



CONGRESSO NACIONAL

MEDIDA PROVISÓRIA N° 688, DE 18 DE AGOSTO DE 2015

(Mensagem nº 314 de 2015, na origem)

- DOU de 18/08/2015 – Ed. Extra

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.

A PRESIDENTA DA REPÚBLICA, no uso da atribuição que lhe confere o art. 62 da [Constituição](#), adota a seguinte Medida Provisória, com força de lei:

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

anuênciam 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.

§ 3º Não havendo prazo remanescente de contrato de venda de energia que permita o ressarcimento de que trata o § 2º, os agentes de geração poderão optar por quaisquer 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, limitado 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, limitado a quinze anos, dispondo o gerador livremente da energia.

§ 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 direitos e obrigações vinculados à energia de reserva de que trata o art. 3º-A da [Lei nº 10.848, de 2004](#), observadas as seguintes condições:

I - pagamento de prêmio de risco pelos geradores hidrelétricos a ser aportado na Conta de Energia de Reserva - Coner;

II - contratação voluntária pelos agentes de geração, de reserva de capacidade de geração específica para a mitigação do risco hidrológico, que poderá ser 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; e

III - ressarcimento da diferença entre as receitas e os custos associados à energia de reserva de que trata o inciso II por meio da extensão do prazo das outorgas vigentes, limitado a quinze anos.

§ 5º 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, referente à energia contratada no Ambiente de Contratação Livre ou destinada à autoprodução para consumo próprio no ano de 2015, por meio de quaisquer dos seguintes instrumentos:

I - extensão de prazo da outorga, limitado 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, limitado a quinze anos, a preços e condições a serem estabelecidas pela Aneel.

§ 6º A repactuação do risco não inclui os efeitos de perdas elétricas da rede básica, de consumo interno e de indisponibilidade de geração.

§ 7º A Aneel estabelecerá o prêmio de risco, os preços de referência e a taxa de desconto de que trata esse artigo.

§ 8º 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** poderão ensejar alteração, pela Aneel, do preço dos contratos de que tratam o inciso I do § 3º e o inciso II do § 5º ou da extensão do prazo da outorga.

§ 9º O agente de geração, incluindo o grupo econômico do qual faz parte, 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.

Art. 2º 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.

.....

.....

II -

.....
f) energia contratada nos termos do art. 1º, § 3º, inciso I, e § 5º, inciso II, da Medida Provisória nº 688, de 18 de agosto de 2015.

..... ” (NR)

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** 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.

§ 10. 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;

II - prazo e forma de pagamento; e

III - nas licitações de geração:

a) a parcela da garantia física destinada ao ACR dos empreendimentos de geração licitados nos termos deste artigo, observado o limite mínimo de setenta por cento destinado ao ACR, observado o disposto no § 3º; e

b) a data de que trata o § 8º.

§ 11. Nos casos previstos nos incisos I e II do § 10, será ouvido o Ministério da Fazenda.” (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)

Art. 4º A [Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997](#), passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 2º
.....

XI - definir diretrizes para comercialização e uso de biodiesel e estabelecer, em caráter autorizativo, quantidade superior ao percentual de adição obrigatória fixado em lei específica; e

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](#).” (NR)

Art. 5º Esta Medida Provisória entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 18 de agosto de 2015; 194º da Independência e 127º da República.

Brasília, 18 de agosto de 2015

Excelentíssima Senhora Presidenta da República,

1. Submetemos à elevada consideração de Vossa Excelência proposta de Medida Provisória que dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, altera dispositivos da legislação vigente, com o objetivo de conferir amparo legal à mencionada repactuação com anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, além de viabilizar a licitação com cobrança de bonificação pela outorga de empreendimentos de geração de energia hidrelétrica cujas concessões não foram renovadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

2. Quanto à repactuação do risco hidrológico pelas geradoras de energia, é preciso notar que desde o último quadrimestre de 2012 o país enfrenta condições hidrológicas adversas. Tal fato é de conhecimento público e levou a decisões do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE que culminaram com:

I - flexibilização da cota mínima de operação da Usina Hidrelétrica - UHE Itaipu;

II - despacho de usinas termelétricas fora da ordem de mérito, desde 18 de outubro de 2012; e

III - deliberação, em 5 de agosto de 2015, pelo desligamento das usinas térmicas com Custo Variável Unitário - CVU acima de R\$ 600/MWh, despachadas para garantia da segurança energética, considerando-se a evolução das condições hidroenergéticas do Sistema Interligado Nacional - SIN.

3. As condições hidrológicas adversas, somada às decisões operativas do SIN e a outros fatores que influenciam no despacho da geração pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, resultaram em redução expressiva do fator de ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, também denominado Generation Scaling Factor - GSF.

4. A degradação do fator de ajuste do MRE afeta os agentes de geração hidrelétrica que, ao não conseguirem entregar energia suficiente para honrar seus contratos, ficam expostos ao Preço de Liquidação de Diferenças - PLD no Mercado de Curto Prazo e têm de enfrentar efeitos econômico-financeiros negativos que inviabilizam econômica e financeiramente o setor de geração de energia hidrelétrica.

5. Tal situação, corroborada por inúmeras manifestações de agentes do setor, fizeram com que a ANEEL deliberasse abertura de Audiência Pública para tratar conceitualmente do tema. Na busca de solução para a questão, as diversas contribuições dos agentes recebidas pela ANEEL foram consideradas pelo Ministério de Minas e Energia - MME, Empresa de Pesquisa Energética - EPE e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, na concepção de uma proposta de repactuação do risco hidrológico por adesão dos agentes de geração hidrelétrica.

6. Para que a repactuação do risco hidrológico possa ser implementada, faz-se necessário adoção de dispositivos legais que confirmam o devido amparo à solução da questão. Além disso, importa registrar que a contabilização e liquidação do Mercado de Curto Prazo encontra-se praticamente paralisada, com índice elevado de inadimplência, diante da execução de liminares obtidas por cerca de um quarto dos agentes, em prejuízo dos demais e, ao fim e ao cabo, do consumidor final de energia que corre o risco de arcar com a totalidade dos custos provocados por tal situação sem qualquer contrapartida dos agentes de geração hidrelétrica.

7. Ressalte-se que, antes da instituição da CCEE, quando das operações do Mercado Atacadista de Energia - MAE, antes do modelo instituído por Vossa Excelência pela Lei nº 10.848, de 2004, a suspensão da liquidação por meio de liminares de cerca de 7% dos 114 agentes trouxe consequências perversas para o setor tendo culminado com a extinção do MAE. No cenário atual, no entanto, com a vigência de liminares que respaldam cerca de 23% dos agentes, as consequências para o setor podem ser ainda mais danosas, justificando a urgência e a relevância das medidas ora propostas.

8. Basicamente, há duas soluções concebidas, uma para cada tipo de ambiente de contratação, respeitadas as respectivas particularidades: o Ambiente de Contratação Regulada - ACR e o Ambiente de Contratação Livre - ACL.

9. A primeira refere-se à energia que se encontra contratada com os agentes de distribuição de energia elétrica no ACR de que trata o art. 2º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, incluindo:

I - os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR, negociados em leilões de energia existente, de energia nova e de fontes alternativas;

II - contratos bilaterais anteriores à Lei nº 10.848, de 2004; e

III - aqueles resultantes de contratação com Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH enquadradas no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas - PROINFA.

10. Quanto a essa primeira solução, voltada ao ACR, permite-se a repactuação do risco hidrológico mediante:

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 obrigações dos geradores referentes, respectivamente, à liquidação da energia secundária e ao deslocamento de geração hidrelétrica, decorrentes dos ajustes do MRE, no Mercado de Curto Prazo.

11. Dessa forma, o risco hidrológico repactuado, relativo à energia contratada no ACR, será coberto pela Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias. Ou seja, a CDE, por meio dos recursos de Bandeiras Tarifárias, passa a ser o veículo para recebimento do prêmio de risco e pagamentos relativos à repactuação do risco hidrológico. Tal veículo permite que a solução ora proposta constitua um ativo tangível aos agentes que venham a repactuar o risco hidrológico.

12. Já a segunda solução foi concebida para a energia que não está contratada no ACR, quer esteja contratada no ACL – mediante contratos bilaterais não regulados, a preços e condições livremente pactuados –, quer esteja atendendo o consumo próprio dos autoprodutores.

13. Nessa segunda solução, concebida para a energia que está contratada no ACL ou esteja atendendo o consumo próprio dos autoprodutores, permite-se a repactuação do risco hidrológico mediante:

I - pagamento de prêmio de risco pelos geradores hidrelétricos a ser aportado na Conta de Energia de Reserva - CONER, instituída por meio do Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008; e

II - contratação voluntária pelos agentes de geração, de reserva de capacidade de geração específica para a mitigação do risco hidrológico, que poderá ser definida pelo MME, a partir de estudo realizado pela EPE, cujos custos não serão rateados com os usuários finais de energia de reserva do SIN.

14. Dessa forma, a segunda alternativa de solução permite contratação de energia de reserva nova para mitigar o risco hidrológico. No entanto, a diferença entre receitas e custos relativos a essa contratação são resarcidos aos agentes de geração mediante extensão de prazo e livre dispor da energia elétrica.

15. Quanto ao risco assumido pelos agentes de geração relativo ao exercício de 2015, o arranjo proposto permite aos agentes que repactuarem o risco a criação de ativo financeiro tangível mediante extensão de prazo e contratação da energia, em quaisquer dos ambientes de contratação.

16. Cabe ressaltar que a medida proposta exclui do ajuste do MRE o deslocamento hidrelétrico decorrente de rateio de perdas na rede básica, consumo interno das usinas hidrelétricas e indisponibilidade, forçada e programada. Tal dispositivo tem o condão de deixar sob gestão do agente de geração esses fatores que influenciam na energia entregue pelas hidrelétricas e que não estão relacionadas ao risco hidrológico.

17. Além disso, a medida proposta confere à ANEEL competência para calcular o prêmio de risco, o preço de referência proposto para se obter a extensão de prazo e eventual contratação de energia no ACR, quando for o caso, bem como a taxa de desconto a ser empregada quando da postergação de pagamento do prêmio de risco.

18. Também importa ressaltar que a medida proposta procura não afetar a repactuação do risco hidrológico caso haja revisão ordinária da garantia física das usinas quando da repactuação. Tais revisões, previstas no art. 21, §§ 4º e 5º, do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, poderiam ensejar revisão do risco pactuado, quando se assumiu a garantia física da usina como premissa de cálculo do prêmio de risco. Dessa forma, para mitigar tal risco, propõe-se que eventual alteração de garantia física possa ensejar revisão do preço dos contratos no Ambiente de Contratação Regulada - ACR ou extensão adicional de prazo da outorga.

19. Além disso, ressalte-se a importância de deixar explícito que a eficácia da repactuação do risco hidrológico estará condicionada à desistência, pelo próprio agente de geração e seu grupo econômico, de eventuais ações judiciais e renunciar a alegações de direito atinentes à questão.

20. No que tange às propostas de alterações na legislação vigente, a alteração na Lei nº 10.848, de 2004, tem o objetivo de conferir competência ao MME para que possa atribuir o risco ao gerador (vendedor) ou ao comprador, independentemente da modalidade de contratação, quer seja por quantidade, quer seja por disponibilidade. Essa medida permite que a repactuação proposta esteja amparada na Lei nº 10.848, de 2004. Importante também prever que a energia contratada nos termos da medida proposta seja

contemplada no portfolio de contratos dos agentes de distribuição de energia elétrica, para atendimento à obrigação de contratação da totalidade de seus mercados.

21. A proposta, desse modo, pretende resolver, de forma pactuada, uma importante questão para o bom funcionamento do setor elétrico brasileiro, além de ser urgente diante da iminente paralisação do Mercado de Curto Prazo, com consequências nefastas para o setor elétrico e para a economia do país.

22. Quanto à relevância da possibilidade de repactuação do risco hidrológico, cumpre ressaltar que a proposta contribuirá para garantir a preservação no país de um sistema elétrico robusto e de baixo custo, propiciando um ambiente de negócios estável que permita a continuidade do fluxo de investimentos necessários para a expansão da capacidade do sistema, em especial quanto à capacidade de geração de energia hidrelétrica.

23. No que concerne às licitações com cobrança de bonificação pela outorga de empreendimentos de geração de energia hidrelétrica, cumpre recordar que a Lei nº 12.783, de 2013, resultado da conversão da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, dispôs, entre outros assuntos, sobre a prorrogação das concessões de geração de energia hidrelétrica alcançadas pelo art. 19 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, de forma a assegurar a continuidade e a eficiência da prestação do serviço e a modicidade tarifária.

24. Nesse sentido, a referida Lei nº 12.783, de 2013, no caso particular das concessões de geração de energia elétrica que não fossem prorrogadas, determinou a obrigatoriedade de licitação, com prazo de concessão de até trinta anos e atendimento aos seguintes condicionantes:

- a) remuneração por tarifa calculada pela ANEEL;
- b) alocação de cotas de garantia física de energia e de potência às distribuidoras de energia, a ser definida pela ANEEL; e
- c) riscos hidrológicos assumidos pelas distribuidoras.

25. No rol de concessões a serem licitadas em 2015, conforme dispõe a Portaria MME nº 218, de 15 de maio de 2015, estão vinte e nove empreendimentos, com um total de aproximadamente 6 GW de potência instalada. As concessões serão outorgadas pelo prazo de trinta anos contados da data de assinatura do Contrato de Concessão ou do término do contrato vigente, o que vier a ocorrer por último.

26. Entretanto, o arcabouço legal vigente atualmente não contém autorização explícita que permita que as concessões em tela sejam licitadas em conformidade com os critérios constantes do art. 15 da Lei nº 8.987, de 1995 (Lei das Concessões), no que se refere aos critérios de menor tarifa, maior valor de outorga, ou combinação de ambos os critérios. Tampouco contém autorização para que parcela da energia desses empreendimentos possa ser comercializada no mercado livre.

27. Tendo em vista os fatos aqui expostos, a medida proposta confere o suporte legal necessário para licitar o conjunto de concessões de geração não prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, mediante pagamento de outorga onerosa, permitindo a destinação de até trinta por cento de parcela da garantia física de cada empreendimento ao mercado livre.

28. Em relação à cobrança de bonificação pela outorga, a exigência de pagamento pelo vencedor do certame no ato da assinatura dos contratos contribui com a seleção de agentes mais qualificados e com

maior robustez financeira, somando-se às condicionantes de qualificação técnica dos proponentes estabelecidas na Portaria MME nº 218, de 2015, como mais um mecanismo de minimização de riscos de problemas futuros na concessão.

29. No que se refere à destinação de até trinta por cento da garantia física dos empreendimentos para o mercado livre, cumpre destacar que tal medida permite elevar o valor das concessões em questão, tendo em vista que, em média, se praticam preços mais altos na venda de energia para o ACL. Em adição, a existência de parcela da garantia física livre para negociação aumentaria o interesse de eventuais participantes, dado que o vencedor da licitação poderia gerenciar livremente parte de sua energia. Dessa forma, a proposta contribui para a ampliação de oferta de energia no mercado livre, o que tende a gerar reduções nos preços negociados entre geradores e consumidores industriais, contribuindo para competitividade da indústria nacional.

30. Consta também dessa Medida Provisória proposta para que, exclusivamente na parcela da garantia física destinada ao ACR, os riscos hidrológicos, considerado o MRE, sejam assumidos pelas concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN, com direito de repasse à tarifa do consumidor final. Assim, restaria sob responsabilidade do novo concessionário o risco hidrológico referente à parcela da garantia física de livre comercialização, o que é muito aderente com as regras aplicáveis aos geradores que comercializam energia livremente.

31. Quando da licitação, em alinhamento com o disposto na Lei nº 8.987, de 1995, propõe-se que no julgamento da licitação possa ser considerado um dos seguintes critérios:

- a) o menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado;
- b) a maior oferta, nos casos de pagamento ao poder concedente pela outorga da concessão;
- c) a combinação dos critérios referidos nas letras “a” e “b”.

32. Além disso, sugere-se que o MME tenha a competência de propor ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE os valores de bonificação pela outorga dos contratos das concessões a serem licitadas; o prazo, a forma de pagamento; e a parcela da garantia física destinada ao ACR dos empreendimentos de geração licitados, respeitado o limite mínimo de setenta por cento destinado ao ACR, bem como a data para que o vencedor possa dispor livremente da energia não dirigida ao ACR. O Ministério da Fazenda deverá ser ouvido sobre o valor, o prazo e a forma de pagamento da referida bonificação, uma vez que é responsável pelo dimensionamento das necessidades arrecadatórias da União para fins de cumprimento de metas fiscais.

33. Também se recomenda que o CNPE tenha a atribuição de propor à Presidência da República 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 2013.

34. Em suma, a proposta em apreço estabelece condições que permitem o compartilhamento do benefício da amortização dos investimentos de geração de energia hidrelétrica entre consumidores do mercado regulado, consumidores do mercado livre e contribuintes, em consonância com os princípios da modicidade tarifária e do equilíbrio fiscal.

35. 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.

36. Quanto à relevância da medida, cumpre ressaltar 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.

37. Essas são, Senhora Presidenta, as razões que justificam a edição de Medida Provisória que ora submetemos à elevada apreciação de Vossa Excelência.

Respeitosamente,

Assinado por: Eduardo Braga, Luis Inacio Lucena Adams, Joaquim Vieira Ferreira Levy