seus mercados.

§ 1º Não se aplica às concessões de distribuição de que trata o **caput** o disposto no § 16 do art. 3º desta Lei.

§ 2º Para o estabelecimento da tarifa das concessionárias titulares das concessões de que trata o **caput**, nos processos tarifários que ocorrerem no ano de 2016, deverá ser considerado o nível de perdas equivalente à média das perdas técnicas e não técnicas efetivas entre os anos de 2010 e 2015.

§ 3º Nos nove anos subsequentes aos processos tarifários de que trata o § 2º, o nível de perdas técnicas e não técnicas terá cobertura tarifária decrescente, a taxas constantes, de modo que, no processo tarifário de 2025, o nível de perdas reconhecido seja equivalente ao nível regulatório estabelecido pela ANEEL para 2016.

§ 4º A partir de 2025, a ANEEL deverá propor metas regulatórias de perdas que levem à eficiente prestação do serviço, considerando as especificidades dos mercados das concessionárias titulares das concessões de que trata o **caput**.

§ 5º Deverão ser reconhecidos, para efeitos de reembolso pela CCC, nos termos do art. 3º desta Lei:

I - todas as despesas para aquisição de combustível, incorridas pelas concessionárias titulares das concessões de que trata o **caput** até a data de publicação desta Lei, comprovadas, porém não reembolsadas por força das exigências de eficiência econômica e energética de que trata o art. 3º, § 12, desta Lei; e

II - a eficiência econômica e energética efetiva da geração de energia elétrica contratada até 31 de março de 2016 nas áreas de concessão de que trata o **caput**, afastado o disposto no § 12 do art. 3º desta Lei.

§ 6º Por meio de licitação a ser realizada até 31 de dezembro de 2020, nos termos desta Lei e sua regulamentação, as concessionárias titulares das concessões de que trata o **caput** deverão atender seus sistemas isolados em substituição à totalidade da geração própria existente em 31 de março de 2016, sob pena de cessação do reembolso de que trata o § 5º, inciso II.

.....” (NR)

Art. 4º A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 7º

§ 1º

§ 2º As concessões de distribuição de energia elétrica objeto do art. 4º-A da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, terão condições diferenciadas para a prorrogação de que trata o *caput*, inclusive quanto ao nível de perdas técnicas e não técnicas.

.....

Art. 11.

.....

§ 2º A partir da decisão do poder concedente pela prorrogação, o concessionário deverá assinar o contrato de concessão ou o termo aditivo no prazo de até duzentos e dez dias, contado da convocação.

.....

Art. 21-A. Fica anuída a recomposição da dívida perante a RGR, de que trata a alínea “a” do inciso I do art. 9º da Medida Provisória nº 2.181-45, de 24 de agosto de 2001.

Parágrafo único. Eventuais valores da RGR retidos pela Eletrobras e que excedam o valor da recomposição anuída nos termos do *caput* deverão ser devolvidos pela Eletrobras à RGR até o ano de 2026, aplicados os critérios estabelecidos pelo art. 4º, § 5º, da Lei nº 5.655 de 20 de maio de 1971.

Art. 21-B. Será depositado no Fundo da RGR o montante obtido com a alienação das ações adquiridas pela Eletrobras nos termos do art. 1º da Lei nº 9.619, de 2 de abril de 1998, e do art. 34 da Medida Provisória nº 2.181-45, de 24 de agosto de 2001, limitado ao valor da RGR que foi utilizado para a referida aquisição.

Parágrafo único. Depositados os recursos obtidos com a alienação da participação acionária a que se refere o *caput*, considerar-se-ão quitados, perante a RGR, os débitos contraídos pela Eletrobras para a referida aquisição.

Art. 21-C. Nas operações de financiamento previstas no § 4º do art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Eletrobras poderá cobrar os acréscimos usualmente aplicados em mercado, inclusive nos financiamentos já realizados, devendo retornar à RGR os acréscimos previstos no § 5º do art. 4º da Lei nº 5.655, de 1971.” (NR)

Art. 5º A Lei nº 13.182, de 3 de novembro de 2015, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 10.

.....

§ 6º

I – o preço de referência do leilão será o preço médio dos contratos aditivados em 1º de julho de 2015, nos termos do art. 22 da Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009, atualizado pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, ou outro que o substitua, do mês de dezembro de 2015 até o mês de realização do leilão;

.....

IV –

.....

b) as unidades consumidoras tenham fator de carga de no mínimo 0,8 (oito décimos), apurado no período de que trata o inciso III.

.....

VI – a concessionária poderá estabelecer no Edital desconto de até 15% (quinze por cento), a ser aplicado ao preço resultante do leilão exclusivamente até 26 de fevereiro de 2020;

VII – a adjudicação do resultado dos leilões poderá estar condicionada à contratação de no mínimo 25% (vinte e cinco por cento) dos montantes de energia disponibilizados em cada certame.

.....

§ 12-A. No caso de rescisão ou de redução dos contratos de que trata o § 12, a multa rescisória estará limitada a 30% (trinta por cento) do valor da energia remanescente ou a 10% (dez por cento) do valor da energia contratada total, o que for menor, aplicado à proporção da energia a ser descontratada.

§ 12-B. Não será aplicada a multa prevista no § 12-A se a rescisão ou redução dos contratos de que trata o § 12 for notificada pelo comprador nos seguintes prazos:

I – com antecedência de ao menos dezoito meses no caso de rescisão; e

II – com antecedência de ao menos seis meses do início do ano civil subsequente no caso de redução.

.....” (NR)

Art. 6º Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Sala da Comissão,

, Presidente

, Relator