

COMISSÃO MISTA DESTINADA A APRECIAR A MPV Nº 735/2016

MEDIDA PROVISÓRIA Nº 735, DE 2016

(Mensagem nº 348/2016 - PR)

Altera as Leis nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 10.438, de 26 de abril de 2002, , nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, e dá outras providências.

Relator: Deputado José Carlos Aleluia

I - RELATÓRIO

Chega ao exame desta Comissão Mista a Medida Provisória MPV nº 735, de 22 de junho 2016, que altera as nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 10.438, de 26 de abril de 2002, nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e nº 9.491, de 9 de setembro de 1997.

A Medida Provisória sob exame traz as seguintes disposições:

1. Transfere, a partir de 1º de janeiro de 2017, a gestão da Reserva Global de Reversão – RGR, da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC da Eletrobrás para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (arts. 1º e 2º);

2. Limita em R\$ 3,5 bilhões o ressarcimento pela CDE de despesas incorridas por concessionárias com a aquisição de combustíveis até 30 abril de 2016 não reembolsadas (art. 2º);

3. Promove alterações na forma de rateio das quotas anuais da CDE, estabelecendo que a partir de 1º de janeiro de 2030, o rateio deverá ocorrer proporcionalmente ao mercado consumidor atendido pelos concessionários e permissionários de distribuição e transmissão, sendo que a partir de 1º de janeiro de 2017, a forma vigente de rateio começará a ser alterada gradualmente até atingir o rateio previsto para 2030 (art. 2º);

4. Estabelece que, a partir de 1º de janeiro de 2030, o custo do encargo por MWh para os consumidores atendidos em níveis de tensão igual ou superior a 69 kV será um terço daquele pago pelos consumidores atendidos em nível de tensão inferior a 2,3 kV. Para os consumidores atendidos em nível de tensão igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV, o custo será de dois terços daquele pago pelos consumidores de baixa tensão. Tal alteração também será gradual, iniciando-se em 1º de janeiro de 2017 (art. 2º);

5. Permite, em caso de transferência de controle acionário de pessoa jurídica prestadora de serviço sob controle da União, mediante licitação, a assinatura de novo contrato de concessão (art. 3º);

6. Estabelece que nos primeiros cinco anos após a prorrogação da concessão, a transferência de controle de pessoa jurídica sob controle da União, do Estado, do Distrito Federal ou de Município, poderá deslocar temporalmente as obrigações previstas no contrato de concessão.

7. Estabelece que a concessionária, permissionária ou autorizada de serviços de energia elétrica poderá apresentar plano de transferência de controle societário como alternativa à extinção da outorga e que a sua aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL suspenderá o processo de extinção da concessão (art. 4º);

8. Altera procedimentos relativos ao Programa Nacional de Desestatização – PND, estabelecendo que as licitações poderão ocorrer com inversão de fases e que os pagamentos para aquisição de bens e direitos serão realizados por moeda corrente (arts. 5º e 7º);

9. Trata do custo referente ao Acordo celebrado entre o Brasil e o Paraguai em 1º de setembro de 2009, sobre as bases financeiras do Tratado de Itaipu. Com a MPV, os custos sob responsabilidade da União

decorrentes do Tratado passam a ser repassados para a tarifa de energia de Itaipu (art. 6º);

Revoga dispositivo da Lei nº 13.203, de 2015, que define a prerrogativa do poder concedente de prorrogar os prazos de outorga de geração e transmissão em caso de comprovada excludente de responsabilidade dos agentes (art. 7º).

As justificativas para atendimento aos requisitos constitucionais para edição de Medidas Provisórias, previstos no art. 62 da Constituição Federal, constam na Exposição de Motivos Interministerial EMI nº 00126/2016 MPDG MME, de 22 de junho de 2016, encaminhada ao Congresso Nacional pela Mensagem nº 348, também de 22 de junho de 2016.

No prazo regimental foram apresentadas 127 (cento e vinte e sete) emendas, descritas nas respectivas justificações e disponíveis no sítio eletrônico do Senado Federal. O Deputado Fábio Garcia retirou emenda apresentada (nº 76), assim como o Senador Ricardo Ferraço (emenda nº 75), ficando tais emendas excluídas da apreciação.

Foram realizadas duas Audiências Públicas para debater a matéria.

A 1ª Audiência Pública ocorreu no dia 16 de agosto de 2016 e contou com a presença dos convidados Paulo Pedrosa, Secretário Executivo do Ministério de Minas e Energia e Romeu Donizete Rufino, Diretor Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica.

A 2ª Audiência Pública, realizada no dia 30 de agosto de 2016, teve a presença dos seguintes convidados: Camila Schoti, Gerente de Energia da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – ABRACE; Daniel Mendonça, Diretor da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE; Tuane Zancoppe, Coordenadora de Relações Institucionais da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - APINE; Leonardo Sant'anna, Presidente Executivo da Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa – ABRAGEL; Leandro Nunes Da Silva, Conselheiro no Conselho de Administração da Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A., Vice-Presidente do Sindicato dos Eletricitários do Norte de Santa Catarina e Representante da Intersindical dos Eletricitários do Estado de Santa Catarina;

Carlo Zorzoli, Country Manager da Enel no Brasil; Humberto Barbato, Presidente Executivo da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica - ABINEE; Wagner Alves Vilela Júnior, Representante dos Empregados no Conselho de Administração da CELGPar; Nailor Guimarães Gato, Vice-Presidente da Federação Nacional dos Urbanitários; Cláudio Sales, Instituto Acende Brasil; e Paulo Arbex, Presidente da Associação Brasileira de Fomento às Pequenas Centrais Hidrelétricas.

É o relatório.

II - VOTO DO RELATOR

Da Admissibilidade e Pressupostos de Relevância e Urgência

Conforme disposto na Resolução do Congresso Nacional nº 1, de 8 de maio de 2002, é competência desta Comissão analisar, preliminarmente, o atendimento ou não dos pressupostos constitucionais de relevância e urgência de Medida Provisória.

Os pressupostos de relevância e urgência da Medida Provisória nº 735 podem ser observados, com relação à transferência de gestão da CDE da Eletrobras para a CCEE, na necessidade de separar com a maior celeridade possível as funções de gestor e beneficiário da Conta, funções atualmente exercidas pela Eletrobras, dificultando uma gestão mais eficiente e transparente.

Com relação às alterações nos procedimentos do Programa Nacional de Desestatização – PND, a urgência e relevância justifica-se por proporcionar maior agilidade e eficiência nos processos de venda de ativos por parte do Estado, contribuindo para o necessário equilíbrio fiscal.

Quanto aos ajustes na Conta de Desenvolvimento Energético que tratam da limitação de despesas e alterações no rateio de seu pagamento, a urgência e relevância justifica-se pela necessidade de eliminar as distorções atualmente existentes, que interferem no desenvolvimento industrial do país e levam a inúmeros processos judiciais.

Concluimos, portanto, pela admissibilidade da Medida Provisória.

Da Constitucionalidade, Juridicidade e Técnica Legislativa

Não encontramos quaisquer vícios na Medida Provisória nº 735, de 2016, no que se refere à constitucionalidade. De fato, a MPV foi editada pela Presidente da República obedecendo a todos os requisitos formais e materiais constantes do art. 62 da Constituição Federal.

Ressalta-se que as matérias tratadas não constam 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 à técnica legislativa, a Medida Provisória nº 735 e as emendas apresentadas atendem, de forma geral, aos requisitos da Lei Complementar nº 95, de 26 de fevereiro de 1998, havendo necessidade apenas de ajustes pontuais no texto.

Pelo exposto, concluímos pela Constitucionalidade, Juridicidade e boa técnica legislativa da Medida Provisória nº 735, de 2016, e das emendas a ela apresentadas.

Da Adequação Financeira e Orçamentária

A análise da 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.

Destacamos que a Resolução nº 1, de 9 de maio de 2002 – CN, estabelece, em seu art. 19, que o órgão de consultoria e assessoramento orçamentário da Casa a que pertencer o Relator da Medida Provisória encaminhará aos Relatores e à Comissão, no prazo de cinco dias de sua publicação, nota técnica com subsídios acerca da adequação financeira e orçamentária.

Em atendimento ao disposto na citada Resolução, a Consultoria de Orçamentos e Fiscalização Financeira da Câmara dos Deputados (CONOF) elaborou a Nota Técnica de nº 34, de 27 de junho de 2016, concluindo que a MPV nº 735, de 2016, não expande nem aperfeiçoa ações governamentais que acarretem aumento de despesa no no Orçamento Geral da União e também não concede ou amplia incentivo ou benefício de natureza tributária da qual decorra renúncia de receita.

Com relação às emendas apresentadas, não foram observadas incompatibilidades ou inadequações financeiras ou orçamentárias impeditivas da análise de mérito. Ainda que em algumas delas possa ser identificado o objetivo de ampliar incentivos fiscais em vigor ou neles incluir novos setores ou produtos, individualmente, não constituem ameaças à estabilidade fiscal.

Desta forma, votamos pela adequação orçamentária e financeira da Medida Provisória nº 735, de 2016 e das emendas apresentadas

Do Mérito

A Medida Provisória nº 735, de 2016, surge em bom tempo, com o objetivo de corrigir distorções existentes no setor elétrico, bem como contribuir para o equilíbrio fiscal do país ao propor medidas que viabilizem a desestatização de empresas de controle estatal.

O primeiro ponto em análise consiste na transferência da gestão de encargos do setor elétrico, mais especificamente a Reserva Global de Reversão – RGR, a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e a Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC.

Desde a sua criação, tais encargos foram geridos pela Eletrobras, que desempenhou relevante papel, sendo a empresa mais adequada para realizar as funções, especialmente quando o modelo do setor elétrico era basicamente estatal.

Entretanto, o setor elétrico brasileiro vem evoluindo desde meados da década de 90 até os dias de hoje de forma a promover competitividade entre os agentes sob regulação da ANEEL.

No modelo atual brasileiro torna-se incompatível que a Eletrobras exerça função de agente do setor, sendo, por meio de suas empresas controladas, a principal beneficiária dos recursos dos fundos, e ao mesmo tempo a função de gestora dos encargos, caracterizando um evidente conflito de interesse, levando a ineficiências na sua gestão, que foram inclusive alvo de penalidades aplicadas pela ANEEL nos últimos anos.

Neste sentido, a transferência da gestão da CDE da Eletrobras para uma entidade autônoma com experiência na gestão de recursos como é o caso da CCEE se apresenta como a melhor solução. Destaca-se que a CCEE já administra diversas operações financeiras do mercado de energia, além de recursos como os da Conta Ambiente de Contratação Regulada, a Conta-ACR.

Ainda sobre a transferência da gestão da CDE, tornam-se necessários ajustes no sentido de estabelecer ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a competência para atuar na previsão de carga e o planejamento da operação do Sistema Isolado. Também propomos ajustes no cronograma de transferência pois entendemos mais adequado que se estabeleça um prazo para que a transferência ocorra de forma gradual e não com única data definida como na proposta original encaminhada ao Congresso Nacional.

Também entendemos adequado restringir as finalidades da RGR, de forma que não seja utilizada para financiamentos de projetos específicos destinados à Eletrobras.

A Medida Provisória também estabelece que o Poder Concedente deverá apresentar até 31 de dezembro de 2017 um plano de redução estrutural das despesas da CDE, contendo um limite de despesas anuais. Compartilho dos mesmos objetivos da proposta, considerando essencial que se busque a redução da CDE, encargo que tanto onera os consumidores de energia do país.

Embora seja meritória a apresentação futura pelo Poder Executivo de um plano de redução estrutural das despesas da CDE, entendo que podemos avançar no tema ainda na apreciação desta Medida Provisória, verificando quais das despesas da CDE podem ser reduzidas com vistas a modicidade tarifária, sem prejuízo para as políticas públicas desenvolvidas no setor.

Quanto ao rateio do pagamento da CDE, outra alteração proposta pela Medida Provisória, analisemos as duas alterações indicadas: a antecipação dos efeitos da Lei nº 13.299, de 21 de junho de 2016, de 2035 para 2030, tornando o pagamento do encargo proporcional ao mercado de cada agente, que pode ser entendida como uma equalização regional; e o estabelecimento de critério que define o pagamento do encargo por nível de tensão.

A primeira alteração refere-se apenas à antecipação de efeitos de decisão constante na Lei nº 13.299, 2016, em que foram corrigidas distorções na forma de rateio da CDE, estabelecendo que seu rateio mediante quotas anuais ocorrerá proporcionalmente ao tamanho do mercado de cada agente e não mais com proporções fixas por região que foram definidas com base em critérios que não se aplicam mais ao encargo CDE.

Tal antecipação é meritória no sentido de corrigir de forma mais célere algumas das distorções existentes atualmente na Conta de Desenvolvimento Energético, devendo portanto, ser aprovada.

A segunda alteração estabelece um critério de rateio do encargo pelo nível de tensão, sendo que os consumidores atendidos em níveis de tensão mais altos (igual ou superior a 69 kV) pagariam 1/3 dos valores dos consumidores atendidos em baixa tensão e os consumidores em níveis intermediários de tensão (igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV) pagariam 2/3 dos valores dos consumidores atendidos em baixa tensão.

É fato que as mudanças ocorridas na CDE com a Medida Provisória nº 579, de 2012, que tantos danos trouxe ao setor e ao país, causaram maiores impactos aos consumidores de alta tensão, pois algumas despesas incluídas na Conta eram antes pagas dentro da estrutura tarifária, ou seja, considerando o uso dos sistemas de transmissão e distribuição, e passaram a ser cobradas em função da energia consumida.

Ressalta-se que as mudanças na CDE resultantes da MP nº 579 geraram inúmeras judicializações no setor elétrico, em grande parte motivadas pelo impacto desproporcional causado aos consumidores industriais.

Neste sentido, apoiamos a proposta da Medida Provisória que, além de buscar retornar à situação de pagamentos de encargos anterior à

MP, traz previsibilidade na estimativa do valor da tarifa pela indústria e simplicidade na contabilização do encargo.

Entretanto, com vistas a proteger os consumidores de baixa renda de impactos tarifários, propomos a isenção da CDE para os consumidores beneficiados pela Tarifa Social de Energia Elétrica.

Desta forma, busca-se corrigir distorções causadas pela MP nº 579 e ao mesmo tempo proteger consumidores de baixa renda de cobranças excessivas nas tarifas de energia.

Ainda sobre os descontos nas tarifas de uso suportados pela CDE, entendemos adequado ajuste no texto da Lei nº 10.438, de 2002, que trata da finalidade da CDE de suportar descontos nas tarifas de uso de distribuição, incluindo também os custos de transmissão.

Outra relevante medida constante na Medida Provisória relacionada à CDE é a limitação dos pagamentos referentes aos reembolsos às concessionárias de distribuição por despesas com aquisição de combustível, incorridas até 30 de abril de 2016, comprovadas, porém não reembolsadas por força das exigências de eficiência econômica e energética. A vedação do repasse desses custos às quotas da CDE é meritória, devendo ser acatada. Entretanto, entendemos que o valor de R\$ 3,5 bilhões deve ser o mínimo a ser ressarcido e não o limite máximo.

A Medida Provisória também propõe importantes alterações na legislação referentes à transferência de controle societário, mediante licitação, de distribuidoras de energia sob controle público federal.

Dentre as alterações, destaco a possibilidade de assinatura de novo contrato de concessão a partir da transferência de controle em caso de prestador de serviço de controle federal ou assinatura de termo aditivo em caso de concessionárias sob controle público. Neste caso, o termo aditivo pode prever o deslocamento temporal das obrigações constantes no contrato de concessão.

Tais medidas proporcionam maior atratividade às licitações de transferência de controle de empresa estatal, contribuindo desta forma para o equilíbrio fiscal do país e melhoria de gestão das distribuidoras de energia. Por isto, propomos a aprovação das propostas incluindo ajuste permitindo a

celebração de novo contrato de concessão em caso de transferência de controle acionário de prestador de serviço sob controle estadual ou municipal.

Ainda na questão das licitações de transferência de controle de empresas estatais, a Medida Provisória promove ajustes na lei nº 9.491, de 1997, que trata do Programa Nacional de Desestatização – PND, permitindo a realização do leilão com inversão de fases e definindo que os pagamentos para aquisição de bens e direitos serão realizados por moeda corrente. Tais medidas tornam os procedimentos licitatórios mais céleres e eficientes, com redução inclusive de custos para a sua realização.

A possibilidade de suspensão do processo de caducidade de concessão em caso de apresentação de plano de troca de controle societário traz diversos benefícios como a preservação da continuidade do serviço público prestado, dos empregos diretos e indiretos, além de evitar ônus à União em ter que apurar e indenizar os bens reversíveis. Tal medida deve, portanto, ser aprovada.

Outro ponto de análise da Medida Provisória consiste na previsão de incorporação, a partir de janeiro de 2016, nas tarifas de repasse de energia de Itaipu de custos que, conforme Acordo celebrado entre os governos de Brasil e Paraguai em 2009, seriam de responsabilidade do Tesouro Nacional.

Reconhecendo a grave situação fiscal pela qual passa o país e a necessidade de contribuição com a busca pelo equilíbrio fiscal, necessário para que o Brasil possa voltar a crescer, propomos a aprovação de tal proposta.

Ainda sobre a transferência dos custos do Acordo de Itaipu, torna-se necessário ajuste no texto de forma a evitar que o consumidor seja responsabilizado indevidamente por custo adicional associado à diferença entre a energia gerada pela Usina e a alocada a ela pelo Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

Outro ponto de análise da MP refere-se à revogação de dispositivo da Lei nº 13.203, de 2015, que estabelece a competência do Poder Concedente de prorrogar os prazos de outorga de geração e transmissão em caso de excludente de responsabilidade dos agentes.

A revogação deste dispositivo busca, de forma correta, segregar as atividades exercidas pelo Ministério de Minas e Energia, representando o Poder Concedente, e as exercidas pela ANEEL.

Entretanto, com a revogação do dispositivo cria-se, no nosso entendimento, uma lacuna legislativa sobre a possibilidade jurídica de se prorrogar os prazos de outorga em caso de reconhecimento de excludente de responsabilidade.

Por isto, de forma a proporcionar segurança jurídica nas outorgas de geração e transmissão, propomos texto estabelecendo como competência da ANEEL a possibilidade de prorrogação dos prazos de outorga de transmissão e distribuição em caso de atrasos decorrentes de causa reconhecida como excludente de responsabilidade dos agentes titulares das outorgas. O texto inserido vai ao encontro do disposto na emenda nº 55 do nobre Deputado Evandro Roman, com a diferença de estabelecermos que a eventual prorrogação dos prazos será realizada diretamente pela ANEEL. Ressalta-se que as emendas nº 8, do Senador José Pimentel, nº 12 do Senador Valdir Raupp, e nº 108, do Senador Paulo Rocha, também caminham na mesma direção da emenda do Deputado Evandro Roman, no sentido de deixar estabelecido na legislação a possibilidade de prorrogação de prazo de outorga pelo poder concedente em caso de excludente de responsabilidade reconhecida pela ANEEL.

Após a análise do texto da Medida Provisória, passamos à análise das sugestões apresentadas pelos nobres pares, buscando aperfeiçoar o texto em análise.

As emendas nº 4 e 17, dos senadores Ricardo Ferraço e Dalírio Beber, propõem a antecipação do cronograma de inclusão dos encargos setoriais no valor do ACR médio considerado para a definição do valor da CCC para 2030 (emenda nº 4) e 2025 (emenda nº 17), contribuindo, desta forma, para a redução das despesas do encargo.. De forma a compatibilizar com o texto da Medida Provisória, que prevê a convergência para 2030, optamos pelo cronograma da emenda nº 4, embora as duas sejam meritórias.

A emenda nº 5 do Senador Ricardo Ferraço propõe excluir a possibilidade de utilização de recursos da CDE para a amortização de operações financeiras vinculados à indenização por ocasião da reversão das

concessões e com fins de modicidade tarifária. Sobre essas finalidades suportadas pela CDE, destacamos que após a edição da Medida Provisória nº 579, de 2012, as distribuidoras, transmissoras e geradoras com concessões prorrogadas e as transmissoras licitadas a partir de sua edição foram desobrigadas do pagamento do encargo RGR, cujo objetivo é o pagamento de indenizações de concessões. Por isso, as novas indenizações devem compor o preço das concessões prorrogadas ou licitadas, motivo pelo qual entendemos que essas despesas não devem ser suportadas pela CDE. Acatamos, portanto, a emenda, com ajuste de texto. Ressalta-se que, de forma correta, a emenda preserva as despesas já assumidas pela CDE até o momento.

A emenda nº 11 do Deputado Fábio Garcia estabelece que empresas do mesmo grupo econômico possam auferir os benefícios da geração própria de energia. A autoprodução, como é chamada essa geração própria, aumenta a garantia de suprimento das indústrias, representando um importante fator de competitividade da indústria nacional. A emenda reduz a burocracia existente na legislação, minimizando a necessidade de alterações na titularidade de outorgas, processo que ocorre com grande frequência na ANEEL. Por considerar tal emenda benéfica ao setor, optamos por acolhê-la integralmente.

As emendas nº 14 e 15 do Senador Dalírio Beber também consideramos meritórias, devendo serem acatadas, pois deixam de forma explícita a possibilidade de atuação dos órgãos de controle na fiscalização da gestão das contas, que passarão a ser geridas pela CCEE.

Propomos também o acolhimento parcial da emenda nº 16 também do Senador Dalírio Beber, proporcionando maior transparência na gestão da CDE com a publicação das informações dos beneficiários das despesas cobertas pelo encargo e os valores recebidos.

A emenda nº 18, do Deputado Jorge Côrte Real, estabelece a possibilidade de o Poder Concedente determinar à ANEEL a licitação de transferência de controle de concessionária de forma alternativa ao processo de caducidade. A proposta visa preservar atividades já desenvolvidas por concessionária, como obtenção de licenciamento ambiental, negociação fundiária, compra de equipamentos, dentre outros, e evitar que o processo de caducidade leve a nova licitação partindo do estágio inicial. Além de preservar os esforços desenvolvidos pelos órgãos ambientais e empresas fornecedoras,

a proposta tem o principal mérito de buscar celeridade na conclusão de empreendimentos de energia elétrica, importantes para o adequado funcionamento do setor.

Entendemos tal emenda meritória, sendo necessários ajustes no texto para evitar que se crie incentivos indesejados para novas concessões, motivo pelo qual adequamos para que o texto seja válido apenas para concessões cujos contratos foram celebrados até 2015. Além disso, é importante deixar claro que os casos enquadrados no texto serão analisados de forma específica pelo Poder Concedente, que deverá sempre utilizar como critério o interesse público na tomada de decisão.

Acolhemos também a emenda nº 25, de minha autoria, que aprimora a Lei nº 10.438, de 2002, deixando claro que a vedação para exploração de serviço público estadual de gás canalizado não se aplica para agentes autorizados de geração de energia elétrica.

As emendas nº 33, do Deputado Carlos Zaratini, nº 48 e 50, do Deputado Jerônimo Goergen, nº 92 e 93, do Deputado Luiz Carlos Heinze e nº 98 e 100, do Deputado Edinho Bez, abordam o tratamento dado às cooperativas de eletrificação rural, em especial propondo a manutenção dos descontos que possuem na compra da energia junto às concessionárias supridoras. Embora reconheçamos a importância do trabalho desenvolvido pelas cooperativas ao longo de sua existência, entendemos que a manutenção dos descontos, cerca de R\$ 500 milhões por ano, na forma como concedidos hoje é inadequada pois não leva em consideração a real necessidade de cada permissionária.

Por isto, propomos seja analisada a estrutura de cada cooperativa em função de sua concessionária supridora, de forma a evitar que seus consumidores sejam onerados pelo fato das cooperativas atuarem em regiões com baixa densidade de carga, acatando, portanto, parcialmente as citadas emendas.

Na metodologia proposta, os subsídios a serem suportados pela CDE funcionarão como uma subvenção na Parcela B de cada permissionária em que se constate que uma eventual incorporação dos ativos à base da concessionária supridora levaria a um aumento tarifário desta, caracterizando, portanto, a falta de densidade de carga da permissionária.

Esses valores de subvenção a serem fornecidos às cooperativas pela baixa densidade de carga não terão prazo de validade como os descontos atuais na compra da energia, sendo as cooperativas analisadas de forma individualizada quanto à necessidade de seu recebimento.

Ainda com relação às cooperativas de eletrificação rural propomos corrigir uma injustiça com cooperativa de eletrificação rural regularizada como concessionária de serviço público. Tal regime de outorga ocorreu não pelas características da cooperativa, mas sim pelo momento em que ocorreu a regularização, de forma antecipada em relação às demais cooperativas. Pelo fato de ser concessionária, a cooperativa não recebe o mesmo tratamento das demais cooperativas enquadradas como permissionárias, como a forma de cálculo das tarifas e os descontos na compra de energia, suportados pela CDE. Para corrigir esta injustiça propomos alteração legislativa estabelecendo que as concessionárias de distribuição que sejam cooperativas receberão o mesmo tratamento das permissionárias.

Optamos por acatar a emenda nº 35, que propõe ajustar os prazos de outorga para empreendimentos de geração hidrelétrica autorizados em operação e que não tenham sido penalizados pela ANEEL quanto ao cumprimento de seus cronogramas, de forma a considerar o início do prazo da autorização a partir da entrada em operação da primeira unidade geradoras.

Propomos também acolhimento integral da emenda nº 36 do Deputado Daniel Vilela que estabelece a obrigatoriedade de os titulares dos recursos oriundos da venda de ações no âmbito do Programa Nacional de Desestatização – PND utilizarem tais recursos para quitação de dívidas perante à União. Desta forma, contribui-se para a diminuição do endividamento de entes públicos e conseqüentemente na busca pelo equilíbrio fiscal. Ainda com relação a esse tema, adicionamos texto que limita a obtenção de financiamento para os entes públicos que tenham realizado as vendas de ações no âmbito do PND.

As emendas nº 42 e 46, dos deputados Raimundo Gomes de Matos e Rôney Nemer, respectivamente, possuem importante objetivo ao propor medidas de modernização das redes de distribuição. Embora a ANEEL realize um grande trabalho na regulação do setor, inclusive com medidas que propiciam a modernização das redes, é fato que as redes de distribuição não acompanharam os demais setores no que se refere a avanços tecnológicos,

resultando em prejuízos de qualidade no fornecimento de energia a toda população. A modernização de redes de distribuição beneficiará os consumidores e todo o setor elétrico, permitindo melhoria da qualidade e sustentabilidade do serviço, melhor gerenciamento do consumo, além de grandes investimentos no setor. Estima-se que o Plano de modernização gere investimentos adicionais da ordem de R\$ 6 bilhões por ano. Acatamos tal emenda com ajustes, alteramos o prazo de vigência proposto, de 15 para 5 anos, sendo possível a prorrogação por igual período e alterando a remuneração proposta, de forma a não onerar os consumidores de energia. Também incluímos como foco do plano de modernização as redes subterrâneas, que contribuem para o urbanismo das cidades.

As emendas nº 45 e 94 do Senador José Aníbal e do Deputado João Fernando Coutinho respectivamente, propõem que a CDE deixe de subsidiar a energia produzida a partir de carvão mineral, sendo que a emenda nº 94 ainda avança no sentido de estabelecer que a CDE passe a utilizar o saldo para a promoção da competitividade das fontes solar, eólica, biomassa, PCH e gás natural. Embora concorde com o objetivo de redução dos subsídios suportados pela CDE, os contratos de fornecimento de carvão que já contam com esse subsídio devem ser preservados, de forma a manter a segurança jurídica. Por outro lado, concordamos que tais subsídios não devam se elevar, motivo pelo qual propomos texto que limita os subsídios das usinas de carvão às despesas incorridas nos anos anteriores mais a correção pelo IPCA. Neste sentido, acolhemos parcialmente as citadas emendas.

Acolhemos a emenda nº 51, do Deputado Pedro Uczai, e a nº 124, do Senador Benedito de Lira,- que alteram para 5 MW o limite para que os aproveitamentos hidráulicos sejam dispensados de obtenção de concessão, permissão ou autorização, bastando um registro junto à ANEEL. Com a aprovação dessas emendas, a legislação proporcionará isonomia no tratamento entre a fonte hidráulica e as demais fontes, que já possuem esse requisito de 5 MW. Além de conferir isonomia entre as fontes, tal alteração na legislação simplifica e desburocratiza o setor de geração de energia elétrica, inclusive reduzindo custos na implantação de empreendimentos de pequeno porte.

Acolhemos parcialmente as emendas nº 53 e 59, do Deputado Evandro Roman e nº 85, do Deputado Fábio Garcia respectivamente, que tratam da prorrogação de empreendimentos de geração

de energia hidrelétrica com potência entre 3 e 50 MW. Entendemos que as concessões de geração nessa faixa de potência devem, quando de sua prorrogação, serem enquadradas na modalidade de autorização, de forma a uniformizar as outorgas para usinas de menor porte. Concordamos com o proposto na emenda nº 85, no sentido de estabelecer que a prorrogação das outorgas seja onerosa, com pagamento pelo Uso de Bem Público – UBP e da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos – CFURH, revertido integralmente para os municípios de localidade da usina, sem entretanto, a limitação de 50% do valor da CFURH prevista na emenda.

Subscrevemos a emenda nº 62, de autoria do deputado Vicentinho, estabelecendo que o Poder Concedente poderá autorizar um plano de metas, investimentos, expansão e ampliação das usinas hidrelétricas prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013.

As emendas nº 78 e 80, de autoria do Deputado Antonio Carlos Mendes Thame, alteram critérios de elegibilidade para acesso ao mercado livre. A emenda nº 78 estabelece que consumidores industriais poderão optar pela compra de energia a qualquer fornecedor de energia. A emenda nº 80 retira o requisito de tensão para os consumidores conectados antes da publicação da Lei nº 9.074, de 1995. A emenda nº 80 proporciona isonomia entre agentes de mesmas características, que pela legislação atual se diferenciam apenas pela data de conexão ao sistema, o que no nosso entendimento não deve permanecer como critério. Com a incorporação da proposta na legislação, cerca de 700 consumidores passarão a ter a possibilidade de escolha do fornecedor de energia, ampliando a competitividade da indústria brasileira. Opinamos, portanto, pelo acolhimento da emenda com ajuste na data de entrada em vigência de tal liberação.

Com relação à emenda nº 78, apresentamos concordância na necessidade de avançarmos na abertura do mercado de energia para novos consumidores, de forma a aumentar a competitividade no setor, buscando-se menores preços e conseqüentemente contribuindo para o desenvolvimento econômico do país.

Sobre este ponto, é importante destacar que a Lei nº 9.074, de 1995, introduziu a figura do consumidor livre com os requisitos de 10 MW de carga e tensão mínima de 69 kV. O mesmo dispositivo legal definiu a redução, para cinco anos depois, para 3 MW de carga. A Lei nº 9.074 estabeleceu ainda

a liberdade para o Poder Executivo reduzir, a partir de 2003, as exigências de acesso ao mercado livre, medida que 13 anos depois ainda não avançou.

De forma a não gerar grandes impactos na contratação das distribuidoras, propomos uma redução gradual dos requisitos exigidos para acesso ao mercado livre de energia, passando dos 3.000 kW atuais para 2.500 kW em 2022, 2.000 kW em 2023 e 1.500 kW em 2024. Tal espaço de tempo é necessário para que sejam equacionadas as questões de sobrecontratação das distribuidoras, além de considerar o período de devolução dos empréstimos feitos às distribuidoras por meio da conta ACR.

Ressalta-se ainda que consumidores entre 500 kW e 3.000 kW de carga já possuem hoje prerrogativa de consumo de energia elétrica de fontes especiais. Com a redução dos requisitos para ampla liberdade de escolha, aumentaremos a competitividade do setor, o que deverá se refletir em menores preços de energia para os consumidores.

Com relação a esses consumidores de fontes especiais, também propomos avanço, no sentido de reduzir o requisito vigente de 500 kW para 400 kW em 2023.

A emenda nº 82, da Senadora Vanessa Grazziotin, estabelece que nas licitações de concessão de usinas hidrelétricas não prorrogadas o vencedor deverá preferencialmente manter os trabalhadores atuais da empresa. Apoiando o mérito de preservar os empregos das empresas licitadas, propomos texto relacionado aos processos de transferência de controle acionário de empresas sob controle público.

Visando à manutenção do número de empregados nas empresas desestatizadas e uma segurança para os empregados atuais, sugerimos a inserção de texto na legislação de forma a estabelecer como obrigação dos novos controladores a manutenção de 80% da quantidade total de empregados das empresas, bem como, no mínimo, a manutenção de 50% dos funcionários atuais. Com isso, preserva-se o conhecimento técnico especializado da empresa acumulado e evita-se que sejam realizadas demissões em grande número que prejudiquem os trabalhadores das empresas.

Além disso, inserimos também a possibilidade de os empregados das empresas desestatizadas serem transferidos para outras

empresas públicas ou sociedades de economia mista de controle da União ou do controlador originário da empresa desestatizada.

Apoiamos também, com ajustes, a emenda nº 87, do Senador Roberto Muniz, que concede à ANEEL a prerrogativa para flexibilizar as metas e prazos regulatórios em caso de confirmação de ocorrência ou existência de graves especificidades socioeconômicas ou ambientais da área de concessão. Com isto, permite-se tratamento mais justo por parte do Poder Concedente às concessionárias, reduzindo o risco do negócio e agregando valor às concessões, que entendemos, podem se refletir em maior qualidade na prestação do serviço público.

Acolhemos também a emenda nº 101 do Deputado Fábio Garcia, que estabelece que o pagamento de indenizações de ativos não amortizados nas licitações de concessões não prorrogadas poderá ser realizado diretamente pelo vencedor da licitação sem a necessidade de os recursos passarem pelo Tesouro Nacional. Adicionamos texto tratando a forma em que ocorrerá tal pagamento.

Quanto às demais emendas, julgamos conveniente não as acatar. Grande parte das emendas caminha no sentido contrário aos principais objetivos da Medida Provisória nº 735, de 2016, de forma a burocratizar e dificultar os processos de transferência de controle acionário de empresas sob controle público.

A emenda nº 81, do senador Roberto Muniz trata do estabelecimento de tarifas binômias para consumidores em qualquer nível de tensão, contemplando a tarifa referente ao consumo de energia e a tarifa pelo uso da rede de distribuição. A emenda apresenta aspectos positivos, no sentido de promover sinais econômicos eficientes que permitem a abertura do mercado de energia. Entretanto, entendemos adequado que tal alteração seja precedida de uma análise de seus impactos, de forma a evitar que afetem o desenvolvimento de fontes alternativas de energia conectadas na rede de distribuição. Destacamos que após o Decreto nº 8.828, de 2 de agosto de 2016, não existem mais óbices para que a ANEEL implante a metodologia de tarifa binômica após a devida discussão com a sociedade.

Além das emendas acolhidas, propomos ainda outras inclusões no texto que, entendemos, trazem melhorias ao ambiente jurídico que rege o setor elétrico.

Como já abordado no Parecer, e em consonância com o texto da Medida Provisória, entendemos que devemos buscar uma redução estrutural das despesas da Conta de Desenvolvimento Energético.

Neste sentido, convém analisarmos os subsídios suportados atualmente pela CDE, verificando se, de fato, tais subsídios permanecem necessários e são de interesse do país.

Na análise das emendas apresentada anteriormente, alguns pontos já foram abordados, como o subsídio para a compra de carvão mineral e a possibilidade de revogação de despesas do encargo.

Outra significativa despesa da CDE consiste nos descontos nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição a que têm direito as fontes incentivadas de geração de energia, tais como eólica, PCHs, solar e biomassa. Em 2016 tais subsídios atingiram a R\$ 1,2 bilhão com previsão de alcançar valor superior a R\$ 4 bilhões em 2024

Ressalta-se que a maior parte desses subsídios (80%) se concentra na carga, ou seja, nos consumidores que compram a energia dos geradores de fontes incentivadas. Como já apresentado, tais subsídios suportados pela CDE oneram todos os consumidores de energia.

Tais descontos exerceram papel essencial na inserção das fontes incentivadas na matriz energética brasileira, como por exemplo, na fontes eólica, que já conta com cerca de 9 GW de capacidade instalada, representando um crescimento nos últimos dez anos da ordem de 3.400% e biomassa, que atualmente conta com mais de 12GW de capacidade instalada. Esses incentivos apresentaram excelentes resultados não somente no aumento da capacidade instalada no país, mas também nos preços de comercialização dessas fontes, principalmente eólica, hoje altamente competitivos com as demais.

Embora a concessão desses subsídios tenha sido justificável para incentivar a inserção na matriz das fontes incentivadas, o fato de ser um subsídio cruzado e principalmente não ter um prazo definido para sua vigência resultam na necessidade de revisão de tal incentivo.

De forma a preservar a segurança jurídica das outorgas em vigor, entendemos inadequada qualquer mudança que afete o planejamento

financeiro das empresas, que viabilizaram-se considerando a existência de tais subsídios.

Entretanto, para as novas outorgas de empreendimentos de fonte eólica e biomassa, propomos que os descontos nas tarifas de uso das redes de transmissão e distribuição sejam válidos por cinco após a entrada em operação do empreendimento. Com isso, permanece a atratividade das fontes, especialmente nos primeiros anos de operação, quando ocorrem os maiores desembolsos com financiamento por parte dos agentes e ao mesmo tempo busca-se limitar o exponencial crescimento dos subsídios que oneram os consumidores de energia.

Para a fonte solar, entendemos que os incentivos devem permanecer os mesmos, pois tal fonte ainda não apresenta a mesma competitividade das demais. Tratamento similar deve ser dado para os aproveitamentos hidrelétricos de pequeno porte, pois o nosso país possui um enorme potencial que necessita ser explorado e que nos últimos perdeu competitividade.

Com relação à prorrogação das autorizações de empreendimento de fontes incentivadas, entendemos adequada, porém, sendo necessário incluir dispositivo na legislação que elimine os descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição para os empreendimentos prorrogados. Tais descontos são importantes na viabilização dos empreendimentos, de forma a conferir maior possibilidade de comercialização da energia por parte dos agentes. Como tais empreendimentos com autorização prorrogadas já se viabilizaram no período da outorga, não é razoável que permaneçam com tais incentivos, que como já abordado, são custeados por todos consumidores de energia através da CDE.

Aperfeiçoamento adicional nas despesas da CDE que entendemos adequado é a revogação da finalidade de prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica (inciso VIII do art 13 da Lei nº 10.438/2002). Tal revogação não proporcionará uma redução imediata da CDE, mas evitará que tal dispositivo seja utilizado futuramente para subsidiar uma redução forçada das tarifas de energia como equivocadamente o antigo governo federal procedeu em 2013.

Outro ponto que necessita de aperfeiçoamentos no setor elétrico é a comercialização de energia. Considerando o disposto na Lei nº 13.303, de 2016, a chamada lei das estatais, torna-se necessário ajuste na Lei nº 10.438, de 2002, que trata da comercialização de energia por empresas estatais. Com essa adequação, proporciona-se maior competitividade das empresas de controle público com as empresas privadas no mercado livre de energia.

A legislação vigente estabelece prazos para realização de leilões de energia existente e energia nova, sendo que os leilões de energia existentes devem prever a entrega da energia até dois anos adiante e os leilões de energia nova devem ser realizados 3 ou 5 anos antes da data de entrega. Esses prazos limites acabam por limitar a atuação do Poder Concedente na definição da melhor forma de atender a demanda das distribuidoras e definir a expansão da geração de energia.

Por isso, propomos a possibilidade de realização de leilões de energia existente para um horizonte de até 5 anos, o que permitirá atender o mercado de energia das distribuidoras com um planejamento adequado e sem expandir desnecessariamente a oferta de energia nova.

Quanto aos leilões de energia nova, também entendemos adequado proporcionar maior flexibilidade ao poder concedente, inclusive possibilitando que sejam estabelecidos prazos para entrega de energia nova de até 7 anos, o que se mostra mais compatível com o porte de determinados empreendimentos hidrelétricos. Com a alteração proposta, poderão ser realizados leilões A-3, A-4, A-5, A-6 e A-7, permitindo uma maior otimização pelo poder concedente da contratação de energia pelas distribuidoras.

Ainda de forma a contribuir para a melhoria do modelo de comercialização de energia no país, propomos a ampliação do prazo de um para dois anos de entrada em operação comercial para que usinas possam participar dos leilões para expansão da oferta de energia. Com isso, permite-se que empreendimentos parcialmente descontratados possam suprir a falta de energia de empreendimentos que foram contratados, mas que dificilmente se concretizarão nos prazos previstos.

Também sobre a comercialização de energia, é necessário tratarmos aqueles empreendimentos de geração outorgados com contratos no Ambiente Regulado e como Energia de Reserva que enfrentam grandes

atrasos e poucas perspectivas de implantação, ainda mais em momentos em que as distribuidoras se encontram sobrecontratadas, como é o caso atual da grande maioria das distribuidoras do país.

Como solução para essa questão em que de um lado temos agentes geradores com grandes dificuldades para implantar seus empreendimentos e do outro distribuidoras com excesso de energia contratada, propomos, de forma excepcional, a possibilidade de descontratação dos empreendimentos de geração mediante execução de parcela das garantias e pagamento de multas. Com isso, confere-se maior realismo à operação e planejamento do sistema elétrico, sendo possível uma avaliação da real necessidade da expansão e da real sobrecontratação dos agentes. Além disso, tal medida permite a liberação de pontos de escoamento nos sistemas de transmissão para novos agentes geradores, que hoje encontram-se impedidos de acessar à rede pela sua virtual ocupação.

Outra questão que é preciso ser enfrentada no setor elétrico consiste na compensação financeira pela exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica – CFURH repassada aos estados e municípios.

Essa compensação financeira corresponde a um percentual de 6,75% do valor da energia gerada, sendo o valor total da energia produzida obtido pelo produto da energia de origem hidráulica efetivamente verificada, medida em MWh, pela Tarifa Atualizada de Referência fixada pela ANEEL.

O montante arrecadado é distribuído da seguinte forma:

- a) 6% do valor da energia produzida dividido entre os Estados, Municípios e órgãos da administração direta da União, na proporção abaixo:
 - 45% aos Estados;
 - 45% aos Municípios;
 - 3% ao Ministério de Meio Ambiente;
 - 3% ao Ministério de Minas e Energia; e
 - 4% ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT.

- b) 0,75% do valor da energia produzida destinado ao Ministério do Meio Ambiente, para aplicação na implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos.

Em 2015, a CFURH arrecadou um total de R\$ 1,66 bilhão, sendo a parte destinada aos estados e municípios de R\$ 666 milhões cada. Considerando os grandes impactos causados pela construção dos reservatórios de hidrelétricas, propomos aumento na compensação financeira total para 7,0%, sendo esse diferencial de 0,25% destinados principalmente a estados e municípios. Tal alteração causará impacto mínimo nas tarifas de energia e e proporcionará alívio financeiro para os estados e municípios impactados diretamente pela construção dos reservatórios de usinas hidrelétricas.

Outra modificação necessária na legislação se refere à composição do Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República - CPPI, criado pela Lei nº 13.334, de 13 de setembro de 2016. A alteração proposta consiste na inclusão do Ministro de Minas e Energia na composição do Conselho, pois as atividades do âmbito do MME são diretamente relacionadas à política de desenvolvimento da infraestrutura nacional por meio do Programa de Parcerias de Investimentos – PPI.

Entendemos adequado promover ajuste na legislação do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI no que se refere ao prazo em que o empreendedor pode usufruir da suspensão da exigência de PIS/PASEP e COFINS. A lei estabelece o prazo de 5 anos, que vem se mostrando insuficiente tendo em vista as dificuldades enfrentadas pelos empreendedores para implantarem seus empreendimentos nos prazos esperados. Desta forma, a ampliação do prazo para 10 anos vem ao encontro dos interesses do setor de infraestrutura e do desenvolvimento econômico do país, mantendo importante benefício para a viabilidade dos projetos de energia elétrica. Destacamos que a dilatação do prazo do benefício não repercute, direta ou indiretamente, no aumento de preços e tarifas de energia elétrica.

De forma a contribuir para a expansão da matriz de geração de energia e o desenvolvimento econômico e ambiental do país,

entendemos necessário propor um plano de modernização do parque atual de geração termelétrica movido à carvão mineral. O plano consistirá na implantação de novas usinas de carvão mais eficientes e com redução de emissão de gases efeito estufa.

Com isso, espera-se que, a partir de 2023, as emissões de CO₂ decorrentes da geração de energia da fonte de carvão mineral se reduzirão e também as usinas ineficientes existentes atualmente serão substituídas por usinas mais eficientes, o que se refletirá inclusive na redução dos subsídios da CDE.

Outra forma de geração de energia que precisa de incentivos é a geração distribuída, que ocorre principalmente por meio de fonte solar a partir de painéis fotovoltaicos instalados em unidades consumidoras. De forma a aumentar a segurança jurídica para que os investimentos sejam realizados em tal modalidade de geração, propomos adequação na legislação de isenção de PIS/Pasep e COFINS para que sejam capturadas as últimas alterações na legislação do sistema de compensação de energia de responsabilidade da ANEEL.

Dentro da legislação do setor elétrico, entendemos necessário promover ajustes no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), mecanismo de compartilhamento do risco hidrológico entre os agentes de geração hidrelétrica participantes.

As usinas não despachadas centralizadamente vêm sofrendo tratamento diferenciado em relação às usinas despachadas pelo Operador, podendo ser excluídas do MRE por não atender tais requisitos exigidos. Neste sentido, não entendemos justo tal tratamento não isonômico entre os agentes que são, da mesma maneira, dependentes da hidrologia. A exclusão de um empreendimento do MRE compromete a viabilidade econômico-financeira dos empreendimentos sem um fator que inibe investimentos em usinas hidrelétricas de pequeno porte.

Entendemos que a maneira correta de se garantir o uso do benefício de compartilhamento do risco dado pelo MRE não é por meio da expulsão compulsória dos geradores não despachados, mas sim por meio da correta calibragem da garantia física de cada empreendimento. Propomos, portanto, dispositivo que trata do tema, vedando a exclusão das usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente do MRE.

Em face do exposto, voto pela constitucionalidade e juridicidade da Medida Provisória nº 735, de 2016, e das emendas apresentadas, bem como pelo atendimento dos pressupostos de relevância, urgência e adequação orçamentária e financeira. No mérito, voto pela APROVAÇÃO da Medida Provisória com acatamento total ou parcial das emendas nº 4, 5, 8, 11, 12, 14, 15, 16, 17, 18, 25, 33, 35, 42, 46, 48, 50, 51, 53, 55, 59, 60, 62, 78, 80, 82, 85, 87, 92, 93, 94, 98, 100, 101, 108 e 124 e rejeição das demais emendas, na forma do seguinte projeto de lei de conversão.

Sala da Comissão, em de de 2016.

Deputado JOSÉ CARLOS ALELUIA
Relator

PROJETO DE LEI DE CONVERSÃO Nº , DE 2016
(Medida Provisória nº735, de 2015)

Altera as Leis nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 10.438, de 26 de abril de 2002, , nº 10.848, de 15 de março de 2004, nº 11.488, de 15 de junho de 2007, nº 11.909, de 4 de março de 2009, nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012 nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, nº 13.334, de 13 de setembro de 2016 e dá outras providências.

O Congresso Nacional decreta:

Art. 1º O art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“**Art. 4º**

.....

§ 3º Os concessionários de serviços públicos de energia elétrica depositarão mensalmente, até o dia quinze de cada mês seguinte ao de competência, as parcelas duodecimais de sua quota anual de reversão na conta corrente a ser indicada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

.....

§ 4º O poder concedente definirá a destinação específica dos recursos da RGR aos fins estipulados neste artigo:

.....

III - custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidroelétricos;

.....

VI – empréstimos destinados a custeio ou investimento a serem realizados por empresa controlada direta ou indiretamente pela União que tenha sido designada à prestação de serviço nos termos do §1º do art. 9º da Lei nº 12.783, de 2013; e

VII – prover recursos para os dispêndios da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

.....

§ 6º Para a finalidade de que trata o inciso III do § 4º, deverão ser destinados ao Ministério de Minas e Energia - MME 3% (três por cento) dos recursos da Reserva Global de Reversão – RGR

.....

§ 10. Até 30 de maio de 2017, terá início a assunção pela CCEE das competências previstas § 5º, até então atribuídas à Eletrobras, sem prejuízo da atuação dos órgãos de controle, interno ou externo da Administração Pública Federal, sobre a gestão da RGR” (NR)

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

“**Art. 13.**

.....

VII - prover recursos para compensar descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição e nas tarifas de energia elétrica, conforme regulamentação do Poder Executivo;

.....

XII - prover recursos para o pagamento dos valores relativos à administração e movimentação da CDE, CCC e Reserva Global de Reversão - RGR pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, incluídos os custos administrativos, financeiros e encargos tributários; e

XIII - prover recursos para compensar o impacto tarifário da reduzida densidade de carga do mercado de cooperativas de eletrificação rural, concessionárias ou permissionárias, em relação à principal concessionária de distribuição supridora, na forma definida pela ANEEL.

.....

§ 1º-B. Os pagamentos de que trata o inciso IX do caput serão de, no mínimo, R\$ 3.500.000.000,00 (três bilhões e quinhentos milhões de reais) até o exercício de 2017, sujeitos à disponibilidade orçamentária e financeira.

§ 1º-C. O ativo constituído de acordo com o inciso IX do caput fica limitado à disponibilidade de recursos de que trata o § 1º-B,

destinados a esse fim, vedado o repasse às quotas anuais e a utilização dos recursos de que trata o § 1º.

.....

§ 2º-A. O poder concedente deverá apresentar, conforme regulamento, um plano de redução estrutural das despesas da CDE até 31 de dezembro de 2017, devendo conter, no mínimo:

I - proposta de rito orçamentário anual;

II - limite de despesas anuais;

III - critérios para priorização e redução das despesas; e

IV - instrumentos aplicáveis para que as despesas não superem o limite de cada exercício.

.....

§ 3º-A. O disposto no § 3º aplica-se até 31 de dezembro de 2016.

§ 3º-B. A partir de 1º de janeiro de 2030, o rateio das quotas anuais da CDE deverá ser proporcional ao mercado consumidor de energia elétrica atendido pelos concessionários e pelos permissionários de distribuição e de transmissão, expresso em MWh.

§ 3º-C. De 1º de janeiro de 2017 até 31 de dezembro de 2029, a proporção do rateio das quotas anuais da CDE deverá ajustar-se gradual e uniformemente para atingir aquela prevista no § 3º-B.

§ 3º-D. A partir de 1º de janeiro de 2030, o custo do encargo tarifário por MWh das quotas anuais da CDE pagas pelos consumidores atendidos em nível de tensão igual ou superior a

69 quilovolts será um terço daquele pago pelos consumidores atendidos em nível de tensão inferior a 2,3 quilovolts.

§ 3º-E. A partir 1º de janeiro de 2030, o custo do encargo tarifário por MWh das quotas anuais da CDE pagas pelos consumidores atendidos em nível de tensão igual ou superior a 2,3 quilovolts e inferior a 69 quilovolts será dois terços daquele pago pelos consumidores atendidos em nível de tensão inferior a 2,3 quilovolts.

§ 3º-F. De 1º de janeiro de 2017 até 31 de dezembro de 2029, o custo do encargo tarifário por MWh das quotas anuais da CDE deverá ajustar-se gradual e uniformemente para atingir as proporções previstas nos §§ 3º-D e 3º-E.

§ 3º-G. A partir de 1º de janeiro de 2017, o consumidor beneficiado pela Tarifa Social de Energia Elétrica ficará isento do pagamento das quotas anuais da CDE.

§ 4º-A. A partir de 1º de janeiro de 2017, o valor anual destinado para garantir a compra mínima de que trata o § 4º deste artigo:

I – será limitado, para cada beneficiário, ao valor médio desembolsado nos três anos anteriores corrigido pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE, ou outro que o substituir; e

II – deverá descontar, para cada beneficiário, o estoque de carvão mineral custeado pela CDE e não consumido no ano anterior.

.....

§ 5º-A. Até 1º de maio de 2017, terá início a administração e movimentação da CDE e a CCC pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, sem prejuízo da atuação dos órgãos de controle, interno ou externo da Administração Pública Federal, sobre a gestão dessas contas.

§ 5º-B. Os valores relativos à administração dos encargos setoriais de que trata o § 5º-A e da Reserva Global de Reversão - RGR, incluídos os custos administrativos, financeiros e encargos tributários incorridos pela CCEE, deverão ser custeados integralmente à CCEE com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, conforme regulação da ANEEL, não podendo exceder a 0,2% (dois décimos por cento) do orçamento anual da CDE, sendo excluído desse limite os encargos tributários.

.....

§ 12. As receitas e despesas da CDE deverão ser publicadas mensalmente pela CCEE, em sítio da rede mundial de computadores, com informações relativas aos beneficiários das despesas cobertas pela CDE e os respectivos valores recebidos.

§ 13. A CDE cobrirá as despesas assumidas relacionadas à amortização de operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão das concessões e para atender à finalidade de modicidade tarifária, nas condições, valores e prazos em que essas obrigações foram atribuídas à CDE.

§ 14. Na aplicação dos recursos de que tratam os incisos VI e XIII, as concessionárias de serviço público de distribuição cujos mercados próprios sejam inferiores a 500 GWh/ano e que sejam cooperativas de eletrificação rural terão o mesmo tratamento

conferido às cooperativas de eletrificação rural enquadradas como permissionárias de distribuição de energia elétrica.” (NR)

“**Art. 16.** É vedado à concessionária e permissionária de serviço público federal de energia elétrica, bem como à sua controlada ou coligada, controladora direta ou indireta e outra sociedade igualmente controlada ou coligada da controladora comum, explorar o serviço público estadual de gás canalizado, salvo quando o controlador for pessoa jurídica de direito público interno, vedação não extensiva aos agentes autorizados de geração de energia elétrica.” (NR)

“**Art. 27.**

.....

§ 4º No Ambiente de Contratação Livre, a compra e a venda de energia elétrica pelos agentes de que trata o **caput** e pelos demais agentes autorizados sob controle federal, estadual e municipal será realizada na forma prevista no inciso I, §3º do art. 28 e no inciso XVIII do art. 29 da Lei nº 13.303, de 30 de junho de 2016.” (NR)

Art. 3º A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“**Art. 13.** As atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica, integrantes do Sistema Interligado Nacional – SIN e as atividades de previsão de carga e planejamento da operação do Sistema Isolado - SISOL, serão executadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, mediante autorização do Poder Concedente, fiscalizado e regulado pela ANEEL, a ser integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores que tenham exercido a

opção prevista nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e que sejam conectados à rede básica.

Parágrafo único.

g) A partir de 1º de maio de 2017, a previsão de carga e o planejamento da operação do Sistema Isolado – SISOL, considerando um período de transição das atividades da Eletrobras para o ONS até 30 de abril de 2017. ” (NR)

“**Art. 17.** A compensação financeira pela utilização de recursos hídricos de que trata a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, será de sete por cento sobre o valor da energia elétrica produzida, a ser paga por titular de concessão ou autorização para exploração de potencial hidráulico aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios em cujos territórios se localizarem instalações destinadas à produção de energia elétrica, ou que tenham áreas invadidas por águas dos respectivos reservatórios, e a órgãos da administração direta da União de 7 de julho de 1995, e que sejam conectados à rede básica.

§1º

I – seis inteiros e vinte e cinco centésimos por cento do valor da energia produzida serão distribuídos entre os Estados, Municípios e órgãos da administração direta da União, nos termos do art. 1º da Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, com a redação dada por esta Lei;

.....” (NR)

Art. 4º O art. 3º da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“**Art. 3º**

.....

§2º-B. A partir de 1º de janeiro de 2030, 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 2021 a 31 de dezembro de 2029, 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, 1/10 (um décimo) dos encargos setoriais. ” (NR)

Art. 5º A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“**Art. 1º**

.....

§ 9º Vencido o prazo das concessões ou autorizações de geração hidrelétrica de potência igual ou inferior a 5 MW (cinco megawatts) aplica-se o disposto no art. 8º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

..... ” (NR)

“**Art. 2º** As outorgas de concessão e autorização para aproveitamento de potencial hidráulico maior que 5.000 kW (cinco mil kilowatts) e inferior ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil kilowatts), desde que ainda não tenham sido prorrogadas e

estejam em vigor quando da publicação desta Lei, poderão ser prorrogadas a título oneroso em conformidade com o previsto no § 1º-A.

.....

§ 1º-A. Ao titular da outorga de que trata o **caput** será facultado prorrogar o respectivo prazo de vigência por 30 (trinta) anos, nos termos da legislação vigente para essa faixa de potencial hidráulico, desde que se manifeste nesse sentido ao Poder Concedente em até 360 (trezentos e sessenta) dias após receber a comunicação do valor do Uso de Bem Público - UBP, referida no § 1º-B, hipótese em que estará automaticamente assumindo, de forma cumulativa, as seguintes obrigações.

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 (s) Município (s) de localidade do aproveitamento, limitada, para os aproveitamentos autorizados de potência maior que 5.000 kW (cinco mil kilowatts) e igual ou inferior a 30.000 kW (trinta mil kilowatts), em 50% do valor calculado conforme estabelecido no art. 17 da Lei nº 9.648 de 27 de maio de 1998,

§ 1º-B. Em no mínimo 2 (dois) anos antes do final do prazo da outorga, o poder concedente informará ao titular da outorga, para os fins da prorrogação facultada no § 1º-A, o valor do Uso de Bem Público – UBP, aplicável ao caso, que deverá atender aos princípios de razoabilidade, 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.

.....

§ 5º O pagamento pelo uso do bem público será revertido em favor da modicidade tarifária, conforme regulamento do Poder Concedente

§ 6º Não havendo, no prazo estabelecido no § 1º-B, manifestação de interesse do titular da outorga em sua prorrogação, o Poder Concedente instaurará processo licitatório para outorgar a novo titular a exploração do aproveitamento.

§ 7º O titular de outorga com prazo de 30 (trinta) anos, cuja instalação esteja em operação e não tenha sido objeto de penalidade pela ANEEL quanto ao cumprimento do cronograma de implantação, pode optar por manter o prazo original, porém contado a partir da declaração da operação comercial da primeira unidade geradora, ajustando-se o respectivo termo de outorga. ” (NR)

“**Art. 4º** O poder concedente poderá autorizar, conforme regulamento, plano de metas, investimentos, expansão e ampliação de usinas hidrelétricas cujas concessões forem prorrogadas nos termos desta Lei, observado o princípio da modicidade tarifária. ” (NR)

“**Art. 8º**

.....

§1º-A. É facultado à União, quando o prestador do serviço for pessoa jurídica sob seu controle direto ou indireto, promover a licitação de que trata o **caput** associada à transferência de controle da pessoa jurídica prestadora do serviço, outorgando

contrato de concessão ao novo controlador pelo prazo de 30 anos, ficando a Eletrobras, nos casos em que o contrato de garantia assim o exigir, obrigada a manter os contratos de garantia coligados aos contratos de energia e gás natural celebrados para suprimento do prestador de serviço.

§1º-B. Fica a Eletrobras dispensada de manter os contratos de garantias de que trata o §1º-A havendo concordância do contratado.

§ 1º-C. Quando o prestador do serviço for pessoa jurídica sob controle direto ou indireto de Estado, Distrito Federal ou Município, é facultado à União outorgar contrato de concessão pelo prazo de 30 anos associado à transferência de controle da pessoa jurídica prestadora do serviço, desde que:

I - a licitação, na modalidade leilão ou concorrência, seja realizada pelo controlador até 28 de fevereiro de 2018; e

II - a transferência de controle seja realizada até 30 de junho de 2018.

§ 1º-D. A licitação de que trata o §1º-C poderá ser realizada pela União mediante autorização do controlador.

.....” (NR)

“Art. 9º

.....

§7º Caso o titular de que trata o **caput** seja pessoa jurídica sob controle direto ou indireto de Estado, Distrito Federal ou Município e permaneça responsável pela prestação do serviço até a assunção do novo concessionário, poderá a União autorizar

o titular a fazer uso das prerrogativas constantes nos §§2º ao 6º deste artigo até a data prevista no inciso II do § 1º-C do art. 8º.

“**Art. 11.**

.....

§ 5º Nos primeiros cinco anos da prorrogação referida nesta Lei, em caso de transferência de controle, mediante processo licitatório, de pessoa jurídica originariamente sob controle direto ou indireto da União, de Estado, do Distrito Federal ou de Município, o poder concedente poderá estabelecer no edital de licitação a assinatura de termo aditivo com a finalidade de deslocar temporalmente as obrigações do contrato de concessão, de modo que fiquem compatíveis com a data de assunção da pessoa jurídica pelo novo controlador.

§ 6º Para as transferências de controle de que tratam os §1º-A e §1º-C do art. 8º e §5º deste art. 11, o poder concedente deverá definir metas de universalização do uso da energia elétrica a serem alcançadas pelos novos controladores.

§ 7º Os editais de licitação de transferência de controle acionário de que tratam os §1-A e §1-C do art. 8º e §5º deste art. 11 deverão prever a obrigação por parte do novo controlador de manter, por no mínimo 2 (dois) anos contados a partir da assunção do novo controlador, pelo menos oitenta por cento do número total de empregados existente quando da publicação do edital, sendo que, no mínimo, cinquenta por cento dos empregados do quadro atual deverão ser mantidos nesse período.

§ 8º Em caso de transferência de controle acionário de pessoa jurídica originariamente sob controle direto ou indireto da União, de Estado, do Distrito Federal ou de Município, poderão,

a União e o controlador originário, se diverso da União, alocar os empregados em outras empresas públicas ou sociedades de economia mista de seu respectivo controle.” (NR)

Art. 6º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“**Art. 4º-C.** O concessionário, permissionário ou autorizado de serviços e instalações de energia elétrica poderá apresentar plano de transferência de controle societário como alternativa à extinção da outorga, conforme regulação da ANEEL.

§ 1º O plano de transferência de controle societário deverá demonstrar a viabilidade da troca de controle e o benefício dessa medida para a adequação do serviço prestado.

§ 2º A aprovação do plano de transferência de controle societário pela ANEEL suspenderá o processo de extinção da concessão.

§ 3º A transferência do controle societário, dentro do prazo definido pela ANEEL, ensejará o arquivamento do processo de extinção da concessão.”

“**Art. 4º-D.** Os concessionários ou autorizatários, cujos ativos de geração licitados ou autorizados estejam com cronograma de implantação atrasado em mais de 12 meses terão o prazo de 60 (sessenta) dias, a partir da publicação desta Lei, para requerer à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, por sua conta e risco, a rescisão de seus contratos de concessão ou outorga de autorização, sendo-lhes assegurado, no que couber:

I - a liberação ou restituição de 70% das garantias de cumprimento das obrigações do contrato de concessão ou da autorização;

II - a rescisão de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR ou de Contratos de Energia de Reserva - CER, vinculados ao empreendimento de geração, pagando-se 20% das multas contratuais;

III - o não pagamento pelo uso de bem público de aproveitamentos hidrelétricos durante a vigência do contrato de concessão; e

IV - o ressarcimento dos custos incorridos na elaboração de estudos ou projetos que venham a ser aprovados para futura licitação para exploração de aproveitamentos hidrelétricos, nos termos do art. 28 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

Parágrafo único. O disposto no inciso I também se aplica a garantias de fiel cumprimento para as quais o processo de execução da garantia não esteja concluído até 1º de novembro de 2016.”

“**Art. 5º**

I - o aproveitamento de potenciais hidráulicos e a implantação de usinas termelétricas de potência superior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts), destinados a execução de serviço público;

II - o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts), destinados à produção independente de energia elétrica;

.....”(NR)

“**Art. 7º**

.....

II - o aproveitamento de potenciais hidráulicos, de potência superior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e igual ou inferior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts), destinados a uso exclusivo do autoprodutor.

.....” (NR)

“**Art. 8º** O aproveitamento de potenciais hidráulicos e a implantação de usinas termoelétricas de potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) estão dispensadas de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicados ao poder concedente.

§ 1º Não poderão ser implantados aproveitamentos hidráulicos descritos no **caput** que estejam localizados em trechos de rios em que outro interessado detenha Registro Ativo para a elaboração de estudos de inventário, desenvolvimento de Projeto Básico ou Estudo de Viabilidade no âmbito da Aneel, ou ainda em que já haja aproveitamento outorgado.

§ 2º No caso de empreendimento hidrelétrico igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts), construído em rio sem inventário aprovado pela Aneel, na eventualidade do mesmo ser afetado por aproveitamento ótimo do curso d’água, não caberá qualquer ônus ao poder concedente ou a Aneel;

§ 3º Os empreendimentos hidrelétricos de potência igual ou inferior a 5.000 kW deverão respeitar a partição de quedas aprovada no inventário do respectivo rio. ” (NR)

.....
 “**Art. 15.**

§2º-A. A partir de 1º de janeiro de 2019, os consumidores existentes em 7 de julho de 1995 com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão inferior a 69 kV, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema

§ 2º-B ° A partir de 1º de janeiro de 2022, os consumidores com carga igual ou superior a 2.500 kW (dois mil e quinhentos quilowatts), atendidos em qualquer nível de tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado.

§ 2º-C. A partir de 1º de janeiro de 2023, os consumidores com carga igual ou superior a 2.000 kW (dois mil quilowatts), atendidos em qualquer nível de tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado.

§ 2º-D. A partir de 1º de janeiro de 2024, os consumidores com carga igual ou superior a 1.500 kW (mil e quinhentos quilowatts), atendidos em qualquer nível de tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado.

§ 3º O poder concedente poderá antecipar os prazos e diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos neste e no art. 16 desta Lei e no §5º-A do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

.....” (NR)

”Art. 16.

Parágrafo único. Aplica-se aos novos consumidores com carga inferior a 3.000 kW, atendidos em qualquer nível de tensão, o disposto nos §§ 2º-B ao 2º-D. ” (NR)

Art. 7º O art. 4º da Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 4º Ressalvado o disposto no art. 2º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, é isenta do pagamento de compensação financeira a energia elétrica:

.....” (NR)

Art. 8º A Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“**Art. 4º**

.....

§ 4º O edital de licitação poderá prever a inversão da ordem das fases de habilitação e julgamento, hipótese em que:

I - encerrada a fase de classificação das propostas ou o oferecimento de lances, será aberto o invólucro com os documentos de habilitação do licitante mais bem classificado, para verificação do atendimento das condições fixadas no edital;

II - verificado o atendimento das exigências do edital, o licitante será declarado vencedor;

III - inabilitado o licitante melhor classificado, serão analisados os documentos de habilitação do licitante com a proposta classificada em segundo lugar, e assim sucessivamente, até que um licitante classificado atenda às condições fixadas no edital; e

IV - proclamado o resultado do certame, o objeto será adjudicado ao vencedor nas condições técnicas e econômicas por ele ofertadas.” (NR)

“**Art. 13.** Observados os privilégios legais, o titular dos recursos oriundos da venda de ações ou de bens deverá utilizá-los, obrigatoriamente, na quitação de suas dívidas vencidas e vincendas perante a União, incluindo suas empresas públicas.” (NR)

“**Art. 13-A.** Fica vedada, por um período de vinte e quatro meses, no âmbito dos processos de desestatização a que se refere esta Lei, atendido preliminarmente o disposto no art. 13, a contratação pelo titular dos recursos oriundos da venda de ações ou de bens de operações de crédito, ainda que sob a forma de novação, refinanciamento ou postergação de dívida já contraída, junto às instituições financeiras controladas direta ou indiretamente pela União.

§ 1º O disposto no art. 13 desta Lei se aplica também às dívidas vencidas e vincendas do titular dos recursos oriundos da venda de ações ou de bens junto às instituições financeiras e empresas públicas controladas direta ou indiretamente pela União.

§ 2º Sem prejuízo do que prescreve a Resolução nº 48, de 2007, do Senado Federal, fica vedado à União, em caráter excepcional, conceder garantias em operações de crédito, internas ou externas, do titular dos recursos oriundos da venda de ações ou de bens no âmbito dos processos de desestatização a que se refere o **caput**.”

“**Art. 14.** Os pagamentos para aquisição de bens e direitos no âmbito do Programa Nacional de Desestatização serão realizados por meio de moeda corrente.

Parágrafo único. O Presidente da República, por recomendação do Conselho Nacional de Desestatização, poderá autorizar outros meios de pagamento, no âmbito do Programa Nacional de Desestatização.” (NR)

Art. 9º A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 3º

§1º

§ 2º No exercício da competência prevista no inciso XI, a ANEEL deverá definir o valor da subvenção prevista no inciso XIII do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a ser recebida por cooperativas de eletrificação rural, concessionárias ou permissionárias, para compensar a reduzida densidade de carga de seu mercado, quando for o caso.

§ 3º A subvenção a que se refere o § 4º será calculada pela ANEEL a cada revisão tarifária ordinária da principal concessionária de distribuição supridora da cooperativa de eletrificação rural, concessionária ou permissionária, devendo o valor encontrado ser atualizado pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE, ou outro que o substituir, nos processos subsequentes de reajuste tarifário.

§ 4º A subvenção será igual ao valor adicional de receita requerida que precisaria ser concedido à principal concessionária de distribuição supridora, caso os ativos, mercado e consumidores da cooperativa de eletrificação rural, concessionária ou permissionária, fizessem parte de sua concessão.

§ 5º O disposto neste artigo aplica-se a partir do processo tarifário da cooperativa de eletrificação rural, concessionária ou permissionária, que suceder a revisão tarifária ordinária da principal concessionária supridora, mesmo que esta tenha ocorrido nos anos de 2015 ou 2016, sempre com efeitos prospectivos, nos termos da regulação da ANEEL.

§ 6º A partir da definição da subvenção de que trata o § 4º, os descontos concedidos às cooperativas de eletrificação rural, concessionárias ou permissionárias, nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão e nas tarifas de energia serão reduzidos até a sua extinção, sendo a redução por processo tarifário de que trata o §5º limitada pelo impacto do processo tarifário, máximo de vinte por cento. ” (NR)

“**Art. 26.**

I - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e igual ou inferior a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica;

.....

VI - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e igual ou inferior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts), destinado à produção independente ou autoprodução, independentemente de ter ou não característica de pequena central hidrelétrica.

§ 1º Para o aproveitamento referido no inciso I do **caput** deste artigo, para os empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração

qualificada, conforme regulamentação da Aneel, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia:

.....

§ 1º-C. Os percentuais de redução a que se referem os §1º, §1º-A e § 1º-B a serem aplicados às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia, para empreendimentos com base em fontes eólica e biomassa que venham a ser outorgados a partir de 1º de janeiro de 2017, terão vigência de cinco anos após a entrada em operação comercial do empreendimento, sendo extintos após o período.

§ 1º-D. Os percentuais de redução a que se referem os §1º, §1º-A e §1º-B não serão aplicados aos empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada que tiverem as suas outorgas de autorização prorrogadas.

.....

§ 4º Ressalvado o disposto no art. 2º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, é estendida às usinas hidrelétricas referidas no inciso I que iniciarem a operação após a publicação desta Lei, a isenção de que trata o inciso I do art. 4º da Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989.

§ 5º O aproveitamento referido nos incisos I e VI do **caput** deste artigo, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e aqueles com base em fontes

solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (quinhentos quilowatts), observados os prazos de carência constantes dos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, conforme regulamentação da Aneel, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem, sem prejuízo do previsto nos §§ 1º e 2º deste artigo.

§5º-A. A partir de 1º de janeiro de 2023, a comercialização de energia de que trata o §5º poderá ser realizada com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 400 kW (quatrocentos quilowatts).

.....

§ 10. Nos processos de outorga de autorização, inclusive na realização dos estudos e projetos, é facultado ao agente interessado a apresentação de qualquer uma das modalidades de garantia previstas no §1º, art. 56, da Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993. ” (NR)

Art. 10. A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“**Art. 1º**

.....

§ 4º

I - a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para o atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas e de cargas que se habilitem como interruptíveis.

.....” (NR)

“Art. 2º

§ 2º

II - para a energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, início de entrega no mesmo ano ou até no quinto ano subsequente ao da licitação e prazo de suprimento de no mínimo 1 (um) e no máximo 15 (quinze) anos;

III - para a energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, início de entrega a partir do 3º (terceiro) e até o 7º (sétimo) ano após a licitação, com prazo de suprimento de no mínimo 15 (quinze) e no máximo 35 (trinta e cinco) anos.

§ 7º-A.

I – não tenham entrado em operação comercial; ou

.....
 III – tenham entrado em operação comercial nos dois anos anteriores à data de realização da licitação.

Art. 11. A Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“**Art. 5º** O benefício de que tratam os arts. 3º e 4º desta Lei poderá ser usufruído nas aquisições e importações realizadas no período de 10 (dez) anos, contado da data da habilitação da pessoa jurídica, titular do projeto de infraestrutura.

.....”(NR)

“**Art 26.**

.....
 III - que a energia elétrica produzida no empreendimento deva ser destinada, no todo ou em parte, para seu uso exclusivo, ou uso de empresas controladoras, controladas ou coligadas do mesmo grupo econômico, a qual pertença, na proporção da participação.” (NR)

Art. 12. A Lei nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012, passa a vigorar acrescida do seguinte art 14-A:

“**Art 14-A.** Considerando o interesse público, o poder concedente poderá, como alternativa à extinção de concessão de transmissão de energia elétrica cujo contrato de concessão tenha sido celebrado até 31 de dezembro de 2015 e não tenha entrado em operação comercial, realizar licitação para alienação do controle societário ou da integralidade das participações no capital social da concessionária.

Parágrafo único. O poder concedente poderá estabelecer no edital de licitação de que trata o **caput** a assinatura de termo aditivo ao contrato de concessão com a finalidade de modificar condições como prazo e receita de modo que fiquem compatíveis com as características do empreendimento e condições econômico-financeiras do momento de realização da licitação.” (NR)

Art. 13. O art. 7º da Lei nº 13.334, de 13 de setembro de 2016, passa a vigorar com a seguinte alteração.

“Art 7º

.....

§ 1º Serão membros do CPPI, com direito a voto, o Secretário-Executivo da Secretaria do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República - SPPI, que também atuará como Secretário-Executivo do Conselho; o Ministro-Chefe da Casa Civil; os Ministros de Estado da Fazenda, do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão, de Minas e Energia, dos Transportes, Portos e Aviação Civil e o do Meio Ambiente; o Presidente do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES e o Presidente da Caixa Econômica Federal.

.....” (NR)

Art. 14. O art. 8º da Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, passa a vigorar com a seguinte alteração:

“Art. 8º

§ 1º - Para fins de disposto no **caput**, entende-se por outra unidade consumidora do mesmo titular:

I - as unidades consumidoras da matriz e das filiais de uma mesma Pessoa Jurídica; e

II - as unidades consumidoras em locais diferentes das unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída, nas quais a energia será compensada, de titularidade de uma mesma Pessoa Física.

§ 2º O benefício de que trata o **caput** se aplica ainda:

I - aos participantes de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras que sejam titulares do sistema de microgeração ou minigeração; e

II - aos participantes de consórcio ou cooperativa titulares do sistema de microgeração ou minigeração na modalidade geração compartilhada.

§3º O benefício de que trata o **caput** se aplica inclusive aos encargos de conexão ou uso do sistema de distribuição, desde que correspondentes à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados, no mesmo mês ou em meses anteriores. ” (NR)

Art. 15. A Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, passa a vigorar com a seguinte redação:

“**Art. 46.**

.....

§ 4º O autoprodutor e o autoimportador, até a fixação da tarifa a que se refere o § 1º, devem pagar à concessionária estadual, desde o início da utilização do gás, o valor correspondente à mesma remuneração da tarifa de distribuição. ” (NR)

“**Art. 47.**

.....

§ 3º O gás natural produzido e não entregue às concessionárias estaduais para a prestação do serviço público a que se refere o art. 25, § 2º, da Constituição Federal, desde o início da sua utilização, deve ter seu volume medido antes ou após a unidade de processamento, de forma que o Agente que retire qualquer quantidade do gás de circulação pague a remuneração à concessionária de serviço de gás canalizado, podendo o Estado atuar conforme disposto no Decreto-Lei nº 3.365, de 1941, art. 2º e 5º, alínea “h”. ” (NR)

.....

“**Art. 56.**

.....

Parágrafo único. Entende-se por “regime de consumo”, a média aritmética anual do volume de gás natural consumido pelas unidades referidas no **caput** e entregues pelo mesmo agente supridor, nos três anos anteriores à publicação desta lei. ” (NR)

Art. 16. A integralidade do custo relativo ao fator multiplicador de 15,3 (quinze inteiros e três décimos) sobre o encargo de cessão de energia de que trata o Acordo por Notas Reversais entre o Governo da República Federativa do Brasil e o Governo da República do Paraguai sobre as Bases Financeiras do Anexo C do Tratado de Itaipu, firmado em 1º de setembro de 2009, , promulgado pelo Decreto nº 7.506, de 27 de junho de 2011, será incorporada à tarifa de repasse de ITAIPU Binacional, considerando o período a partir de 1º de janeiro 2016, vedado o pagamento com recursos do Orçamento Geral da União.

§ 1º Para a energia produzida pela usina de ITAIPU acima da energia alocada a ela pelo Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, o custo relativo ao encargo de que trata o **caput** será suportado pelos participantes do MRE.

§ 2º Os valores não pagos pela União à ITAIPU Binacional referentes às faturas vencidas entre 1º de janeiro de 2016 e a data de publicação desta lei, incluídos os acréscimos moratórios aplicáveis, e os valores referente ao disposto no § 1º deverão ser considerados pela Agência Nacional de Energia Elétrica –ANEEL no cálculo da nova tarifa de repasse de ITAIPU Binacional.

Art. 17. A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL deverá, excepcionalmente, analisar e estabelecer eventuais flexibilizações de metas e ajustes de procedimentos regulatórios e/ou definir novos períodos para correção das transgressões ou das inadimplências, mediante apresentação de um plano de transição regulatória e de recuperação da concessão de distribuição de energia elétrica, a ser aprovado e acompanhado pela ANEEL, nas seguintes situações:

I - após a confirmação de ocorrência ou existência de graves especificidades socioeconômicas ou ambientais de um Estado ou Município de uma dada concessão, ou após a comprovação de graves condições operacionais e de sustentabilidade econômico-financeira da concessão.

II – quando da ocorrência de situações específicas e peculiares intrínsecas às concessões, devidamente comprovadas, e que afetem a prestação do serviço adequado nos termos das metas e procedimentos regulatórios e na sustentabilidade da concessão.

Parágrafo único. O especificado neste artigo aplica-se às concessões prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, 11 de janeiro de 2013, e às concessões vincendas, não tratadas pela referida Lei, desde que celebrado aditivo ao contrato de concessão por opção do concessionário.

Art. 18. Havendo atraso no início da operação comercial decorrente de circunstâncias caracterizadas pela ANEEL como excludentes de responsabilidade, o prazo da outorga de geração ou transmissão de energia elétrica será recomposto pela ANEEL por meio da extensão da outorga pelo mesmo período do excludente de responsabilidade, bem como será feito o adiamento da entrega de energia caso o empreendedor tenha um contrato de venda em ambiente regulado, entendendo-se como excludentes de responsabilidade todas as ocorrências de caso fortuito e força maior, incluindo, mas não se limitando, aos casos de greves, suspensões judiciais, embargos por órgãos da administração pública direta ou indireta, não emissão de licenças ou autorizações pelos órgãos competentes por motivo não imputável ao empreendedor e invasões em áreas da obra, desde que reconhecidas pela ANEEL a ausência de responsabilidade do agente e o nexo de causalidade entre a ocorrência e o atraso na entrada em operação comercial.

Art. 19. O poder concedente deverá criar programa de modernização do parque termelétrico brasileiro movido a carvão mineral nacional para implantar novas usinas que entrem em operação a partir de 2023, com o intuito de preservar pelo menos até 2027, no mínimo, o nível de produção de carvão mineral nacional estabelecido no § 4º do artigo 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e incentivar a eficiência de geração, com redução da aplicação de recursos de que trata o inciso V do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Parágrafo único. O Programa de que trata o **caput** deverá estabelecer a redução, a partir de 2023, da emissão de gases de efeito estufa (CO₂/kwh) resultante da geração de energia elétrica a partir da fonte carvão mineral, em no mínimo, 10% (dez por cento) em relação ao parque termelétrico a carvão mineral nacional instalado na data de publicação desta lei.

Art. 20. Fica criado o Plano Nacional de Modernização das Redes de Energia Elétrica - InovaRede.

Parágrafo único. O InovaRede tem o objetivo de promover a modernização e universalização das redes de distribuição de energia elétrica no Brasil, de modo a propiciar:

I - o aumento da confiabilidade e redução do tempo de reestabelecimento do fornecimento de energia elétrica, com melhoria dos indicadores de qualidade;

II - a redução das perdas elétricas;

III – universalização rural;

IV – o desenvolvimento e ampliação de sistemas elétricos subterrâneos;

V – ampliação do uso de veículos elétricos, bem como de outras formas de armazenamento de energia elétrica;

VI - o gerenciamento do consumo de energia elétrica pelos consumidores;

VII – a sustentabilidade na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica e aumento da satisfação dos consumidores;

VIII – o desenvolvimento e ampliação de sistemas elétricos subterrâneos; e

IX - o fortalecimento dos instrumentos de captação financeira no mercado de capitais para os respectivos investimentos.

Art. 21. Ficam as concessionárias e permissionárias dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica autorizadas a submeter à aprovação da ANEEL as metas anuais do Plano Nacional de Modernização das Redes de Energia Elétrica visando promover a modernização de suas redes, bem como providenciar a instalação de

medidores eletrônicos inteligentes nas áreas onde houver justificativa econômica e condições técnicas.

Parágrafo único. O Plano encaminhado deverá detalhar todos os investimentos a serem feitos no seu âmbito, demonstrando a sua viabilidade técnica e econômica, bem como os resultados esperados de sua implementação.

Art. 22. Fica estabelecido o prazo de 5 anos, prorrogável por igual período, a critério do poder concedente, para o regime especial de reconhecimento e recuperação dos investimentos que fizerem parte do InovaRede.

§ 1º - Os investimentos elegíveis serão aqueles adicionais à quota de reintegração regulatória, mediante aferição da ANEEL.

§ 2º - Os projetos implantados no âmbito do InovaRede serão considerados investimentos prudentes para integrar a base de remuneração regulatória das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, conforme regulamentação da ANEEL.

§ 3º - Para efeito do cálculo anual das tarifas e até que ocorra o previsto no §2º, a ANEEL deverá calcular adicional tarifário, a cada processo tarifário anual, com vistas a conferir de forma imediata a depreciação e remuneração regulatória dos investimentos elegíveis executados.

Art. 23. Os empreendimentos hidrelétricos não-despachados centralizadamente, que optarem por participar do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, somente poderão ser excluídos do referido mecanismo por solicitação própria ou em caso de perda de outorga.

Parágrafo único. Os empreendimentos hidrelétricos de que trata o **caput** poderão ser objeto de revisão ordinária de suas garantias

físicas em periodicidade não inferior a um ano, ressalvados os novos empreendimentos, que serão aferidos após vinte e quatro meses de operação.

Art. 24. Ficam revogados:

I - os §§ 1º, 2º e 3º do art. 13 e os incisos I, II e III do **caput** do art. 14 da Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997;

II - o art. 4º da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015;

III – os incisos IV e VIII do art. 13 e os incisos I e III do §5º do art. 27 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002;

IV – os arts. 20 e 22 da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; e

V – os incisos I, II, IV e V do § 4º e os §§ 7º e 8º do art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971.

Art. 25. Esta lei entra em vigor na data de sua publicação.

Sala da Comissão, em de de 2016.

Deputado José Carlos Aleluia
Relator