

Minuta

PARECER Nº , DE 2015

Da COMISSÃO MISTA, sobre a Medida Provisória nº 688, de 18 de agosto de 2015, que dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, institui a bonificação pela outorga e altera a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, a Lei nº 12.783, 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de energia elétrica, e a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que institui o Conselho Nacional de Política Energética.

RELATOR: Senador EUNÍCIO OLIVEIRA

I – RELATÓRIO

Vem para a devida análise desta Comissão Mista a Medida Provisória (MPV) nº 688, de 18 de agosto de 2015, que faculta aos agentes de geração a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica e institui a bonificação pela outorga de concessões de usinas hidroelétricas, de ativos de transmissão e de distribuição alcançadas pelos artigos 19 e 22 e pelo § 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

Em consonância com o art. 62, § 9º, da Constituição Federal, cabe a esta Comissão Mista examinar a Medida Provisória em referência e emitir parecer prévio à apreciação por cada uma das Casas Legislativas.

A MPV em análise é composta por quatro artigos mais cláusula de vigência, distribuídos em dois capítulos.

O Capítulo I é composto pelos artigos 1º e 2º. O art. 1º estabelece as condições para a repactuação do risco hidrológico associado a duas situações:

- 1) energia vinculada a contratos no Ambiente de Contratação Regulada (ACR); e,
- 2) energia não vinculada a contratos no ACR, vale dizer, energia associada a contratos bilaterais no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e a que atende consumo próprio de autoprodutores.

O risco hidrológico relativo ao ano de 2014 permanece alocado aos agentes de geração hidrelétrica. A partir deste ano de 2015, o risco hidrológico das usinas hidrelétricas cujos agentes aderirem aos termos desta MPV será alocado aos consumidores.

Os agentes que aderirem à repactuação do risco hidrológico associado à energia contratada no ACR deverão pagar prêmio de risco e transferir os direitos e obrigações referentes à liquidação da energia secundária e ao deslocamento de geração hidrelétrica, decorrentes de ajustes no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). O pagamento e a transferência terão como destino a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias.

Os agentes com energia não vinculada ao ACR que aceitarem a repactuação deverão assumir direitos e obrigações vinculados à energia de reserva, mediante aporte de prêmio de risco à Conta de Energia de Reserva (CONER) ou contratação voluntária de reserva de capacidade de geração.

Os agentes de geração também terão direito a ressarcimento pelo resultado do deslocamento de geração hidrelétrica no ano de 2015. Desse direito serão subtraídos a energia secundária e o prêmio de risco. O ressarcimento aos agentes de geração será dar mediante um entre instrumentos diversos, a depender da situação de cada agente: i) postergação do prêmio de risco com aplicação de taxa de desconto; ii) extensão do prazo das outorgas vigentes, limitado a quinze anos; iii) celebração de contrato no ACR, limitado a quinze anos de prazo, com preços e condições estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

O art. 2º da Medida Provisória promove ajustes na Lei nº 10.848, de 2004, de forma a adequá-la aos termos da repactuação de que trata o art. 1º.

O MRE foi criado pelo Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, para que os riscos hidrológicos dos agentes hidrelétricos sejam compartilhados, uma vez que não podem decidir individualmente quando e quanto gerar (despacho), decisão que cabe a Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O despacho ótimo para uma usina pode não ser o despacho ótimo para o sistema elétrico nacional interligado. Por isso, o ONS centraliza a operação do sistema elétrico, buscando minimizar o custo global de geração para o consumidor, ainda que individualmente agentes de geração deixem de maximizar seus lucros com essa operação centralizada.

O MRE funciona como um compartilhamento de riscos hidrológicos entre seus integrantes. O Ministério de Minas e Energia (MME) define, para cada usina, qual a sua capacidade de geração nas condições hidrológicas, historicamente, as mais adversas. É a chamada *garantia física*. Cada gerador pode firmar contratos para vender energia até o limite de sua garantia física. Mas, há um risco de que, por conta de más condições climáticas, as usinas hidrelétricas sejam incapazes de gerar até mesmo a sua garantia física. Se isso ocorrer, a usina é obrigada a comprar energia no mercado de curto prazo para atender os contratos de venda. Mas esse é um risco que pode ser mitigado, por meio do MRE.

As usinas participantes do MRE somam as suas garantias físicas e fazem uma contabilização coletiva das vendas de energia e das respectivas receitas. Uma usina que esteja numa região que tenha chovido pouco pode ser socorrida por outra usina que esteja numa região com farto regime pluviométrico. Se a soma da energia hidrelétrica gerada pelos participantes do MRE for superior à soma das garantias físicas, haverá energia sobressalente – a chamada *energia secundária* – cuja receita será rateada entre os participantes na proporção de suas garantias físicas. Por outro lado, se a geração do conjunto for inferior à soma das garantias físicas, a energia que faltou será rateada entre participantes na proporção de suas garantias físicas, e cada participante deverá pagar pela energia faltante no mercado de curto prazo.

Nos dois últimos anos, o MRE não tem sido suficiente para mitigar o risco hidrológico, por várias razões. Uma delas é o *deslocamento de geração hidrelétrica* decorrente do despacho fora da ordem de mérito. Normalmente, para minimizar o custo de geração, o ONS despacha as usinas pela *ordem de mérito*, ou seja, da usina mais barata para as usinas mais caras. As usinas mais baratas são as hidrelétricas, e as mais caras, as termoeletricas, cujos custos de operação variam enormemente. Os agentes de geração

hidrelétrica não têm controle sobre a quantidade de água que chega aos reservatórios, mas os de geração termoeletrica têm controle sobre a disponibilidade de combustíveis ao lado das suas usinas. Diante do risco hidrológico, mediante autorização do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) , o ONS pode mudar a ordem de mérito para despachar as usinas termoeletricas, mais caras, e guardar a água das usinas hidrelétricas, mais baratas, para minimizar o risco futuro de racionamento. Essa é uma das causas para a perda de efetividade do MRE e tem provocado grandes perdas para os agentes de geração hidrelétrica.

O caráter não gerenciável do deslocamento de geração hidrelétrica retira, na visão dos agentes, sua responsabilidade quanto ao risco hidrológico. O Poder Judiciário, em caráter liminar, tem dado razão aos agentes. Segundo a Exposição de Motivos que acompanha a Medida Provisória, 23% dos agentes já obtiveram as citadas liminares, o que pode ensejar consequências danosas para o setor elétrico. Isso justifica a urgência e relevância das medidas propostas.

O Capítulo II da Medida Provisória é composto dos artigos 3º e 4º: o art. 3º da MPV e visa a dar criar condições para que se promovam licitações para ativos do setor elétrico cujos contratos de concessão extintos por advento do termo contratual.

A Lei nº 12.783, de 2013, previu que concessões alcançadas pela Lei nº 9.074, de 1995, que não fossem prorrogadas, deveriam ser licitadas. Ocorre que o arcabouço legal vigente não contém autorização explícita para essas licitações ocorram com a combinação de dois critérios: i) menor tarifa; e, ii) maior valor de outorga. O objetivo desse Capítulo é explicitar essa autorização e estabelecer as condições nas quais se dará a cobrança pela outorga.

Nesse sentido, a MPV promove alterações nos arts. 8º e 15 da Lei nº 12.783, de 2013, para instituir o citado pagamento pela outorga, a chamada *bonificação pela outorga*. O valor dessa bonificação e a forma de pagamento serão definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). O vencedor será aquele que ofertar a menor tarifa, além do pagamento da bonificação pela outorga. A critério do CNPE, o vencedor poderá vender até 30% da energia para o Mercado Livre, sendo que, no mínimo, 70% devem ser destinadas ao Mercado Cativo. O art. 4º promove

ajustes na Lei nº 9.478, de 1997, para atribuir, ao CNPE, essas novas competências decorrentes da instituição da bonificação pela outorga.

Publicada a Medida Provisória nº 688, de 2015, abriu-se o prazo regimental para apresentação de emendas estabelecido no *caput* do art. 4º da Resolução do Congresso Nacional nº 1, de 8 de maio de 2002, durante o qual foram apresentadas 78 (setenta e oito) emendas.

II – ANÁLISE

II.1 Da Constitucionalidade

Não encontramos quaisquer vícios na Medida Provisória nº 688, de 2015, 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.

A MPV também obedece aos comandos da Resolução nº 1, de 2002 – CN, mormente no que se refere ao § 1º do art. 2º, tendo sido encaminhada ao Congresso Nacional no dia de sua publicação, acompanhada da respectiva mensagem e da exposição de motivos.

Quanto aos aspectos de relevância e urgência, lemos na exposição de motivos do ato que *para que a repactuação do risco hidrológico possa ser implementada, faz-se necessário adoção de dispositivos legais que confirmem o devido amparo à solução da questão.*

Assim, quanto à relevância da MPV nº 688, de 2015, afirma-se *que ela contribuirá para a continuidade da iniciativa estruturada de dotar o País de um sistema elétrico robusto e de baixo custo, assim como manter uma trajetória sustentável da dívida pública.*

Doutra parte, prossegue a exposição de motivos afirmando que *em relação à urgência desta medida, cabe mencionar o momento propício da adoção das alterações propostas, tendo em vista que a licitação dos ativos nos moldes aqui apresentados serviria como mais um instrumento indutor do desenvolvimento econômico, do equilíbrio fiscal da União e do fortalecimento do sistema elétrico brasileiro.*

Desse modo, configurados se mostram os aspectos de relevância e urgência da MPV nº 688, de 2015.

II.2 Da Adequação Orçamentária e Financeira

A Lei nº 13.080, de 2 de janeiro de 2015, que dispõe sobre as diretrizes para a elaboração e a execução da Lei Orçamentária de 2015, em seu art. 109, determina que os projetos de lei ou medidas provisórias aprovados devem ser acompanhados de demonstrativo de impacto na arrecadação, devidamente justificado.

A Resolução nº 1, de 9 de maio de 2002 – CN, determina, em seu art. 19, que o órgão de consultoria e assessoramento orçamentário da Casa a que pertencer o Relator de Medida Provisória encaminhará aos Relatores e à Comissão, no prazo de 5 (cinco) dias de sua publicação, nota técnica com subsídios acerca da adequação financeira e orçamentária. Nesse contexto, a Consultoria de Orçamentos, Fiscalização e Controle do Senado Federal (CONORF) elaborou a Nota Técnica de Adequação Orçamentária e Financeira nº 26, de 26 de agosto de 2015, em que relevou não haver subsídios suficientes para a avaliação da repercussão na receita e na despesa, uma vez que os documentos não permitem, mesmo que minimamente, fazer projeção confiável. Em face disso, esse Relator adotou as providências necessárias junto ao Poder Executivo, no que concerne à estimativa de receita, para a devida adequação aos preceitos legais.

O Ministério da Fazenda, por intermédio do Secretário do Tesouro Nacional (STN), Sr. Marcelo Barbosa Saintive, expediu a Nota Técnica nº 28/2015/COAPI/SUPOF/STN/MF-DF, de 21 de outubro de 2015, em que estabelece parâmetros para a realização da estimativa de receitas.

Dentre os parâmetros destaco: i) a sugestão do Ministério da Fazenda ao Ministério de Minas e Energia de que 65% (sessenta e cinco por cento) do valor da outorga fossem pago no ato da assinatura do contrato de concessão, ainda em 2015, e 35% (trinta e cinco por cento) em até 180 dias, corrigidos pela taxa SELIC a partir do pagamento da primeira parcela; ii) o estabelecimento de taxa de remuneração do investimento em 9,04% ao ano, expressos em termos reais líquidos de impostos, a partir de 1º de janeiro de 2016, data de início do prazo de concessão; e iii) destinação da totalidade da

energia ao Ambiente de Contratação Regulado no ano de 2016 e 70% a partir de 2017.

Isso posto, estima-se que, sendo exitoso o leilão das concessões de geração segundo o mecanismo de bonificação pela outorga, nos termos da MPV nº 688, de 2015, o impacto positivo será da ordem de R\$ 11 bilhões no orçamento de 2015 e de R\$ 6 bilhões no orçamento de 2016.

II.3 Do Mérito

É inegável o mérito da Medida Provisória nº 688, de 2015. A matriz de energia elétrica do Brasil é lastreada em usinas hidroelétricas, que produzem em torno de 70% de toda a energia consumida no País. Por isso, o setor elétrico é tão vulnerável à escassez de água, como a que vem assolando o País desde a primavera de 2012.

O protagonismo das usinas hidrelétricas na matriz de energia elétrica não dá espaço para embates judiciais da ordem que se verifica atualmente em relação ao risco hidrológico, pois tais embates contaminam o processo de liquidação de contratos no âmbito do mercado de energia elétrica e ameaçam paralisar todo o setor elétrico, com grave risco para o País. Portanto, é muito bem-vinda a iniciativa do Poder Executivo de propor uma solução para o impasse.

Essa solução tem gênese nas inúmeras manifestações de agentes do setor elétrico, preocupados que estavam com o impasse na liquidação dos contratos. Em face da potencial afetação de direitos dos agentes, inclusive dos consumidores, e em conformidade com o disposto no art. 4º, § 3º da Lei nº 9.427, de 1996, a Aneel realizou audiência pública visando à busca de solução para a questão. Com base nas contribuições recebidas, concebeu-se a solução que ora analisamos. Trata-se, portanto, de proposta de solução da qual participaram tanto o Poder Executivo quanto os agentes do setor elétrico.

No que concerne à cobrança de bonificação pela outorga de concessão de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, mediante licitação, trata-se de medida com importante impacto positivo para o equilíbrio fiscal do Governo.

Em relação às concessões de geração que serão objeto de imediata outorga, são vinte e nove usinas hidrelétricas com contratos de concessão vencendo entre 2015 e 2017. Elas deverão ser licitadas em novembro deste ano, totalizando 6.601 MW de potência instalada. Em sua maioria, são usinas de pequeno porte, com destaque para hidrelétricas de Jupia e Ilha Solteira, respectivamente com 1.551 MW e 3.444 MW. Outras hidrelétricas de porte médio são Três Marias, Salto Grande e Capivari-Cachoeira, respectivamente com 396 MW, 102 MW e 260 MW. Os restantes 848 MW estão distribuídos entre vinte e quatro Pequenas Centrais Hidrelétricas. Com essas licitações, o Poder Executivo estima arrecadar cerca de R\$ 17 bilhões, o que certamente contribuirá para equilibrar o orçamento.

No entanto, entendo que cabem alguns aperfeiçoamentos ao texto que passo a relatar. Algumas das emendas apresentadas pelos Nobres Parlamentares trazem inequívoco aprimoramento ao texto original. Em particular, as emendas nº 3, da Deputada Tereza Cristina, nº 23, do Deputado Manoel Júnior, nº 27, nº 29 e nº 32, do Senador Blairo Maggi, nº 44, do Senador Acir Gurgacz, nº 61 e nº 62, do Deputado Leonardo Quintão, nº 63 e nº 64, do Senador Paulo Bauer, aduzem melhorias ao texto, favorecendo a adesão de agentes de geração e do mercado não regulado à repactuação do risco hidrológico, tratada no capítulo I da Medida Provisória. Acrescentei ainda outras alterações que visam a favorecer ainda mais a adesão dos agentes de geração aos termos da repactuação, entre elas a que garante o direito à adesão para usinas que saíram do MRE em 2015, antes da edição desta Medida Provisória.

Proponho ainda outras inclusões no texto que, entendo, trazem adequações ao ambiente jurídico que rege o setor elétrico. Quando a atuação do Estado causa atraso na operação de um dado empreendimento de geração ou de transmissão, o custo tem recaído sobre aquele empreendedor que detém a outorga. Para sanar tal injustiça, acato parcialmente a emenda nº 30, do Senador Blairo Maggi, e amplio seu alcance para que seja recomposto pelo período em que o empreendimento tenha ficado paralisado e cujo fator motivador esteja fora da alçada do empreendedor.

Acato também, parcialmente, a emenda nº 65, do Senador Hélio José, pois entendo ser importante incentivar o uso eficiente de energia e a implantação de sistemas de geração a partir de fontes renováveis, mas, nesse caso, restrito a escolas e hospitais públicos.

Sobre a cobrança das bandeiras tarifárias, acredito ser razoável não imputar sua cobrança plena aos irrigantes naquele período a que fazem jus ao desconto, razão pela qual acato a emenda nº 14, do Deputado Manoel Júnior.

Outras inclusões no arcabouço legal que acatei foram solicitadas ou anuídas pelo Poder Executivo, por intermédio do Ministério de Minas e Energia, conforme documento acostado. A seguir, passo a explicá-las:

A geração distribuída é importante instrumento para a redução de investimentos em grandes unidades de geração, que costumam trazer significativos impactos ambientais. Ademais, é importante indutor da eficiência energética, por reduzir perdas de energia com transmissão e distribuição de energia, além de reduzir investimentos em transporte de energia. A geração distribuída está prevista na Lei nº 10.848, de 2004, mas, apesar dos seus grandes benefícios, não tem havido contratação dessa importante fonte de geração por parte das distribuidoras. Um dos aspectos que mais vem inibindo a expansão de geração distribuída no País é a forma como é feito o repasse dos custos de aquisição da energia, limitado a um valor de referência. Esse valor de referência é baseado no preço médio dos leilões A-5 e A-3. Ora, a contratação de energia eólica e de usinas estruturantes na Amazônia, ambas as fontes a preços muito competitivos, derrubou o preço médio a valores que inviabilizam a geração distribuída. Por essa razão, proponho acrescentar art. 2º-B à Lei nº 10.848, de 2004, para que se crie um valor anual de referência específico (VRES), a ser calculado pelo Poder Executivo, para que se considerem apenas as especificidades de cada fonte, obtendo um valor realista que viabilize a geração distribuída.

A participação de consumidores livres de grande porte nos leilões de compra e venda de energia do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) não é atualmente permitida pela legislação setorial, cabendo aos consumidores livres e especiais a participação apenas em leilões no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Esse modelo mostrou-se bem sucedido no que diz respeito à sinalização da expansão da oferta de energia para o ACR. Entretanto, tal sinalização tem sido mal sucedida no que tange ao ACL, levando à insuficiência no atendimento às demandas dos consumidores livres. Trata-se de situação ruim para o País, pois as grandes indústrias não vêm tendo acesso à energia elétrica a preços competitivos. Com o intuito de mitigar esse problema, proponho incluir art. 2º-C à Lei nº 10.848, de 2004,

para que consumidores com carga de, no mínimo, 20 MW, possam participar de leilões no ACR.

Outra sugestão do MME que acato diz respeito à flexibilização da Lei nº 9.991, de 2000, que dispõe sobre a aplicação obrigatória de percentual da receita operacional líquida de agentes do setor elétrico em pesquisa e desenvolvimento (P&D) e eficiência energética. Na nova redação proposta ao art. 4º dessa Lei, com a inclusão dos §§ 3º e 4º, as empresas vinculadas ao MME e associadas ao Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL) poderão aplicar até 40% dos recursos de P&D no atendimento de suas obrigações estatutárias. As empresas têm como contrapartida do CEPEL o desenvolvimento de programas e projetos de pesquisa e inovação tecnológica do setor de energia elétrica. Destaco que essa flexibilização vem acompanhada de compromisso de priorização da obtenção de resultados de aplicação prática, com foco na criação e aperfeiçoamento de produtos, processos, metodologias e técnicas.

Ainda em relação à Lei nº 9.991, de 2000, acato parcialmente as emendas nº 7, do Deputado Carlos Zarattini, e nº 52, do Deputado José Carlos Aleluia, com o intuito de postergar a redução dos percentuais de investimento em eficiência energética. A previsão atual é que, a partir de 2016, investimentos em eficiência energética caiam de 0,5% para 0,25% da Receita Operacional Líquida. Proponho que essa redução só ocorra a partir de 2023, para permitir maior investimento nessa importante atividade de gestão pelo lado da demanda e que contribui para reduzir a necessidade de novos investimentos em geração. Outrossim, proponho que os investimentos em eficiência energética priorizem iniciativas e produtos da indústria nacional.

Adoto ainda outro importante aprimoramento da legislação, especificamente no art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, com a alteração do § 1º e inclusão dos §§ 1º-A e 10, e que também atende, total ou parcialmente, as emendas nº 1, da Deputada Tereza Cristina, nº 6, do Deputado Carlos Zarattini e nº 38 do Deputado Fábio Garcia. O § 10 explicita prazos de autorização e a possibilidade de prorrogação de autorizações alcançadas pelo art. 26. Com isso, pretendemos dar mais segurança jurídica nas relações contratuais entre investidores e Poder Concedente.

Atualmente, o art. 26 só autoriza o desconto na TUST e na TUSD para as fontes alternativas que injetarem até 30.000 kW de potência

nos sistemas de transmissão ou distribuição. A característica modular das fontes eólica e solar permitem que um grande parque de geração possa ser dividido em várias unidades de 30.000 kW ou menores, para se submeterem aos limites da lei e fazerem jus ao desconto. Mas, isso não ocorre em relação à biomassa. Vários empreendimentos movidos a biomassa de potência maior poderiam estar operando no sistema elétrico e aumentando a capacidade instalada do País se esse limite fosse flexibilizado. Por essa razão, proponho aumentar o limite para 300.000 kW mediante a inclusão do citado § 1º-A, de modo a estimular a expansão dessa importante fonte energética, que tem importante papel complementar às usinas hidroelétricas. Trata-se, acima de tudo, de medida de justiça e isonomia com relação às demais fontes. Esse direito será estendido a empreendimentos que participarem de leilão de compra e venda de energia a partir de 2016 e para os que venham a ser autorizados pela Aneel também a partir de 2016, inclusive àqueles destinados à autoprodução.

Outra medida de justiça e isonomia refere-se ao direito que o autoprodutor já teve no passado do mesmo desconto na TUST e na TUSD a que fazem jus os produtores independentes de energia e seus consumidores. As sucessivas alterações de redação do § 1º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, terminaram por subtrair esse direito dos autoprodutores. Proponho alteração do § 1º para restaurar esse direito aos empreendimentos destinados à autoprodução que injetarem até 30.000 kW de potência na rede e que entrarem em operação a partir de 2016.

O ambiente de negócios envolvendo a autoprodução também pode ser enormemente alavancado mediante alteração no art. 26 da Lei nº 11.488, de 2007. A redação atual trouxe importante aprimoramento ao arcabouço legal ao equiparar a autoprodutor todo consumidor que participe de sociedade de propósito específico criada para fins de geração de energia elétrica. Isso permitiu o desenvolvimento de projetos de geração de energia própria mediante modelo de *Project Finance*, estruturação financeira mais adequada à implantação de empreendimentos de infraestrutura. Entretanto, o fato de a legislação não ter especificado o tipo de participação que deveria ser considerada na análise dos limites para equiparação acabou criando um efeito colateral na estrutura do negócio, impedindo o desenvolvimento de modelos financeiros já consagrados, em particular o uso do mercado de ações para captação de recursos. Essa lacuna faz com que a diluição da participação do autoprodutor no capital social da SPE reduza consequentemente, sua parcela de geração própria, que não paga determinados encargos. Para corrigir esse

efeito colateral, proponho alteração visando a permitir que a energia gerada em SPE e destinada à autoprodução seja alocada proporcionalmente apenas às ações da sociedade com direito a voto, permitindo assim que o autoprodutor venha a captar recursos privados de longo prazo por meio de ações sem direito a voto. Esse mecanismo já é bastante difundido no mercado financeiro e busca incentivar o investimento de longo prazo no País.

Rejeito as emendas restantes, por serem contrárias ao objeto da Medida Provisória.

III – VOTO

Em face do exposto, voto pela constitucionalidade e juridicidade da Medida Provisória nº 688, de 2015, 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 1, 3, 6, 7, 14, 23, 27, 29, 30, 32, 38, 44, 52, 61, 62, 63, 64 e 65 e pela rejeição das demais emendas, na forma do seguinte projeto de lei de conversão.

PROJETO DE LEI DE CONVERSÃO Nº , DE 2015 (À MEDIDA PROVISÓRIA Nº 688, DE 2015)

Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, institui a bonificação pela outorga e altera a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica, a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que institui o Conselho Nacional de Política Energética, a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, que dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, a

Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, que equipara a autoprodutor o consumidor que atenda a requisitos que especifica, e a Lei nº 12.783, 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de energia elétrica.

O CONGRESSO NACIONAL decreta:

CAPÍTULO I

DA REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO

Art. 1º O risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração hidrelétrica.

§ 1º O risco hidrológico repactuado, relativo à energia contratada no Ambiente de Contratação Regulada de que trata o art. 2º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, será coberto pela Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, observadas as seguintes condições:

I - pagamento de prêmio de risco pelos geradores hidrelétricos, a ser aportado em favor da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias; e

II - cessão para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias dos direitos e das obrigações dos geradores referentes, respectivamente, à liquidação da energia secundária e ao deslocamento de geração hidrelétrica, decorrentes de ajustes do MRE, no Mercado de Curto Prazo.

§ 2º Será ressarcido aos agentes de geração o resultado do deslocamento de geração hidrelétrica subtraído da liquidação da energia secundária e do prêmio de risco pactuado, referente à energia contratada no Ambiente de Contratação Regulada no ano de 2015, por meio da postergação de pagamento do prêmio de que trata o inciso I do § 1º, com aplicação de taxa

de desconto, e, não havendo prazo remanescente de contrato de venda de energia que permita o ressarcimento, por meio dos seguintes instrumentos:

I - extensão do prazo das outorgas vigentes, com base nos preços contratados e compatível com o ressarcimento de que trata o § 2º, limitada a quinze anos, com direito de celebração de contrato de energia no Ambiente de Contratação Regulada coincidente com a extensão de prazo da outorga, mantidas as condições contratuais vigentes, ressalvada a repactuação do risco hidrológico; e

II - extensão do prazo das outorgas vigentes, com base em preço de referência compatível com o ressarcimento de que trata o § 2º, limitada a quinze anos, dispondo o gerador livremente da energia.

§ 3º Para os agentes de geração que repactuarem o risco hidrológico em 2015, o valor do prêmio da transferência integral do risco hidrológico, incluindo o resultado da energia secundária, referente à energia contratada no Ambiente de Contratação Regulada, será de R\$ 9,50 / MWh (nove Reais e cinquenta centavos por Megawatt-hora), atualizado anualmente pela ANEEL com base na variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, publicado pela Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE.

§ 4º A parcela do risco hidrológico vinculado à energia não contratada no Ambiente de Contratação Regulada será repactuada por meio da assunção, pelos agentes de geração, de no mínimo cinco por cento da energia em direitos e obrigações vinculados à energia de reserva de que trata o art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março 2004, observadas as seguintes condições:

I - pagamento de prêmio de risco no valor de R\$ 10,50 / MWh (dez reais e cinquenta centavos por megawatt-hora), atualizado pela ANEEL pela variação do IPCA, publicado pelo IBGE, referente à assunção do valor mínimo de energia de que trata o § 4º, pelos geradores hidrelétricos a ser aportado na Conta de Energia de Reserva - CONER; e

II - contratação pelos agentes de geração, em substituição à energia de reserva de que trata o § 4º, de reserva de capacidade de geração específica para a mitigação do risco hidrológico, a ser ressarcida por meio da extensão do prazo das outorgas vigentes, limitado a quinze anos, definida pelo Ministério de Minas e Energia, a partir de estudo realizado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, cujos custos não serão rateados com os usuários finais de energia de reserva do Sistema Interligado Nacional – SIN.

§ 5º Serão realizados leilões de energia de reserva de capacidade de geração específica para a mitigação do risco hidrológico com contratação de energia suficiente para atendimento total à substituição da energia de reserva de que trata o inciso II do § 4º, com início de suprimento até 1º de janeiro de 2019, cujo preço será limitado ao preço da energia de reserva de que trata o § 4º.

§ 6º Será ressarcido aos agentes de geração o resultado do deslocamento de geração hidrelétrica subtraído da liquidação da energia secundária e do prêmio de risco pactuado na forma do inciso I do § 4º, no ano de 2015, referente à energia não contratada no Ambiente de Contratação Regulada por meio de quaisquer dos seguintes instrumentos:

I - extensão de prazo da outorga vigente, limitada a quinze anos, dispondo o gerador livremente da energia; e

II - direito de celebração de contrato de energia no Ambiente de Contratação Regulada, coincidente com a extensão de prazo da outorga vigente, limitada a quinze anos, a preços e condições a serem estabelecidos pela ANEEL.

§ 7º A repactuação do risco não inclui os efeitos de perdas elétricas da rede básica, de consumo interno e de indisponibilidade de geração.

§ 8º Observado o disposto nos §§ 3º e 4º, a ANEEL estabelecerá os prêmios de risco, os preços de referência, a taxa de desconto e a extensão de prazo da outorga vigente de que trata este artigo.

§ 9º As revisões ordinárias de garantia física das usinas participantes do MRE que impliquem alteração da garantia física utilizada como base para a repactuação do risco hidrológico de que trata o **caput** ensejarão alteração, pela ANEEL, do preço dos contratos de que tratam o inciso I do § 2º e o inciso II do § 6º ou da extensão do prazo da outorga.

§ 10. O agente de geração, que possuir ação judicial em curso na qual requeira isenção ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, deverá, como condição para valer-se da repactuação prevista no **caput**, desistir da ação judicial e renunciar a qualquer alegação de direito sobre a qual se funde a referida ação, protocolando requerimento de extinção do processo com resolução do mérito, ficando dispensados os honorários advocatícios em razão da extinção da ação.

§ 11. Os agentes de geração hidrelétrica que tenham se desligado do MRE durante o ano de 2015 farão jus à repactuação do risco hidrológico suportado durante o período de sua participação no MRE, nos termos do disposto neste artigo.

Art. 2º A ANEEL deverá estabelecer, a partir de 2016, a valoração e as condições de pagamento pelos participantes do MRE do custo do deslocamento de geração hidrelétrica decorrente de:

I - geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito;
e

II - importação de energia elétrica sem garantia física associada.

CAPÍTULO II

DA BONIFICAÇÃO PELA OUTORGA DE CONCESSÃO DE GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 3º A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“**Art. 8º**
.....

§ 6º A licitação de que trata o **caput** poderá utilizar os critérios estabelecidos nos incisos I e II do **caput** do art. 15 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, ou a combinação dos dois critérios.

§ 7º O pagamento pela outorga da concessão, a que se refere o inciso II do **caput** do art. 15 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, será denominado, para fins da licitação de que trata o **caput**, bonificação pela outorga.

§ 8º A partir de data a ser estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, a parcela da garantia física que não for destinada ao Ambiente de Contratação Regulada - ACR será de livre disposição do vencedor da licitação, não se aplicando a essa parcela o disposto no § 1º ao § 3º do art. 1º.

§ 9º Exclusivamente na parcela da garantia física destinada ao ACR, os riscos hidrológicos, considerado o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, serão assumidos pelas concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN, com direito de repasse à tarifa do consumidor final. ” (NR)

“**Art. 15.**

.....

§ 10. A tarifa ou receita de que trata o **caput** deverá considerar, quando couber, a parcela de retorno da bonificação pela outorga de que tratam os § 7º e § 10 do art. 8º, observada, para concessões de geração, a proporcionalidade da garantia física destinada ao ACR.”
(NR)

CAPÍTULO III

DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 4º No caso de atraso no início da operação comercial de geração ou de transmissão decorrente de excludente de responsabilidade do empreendedor, reconhecido pelo poder concedente, o prazo da correspondente concessão ou autorização de geração ou transmissão de energia elétrica outorgada poderá ser prorrogado pelo poder concedente, na forma da Lei, pelo prazo reconhecido como excludente de responsabilidade.

Art. 5º O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, na concessão de financiamentos, poderá direcionar recursos a taxas diferenciadas para a instalação de sistemas de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis e para eficiência energética em hospitais e escolas públicos.

Art. 6º A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“**Art.26.**

.....

§ 1º Para o aproveitamento referido no inciso I do **caput** deste artigo, para os empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 3.000 kW (três 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:

I - comercializada pelos aproveitamentos; e

II - destinada à autoprodução, desde que proveniente de empreendimentos que entrem em operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2016.

§ 1º-A Para empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e, conforme regulamentação da ANEEL, cogeração qualificada, 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 proveniente de tais empreendimentos, comercializada ou destinada à autoprodução, pelos aproveitamentos, desde que a potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja maior que 30.000 kW (trinta mil quilowatts) e menor ou igual a 300.000 kW (trezentos mil quilowatts) e atendam quaisquer dos seguintes critérios:

I - resultem de leilão de compra de energia realizado a partir de 1º de janeiro de 2016; ou

II - tenham sido autorizados a partir de 1º de janeiro de 2016.

§ 10. Os empreendimentos de geração de energia elétrica que forem objeto de autorização terão prazo de outorga de até 30 (trinta) anos, prorrogáveis por igual período, a critério do Poder Concedente.” (NR)

Art. 7º A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“**Art. 2º**

.....

XI -

XII - estabelecer os parâmetros técnicos e econômicos das licitações de concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, de que trata o art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; e

XIII - definir a estratégia e a política de desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica.

.....” (NR)

“**Art. 2º-A** Caberá ao Ministério de Minas e Energia, entre outras competências, propor ao CNPE os seguintes parâmetros técnicos e econômicos:

I - valores de bonificação pela outorga das concessões a serem licitadas nos termos do art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013;

II - prazo e forma de pagamento da bonificação pela outorga de que trata o inciso I; e

III - nas licitações de geração:

a) a parcela da garantia física destinada ao Ambiente de Contratação Regulada - ACR dos empreendimentos de geração licitados nos termos do art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, observado o limite mínimo de setenta por cento destinado ao ACR, e o disposto no § 3º do art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; e

b) a data de que trata o § 8º do art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

Parágrafo único. Nos casos previstos nos incisos I e II do **caput**, será ouvido o Ministério da Fazenda.

Art. 2º-B Caberá ao Ministério de Minas e Energia, entre outras competências, propor ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, a política de desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica.

Parágrafo único. Na proposição de que trata o **caput** será ouvido o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação.”

Art. 8º A Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“**Art. 1º**

.....

I – até 31 de dezembro de 2022, os percentuais mínimos definidos no **caput** deste artigo serão de 0,50% (cinquenta centésimos por cento), tanto para pesquisa e desenvolvimento como para programas de eficiência energética na oferta e no uso final da energia;

.....

III – a partir de 1º de janeiro de 2023, para as concessionárias e permissionárias cuja energia vendida seja inferior a 1.000 (mil) GWh por ano, o percentual mínimo a ser aplicado em programas de eficiência energética no uso final poderá ser ampliado de 0,25% (vinte e cinco centésimos por cento) para até 0,50% (cinquenta centésimos por cento);

.....” (NR)

“**Art. 4º**

.....

§ 3º As empresas vinculadas ao Ministério de Minas e Energia associadas do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL poderão aplicar, alternativamente a investimentos em projetos nos

termos do inciso II, percentual, de sua opção, dos recursos de que trata o referido inciso, no atendimento de sua obrigação estatutária de aporte de contribuições institucionais para suporte e desenvolvimento do CEPEL, não se aplicando, nesta hipótese, o disposto no art. 5º, inciso II.

§ 4º Nos programas e projetos de pesquisa e inovação tecnológica do setor de energia elétrica, deverá ser priorizada a obtenção de resultados de aplicação prática, com foco na criação e aperfeiçoamento de produtos, processos, metodologias e técnicas.” (NR)

“**Art. 5º**

Parágrafo único. Os investimentos em eficiência energética previstos no art. 1º desta Lei deverão priorizar iniciativas e produtos da indústria nacional, conforme regulamentação a ser definida pela ANEEL.” (NR)

Art. 9º A Lei nº 10.438, de 26 de abril 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“**Art.25**.....

§ 3º Nas bandeiras tarifárias homologadas pela ANEEL deverão incidir os descontos especiais previstos no **caput**.” (NR)

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

“**Art. 2º**

§ 1º Na contratação regulada, a critério do Ministério de Minas e Energia, os riscos hidrológicos serão assumidos, total ou parcialmente, pelos geradores ou pelos compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais, conforme as seguintes modalidades contratuais:

I - Contratos de Quantidade de Energia; e

II - Contratos de Disponibilidade de Energia.

§ 7º-A Poderão participar das licitações, para expansão da oferta de energia, os empreendimentos de geração que tenham obtido outorga de concessão licitada nos termos desta Lei ou de autorização, desde que atendam aos seguintes requisitos:

I - não tenham entrado em operação comercial em até um ano antes da data de realização da licitação; ou

.....
 § 7º-B O preço máximo de contratação da energia proveniente dos empreendimentos de geração de que trata o § 7º-A, licitados nos termos desta Lei, não poderá superar o preço médio por fonte resultante dos leilões de que tratam os incisos II e III do § 5º e o § 1º do art. 3º-A, excetuando-se, no cálculo do preço médio, os leilões para contratação de energia proveniente de projetos de geração de que trata o inciso VI do art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

§ 8º

II -

f) energia contratada nos termos do art. 1º da Medida Provisória nº 688, de 18 de agosto de 2015.

.....” (NR)

“**Art. 2º-B** Na contratação de geração distribuída prevista no § 8º, inciso II, alínea “a”, a ANEEL autorizará o repasse integral dos custos de aquisição de energia elétrica pelos agentes de distribuição para a tarifa de seus consumidores finais, até o maior valor entre o Valor Anual de Referência - VR e o Valor Anual de Referência Específico - VRES.

Parágrafo único. O Valor Anual de Referência Específico - VRES será calculado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, considerando condições técnicas e fonte da geração distribuída, e será aprovado pelo Ministério de Minas e Energia.

Art. 2º-C Os consumidores enquadrados no arts. 15 e 16 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995, com carga de no mínimo 20 MW, poderão participar nas licitações de que trata o art. 2º, conforme regulamento que deverá dispor sobre garantias e condições de qualificação econômico-financeiras dos compradores.”

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

“**Art. 26**

§ 4º A participação no empreendimento de que trata o § 1º será calculada como o menor valor entre:

I - a proporção das ações com direito a voto detidas pelos acionistas da sociedade de propósito específico outorgada; e

II - o produto da proporção das ações com direito a voto detidas pelos acionistas da sociedade diretamente participante da sociedade de propósito específico outorgada pela proporção estabelecida no inciso I.” (NR)

Art. 12. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Sala da Comissão,

, Presidente

, Relator