



SENADO FEDERAL

Of. 723/2018 - SF

Brasília, 04 de junho de 2018

A Sua Excelência o Senhor  
Senador **LINDBERGH FARIAS**  
Senado Federal

Assunto: Resposta ao Requerimento nº 701, de 2017

Senhor Senador,

Envio a V. Exa. cópia do Aviso nº 124/2018-GM/MME, de 01 de junho de 2018, do Ministro de Estado de Minas e Energia, por meio do qual encaminha informações em resposta ao Requerimento nº 701, de 2017, de sua autoria.

Atenciosamente,

  
Senador Theres Panto  
No exercício da Primeira Secretária



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Junte-se ao processado do  
requerimento nº 701 de 2017.

Em 04 / 06 / 18

Brasília, 01 de junho de 2018.

Aviso nº 124/2018-GM/MME

A Sua Excelência o Senhor  
Senador **JOSÉ PIMENTEL**  
Primeiro Secretário do Senado Federal

Assunto: **Requerimento de Informação nº 701/2017.**

Senhor Primeiro Secretário,

1. Faço referência ao Ofício nº 564 (SF), de 2 de maio de 2018, do Senado Federal, relativo ao Requerimento de Informação nº 701/2017, de autoria do Senador Lindbergh Farias (PT-RJ), por meio do qual solicita informações "...acerca da privatização da Eletrobrás, anunciada pelo Governo Federal, em 23 de agosto de 2017".

2. A esse respeito, encaminho a Vossa Excelência informações sobre o assunto, por meio dos seguintes expedientes:

- PARECER n. 00176/2018/CONJUR-MME/CGU/AGU, de 9 de maio de 2018, da Consultoria Jurídica deste Ministério;

- Memorando nº 112/2018/ASSEC, acompanhado da Nota Informativa nº 3/2017/AEPED/MME, de 28 de maio de 2018, da Assessoria Econômica deste Ministério; e

- CTA-PR- 1888/2018, de 28 de maio de 2018, da Centrais Elétricas Brasileiras S.A - ELETROBRAS.

Atenciosamente,

**W. MOREIRA FRANCO**

Ministro de Estado de Minas e Energia



Documento assinado eletronicamente por **Wellington Moreira Franco**, **Ministro de Estado de Minas e Energia**, em 01/06/2018, às 16:37, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://www.mme.gov.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0172050** e o código CRC **2D079431**.



ADVOCACIA-GERAL DA UNIÃO  
CONSULTORIA-GERAL DA UNIÃO  
CONSULTORIA JURÍDICA JUNTO AO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA  
COORDENAÇÃO-GERAL DE ASSUNTOS DE ENERGIA  
ESPLANADA DOS MINISTÉRIOS, BLOCO "U", 9º ANDAR, SALA 935, CEP: 70065-900, BRASÍLIA/DF,  
FONE: (61) 2032-5252

---

**PARECER n. 00176/2018/CONJUR-MME/CGU/AGU**

**NUP: 48300.003589/2017-04**

**INTERESSADOS: SECRETARIA EXECUTIVA/MME E OUTROS**

**ASSUNTOS: PLANOS/PROGRAMAS DE GOVERNO**

- I. Análise de minuta de Resolução a ser editada pelo Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República – CPPI, que versa sobre os órgãos da administração direta e indireta responsáveis pela execução e acompanhamento do processo de desestatização da Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobras e dá outras providências.
- II. Lei nº 9.491, de 1997. Decreto nº 2.594, de 1998. Lei nº 13.334, de 2016. Medida Provisória nº 814, de 2017.
- III. Manifestação Favorável da Assessoria Especial de Assuntos Econômicos e da Secretaria Executiva do Ministério de Minas e Energia. Nota Técnica nº 7/2018/ASSEC.
- IV. Viabilidade jurídico-formal da minuta de Resolução em debate, cuja aprovação derradeira não é de competência do Ministério de Minas e Energia. Opinião jurídica favorável à sua edição.

1. Trata-se de expediente oriundo da Assessoria Especial de Assuntos Econômicos do Ministério de Minas e Energia, por intermédio do qual se encaminha a esta Consultoria Jurídica, para análise e emissão de parecer jurídico, minuta de Resolução a ser editada pelo Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República - CPPI, em face da perspectiva de desestatização da Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobras, mediante democratização do seu capital social.

2. A Resolução idealizada, como bem se vê nos autos, será complementar à já editada Resolução CPPI nº 13, de 2017, e se ocupa de bem definir os órgãos da administração direta e indireta responsáveis pela execução e acompanhamento do processo de desestatização da referida empresa.

3. A Resolução CPPI nº 13, de 2017, tratou da própria recomendação de inclusão da Eletrobras no Plano Nacional de Desestatização - PND, estando ainda pendente a edição de Decreto Presidencial em acolhimento à referida recomendação. É de bom alvitre, nesse contexto, trazer a lume o exato conteúdo da Resolução CPPI nº 13, de 2017, *in verbis*:

**RESOLUÇÃO Nº 13, DE 23 DE AGOSTO DE 2017**

*Opina pela qualificação de medidas de desestatização relacionadas às Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, no âmbito do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República, e recomenda sua inclusão no Programa Nacional de Desestatização.*

*O CONSELHO DO PROGRAMA DE PARCERIAS DE INVESTIMENTOS DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, no uso das atribuições que lhe conferem o art. 7º, caput, incisos I e V, alínea “c”, da Lei nº 13.334, de 13 de setembro de 2016 e o art. 6º, caput, inciso I, da Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997,*



*Considerando a necessidade de permitir que a administração pública federal concentre seus esforços nas atividades em que a presença do Estado seja fundamental para a consecução das prioridades nacionais;*

*Considerando a necessidade de ampliar as oportunidades de investimento, emprego e renda no País e de estimular o desenvolvimento tecnológico e industrial nacional;*

*Considerando a necessidade de expandir a qualidade da infraestrutura pública e de conferir aos projetos de relevo o tratamento prioritário previsto na legislação;*

*Considerando a necessidade de assegurar a oferta de energia elétrica de forma eficiente e pelo menor preço para a sociedade brasileira e de viabilizar o fluxo de investimentos no setor elétrico;*

*Considerando a necessidade de aperfeiçoar a governança da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras;*

*Considerando a necessidade de valorizar o patrimônio da União;*

*Considerando a necessidade de valorizar e desenvolver o mercado de capitais, elemento estratégico para a economia brasileira; e*

*Considerando a necessidade de aumentar a participação direta da sociedade brasileira no capital da Eletrobras;*

**RESOLVE:**

*Art. 1º Opinar favoravelmente e submeter à deliberação do Presidente da República, para qualificação no âmbito do Programa de Parcerias de Investimentos - PPI, as medidas de desestatização relacionadas à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras.*

*Art. 2º Recomendar, para aprovação do Presidente da República, a inclusão da Eletrobras no Programa Nacional de Desestatização - PND.*

*Parágrafo único. O processo de desestatização previsto nos art. 1º e art. 2º será executado sem prejuízo das eventuais medidas de desinvestimento em curso da Eletrobras ou das empresas por ela controladas.*

*Art. 3º As medidas de desestatização de que tratam o art. 1º e o art. 2º considerarão:*

*I – o retorno financeiro à União;*

*II – os mais elevados requisitos de governança corporativa do mercado de capitais;*

*III – a limitação do poder de voto dos acionistas com maior participação acionária, a fim de garantir a democratização do capital no controle da Eletrobras;*

*IV – a necessidade de redução de encargos do setor de energia elétrica, com direcionamento prioritário para o custeio da Tarifa Social de Energia Elétrica;*

*V – a comercialização de energia elétrica em regime de produção independente;*

*VI – a ação de classe especial do capital social da Eletrobras à União, que lhe confira poderes especiais em relação a alterações da razão social, objetos sociais ou sedes da Eletrobras ou empresas por ela controladas;*

*VII – a oferta de parte das ações representativas do capital da Eletrobras aos seus empregados e aos empregados das empresas por ela controladas direta ou indiretamente; e*

*VIII – o desenvolvimento, direta ou indiretamente por meio de sua subsidiária Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, de programa de revitalização dos recursos hídricos da Bacia do São Francisco.*

*Art. 4º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.*

4. Agora, em nova Resolução do referido colegiado, tenciona-se sejam bem delimitadas as competências atribuídas aos órgãos e entidades que possivelmente participarão do processo de desestatização da Eletrobras, quais sejam: a própria companhia, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e o Ministério de Minas e Energia - MME, além de outros partícipes eventuais (Ministério da Fazenda; Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão; Agência Nacional de Energia Elétrica, dentre outros), como se verá.

5. A minuta a ser doravante analisada se fez acompanhar da elucidativa Nota Técnica nº 7/2018/ASSEC, na qual são tecidas as devidas considerações sobre o conteúdo idealizado para o referido ato. Opta-se por não se transcrever o expediente em questão na presente manifestação, por despiciendo, mas sua leitura se faz absolutamente necessária para a boa compreensão do contexto em que se idealizou a edição do ato ora em exame.



6. Quando o feito já aportara nesta Consultoria Jurídica, eis que aportou nos autos o Memorando nº 46/2018/ASSEC, dando conta de alterações na minuta originariamente elaborada, com alterações redacionais variadas, pugnano que *"este órgão de consultoria jurídica que leve em consideração, para a análise e emissão do correspondente parecer jurídico, a nova minuta de Resolução, em substituição à versão anteriormente encaminhada nos autos"*. É exatamente isso que se fará, portanto. A análise jurídica a ser doravante empreendida se debruçará sobre a minuta mais recente, representativa do verdadeiro intento propositivo do órgão consulente.

7. Importa registrar, outrossim, que a manifestação jurídica a ser doravante empreendida o será em regime de urgência e prioridade, a pedido do órgão consulente, pela relevância do tema e em face da proximidade da data de realização da próxima reunião do Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República - CPPI.

8. É o relatório. Passa-se a opinar.

9. O exame desta Consultoria Jurídica, como bem se sabe, é realizado nos estritos termos do art. 11 da Lei Complementar nº 73, de 1993, assim do art. 10 do Decreto nº 8.871, de 2016, subtraindo-se do âmbito da sua competência institucional análises que importem em considerações de ordem técnica, financeira ou orçamentária.

10. Pois bem. A pretendida desestatização da Eletrobras, já sugerida à Presidência da República por intermédio da Resolução CPPI nº 13, de 2017, há de se realizar em um contexto de conjugação da Lei nº 13.334, de 2016, com a Lei nº 9.491, de 1997, esta regulada pelo Decreto nº 2.594, de 1998.

11. Com efeito, quando da criação do CPPI, a Lei nº 13.334, de 2016, fruto da conversão da Medida Provisória nº 727, de 2016, foi muito precisa ao referir que o mencionado órgão passaria a exercer as competências preteritamente outorgadas ao Conselho Nacional de Desestatização - CND, senão veja-se:

**Art. 7º Fica criado o Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República - CPPI, com as seguintes competências:**

*I - opinar, previamente à deliberação do Presidente da República, quanto às propostas dos órgãos ou entidades competentes, sobre as matérias previstas no art. 4º desta Lei;*

*II - acompanhar a execução do PPI;*

*III - formular propostas e representações fundamentadas aos Chefes do Poder Executivo dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios;*

*IV - formular recomendações e orientações normativas aos órgãos, entidades e autoridades da administração pública da União;*

**V - exercer as funções atribuídas:**

*a) ao órgão gestor de parcerias público-privadas federais pela Lei nº 11.079, de 30 de dezembro de 2004;*

*b) ao Conselho Nacional de Integração de Políticas de Transporte pela Lei nº 10.233, de 5 de junho de 2001; e*

*c) ao Conselho Nacional de Desestatização pela Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997;*

*VI - editar o seu Regimento Interno. (Grifou-se)*

12. Em seu art. 6º, a Lei nº 9.491, de 1997, estabeleceu claramente as competências do CND, hodiernamente exercidas pelo CPPI, *in verbis*:

**Art. 6º Compete ao Conselho Nacional de Desestatização:**

*I - recomendar, para aprovação do Presidente da República, meios de pagamento e inclusão ou exclusão de empresas, inclusive instituições financeiras, serviços públicos e participações minoritárias, bem como a inclusão de bens móveis e imóveis da União no Programa Nacional de Desestatização;*

**II - aprovar, exceto quando se tratar de instituições financeiras:**

*a) a modalidade operacional a ser aplicada a cada desestatização;*

*b) os ajustes de natureza societária, operacional, contábil ou jurídica e o saneamento financeiro, necessários às desestatizações;*

*c) as condições aplicáveis às desestatizações;*

*d) a criação de ação de classe especial, a ser subscrita pela União;*

*e) a fusão, incorporação ou cisão de sociedades e a criação de subsidiária integral, necessárias à viabilização das desestatizações;*

*f) a contratação, pelo Gestor do Fundo Nacional de Desestatização, de pareceres ou estudos especializados necessários à desestatização de setores ou segmentos específicos.*

*g) a exclusão de bens móveis e imóveis da União incluídos no PND.*

*III - determinar a destinação dos recursos provenientes da desestatização, observado o disposto no art. 13 desta Lei;*

*IV - expedir normas e resoluções necessárias ao exercício de sua competência;*

*V - deliberar sobre outras matérias relativas ao Programa Nacional de Desestatização, que venham a ser encaminhadas pelo Presidente do Conselho;*

*VI - fazer publicar o relatório anual de suas atividades.*

*VII - estabelecer as condições de pagamento à vista e parcelado aplicáveis às desestatizações de bens móveis e imóveis da União. (Grifou-se)*

13. No caso sob análise, portanto, o ato a ser editado encontra sustentáculo jurídico justamente nos dispositivos legais acima destacados. Assim como se deu quando da edição da Resolução CPPI nº 13, de 2017, ao editar o ato em comento, complementar àquele, o CPPI estará singelamente exercendo as competência que "herdou", originariamente do CND, bem definindo os órgãos da administração direta e indireta responsáveis pela execução e acompanhamento do processo de desestatização da Eletrobras.

14. Não há dúvida, portanto, de que compete ao CPPI a edição do ato em questão.

15. Poder-se-ia questionar, destarte, em que termos se dá a participação do MME na concepção do ato analisado, já que a competência para a sua edição não é desta pasta ministerial.

16. Com efeito, embora o Exmo. Sr. Ministro de Estado de Minas e Energia seja integrante do CPPI (vide art. 7º, § 1º, V da Lei nº 13.334, de 2016), é certo que o MME não se confunde com aquele órgão, e tem competências outras, estabelecidas na Lei nº 13.502, de 2017 (art. 51) e no Decreto nº 8.871, de 2016.

17. Sobre esse aspecto, contudo, é mister registrar que a Eletrobras é estatal atuante na área de energia elétrica, de tal sorte que tem no MME o seu "ministério supervisor". Tanto é assim que a referida empresa está contemplada, enquanto entidade vinculada, na estrutura organizacional da referida pasta, senão veja-se:

*Decreto nº 8.871, de 2016*

*[...]*

*Art. 2º O Ministério de Minas e Energia tem a seguinte estrutura organizacional:*

*[...]*

*III - entidades vinculadas:*

*[...]*

*c) sociedades de economia mista:*

*[...]*

*2. Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras.*

18. O ato minutado, ademais, sugere, como adiante se verá, "que o Ministério de Minas e Energia – MME fique responsável pela coordenação e pelo monitoramento do processo de desestatização da Eletrobras, sem prejuízo das competências atribuídas ao BNDES e à Eletrobras", aspecto a corroborar a imprescindibilidade da participação desta pasta na proposição em exame.



19. Logo, a participação do MME no caso em apreço se dá como corolário do papel central que lhe é conferido pelo próprio Decreto nº 8.871, de 2016, sendo também fruto da idealizada função de coordenação e monitoramento dos trabalhos que se quer lhe ver conferida por Decreto Presidencial, com vistas a boa condução dos trabalhos de desestatização da companhia aqui tratada.

20. Pode-se afirmar, destarte, que a minuta de Resolução analisada está sendo objeto, no tempo presente, de prévia aprovação por parte do MME, para posterior submissão ao órgão responsável pela sua edição, o CPPI.

21. Esclarecida, portanto, a competência do CPPI para a edição do ato em análise, bem como o papel exercido pelo MME na sua concepção, assinala-se, de proêmio, sua regularidade formal.

22. Com efeito, ao tratar das competências atribuídas ao CND (sucedido pelo CCPI, como visto), a Lei nº 9.491, de 1997, estabelece claramente, em seu art. 5º, § 4º, que o referido órgão deliberará mediante resoluções, senão veja-se:

*Art. 5º [...]*

*§ 4º O Conselho deliberará mediante resoluções, cabendo ao Presidente, além do voto de qualidade, a prerrogativa de deliberar, nos casos de urgência e relevante interesse, ad referendum do colegiado.*

23. Igual comando se visualiza no art. 12 do Decreto nº 2.594, de 1998, *in verbis*:

*Art. 12. O CND deliberará mediante resoluções, cabendo ao Presidente, além do voto de qualidade, a prerrogativa de deliberar, nos casos de urgência e relevante interesse, ad referendum do colegiado.*

24. É de se concluir, portanto, que o ato idealizado observa a forma que se lhe foi determinada pela legislação de regência, bem como está direcionado, para fins de edição, ao órgão competente para fazê-lo. Logo, atesta-se, sob o olhar do MME, sua regularidade formal.

25. A título de correção formal, contudo, ousa-se sugerir sejam "retirados" do ato os "considerandos" que compõem sua parte inicial. Com efeito, a Lei Complementar nº 95, de 1998, ao versar sobre a formação dos atos de regulamentação expedidos por órgãos do Poder Executivo (vide parágrafo único do art. 1º), é bastante precisa ao definir sua estruturação em três partes básicas, senão veja-se:

*Art. 1º A elaboração, a redação, a alteração e a consolidação das leis obedecerão ao disposto nesta Lei Complementar.*

*Parágrafo único. As disposições desta Lei Complementar aplicam-se, ainda, às medidas provisórias e demais atos normativos referidos no art. 59 da Constituição Federal, bem como, no que couber, aos decretos e aos demais atos de regulamentação expedidos por órgãos do Poder Executivo.*

*[...]*

*Art. 3º A lei será estruturada em três partes básicas:*

*I - parte preliminar, compreendendo a epígrafe, a ementa, o preâmbulo, o enunciado do objeto e a indicação do âmbito de aplicação das disposições normativas;*

*II - parte normativa, compreendendo o texto das normas de conteúdo substantivo relacionadas com a matéria regulada;*

*III - parte final, compreendendo as disposições pertinentes às medidas necessárias à implementação das normas de conteúdo substantivo, às disposições transitórias, se for o caso, a cláusula de vigência e a cláusula de revogação, quando couber. (Grifou-se)*

26. Igual previsão consta também do Decreto nº 9.191, de 2017, que estabelece novas normas e diretrizes para elaboração, redação, alteração, consolidação e encaminhamento de propostas de atos normativos ao Presidente da República por Ministros de Estado, que assim determina em seu art. 5º:

*Art. 5º O ato normativo será estruturado em três partes básicas:*

*I - parte preliminar, com:*

*a) a ementa; e*

*b) o preâmbulo, com:*

*1. a autoria;*

*2. o fundamento de validade; e*

*3. quando couber, a ordem de execução, o enunciado do objeto e a indicação do âmbito de aplicação da norma;*

*II - parte normativa, que conterá as normas que regulam o objeto; e*

*III - parte final, com:*

*a) as disposições sobre medidas necessárias à implementação das normas constantes da parte normativa;*

*b) as disposições transitórias;*

*/c) a cláusula de revogação, quando couber; e*

*d) a cláusula de vigência.*

*[...]*

*Art. 60. Este Decreto entra em vigor em 1º de fevereiro de 2018. (Grifou-se)*

27. Compreende-se, destarte, salvo melhor juízo, que as razões subjacentes, técnicas ou jurídicas, relacionadas com a edição de um ato da espécie analisada, devem constar apenas e tão somente dos expedientes técnicos que lhe antecedem (Notas Técnicas, Notas Informativas, Pareceres etc.), e não do ato em si, a título de "considerandos".

28. Não obstante, considerando-se que, como visto, o que se está a empreender é tão somente uma aprovação prévia do referido ato, fica naturalmente sob critério do CPPI, responsável pela sua efetiva edição, avaliar a pertinência do que aqui se recomenda à guisa de modificação formal.

29. Quanto ao conteúdo do ato minutado, convém destacar a exposição levada a efeito na Nota Técnica nº 47/2017/ASSEC, quanto aos diversos que antecederam a proposição ora em exame:

*4.1. Em 5 de julho de 2017 foi instaurada a Consulta Pública nº 33/2017 – CP 33, que apresentou proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico. Na referida Consulta Pública, um dos temas discutidos para a modernização do setor e ampliação sustentável do mercado foi a descotização das usinas hidrelétricas, estando a proposta associada à privatização de empresas estatais titulares desses ativos.*

*4.2. Em 21 de agosto de 2017, já após o encerramento da fase de contribuições da CP 33, o Presidente da Eletrobras enviou carta ao Ministro de Minas e Energia, apresentando as medidas tomadas pela empresa ao longo do primeiro ano da nova gestão, que resultaram em significativa melhora nas condições econômicas e financeiras da companhia, mas que seriam insuficientes para a sua recuperação. Ao final, propõe a desestatização da companhia, entendendo que “esta seja talvez a única alternativa possível de preservação de uma Corporação efetivamente brasileira”, conciliando competitividade, valorização da empresa edesoneração dos contribuintes, evitando o desperdício de recursos públicos escassos no pagamento de ineficiências.*

*4.3. Em 21 de agosto de 2017, o Exmo. Sr. Ministro de Estado de Minas e Energia comunicou à Eletrobras a sua decisão de propor a desestatização da empresa ao Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República - CPPI, observadas algumas condições. Essa decisão ensejou a divulgação de fato relevante por parte da Eletrobras.*



4.4. Em 23 de agosto de 2017, o Conselho de Parcerias e Investimentos da Presidência da República - CPPI, por meio da Resolução nº 13, de 2017, publicada no Diário Oficial da União - DOU, sugeriu ao Exmo. Sr. Presidente da República a inclusão da Eletrobras no Plano Nacional de Desestatização - PND.

4.5. A Resolução CPPI nº 13, de 2017, previu ainda determinados condicionantes para o processo de desestatização da Eletrobras – também denominado de processo de democratização do capital social da empresa – [...]

[...]

4.6. Entre setembro e dezembro de 2017, o Ministério de Minas e Energia elaborou diversas Notas Técnicas e outros documentos, subsidiando o processo de democratização do capital da Eletrobras, bem como prestando informações a órgãos de controle, Ministério Público e sociedade em geral quanto aos benefícios do processo. Foram avaliados os possíveis impactos decorrentes desse processo para a empresa e para a sociedade brasileira, dentre outros aspectos relevantes, [...].

4.7. Em 28 de dezembro de 2017, foi editada a Medida Provisória nº 814, de 2017, revogando o §1º do art. 31 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que excluía a Eletrobras e suas controladas Furnas Centrais Elétricas S/A, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A – Eletronorte, Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S/A - Eletrosul e a Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica – CGTEE do Programa Nacional de Desestatização –PND.

4.8. Em 22 de janeiro de 2018, o Poder Executivo encaminhou o Projeto de Lei nº 9.463, de 2018, que adota, para a democratização do capital da Eletrobras, a modalidade de aumento de capital social, mediante subscrição pública de ações ordinárias, que poderá ser acompanhada de oferta pública secundária de ações de propriedade da União ou de empresa por ela controlada, direta ou indiretamente.

4.9. O aumento de capital da Eletrobras, proposto pelo Projeto de Lei nº 9.463, de 2018, é atrelado ainda à oferta de novos contratos de concessão para usinas hidrelétricas sob controle direto ou indireto da Eletrobras, a serem explorados no regime de produção independente de energia pelo prazo de 30 (trinta) anos, bem como à celebração de termos aditivos aos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica.

4.10. Outro aspecto do Projeto de Lei nº 9.463, de 2018, é o fato de que a operação é condicionada à manutenção do controle direto ou indireto da União sobre as empresas Eletrobras Termonuclear S.A. e Itaipu Binacional.

30. Nota-se, assim, que a despeito da maturidade da decisão de se promover a desestatização da Eletrobras, corporificada na própria Resolução CPPI nº 13, de 2017, como também na Medida Provisória nº 814, de 2017 e no Projeto de Lei nº 9.463, de 2018, é preciso que previamente se defina, em acréscimo, a governança que se tenciona atribuir a esse processo, sendo justamente disso que trata a minuta ora analisa, representativa de uma possível Resolução do CPPI que complementar à já editada Resolução CPPI nº 13, de 2017.

31. Como bem assinalado na Nota Técnica nº 47/2017/ASSEC, "a presente Resolução [...] estabelece a governança do processo de desestatização da Eletrobras, prevendo as responsabilidades de cada ente envolvido no processo, a necessidade de coordenação e monitoramento, a possibilidade de constituição de grupos de trabalhos para apoio ao processo, a possibilidade de contratações internas ao governo, a remuneração do BNDES e o ressarcimento dos gastos efetuados com terceiros pelo banco".

32. Compulsando o texto sugerido, não se verifica - e já se afirma isso de proêmio - nenhuma antijuridicidade em seu conteúdo.

33. O art. 1º se ocupa das competências que serão atribuídas ao BNDES, que será o "responsável pela execução e acompanhamento do processo de desestatização". O dispositivo em exame é absolutamente consuetâneo com as disposições da Lei nº 9.491, de 1997, em especial com os arts. 17 e 18, que tratam do papel da referida instituição como "gestor" do Fundo Nacional de Desestatização.

34. Já o art. 2º descreve as competências a serem exercidas pela própria Eletrobras, em grande parte decorrentes da modalidade de desestatização eleita - já assinalada na Resolução CPPI nº 13, de 2017. Com efeito, a Nota Técnica nº 47/2017/ASSEC assevera, com propriedade, que *"a modalidade operacional proposta para a desestatização da Eletrobras pressupõe a participação da empresa no processo de emissão das ações, em consonância com o disposto na Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, com a Instrução nº 400, de 29 de dezembro de 2003 da Comissão de Valores Mobiliários – CVM e demais regras aplicáveis ao processo de oferta pública de ações"*.

35. Nesse sentido, a própria Nota Técnica nº 47/2017/ASSEC já se ocupou de demonstrar a plena juridicidade das disposições encartadas no sugerido art. 2º, senão veja-se:

*4.21. Sendo assim, os órgãos da administração da companhia devem ser envolvidos no processo de democratização de capital, por implicar na emissão de novos valores mobiliários pela empresa. Neste sentido, vale conferir a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976:*

*Art. 166. O capital social pode ser aumentado:*

*I - por deliberação da assembléia-geral ordinária, para correção da expressão monetária doseu valor (artigo 167);*

*II - por deliberação da assembléia-geral ou do conselho de administração, observado o que a respeito dispuser o estatuto, nos casos de emissão de ações dentro do limite autorizado no estatuto (artigo 168);*

*III - por conversão, em ações, de debêntures ou parte beneficiárias e pelo exercício de direitos conferidos por bônus de subscrição, ou de opção de compra de ações; (Vide Lei nº 12.838, de 2013)*

*IV - por deliberação da assembléia-geral extraordinária convocada para decidir sobre reformado estatuto social, no caso de inexistir autorização de aumento, ou de estar a mesma esgotada.*

*[...]*

*4.26. Contempla, também, recomendação, ao Exmo. Sr. Presidente da República, para que a Eletrobras fique responsável pela execução das seguintes atribuições no âmbito do processo de desestatização:*

*I - realizar a contratação dos serviços técnicos especializados necessários à emissão de ações;*

*II - promover a articulação e enviar informações pertinentes ao sistema de valores mobiliários;*

*III - realizar, nos termos da legislação aplicável e de seu estatuto social, a implementação dos ajustes e operações societárias necessárias à efetiva oferta de ações em bolsa de valores;*

*IV - preparar a documentação relacionada às competências previstas no presente artigo para apreciação do TCU e demais órgãos de fiscalização e controle, no Brasil e no exterior; bem como demais poderes competentes, nos termos da legislação vigente;*

*V - obter as aprovações pertinentes ao processo de desestatização no âmbito de sua administração e da Assembleia Geral Extraordinária;*

*VI - realizar a contratação dos serviços técnicos especializados para a elaboração de laudos de avaliação de eventuais ativos que venham a ser segregados; e*

*VII - realizar as demais medidas necessárias à implementação da desestatização.*

36. Vê-se com facilidade, portanto, que tudo o quanto se atribui à Eletrobras a título de competência tem relação direta com a emissão de novas ações, pressuposto inarredável da própria desestatização, ante a modalidade eleita.

37. O art. 3º, que dispõe sobre as competências a serem exercidas pelo MME, se justifica pelas razões já expostas alhures, quando da descrição do próprio papel da pasta ministerial no processo em curso (ministério supervisor). Não se vislumbra nenhuma irregularidade, portanto, na previsão do *caput* do referido dispositivo, e nem tampouco nos parágrafos, que se ocuparam da possível constituição de *"grupo(s) de trabalho, para o fim de*



acompanhar e prover apoio técnico necessário ao processo de desestatização", previsão que não desborda da legislação de regência.

38. Os arts. 4º, 5º e 6º da minuta proposta estão assim justificados na Nota Técnica nº 47/2017/ASSEC:

*4.28. A proposta de Resolução prevê, ainda, diretrizes adicionais à Resolução nº 13, de 2017, em reflexo à definição da modalidade da desestatização proposta pelo Poder Executivo, que seriam as seguintes:*

*a) execução da desestatização na modalidade operacional aumento de capital social, com renúncia de direitos de subscrição detidos direta ou indiretamente pela União pelos órgãos e entidades da Administração direta e indireta federal;*

*b) observância das normas e práticas adotadas no mercado de valores mobiliários, inclusive quanto: a) às condições de contratação, elaboração e remuneração de serviços especializados; b) à definição de preços de emissão e alienação de ações; e c) à divulgação de informações ao mercado e ao público em geral.*

*c) o aumento de capital social da Eletrobras poderá ser acompanhado de oferta secundária de ações detidas pela União e por outras entidades da Administração Indireta.*

*4.29. Há previsão da remuneração devida ao BNDES pela realização das suas atribuições no presente processo de desestatização, no montante de 0,2% (dois décimos por cento) incidente sobre o valor líquido arrecadado com a desestatização, ao que deve ser acrescido o ressarcimento dos gastos efetuados com terceiros, necessários à execução do processo de desestatização. Tais pagamentos serão de responsabilidade da Eletrobras após a liquidação financeira da operação.*

*4.30. Além disso, a proposta de Resolução contém autorização para que a União, por intermédio do Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão, o BNDES e a Eletrobras celebrem contratos entre si, detalhando os termos e condições do processo de desestatização da Eletrobras, inclusive quanto às condições relativas à remuneração e ressarcimento dos gastos com serviços de terceiros.*

39. Não se vislumbrou, em acurada análise, nenhuma antijuridicidade nas redações idealizadas para os arts. 4º, 5º e 6º da minuta proposta.

40. O art. 7º da minuta de Resolução, por sua vez, serve à promoção de pequenos ajustes na Resolução CPPI nº 13, de 2017. Segundo a Nota Técnica nº 47/2017/ASSEC, verificou-se *"em especial, [...] a necessidade de conferir maior clareza à previsão de que as operações societárias em curso na Eletrobras, aprovados em seu Plano Diretor de Negócios e Gestão PDNG 2017-2021 e em suas atualizações posteriores, não serão afetadas pelo presente processo de desestatização. Além disso, há a necessidade de correção na Resolução nº 13, de 2017, para incluir os aposentados da Eletrobras e de suas controladas na oferta de ações destinada aos empregados"*.

41. Diante de tal justificativa, não se vislumbra antijuridicidade no dispositivo concebido, de igual envergadura hierárquica ao ato que se quer ver modificado (Resolução CPPI nº 13, de 2017), podendo perfeitamente derogar ou modificar dispositivos daquele, na forma idealizada.

42. De igual forma, é plenamente regular a cláusula de vigência, assinalada no art. 8º da minuta analisada.

43. Conclui-se, destarte, abstraída qualquer consideração relativa à oportunidade e conveniência do ato em questão, que a minuta de Resolução idealizada para edição pelo CPPI atende perfeitamente à legislação pertinente. Deixa-se de fazer seu ajuste redacional no âmbito desta Consultoria Jurídica eis que, repise-se, se trata de ato a ser editado por órgão diverso.

44. Esses são os apontamentos desta Consultoria Jurídica, com supedâneo no art. 131 da Constituição Federal de 1988 e no art. 11 da Lei Complementar nº 73/1993.

45. Sugere-se o encaminhamento dos autos, com máxima urgência, à Assessoria Especial de Assuntos

Econômicos do Ministério de Minas e Energia, para prosseguimento.

À consideração superior.

Brasília, 16 de março de 2018.

*(assinado eletronicamente)*

**PEDRO HENRIQUE PEIXOTO LEAL**

Procurador Federal

Coordenador-Geral de Assuntos de Energia

---

Atenção, a consulta ao processo eletrônico está disponível em <http://sapiens.agu.gov.br> mediante o fornecimento do Número Único de Protocolo (NUP) 48300003589201704 e da chave de acesso 193c37c5

---

Documento assinado eletronicamente por PEDRO HENRIQUE PEIXOTO LEAL, de acordo com os normativos legais aplicáveis. A conferência da autenticidade do documento está disponível com o código 117016012 no endereço eletrônico <http://sapiens.agu.gov.br>. Informações adicionais: Signatário (a): PEDRO HENRIQUE PEIXOTO LEAL. Data e Hora: 16-03-2018 15:28. Número de Série: 102887. Emissor: Autoridade Certificadora da Presidência da República v4.

---





ADVOCACIA-GERAL DA UNIÃO  
CONSULTORIA-GERAL DA UNIÃO  
CONSULTORIA JURÍDICA JUNTO AO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA  
COORDENAÇÃO-GERAL DE ASSUNTOS DE ENERGIA  
ESPLANADA DOS MINISTÉRIOS, BLOCO "U", 9º ANDAR, SALA 935, CEP: 70065-900, BRASÍLIA/DF,  
FONE: (61) 2032-5252

---

**DESPACHO n. 00350/2018/CONJUR-MME/CGU/AGU**

**NUP: 48300.003589/2017-04**

**INTERESSADOS: SECRETARIA EXECUTIVA/MME E OUTROS**

**ASSUNTOS: PLANOS/PROGRAMAS DE GOVERNO**

1. Aprovo Parecer nº 00176/2018/CONJUR-MME/CGU/AGU.
2. Encaminhe-se, conforme sugerido, à Assessoria Especial de Assuntos Econômicos do Ministério de Minas e Energia, para prosseguimento.

Brasília, 16 de março de 2018.

*(assinado eletronicamente)*

**RENATA BECKERT ISFER**

Consultora Jurídica

---

Atenção, a consulta ao processo eletrônico está disponível em <http://sapiens.agu.gov.br> mediante o fornecimento do Número Único de Protocolo (NUP) 48300003589201704 e da chave de acesso 193c37c5

---

Documento assinado eletronicamente por RENATA BECKERT ISFER, de acordo com os normativos legais aplicáveis. A conferência da autenticidade do documento está disponível com o código 117201290 no endereço eletrônico <http://sapiens.agu.gov.br>. Informações adicionais: Signatário (a): RENATA BECKERT ISFER. Data e Hora: 16-03-2018 15:43. Número de Série: 5425294970281416936. Emissor: AC CAIXA PF v2.

---



## MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Memorando nº 112/2018/ASSEC

Ao(À) Sr(a). Assessoria Parlamentar

Assunto: **Requerimento de Informação nº 701/2017 - solicitação de resposta (Oficial).**

1. Trata-se do Ofício nº 564, de 2 de maio de 2018, da 1ª Secretaria do Senado Federal, referente ao Requerimento de Informação - RI nº 701, de 2017, de autoria do Senador Lindbergh Farias (PT-RJ), o qual solicita informações e documentos relacionados ao processo de desestatização da Eletrobras.
2. Em especial, o item 3 do referido Requerimento de Informação nº 701, de 2017, solicita "cópia de todos pareceres de todas as áreas técnicas consultadas sobre a viabilidade da privatização Eletrobras ou de disponibilizar seus ativos no Programa de Parceria e Investimento (PPI)".
3. No que tange às iniciativas de se opinar favoravelmente e submeter à deliberação do Exmo. Sr. Presidente da República, para qualificação no âmbito do Programa de Parcerias de Investimentos - PPI, as medidas de desestatização relacionadas à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, bem como recomendar, para aprovação do Exmo. Sr. Presidente da República, a inclusão da Eletrobras no Programa Nacional de Desestatização - PND, as mesmas são objeto da Resolução nº 13, de 23 de agosto de 2017, do Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos - CPPI.
4. Não obstante, em relação ao tema de que trata a Resolução CPPI nº 13, de 2017, as áreas técnicas do Ministério de Minas e Energia expediram a Nota Informativa nº 3/2017/AEPED/MME (0108482), a qual segue anexa ao presente, contendo a manifestação técnica pertinente, bem como dados, fatos e informações relacionados à Eletrobras.
5. Assim sendo, para fins de regular atendimento ao "Requerimento de Informação nº 701, de 2017, de autoria do Senador Lindbergh Farias (PT-RJ)", encaminhe-se a referida documentação à Assessoria Parlamentar do Ministério de Minas e Energia para avaliação junto à Secretaria-Executiva sobre a conveniência de envio da mesma em resposta ao RI em comento, observando-se que a mesma já foi disponibilizada pelo Ministério em resposta a outro RI.

Documentos I - Nota Informativa nº 3/2017/AEPED/MME (0108482)  
Relacionados:

Atenciosamente,



Documento assinado eletronicamente por **Agnes Maria de Aragão da Costa, Chefe da Assessoria Especial de Assuntos Econômicos Substituto(a)**, em 28/05/2018, às 15:18, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://www.mme.gov.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0170398** e o código CRC **A14F0191**.



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA  
ASSESSORIA ESPECIAL DE ACOMPANHAMENTO DE POLÍTICAS, ESTRATÉGIAS E  
DESEMPENHO SETORIAIS

NOTA INFORMATIVA Nº 3/2017/AEPED

**1. SUMÁRIO EXECUTIVO**

1. Com o objetivo de prestar esclarecimentos a diversos segmentos da sociedade e em resposta às demandas já recebidas por este Ministério de Minas e Energia (MME), tais como aquelas oriundas do Poder Legislativo da União e do Ministério Público Federal, a presente Nota traz informações relacionadas à proposta de desestatização da Centrais Elétricas Brasileiras SA (Eletrobras), pela democratização de seu capital, aprovada pelo Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República (PPI), na forma da Resolução CPPI nº 13/2017.

2. A fim dar clareza aos dados, aos elementos de fato e às análises produzidas no âmbito do MME sobre o objeto desta Nota, as informações estão dispostas em quatro conjuntos, quais sejam: i. o Setor Elétrico Brasileiro (SEB), no qual apresenta-se uma breve descrição do setor e de sua situação atual; ii. a Eletrobras, que apresenta um histórico da estatal e um diagnóstico de sua condição no passado recente; iii. a Consulta Pública MME Nº 33/2017, que trata da iniciativa deste Ministério para reformar e atualizar a legislação que rege o SEB com transparência e efetiva participação da sociedade; iv. a proposta de desestatização da Eletrobras; e, finalmente, v. os benefícios esperados em decorrência da desestatização da Eletrobras.

**2. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

3. O SEB constitui-se em complexo arranjo institucional e operacional com o objetivo de garantir a segurança do suprimento de energia elétrica para todos os consumidores do País de forma eficiente e para promover a realização de políticas públicas setoriais, como a universalização do acesso à energia elétrica. Do ponto de vista institucional, o SEB congrega:

a) órgãos e entidades da Administração Pública Direta e Indireta, como o próprio MME, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) ou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), cabendo a cada um deles um conjunto de atribuições previstas em Lei;

b) entidades sem fins lucrativos, quais sejam o Operador Nacional do Sistema (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que prestam ao SEB serviços técnicos específicos na operação do sistema e na comercialização de energia, respectivamente;

c) agentes de mercado, que são empresas estatais ou privadas que atuam nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;

d) consumidores, que são divididos em classes, como residencial, industrial, rural, e que, dependendo de sua carga instalada, podem ser cativos, situação em que devem necessariamente contratar sua energia no ambiente de contratação regulada (ACR), ou livres, quando têm a faculdade de contratar sua energia no ambiente de contratação livre (ACL).

4. De acordo com o Anuário Estatístico divulgado pela EPE, em 2016, quanto à matriz energética, o SEB teve como sua principal fonte a hidráulica, que respondeu por 65,8% da geração total e que é aproveitada por meio de usinas hidrelétricas (UHEs), pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) ou centrais geradoras hidrelétrica de capacidade reduzida (CGHs). As usinas termelétricas (UTES) geraram 26% da energia elétrica produzida no País e a fonte eólica, 5,8%. Outras fontes, incluindo a solar, foram responsáveis pelos 2,4% restantes.

5. Com exceção de Boa Vista/RR, todas as capitais das unidades da Federação estão atualmente interconectadas eletricamente, por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN), o que aumenta a segurança do fornecimento e reduz os custos de energia. Além de Boa Vista, cuja conexão ao SIN



depende da construção de uma linha de transmissão já licitada pela ANEEL, há alguns centros de consumo que não são conectados em virtude de condições geográficas específicas. Nessas localidades, a geração de energia se dá próxima à carga, em geral por meio de UTEs.

6. Ainda segundo os dados da EPE, em 2016, o Brasil consumiu um total de 460.829 GWh, o que representou uma queda de 0,9% em relação ao consumo registrado no ano anterior. Essa redução é efeito da recessão econômica enfrentada pelo País no passado recente. Em termos de capacidade instalada, o Brasil encerrou o ano de 2016 com 150.339 MW.

7. As projeções de demanda por energia elétrica no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2026), publicado pela EPE, apontam para um crescimento de 38% na carga do SIN ao final de 2026, que deve atingir 91,2 GW médios, quando comparada à carga prevista para este ano. Isso significa que a capacidade de geração instalada no País e a rede básica de transmissão precisam ser expandidos, seguindo um planejamento rigoroso, de forma a atender ao crescimento da demanda com segurança e a preços adequados. Caso contrário, o risco de falta de energia elétrica, especialmente para atender a demanda nos horários de pico, e o aumento dos preços dessa energia poderão prejudicar o crescimento econômico brasileiro.

8. Em relação ao custo da energia para os consumidores, nos últimos anos houve forte instabilidade de preços e tarifas, por diversos fatores. Uma das causas que merece destaque é a grave estiagem e que reduziu a energia armazenada nos reservatórios das UHEs e gerou volatilidade no preço da energia. Contudo, há que se ressaltar o efeito da Medida Provisória (MP) nº 579, de 2012, convertida na Lei nº 12.783, de 2013. Editada com o objetivo de reduzir as tarifas de energia elétrica para os consumidores, especialmente aqueles do ACR, a MP nº 579/2012 previa um conjunto de medidas dentre as quais se destacava a possibilidade de prorrogação de concessões de geração de energia elétrica mediante a destinação da energia elétrica gerada para as distribuidoras por uma tarifa fixada pela ANEEL.

9. A MP nº 579/2012 e o conjunto de medidas adotadas em sua decorrência distorceram o sinal de preço no setor elétrico, levando, em um primeiro momento, à redução de preços e ao crescimento da demanda, exatamente quando a energia tornava-se mais escassa e, portanto, mais custosa. O aumento de consumo a uma tarifa insuficiente diante dos custos reais desequilibrava as distribuidoras de energia elétrica e levou à constituição de uma dívida, cujo pagamento exigiu, em 2014, a contratação de financiamentos de R\$ 21,5 bilhões junto a um *pool* de instituições financeiras. Tal operação de crédito é conhecida como Conta ACR.

10. Em 2015, os custos reais da energia e a dívida até então represada começaram a ser repassados aos consumidores cativos. O resultado foi um reajuste tarifário médio de 31%. Em determinados casos, como os da Copel ou da Eletropaulo, os reajustes chegaram a 50%. Além do impacto econômico direto sobre os consumidores residenciais, o modelo de equacionamento dos prejuízos das distribuidoras adotado em 2014 criou um incentivo indesejado, uma vez que muitos consumidores cativos elegíveis ao mercado livre aproveitaram-se da redução das tarifas em 2013 e, quando chamados a contribuir para o pagamento da Conta ACR, migraram para o mercado livre ficando, assim, isentos daquele encargo. De acordo com dados da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia, o número de consumidores especiais registrou um crescimento de 170% de 2015 para 2016. Como resultado, os consumidores cativos que não são elegíveis ao mercado livre passaram a responder por uma parcela ainda mais pesada da Conta ACR.

11. Outro aspecto a ser considerado na avaliação dos efeitos da MP nº 579/2012 sobre o setor elétrico diz respeito ao pagamento pelos ativos de transmissão que entraram em operação até o dia 31 de maio de 2000 e não depreciados até 31 de dezembro de 2012, chamados de Rede Básica Sistemas Existentes (RBSE). Tais ativos ficaram sem remuneração entre a prorrogação das concessões de transmissão, autorizada no art. 6º da Lei nº 12.783/2012, e o processo de reajuste tarifário de 2017. Durante esse período, de mais de quatro anos, houve incidência de remuneração sobre o valor original do crédito a que tinham direito as empresas de transmissão, considerando o custo do capital próprio estimado para essas empresas, conforme definição da Portaria MME Nº 120, de 20 de abril de 2016. A aplicação desse índice de correção pelo prazo de descasamento acresceu à dívida R\$ 35,2 bilhões. No total, o pagamento pela RBSE somou R\$ 62,2 bilhões e resultou em um impacto tarifário médio da ordem de 7,17%, de acordo com a ANEEL.

12. A Portaria MME Nº 120, de 20 de abril de 2016, foi questionada pela Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia de Consumidores Livres (ABRACE) na Ação Ordinária N. 0010552-48.2017.4.01.3400, em curso perante a 5ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito



Federal. Em 10 de abril de 2017, os autores dessa ação obtiveram decisão liminar que suspendeu parcialmente o pagamento, reduzindo uma parcela de remuneração sobre a dívida e preservando-lhe apenas a atualização. Outras ações também foram ajuizadas questionando os valores a serem pagos pela RBSE.

13. Ademais, há que se descrever o impacto provocado pela MP nº 579/2012 com a transferência do risco hidrológico dos geradores para os consumidores, conforme prevista no § 5º do Art. 1º da Lei nº 12.783/2012. Se, por um lado, a prorrogação das concessões de geração de energia elétrica prevista na MP vinculou os agentes a aceitar algumas condições, como a remuneração por tarifa calculada pela ANEEL, por outro ela retirou desses agentes um dos principais riscos do negócio de geração por fonte hidráulica, que é justamente a flutuação sazonal da hidrologia. Até a renovação dos contratos, era responsabilidade do agente entregar a energia comercializada, mesmo quando, pela ocorrência de chuvas abaixo do esperado, a UHE não gerasse. Nesses casos, ou o agente recorria ao Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), instrumento financeiro de compartilhamento de risco hidrológico entre os geradores, ou era obrigado a custear a geração complementar, geralmente de fonte térmica, necessária para entregar a energia comercializada. Assim, a geração abaixo do necessário em função da falta de água nos reservatórios era um risco gerenciado pelo agente, que dispõe de instrumentos para mitigá-lo, como a comercialização em contratos de volume de energia inferior à sua garantia física, o próprio MRE ou a diversificação de fontes geração no conjunto de ativos da empresa.

14. A partir da prorrogação prevista na MP nº 579, contudo, o risco da hidrologia foi transferido ao consumidor de energia. Uma vez que a UHE prorrogada passou a ser remunerada por Receita Anual de Geração (RAG), calculada pela ANEEL com base nos custos e na garantia física de cada empreendimento, encerrou-se o compromisso do gerador em entregar toda a energia comercializada. Caso se observasse geração abaixo do esperado em razão da insuficiência de chuvas, caberia aos consumidores do ACR custear a geração complementar. Conforme apontado acima, a assunção desse custo, bem como a decisão de não repassá-lo aos consumidores nos anos de 2013 e 2014, gerou a dívida da Conta ACR. Assim, o que se percebe é que os consumidores, diferentemente dos geradores, não têm instrumentos de proteção adequados contra o risco hidrológico e, ao se tornarem responsáveis por ele, sofrem com variações tarifárias constantes. Entre janeiro e setembro de 2017, por exemplo, ao se considerar a despesa com a geração complementar, o custo real das cotas passa de aproximadamente R\$ 68/MWh para R\$ 136/MWh. Em agosto, o consumidor pagou R\$ 234/MWh pela energia em cotas, que, originalmente, foi concebida para trazer redução das tarifas de energia elétrica.

15. Por fim, deve-se ponderar que a prorrogação das concessões de geração de energia em cotas, por trinta anos e com correção pela inflação, representa uma ameaça aos consumidores. O setor elétrico, no mundo inteiro, passa por uma transformação tecnológica notável, com o surgimento de novas formas de se gerar energia a partir de fontes renováveis e com o avanço da geração distribuída. Enquanto novas formas de gerar, transmitir, distribuir e consumir energia surgem, os consumidores brasileiros estão comprometidos, até o meio da década de 2040, a comprar energia de UHEs que não têm incentivos adequados à eficiência. Essas usinas têm mercado garantido para um produto que, como comentado acima, sequer têm obrigação de entregar. Considerando-se, por exemplo, que ao longo dos anos de concessão a inflação registre carestia de 3,5% ao ano, índice inferior ao apurado nos últimos cinco anos, ao final do contrato, a energia em cotas custará 180% a mais aos consumidores do que custava na data da prorrogação, apenas pelo efeito do reajuste da remuneração fixa, o que seria ainda maior ao considerarmos ocorrências de risco hidrológico extremo, como o cenário atual.

### 3. ELETROBRAS

16. A Eletrobras, empresa de economia mista, é a maior holding do setor elétrico da América Latina, a 16ª maior empresa de energia do mundo e uma das cinco maiores geradoras hidrelétricas do mundo em capacidade instalada; possui ações negociadas nas bolsas de São Paulo, Madri e Nova York; detém 30,7% da capacidade de geração do Brasil (47GW instalados, em 239 usinas) e 70,3 mil quilômetros de linhas de transmissão, que representam 51,7% do total no sistema elétrico nacional; possui 4,3 milhões de clientes no setor de distribuição de energia elétrica, com 258 mil quilômetros de rede. Como reflexo dessas dimensões, a empresa é a maior empregadora do setor elétrico brasileiro. O total de ativos da empresa soma R\$ 170,5 bilhões. Apesar disso, e de ter valor patrimonial de R\$ 46,2 bilhões (dados do segundo semestre de 2017), o valor em bolsa da companhia em 22 de setembro de 2017 representava apenas R\$ 29,51 bilhões. Ressalta-se que, em geral, o valor em bolsa de empresas econômica



e financeiramente saudáveis é superior ao valor patrimonial, pois incorpora a expectativa de geração de valor pela companhia, além da diferença entre ativos e passivos. Uma empresa com valor patrimonial superior ao valor de mercado é uma empresa que destrói valor em seus investimentos, na medida em que não é capaz de recuperar a mercado o valor investido e contabilizado no patrimônio.

17. Nos últimos anos, a Eletrobras tem passado por situações não condizentes com a importância e com o porte da empresa. São exemplos:

- a) a negociação das ações da Eletrobras na Bolsa de Nova York foi suspensa em maio de 2016 pelo fato de a empresa não ter conseguido apresentar seus balanços de 2014 e 2015;
- b) o seu patrimônio líquido no final de 2015 registrava uma queda de 45,9%, em valores nominais, em relação ao valor no balanço de 2011;
- c) entre 2004 e 2011, antes portanto da edição da Medida Provisória nº 579, de 2012, e sem considerar as perdas das distribuidoras e da Eletronuclear, ou seja, focando apenas no que é tido como o negócio principal da empresa, a perda para o País com a ineficiência da Eletrobras chegava a R\$ 122 bilhões, considerando impostos e dividendos não pagos pelo desempenho econômico insatisfatório da empresa quando comparada a pares privados (valor estimado pela equipe do Ministério, ajustando algumas premissas da contribuição enviada pela 3G Radar na CP 33, conforme dados das demonstrações financeiras do período), valor que chega a R\$ 165 bilhões até 2016;
- d) a empresa apresenta custos elevados em seus investimentos – sobrecusto estimado em R\$ 24 bilhões -, incompatíveis com seus pares privados, sem que isso represente melhor qualidade na prestação do serviço;
- e) baixa produtividade do gasto em pessoal em comparação com empresas privadas do setor, conforme dados de balanço em que se verifica que cada R\$ 1 gasto com pessoal na Eletrobras gera um terço da receita de R\$ 1 gasto na Engie e metade da receita de R\$ 1 gasto na Neoenergia, por exemplo;
- f) no final do 1º trimestre de 2016, a relação Dívida líquida/Ebitda, indicador da saúde financeira de uma companhia, chegou a 9,8, nível que indica risco à capacidade da empresa de honrar seus compromissos e dificuldade de acesso a crédito junto a instituições financeiras;
- g) a empresa, entre 2012 e 2015, acumulou prejuízos que somam R\$ 30,7 bilhões, sendo que a média de lucros, no mesmo período, de três empresas privadas do setor elétrico com ações negociadas em Bolsa (CPFL, Engie e Enel), cujo patrimônio líquido médio equivalia, em 2015, a 19% do patrimônio líquido da Eletrobras, foi de R\$ 1,16 bilhão, o que demonstra que, sob gestão eficiente, o investimento no setor elétrico gera valor para os acionistas;
- h) em 2014, a Eletrobras pagou à União R\$ 231 milhões em dividendos, o que representa 10,7% da média dos três anos anteriores; em 2015 e 2016, não houve qualquer dividendo em benefício da União;
- i) além do não pagamento de dividendos para a União, que poderiam ser aplicados na prestação de serviços públicos à sociedade, a crise da Eletrobras afetou a arrecadação de tributos já que, entre 2011 e 2015, o recolhimento de Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL pela companhia caiu, em valores nominais, 46%; essa perda afeta também estados e municípios, na medida em que parte da arrecadação do imposto de renda é destinada a esses entes por meio dos fundos de participação; e
- j) a Eletrobras tem demandado recursos públicos para honrar obrigações financeiras; em 2016, a empresa recebeu, a título de adiantamento para futuro aumento de capital, R\$ 3 bilhões da União, o que reduz a disponibilidade de recursos do orçamento geral da União para educação, saúde, segurança ou outros fins.

18. Parte dos problemas enfrentados pela Eletrobras foram agravados pela decisão da empresa de aceitar as condições de prorrogação das concessões de geração estabelecidas pela MP nº 579/2012. Por exemplo, no ano de 2012, CHESF e Furnas, as duas empresas do grupo mais atingidas pela conversão em cotas de sua geração, registraram perdas no resultado operacional de R\$ 10,3 bilhões diretamente causadas



pela adesão ao modelo de prorrogação de concessão criado pela citada medida provisória. Entretanto, a situação atual da empresa não pode ser atribuída apenas a esse arranjo, conforme ilustram os dados acima expostos.

19. Deve ser reconhecido que a Eletrobras tem buscado adotar ações para alterar a situação descrita anteriormente, tais como as medidas relacionadas a governança e conformidade, excelência profissional e disciplina financeira.

20. As medidas de governança e conformidade perseguem a meta de reduzir a zero as fraquezas materiais identificadas nos processos da empresa. Envolvem: aprovação da política de dividendos e da política de indicação de administradores para SPEs; criação de comitês de suporte ao Conselho de Administração; e Programa Eletrobras 5 dimensões, para melhoria dos processos de conformidade.

21. A excelência operacional busca levar os custos com pessoal, materiais, serviços de terceiros e outros - PMSO da Eletrobras ao padrão de eficiência do setor elétrico e consiste de: Programa de Aposentadoria Extraordinária - PAE; Centro de Serviços Compartilhados - CSC; e reestruturação gerencial.

22. Já a disciplina financeira almeja reduzir a relação dívida líquida/EBITDA da Eletrobras a 4, por meio da venda de ativos de geração e transmissão – SPE e consolidação das SPE remanescentes.

23. As ações descritas acima têm produzido resultados à Eletrobras. O sinal mais claro da efetividade está na evolução positiva do índice Dívida Líquida/EBITDA. Ainda no final de 2016, o valor já havia sido reduzido em comparação ao verificado no 1º trimestre de 2016. No 2º trimestre de 2017, a empresa registrou uma relação de 4,7 vezes, muito próxima à meta estabelecida de 4 vezes.

24. O Programa de Aposentadoria Extraordinária (PAE) também apresentou excelentes resultados, com atingimento de 86% da meta em quantidade de empregados e, em termos financeiros, 95% de sucesso. Em menos de um ano, a economia gerada pelo PAE irá compensar o investimento, conforme ilustra a tabela abaixo.

PAE	Meta	Realizado	Sucesso
<b>Empregados</b>	2.437	2.097	86,0%
<b>Economia (em R\$ milhões)</b>	920	875	95,1%
<b>Payback (em anos)</b>	1,72	0,93	145,9%

25. Os avanços obtidos pela Eletrobras, contudo, são tímidos frente aos desafios a serem enfrentados pelo setor elétrico brasileiro e insuficientes para garantir a sustentabilidade econômico-financeira da empresa, como constatado na correspondência encaminhada pelo Presidente da companhia, que sugere a desestatização como única alternativa viável.

26. Dado o aumento de carga previsto no PDE 2026, é importante que o setor elétrico brasileiro tenha empresas robustas e preparadas para garantir a expansão da oferta de energia elétrica brasileira de forma sustentável aos menores preços possíveis. É certo que a Eletrobras não desempenha mais o papel de planejador do setor, que cabe ao Poder Concedente, mas é um agente importante para que a expansão da oferta de energia elétrica se dê com mais competição, beneficiando em última instância os consumidores.

27. Contudo, em virtude das dificuldades enfrentadas pela empresa nos últimos anos, a sua participação na expansão da oferta de energia elétrica tem sido reduzida. No segmento de geração, a empresa detinha, em 2011, 36% de participação na oferta nacional. Ao final de 2016, essa participação havia caído para 31%. Dos 33 GW que foram agregados ao sistema no período, 85% foram resultado de



investimentos de outros agentes, especialmente privados. A Eletrobras respondeu por, apenas, 15% da expansão da oferta. Caso o ritmo de expansão da capacidade instalada da Eletrobras fosse a média para todos os agentes, hoje o Brasil teria 12 GW a menos de energia para ofertar a seus consumidores, o que equivale à demanda média de, aproximadamente, 28 milhões de pessoas, o que implicaria preços mais altos de energia.

28. Fenômeno semelhante se observa no segmento de transmissão. A Eletrobras chegou a deter 58% da rede básica do sistema, em 2012, e, ao final de 2016, sua participação caiu para 52%. O monitoramento das obras de transmissão revela o impacto da crise da empresa no setor elétrico. Dos 50 empreendimentos com maiores atrasos, 60% são do Grupo Eletrobras. Outros 3 são de SPes que têm a Eletrobras como sócia. O setor privado responde por apenas 6 obras nesse conjunto. Os demais 11 empreendimentos são de outras empresas estatais. Os atrasos registrados nas obras da Eletrobras, de 4,9 anos, em média, também são maiores do que os observados nas de empresas privadas, 1,5 ano.

29. As perspectivas da empresa no segmento também são tímidas. Nos últimos leilões de linhas de transmissão, seja por dificuldades financeiras, seja por decisão da ANEEL, as empresas do Grupo Eletrobras estiveram impedidas de concorrer. Os leilões de outubro de 2016 e de abril de 2017, que não contaram com a participação da Eletrobras e suas subsidiárias, registraram alto índice de sucesso, com 88% dos lotes arrematados, e deságios médios de 12,7% e 36,5%, respectivamente. O retorno da concorrência nos leilões reduz o custo do sistema de transmissão para os consumidores de energia elétrica e garante a retomada dos investimentos no segmento.

30. Por sua vez, no segmento de distribuição, a Eletrobras hoje atende a seis áreas de concessão por meio de suas empresas: Acre (Eletroacre), Alagoas (Ceal), Amazonas (Amazonas Energia), Piauí (Cepisa), Rondônia (Ceron) e Roraima (Boa Vista Energia). O serviço prestado pela empresa aos consumidores daqueles estados está entre os piores do Brasil, em termos de continuidade. No ano de 2016, quase todas as distribuidoras do Grupo ultrapassaram os limites impostos pela ANEEL para a duração e a frequência de interrupções no fornecimento de energia. Em média, no ano de 2016, um consumidor atendido pela Eletrobras ficou 36,9 horas sem energia elétrica e sofreu 30,8 interrupções no fornecimento. Comparando um subgrupo de 3 distribuidoras da Eletrobras com empresas privadas que operam em áreas de concessão semelhantes, observa-se que consumidores das empresas da Eletrobras ficaram sem energia por um tempo 59% maior do que o das distribuidoras privadas e sofreram 79% mais interrupções.

31. Na tentativa de reverter o quadro acima apresentado, a Eletrobras tem que superar outros desafios, decorrentes da atuação da empresa nos últimos anos. Nesse contexto, cabe citar três exemplos:

- a) o necessário saneamento das suas distribuidoras de energia elétrica, para que possam ser privatizadas; conforme explicitado na Resolução nº 20, de 8 de novembro de 2017, do CPPI, a Eletrobras terá que realizar ajustes em tais empresas, mediante conversão de dívida em capital social ou assunção de dívidas, que somam R\$ 11,2 bilhões;
- b) as perdas na Eletronuclear, decorrentes da construção da Usina Termonuclear Angra 3, que já tornaram o patrimônio líquido da Eletronuclear negativo em R\$ 4,5 bilhões (dado de 31 de dezembro de 2016);
- c) as dívidas das distribuidoras da Eletrobras com a Petrobras, oriundas das compras de combustível para atendimento aos sistemas isolados e que não estão integralmente reconhecidas pela ANEEL, o que também impacta a privatização dessas distribuidoras - ressalta-se que a Eletrobras firmou contratos de confissão de dívida - CCD com a Petrobras no valor de R\$ 10,5 bilhões (que hoje somam R\$ 15,8 bilhões) e que cujo reconhecimento para fins de reembolso da CCC está sendo contestado pela ANEEL.

32. Diante do exposto, constata-se que o cenário econômico-financeiro da Eletrobras restringe a atuação da companhia na expansão da oferta de energia elétrica e, com isso, pode tornar esse movimento mais oneroso à sociedade por retirar do mercado um agente importante. A sociedade perde ainda porque a União não recebe dividendos e deixa de recolher tributos sobre o lucro que a companhia não tem sido capaz de gerar.

#### 4. CONSULTA PÚBLICA MME Nº 33/2017

33. Em 4 de julho de 2017, foi emitida a Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE – NT 5. Essa Nota fundamentou a instauração da Consulta Pública MME Nº 33/2017 (CP 33), que apresentou um



conjunto de propostas de aprimoramento do marco legal do setor elétrico.

34. A decisão de colocar tais propostas em consulta revela-se homenagem da Administração Pública aos princípios da participação popular e da publicidade. Ressalta-se que: i. a consulta, em si, não produz efeitos jurídicos, sendo que qualquer materialização dos temas ali abordados depende de edição de ato normativo específico; e ii. a Administração não está vinculada às propostas inicialmente submetidas à consulta nem às contribuições a ela apresentadas, mas deve observar a necessidade de motivação dos atos administrativos.

35. Dentre os diversos temas tratados na Nota, um dos mais relevantes para a modernização do setor e ampliação sustentável do mercado é a descotização das usinas hidrelétricas. A proposta inicial previa essa descotização associada à privatização de empresas estatais titulares desses ativos, conforme abaixo:

#### “DESCOTIZAÇÃO E PRIVATIZAÇÃO

3.130. O tema da redução de energias compulsórias – como as cotas de garantia física e potência – tem conexão muito grande com o aumento da liquidez de mercado e flexibilidade do portfólio das distribuidoras em resposta à ampliação do mercado livre. Este tema, referido aqui como descotização, interage ainda com a alocação de custos e das rendas dos ativos do setor elétrico concedidos pela União.

3.131. Para esse tema, a abordagem mais didática é a apresentação da proposta de alteração da Lei nº 9.074, de 1995, e posterior discussão de cada um de seus pontos:

“Art. 28. Nos casos de privatização, nos termos do art. anterior, é facultado ao poder concedente outorgar novas concessões, pelo prazo de 30 (trinta) anos, sem efetuar a reversão prévia dos bens vinculados ao respectivo serviço público.

§1º Em caso de privatização de empresa detentora de concessão ou autorização de geração de energia elétrica, o poder concedente alterará o regime de exploração para produção independente, inclusive, quanto às condições de extinção da concessão ou autorização e de encampação das instalações, bem como da indenização porventura devida.

.....  
§5º A privatização de que trata o caput deverá considerar:

I – o pagamento, no caso de concessão ou autorização de geração, de quota anual, em duodécimos, à Conta de Desenvolvimento Energético, de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, correspondente a um terço do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão.

II – o pagamento de bonificação de outorga anual, em duodécimos, correspondente a:

a) dois terços do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, no caso de concessão ou autorização de geração;

b) ao benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, nos casos de concessão ou autorização de transmissão e distribuição.

§6º O percentual de ágio obtido na privatização deverá ser aplicado sobre o valor do pagamento da bonificação de outorga anual apurado nos termos do inciso II do §5º.

§7º O disposto nesse art. se aplica inclusive às usinas hidrelétricas prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

§8º Na privatização de pessoas jurídicas controladas direta ou indiretamente pela União alcançadas pelo §7º, desde que a transferência de controle seja realizada até 31 de dezembro de 2019, a bonificação de outorga mínima de que trata o inciso II do §5º será reduzida para:

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

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

§9º Quando a privatização de pessoas jurídicas controladas direta ou indiretamente pela União alcançadas pelo §7º, na forma do §8º, abranger usinas hidrelétricas localizadas na Bacia do Rio São Francisco, a União deverá destinar parte do valor de que trata o inciso II do §8º a projetos de revitalização da Bacia do São Francisco.

§10. O valor e a forma de destinação de que trata §9º serão definidos por comitê gestor, instituído conforme regulamento, com valor e prazo fixados no Edital do Leilão, a partir das necessidades de recursos para a revitalização da Bacia do Rio São Francisco com foco em ações que gerem recarga das vazões afluentes.

§11. Quando precedida de cisão parcial ou constituição de subsidiária integral, é condição para a privatização na forma do §8º, que as despesas de caráter permanente da sociedade cindida ou da controladora sejam reduzidas ou transferidas à subsidiária integral em montante proporcional à receita oriunda dos ativos integrantes do patrimônio da sociedade resultante ou subsidiária a ser privatizada” (NR)

3.132. O caput do art. 28 e o §1º estabelecem o regime a ser aplicado a privatizações de ativos do



setor elétrico, com destaque para o regime de produção independente de energia, o que já implica uma dissociação do regime de cotas das privatizações, que podem ser exercidas como instrumento de gestão de estatais para auxiliar e estimular o equacionamento de despesas por meio de desinvestimento.

3.133. O inciso I do §5º estabelece que as privatizações de geração deverão ser acompanhadas de pagamento de cota de CDE pelo vencedor do certame. A cota de CDE seria calculada a partir da métrica de benefício econômico do novo contrato de concessão que acompanhar a privatização e equivaleria a um terço desse benefício.

3.134. O inciso II do §5º estipula que o valor restante (dois terços) do benefício econômico associado às privatizações de geração ficaria com a União, na figura de uma bonificação de outorga paga mensalmente. Para os casos de privatização de empresas de transmissão ou de distribuição, negócios nos quais a tarifa é regulada, não faria sentido colocar a obrigação de pagamento de CDE, de modo que todo o benefício econômico ficaria com a União. O §6º estabelece a regra de repartição de ágio.

3.135. Do ponto do Ministério de Minas e Energia, o ideal seria uma destinação maior dos recursos das privatizações para a CDE e a atribuição de alguma parcela do benefício diretamente a empresa que estiver privatizando, pois isso permitiria um alívio maior dos custos repassados aos consumidores e criaria um maior incentivo aos controladores estatais em se desfazerem desse controle. Todavia, o MME não possui autonomia para decidir sobre o tema, de modo que se apresenta uma proposta com a alocação mais provável dos recursos da privatização.

3.136. O §7º estabelece a validade do regime de privatização também para as usinas cuja energia é atualmente comercializada pelo regime de cotas de garantia física e de potência. Nesse caso, estas cotas - uma energia compulsória alocada pelo custo e com risco hidrológico no consumidor - seriam retiradas da distribuidora e substituídas por uma nova compra de energia através de mecanismos existentes. A própria energia descotizada, agora comercializada pelo PIE, poderia refluir para o portfólio das distribuidoras. Em ambos os casos, o preço e características dos contratos desta energia seriam de mercado. Por exemplo, esta energia pode retornar às distribuidoras via contratos a preços fixos, sem a transferência do risco hidrológico. O mecanismo é de suma importância para atrair interessados nesse conjunto de ativos.

3.137. Por um lado, esse movimento teria implicações tarifárias para os consumidores regulados. Por outro lado, alocaria melhor o risco da geração e distribuiria parte da renda hidráulica a todos os consumidores via CDE, além de representar aumento da flexibilidade do portfólio preços mais realistas. Não obstante, mesmo que todo o volume de cotas das usinas prorrogadas, que são mais baratas, fosse descontratado de uma única vez e substituído por contratos com preço de R\$ 200/MWh, o impacto nas tarifas dos consumidores regulados seria de no máximo 7%, considerando-se os níveis atuais de receita das distribuidoras e excluindo-se desse efeito o benefício decorrente da menor exposição ao risco hidrológico e da redução do encargo de CDE.

3.138. De qualquer forma, na hipótese de se desejar uma diluição dos efeitos tarifários, o próprio edital de privatização seria capaz de estabelecer uma trajetória ou até uma carência para desmobilização das cotas vigentes e adoção integral de um regime de livre comercialização, o que permitiria uma contratação fracionada e antecipada da energia existente necessária para recomposição do nível contratual das distribuidoras, reduzindo o risco de o preço recontratado ser excessivamente elevado.

3.139. Novamente, esse movimento atenderia melhor aos objetivos do MME se a maior parte dessa renda ficasse com o setor elétrico, readequando decisões alocativas associadas à renda hidráulica, que em 2013 ficou concentrada no mercado regulado, com concomitante redução na exposição ao risco dos consumidores.

3.140. O §8º estabelece um incentivo para privatizações de estatais federais até 2019, pois reduz a destinação do benefício econômico que ficaria com a União, o que na prática implica aumento do valor capturado pelos controladores da empresa privatizada.

3.141. Os §§ 9º e 10 tratam da possibilidade de estabelecer um compromisso adicional para privatização de empresas com geração na Bacia do São Francisco, com utilização de parte dos recursos da União. A ideia é que parte da outorga obtida pela União seja revertida na recuperação da Bacia, com foco na recarga energética. Trata-se de medida de governo, que busca recuperar o rio, e que a longo prazo deve beneficiar também o setor elétrico, tendo em vista que essa recuperação ampliará o potencial gerador de energia nas usinas da Bacia.

3.142. O §11 estimula a privatização associada a redução de custos, dando o sinal para que a estatal desfaça-se de passivos junto com a venda de ativos.

3.143. A descotização tem reflexos também na Lei nº 12.783, de 2013, conforme abaixo:

“Art. 8º. ....

.....

§2º-A Caso a licitação ocorra sem a reversão prévia de bens, o poder concedente poderá facultar ao então titular da outorga não prorrogada vender os bens reversíveis ao vencedor da licitação de que trata o art. 8º e art. 8º-A, nos termos das condições e valores definidos no edital de licitação.

§2º-B Caso faça a opção pela venda de que trata o §2º-A, o então titular da outorga não prorrogada não fará jus à indenização correspondente às parcelas dos investimentos vinculados a bens



reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados.

§2º-C No caso de licitação de concessões de transmissão e de distribuição, a ANEEL definirá as condições de incorporação às tarifas dos bens vendidos nos termos do §2º-A.

§2º-D É condição para o exercício da opção de que trata §2º-A a apresentação pelo então titular da outorga na prorrogada de termo de anuência quanto às condições e valores definidos no edital de licitação.

§2º-E O edital de licitação poderá prever que o vencedor da licitação deduza do valor de venda definido no edital os créditos que tenha do então titular da outorga não prorrogada.

§6º-A Aplica-se à licitação de que trata o caput o disposto no art. 28 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.” (NR)

“Art. 8º-A As concessões de que trata o art. 1º, que vençam a partir de 1º de janeiro de 2018, devem ser licitadas.

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

3.144. Nos §§ 2º-A ao 2º-E, define-se a possibilidade dos proprietários dos ativos de concessões vencidas trocarem o direito à indenização pela venda direta desses ativos (ou seja, do direito de terem esses ativos remunerados via tarifa ou indenizados) ao vencedor da licitação da nova concessão, com possibilidade de abatimento de créditos entre as partes e regulação da ANEEL a respeito de como essa venda seria incorporada às tarifas.

3.145. O §6º-A faz com que a regra de privatização da Lei nº 9.074, de 1995, seja aplicada, no que for cabível, à licitação das concessões não prorrogadas, o que inclui a repartição dos benefícios econômicos do novo contrato de concessão.

3.146. O art. 8º-A, por sua vez, estipula que, a partir de 2018, não será mais possível prorrogar usinas em regime de cotas, uma vez que todas as usinas vencidas deverão ser licitadas. O parágrafo único impede que essa licitação esteja associada a contratos de cotas, uma vez que essa prática é incompatível com a flexibilidade necessária ao modelo em resposta à ampliação do mercado livre. É mantida, todavia, a possibilidade de cobrança de outorga na licitação dessas usinas.”

36. Várias contribuições foram recebidas sobre esse tema na CP 33, com as seguintes preocupações:

a) Impactos tarifários, tendo em vista a possibilidade de algum aumento tarifário, ainda que esse eventual aumento – não descartada uma queda nas tarifas - possa ser inferior à inflação e venha acompanhado de medidas como menor exposição ao risco hidrológico, redução dos patamares das bandeiras tarifárias, solução da sobrecontratação das distribuidoras, menores barreiras à ampliação do mercado livre, aumento de liquidez e competitividade para a contratação da energia, desindexação da energia comprada para o consumidor final, redução de encargos, justiça alocativa pela distribuição dos benefícios das usinas amortizadas também aos consumidores livres anteriormente não beneficiados, aumento dos patamares de eficiência do setor indutores de tarifas mais baixas, redução dos custos de capital do setor pela diminuição do risco sistêmico representado por uma empresa das dimensões da Eletrobras sujeita a descontinuidades em sua gestão em virtude de mudanças de governo e com problemas financeiros que ameaçam suas atividades diuturnamente e podem se propagar a todos os demais agentes estatais ou privados;

b) Efeitos na Eletrobras, que seria obrigada a se desfazer de ativos, mas continuaria com os passivos, de modo que seria mais adequado converter as cotas em produção independente mantendo as usinas hidrelétricas - UHE sob a titularidade da empresa e suas subsidiárias sem necessariamente privatizar, pois a empresa seria sustentável e rentável se não fossem os efeitos da MP nº 579/2012;

c) Perda de controle estatal sob um setor estratégico, não obstante a participação radicalmente decrescente do capital das estatais na expansão da matriz de geração e de transmissão por incapacidade de investimento, os crescentes atrasos dos empreendimentos de controle estatal e a atuação do Estado como regulador, prevista na Constituição Federal e legislação setorial;

d) Risco de concentração de mercado ou de capital estrangeiro, tendo em vista o apetite demonstrado principalmente por empresas chinesas;

e) Privatização dos rios, em especial do Rio São Francisco, o que colocaria em risco os demais usos da água, não obstante a Constituição Federal estabelecer expressamente a



propriedade estatal dos rios e a legislação definir a atuação coordenada da Agência Nacional de Águas – ANA e da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL na garantia do uso compartilhado, o que permite hoje a existência de várias bacias hidrográficas e leitos permeados por UHE de controle privado sem afetação dos usos múltiplos;

f) Repartição dos recursos da descotização, com propostas conflitantes pedindo a ampliação da destinação desses recursos ora aos consumidores, ora a Eletrobras, ora à União, solução que demanda um equilíbrio capaz de garantir adequada contrapartida a cada uma das partes ao passo em que se gera uma empresa sustentável, capaz de fazer frente aos passivos do passado, ajustar sua situação econômico-financeira e se preparar para os investimentos futuros;

g) Venda de um patrimônio do povo brasileiro, não obstante o baixo retorno da Eletrobras à sociedade mediante pagamento de impostos e dividendos e a necessidade de aportes que retirem recursos de demais políticas públicas, onerando os contribuintes em troca de um serviço de menor qualidade e maior custo, com desperdício de recursos.

## 5. PROPOSTA DE DESESTATIZAÇÃO DA ELETROBRAS

37. A proposta de desestatização da Eletrobras reflete o reconhecimento de que o Estado brasileiro priorizará gastos em áreas nas quais o mercado falha em atuar ou atua de forma diversa àquela socialmente desejada em detrimento daquelas em que o setor privado tem condições suficientes, mediante uma adequada regulação, de prover bens e serviços, como o setor elétrico. Ou seja, a proposta de desestatização da Eletrobras é um sinal de que a sociedade prefere destacar recursos para as áreas de saúde, educação e segurança em lugar de alocá-los na capitalização de uma empresa estatal no segmento de energia elétrica para suportar suas ineficiências, sem que isso resulte em alguma melhora no bem-estar da sociedade.

38. Em 21 de agosto de 2017, já após o encerramento da fase de contribuições da CP 33, o Presidente da Eletrobras enviou carta ao Ministro de Minas e Energia, apresentando as medidas tomadas pela empresa ao longo do primeiro ano da nova gestão, que resultaram em significativa melhora nas condições econômicas e financeiras da companhia, mas que seriam insuficientes para a sua recuperação. Ao fim da carta, o Presidente da Eletrobras propõe a desestatização da companhia, entendendo que “esta seja talvez a única alternativa possível de preservação de uma Corporação efetivamente brasileira”, conciliando competitividade, valorização da empresa e desoneração dos contribuintes, evitando o desperdício de recursos públicos escassos no pagamento de ineficiências. O Presidente da Eletrobras lista ainda alguns atributos para o modelo de desestatização.

39. Em 21 de agosto de 2017, o Exmo. Sr. Ministro de Estado de Minas e Energia comunicou à Eletrobras a sua decisão de propor a desestatização da empresa ao Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República - CPPI, observadas algumas condições. Essa decisão ensejou a divulgação de fato relevante por parte da Eletrobras.

40. O Conselho do PPI (CPPI), por sua vez, aprovou, em 23 de agosto de 2017, a Resolução Nº 13/2017, transcrita a seguir:

"RESOLUÇÃO Nº 13, DE 23 DE AGOSTO DE 2017

Opina pela qualificação de medidas de desestatização relacionadas às Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, no âmbito do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República, e recomenda sua inclusão no Programa Nacional de Desestatização.

O CONSELHO DO PROGRAMA DE PARCERIAS DE INVESTIMENTOS DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, no uso das atribuições que lhe conferem o art. 7º, caput, incisos I e V, alínea “c”, da Lei nº 13.334, de 13 de setembro de 2016 e o art. 6º, caput, inciso I, da Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997,

Considerando a necessidade de permitir que a administração pública federal concentre seus esforços nas atividades em que a presença do Estado seja fundamental para a consecução das prioridades nacionais;

Considerando a necessidade de ampliar as oportunidades de investimento, emprego e renda no País e de estimular o desenvolvimento tecnológico e industrial nacional;

Considerando a necessidade de expandir a qualidade da infraestrutura pública e de conferir



aos projetos de relevo o tratamento prioritário previsto na legislação;

Considerando a necessidade de assegurar a oferta de energia elétrica de forma eficiente e pelo menor preço para a sociedade brasileira e de viabilizar o fluxo de investimentos no setor elétrico;

Considerando a necessidade de aperfeiçoar a governança da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras;

Considerando a necessidade de valorizar o patrimônio da União;

Considerando a necessidade de valorizar e desenvolver o mercado de capitais, elemento estratégico para a economia brasileira; e

Considerando a necessidade de aumentar a participação direta da sociedade brasileira no capital da Eletrobras;

#### RESOLVE:

Art. 1º Opinar favoravelmente e submeter à deliberação do Presidente da República, para qualificação no âmbito do Programa de Parcerias de Investimentos - PPI, as medidas de desestatização relacionadas à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras.

Art. 2º Recomendar, para aprovação do Presidente da República, a inclusão da Eletrobras no Programa Nacional de Desestatização - PND.

Parágrafo único. O processo de desestatização previsto nos art. 1º e art. 2º será executado sem prejuízo das eventuais medidas de desinvestimento em curso da Eletrobras ou das empresas por ela controladas.

Art. 3º As medidas de desestatização de que tratam o art. 1º e o art. 2º considerarão:

I – o retorno financeiro à União;

II – os mais elevados requisitos de governança corporativa do mercado de capitais;

III – a limitação do poder de voto dos acionistas com maior participação acionária, a fim de garantir a democratização do capital no controle da Eletrobras;

IV – a necessidade de redução de encargos do setor de energia elétrica, com direcionamento prioritário para o custeio da Tarifa Social de Energia Elétrica;

V – a comercialização de energia elétrica em regime de produção independente;

VI - a ação de classe especial do capital social da Eletrobras à União, que lhe confira poderes especiais em relação a alterações da razão social, objetos sociais ou sedes da Eletrobras ou empresas por ela controladas;

VII - a oferta de parte das ações representativas do capital da Eletrobras aos seus empregados e aos empregados das empresas por ela controladas direta ou indiretamente; e

VIII - o desenvolvimento, direta ou indiretamente por meio de sua subsidiária Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, de programa de revitalização dos recursos hídricos da Bacia do São Francisco.

Art. 4º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação."

41. Os condicionantes explicitados pela Resolução nº 13/2017, do CPPI, ilustram que a proposta de desestatização da Eletrobras não mira apenas transferir o controle da empresa à iniciativa privada. Pelo contrário, reconhece que são necessários condicionantes para maximizar os ganhos da sociedade com esse movimento. Por exemplo, a exigência da comercialização da energia elétrica em regime de produção independente permite desmontar, ainda que parcialmente, o regime de produção de energia elétrica em cotas no qual o risco hidrológico é alocado ao consumidor, que não tem condições de geri-lo; a destinação de recursos com o novo contrato de concessão no regime de produção independente permite que se reduza o custeio pelo setor elétrico de subsídios; e a obrigação de investir na revitalização da Bacia do São Francisco aborda um problema crítico por que passa o Rio São Francisco e que afeta a geração de energia elétrica, além de outros usos prioritários, como dessedentação.

42. Acerca do Rio São Francisco, vale destacar que esse Rio enfrenta desde 2012 a pior seca de que se tem registro nos últimos 50 anos. A afluição no reservatório de Sobradinho é hoje aproximadamente metade do que era há 5 anos. A vazão do Rio tem sido reduzida para preservar água nos reservatórios e garantir o recurso para outros usos, como o consumo humano e a irrigação. Contudo, o que se observa nos dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS é que, nos anos de 2014 e 2015, diante de um baixo volume de chuvas, as reduções de vazão em Sobradinho não foram suficientes para conservar a água. Em novembro de 2015, o reservatório contava apenas com 1,1% de seu volume útil, o menor nível já registrado. Essa estiagem instalou-se quando finalmente são entregues as obras da transposição do Rio São Francisco, em benefício de 12 milhões de pessoas em 390 municípios dos estados de Pernambuco, da Paraíba, do Rio Grande do Norte e do Ceará.



43. Entre 2011 e 2016, a CHESF, conforme dados das demonstrações financeiras do período, realizou investimentos ambientais que somaram R\$ 121 milhões, decorrentes de obrigações atreladas às concessões, o que representa apenas R\$ 20 milhões por ano, dos quais nem todos foram direcionados ao Rio São Francisco. Tais investimentos representam 0,33% da receita operacional líquida da companhia, feitos por obrigação contratual e não como braço do Estado. Sua atuação nesse sentido é a mesma que se espera de um agente privado, que cumpre as exigências do Poder Público referentes à mitigação de impactos ambientais. Além disso, é seguro dizer que, dadas as suas dificuldades financeiras, a empresa não tem perspectivas de gerar recursos para investir em projetos de recarga do Rio, caso continue sendo uma estatal, com parte relevante de sua energia contratada no sistema de cotas. A recuperação da Bacia do São Francisco exige um compromisso financeiro muito maior, o qual é comportado na desestatização da empresa.

44. A Resolução nº 13/2017, do CPPI, reconhecendo o relevante papel da Eletrobras para o setor elétrico, também exige novos padrões de governança da empresa. É o caso da limitação do poder de voto, que busca garantir a democratização do capital no controle da empresa. Destaca-se também a exigência de ação de classe especial do capital social da Eletrobras à União, que lhe confira poderes especiais em relação a alterações da razão social, objetos sociais ou sedes da Eletrobras ou empresas por ela controladas.

45. Por fim, a Resolução nº 13/2017, do CPPI, exige retorno financeiro à União, o que não poderia ser diferente já que a União ofertará novos contratos de concessão.

46. A proposta legislativa para implementar os condicionantes da Resolução nº 13/2017, do CPPI, deve envolver os seguintes elementos:

a) determinação de que a desestatização da Eletrobras ocorrerá por meio de emissão de novas ações, sem que a União subscreva essas ações;

b) permissão para que a União ofereça novos contratos de concessão para usinas hidrelétricas alcançadas pelo regime de cotas criado pela Lei nº 12.783, de 2013;

c) estabelecimento de condições à desestatização da Eletrobras, dentre elas:

I - celebração de novos contratos de concessão de geração de energia elétrica das usinas alcançadas pelo regime de cotas criado pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013;

II - celebração de termo aditivo aos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica, com vistas a repactuar o pagamento de valores atrasados relacionados a alguns ativos não amortizados ou não indenizados;

III - alteração do estatuto social com vistas a criar ação preferencial de classe especial de propriedade exclusiva da União, limitar o poder de voto dos acionistas e assegurar à União o direito de indicar o Presidente do Conselho de Administração;

IV - reestruturação societária para manter sob controle, direto ou indireto, da União as empresas Eletrobrás Termonuclear S.A. – Eletronuclear e Itaipu Binacional;

V - desenvolvimento, direta ou indiretamente, por meio de sua subsidiária Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, de programa de revitalização dos recursos hídricos da bacia do rio São Francisco;

VI - manutenção dos direitos e obrigações da primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa até a extinção dos contratos, dos contratos de financiamento com recursos da Reserva Global de Reversão - RGR celebrados até 17 de novembro de 2016 e referentes ao Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - “LUZ PARA TODOS” até 31 de dezembro de 2018.

d) garantia de que a União, direta ou indiretamente, não exercerá o direito de voto nas deliberações sobre as condições para a desestatização, a fim de afastar o risco de abuso de poder de controle;

e) estabelecimento de que as novas outorgas de geração de hidrelétricas alcançadas pelo regime de cotas da Lei nº 12.783, de 2013, dependem de: i. pagamento pela Eletrobras de bonificação pela outorga de novos contratos de concessão de geração hidrelétrica; ii.



alteração do regime de exploração para produção independente; e iii. pagamento pela Eletrobras de quota anual, em duodécimos, à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE correspondente a 1/3 (um terço) da estimativa de valor adicionado à concessão pelos novos contratos.

f) fixação de valor a ser destinado à revitalização da Bacia do São Francisco;

g) previsão de que a União poderá criar empresa para ser controladora da Eletronuclear e Itaipu Binacional;

h) previsão de que o Poder Executivo definirá um novo gestor para o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - “LUZ PARA TODOS” - a partir de 1º de janeiro de 2019.

47. Como já mencionado, a Resolução nº 13/2017, do CPPI, estabeleceu os condicionantes à desestatização da Eletrobras. Dentre tais condicionantes, cabe destacar inicialmente “a comercialização de energia elétrica em regime de produção independente”. A aplicação desse condicionante significará que as controladas da Eletrobras, detentoras de concessão de usinas hidrelétricas alcançadas pelo regime de cotas de que trata o art. 1º da Lei nº 12.783/2013, aceitem modificações nas regras contratuais dessas concessões para a comercialização da energia elétrica gerada por tais empreendimentos.

48. Pela proposta, as empresas controladas pela Eletrobras deixariam de comercializar a energia elétrica gerada pelas usinas alcançadas pela Lei nº 12.783/2013, com as distribuidoras de energia elétrica a um preço fixado pela ANEEL para negociá-la livremente no mercado regulado ou no mercado livre. Portanto, as empresas passariam a assumir riscos, tais como o risco hidrológico.

49. A mudança no regime de comercialização de energia elétrica, mesmo considerando os riscos envolvidos, adicionaria valor ao contrato de concessão. Isso porque os preços de mercado tendem a ser maiores do que o preço distorcido da energia elétrica no regime de cotas. Em consequência, está sendo proposto que parte desse valor adicionado ao contrato seja:

a) revertido à modicidade tarifária, por meio da destinação à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), responsável pelo custeio de vários subsídios presentes nas tarifas de energia elétrica;

b) destinado à União, na forma de bonificação pela outorga de um novo contrato.

50. Dessa forma, a Eletrobras, para se tornar uma empresa privada, terá que pagar pela outorga dos novos contratos de concessão, tendo em vista que a Resolução nº 13/CPPI, em seu art. 3º, I, exige “retorno financeiro à União”.

51. De fato, os condicionantes estabelecidos pela Resolução nº 13/2017 do CPPI levam à conclusão de que a desestatização deve ocorrer por emissão primária de ações, conforme exposto a seguir.

52. Atualmente, desconsiderando-se os recursos injetados como adiantamento para futuro aporte de capital, a União controla, direta ou indiretamente, 75,4% das 1.087.050.297 ações com direito a voto da Eletrobras (ELET3). Para que a União passe a deter menos de 50% do capital votante da empresa, seria necessária uma emissão primária de cerca de 553.036.344 novas ações ordinárias. Considerando o valor por ação de R\$ 20,25, registrado no dia 13/11/2017, e que a operação se restringiria apenas a deixar a União com menos de 50% do capital votante, haveria ingresso de R\$ 11,2 bilhões na companhia. Parte do valor captado pela empresa com a emissão seria utilizado para pagar à União pelas novas outorgas. Ressalta-se que o tamanho da emissão pode ir além do montante necessário para reduzir a participação da União no capital votante a menos de 50%; depende das necessidades da companhia, definidas por estudos que ainda serão contratados.

53. Caso não houvesse a emissão primária, a fim de tornar a Eletrobras privada, a União teria que vender ações. Seria necessário, portanto, negociar o equivalente a 25,4% das ações ordinárias da empresa, ou seja, cerca de R\$ 5,6 bilhões, se considerado o valor da ação em 13/11/2017, e esses recursos seriam pagos pelo comprador das ações à União, e não à Eletrobras. Após a venda, a empresa ainda teria que pagar à União pelas novas outorgas. A empresa poderia, por exemplo, efetuar esse pagamento por meio de recursos de seu caixa ou tomados por empréstimo. Contudo, são opções inviáveis porque a empresa não possui caixa para tanto, nem tampouco condições de se endividar ainda mais, conforme ilustrado em seção anterior que abordou o índice de endividamento da empresa. Mesmo que tivesse condições de endividamento, poderia ser comprometida a capacidade da empresa de fazer investimentos



em novos projetos, o que não é desejável já que um dos motivos da desestatização é recuperar a capacidade de a empresa fazer novos investimentos, algo essencial para a expansão da oferta de energia elétrica, conforme já abordado. Restaria então à empresa realizar uma emissão primária mesmo após a União ter vendido ações.

54. A oferta de novos contratos de concessão para UHEs alcançadas pelo regime de cotas criado pela Lei nº 12.783/2013 é essencial no arranjo da desestatização proposto. Como já abordado, trata-se de um condicionante da Resolução nº 13/2017, que exige a comercialização de energia elétrica no regime de produção independente. Na verdade, essa exigência da Resolução nº 13/2017, e que foi abordada na Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE – NT 5, que fundamentou a instauração da Consulta Pública nº 33/2017 – CP 33, reflete a avaliação de que o risco hidrológico deve ser alocado no gerador em vez de ser alocado no consumidor de energia elétrica. Ademais, o novo contrato é que permitirá o aporte de recursos nas ações de revitalização da Bacia do São Francisco e na CDE e garantirá o retorno financeiro à União, todas exigências da Resolução nº 13/2017.

55. A celebração de termo aditivo aos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica, com vistas a repactuar o pagamento da RBSE, tem o objetivo de reduzir as tarifas de transmissão de energia elétrica e atua como contrapartida às novas condições de comercialização de energia elétrica em regime de produção independente, além de mitigar os riscos judiciais que envolvem seu recebimento.

56. A exigência de modificação do estatuto social da Eletrobras visa a criar ação preferencial de classe especial de propriedade exclusiva da União, limitar o poder de voto dos acionistas e assegurar à União o direito de indicar o Presidente do Conselho de Administração. Na verdade, a criação da ação especial reconhece (i) o aspecto estratégico da empresa para o setor elétrico e para o País ao garantir o veto da União em casos de liquidação, modificação do objeto e da denominação social da Eletrobras e suas subsidiárias e (ii) a importância que a Eletrobras seja uma corporação.

57. Acerca da questão corporação, é importante abordar o limite de 10% para o poder de voto dos acionistas da empresa. Essa exigência visa a transformar a empresa em uma corporação de fato, democratizando seu controle, ainda que a União possa permanecer com quantidade relevante das ações. Nesse sentido, ressalta-se que as quatro maiores empresas de eletricidade do mundo possuem capital pulverizado: Duke, Engie, National Grid e NextEra. A Eletrobras deve seguir exemplos compatíveis com a sua grandeza potencial, mirando a futura internacionalização da empresa. A pulverização com limitação do poder de voto garante que as decisões da companhia serão democráticas e voltadas à sustentabilidade da empresa. É fato que esse modelo com limitação e voto afasta o interesse de outras companhias já estabelecidas no setor, pois inibe estratégias de combinação de negócios. Mas isso é proposital, pois evita concentração do mercado e garante que a nova Eletrobras será um agente promotor da competição, com identidade preservada.

58. A pulverização também é algo que ocorre no Brasil:

- a) Renner - maior acionista tem cerca de 15%;
- b) Gafisa – capital 99,54% pulverizado;
- c) BR Malls – capital 82% pulverizado;
- d) Embraer - maior acionista tem 9,03%;
- e) Valid Soluções - maior acionista tem 8% e capital 70% pulverizado;
- f) PDG Realty – capital 75% pulverizado;
- g) Hering - maior acionista tem 7%;
- h) B3 (Bolsa de Valores) - Black Rock tem 5,3% e é a maior acionista.

59. A análise dos estatutos sociais das companhias mencionadas mostra que existem instrumentos variados para manter o capital pulverizado, a depender do nível de maturidade e governança da instituição. Algumas adotam *poison pills*, como a Renner e Hering, que contam com obrigação de realização de oferta pública de ações - OPA quando qualquer acionista exceder 20% das ações com direito a voto. Outras empresas utilizam a limitação de voto na forma do art. 110 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, como é o caso da Embraer em que vigora o limite de 5% de voto, e a B3, que possui limite de 7% de voto.



60. A exigência de reestruturação societária para manter sob controle, direto ou indireto, da União as empresas Eletrobrás Termonuclear S.A. – Eletronuclear e Itaipu Binacional decorre do fato de que essas empresas não podem ser controladas pela iniciativa privada. No primeiro caso, há vedação constitucional. No segundo caso, trata-se de usina que foi constituída por acordo entre o Brasil e o Paraguai e que a Eletrobras figura como braço do Estado. Ainda sobre Itaipu Binacional, a desestatização da Eletrobras pode ensejar a necessidade de alterar o responsável pela comercialização da energia elétrica gerada pela usina, razão pela qual é previsto que o Poder Executivo possa designar novo responsável.

61. No caso da revitalização da Bacia do São Francisco, a proposta legislativa deve sugerir que os contratos de concessão dos empreendimentos de geração hidrelétrica localizadas na bacia no rio São Francisco também sejam alterados para contemplar uma obrigação de aporte de recursos, pelo prazo da nova outorga (30 anos), em ações que gerem recarga das vazões afluentes e ampliem a flexibilidade operativa dos reservatórios, sem prejudicar o uso prioritário e o uso múltiplo dos recursos hídricos e sem prejuízo das demais ações ambientais promovidas pela companhia estabelecidas como compensações nos processos de licenciamento de seus empreendimentos.

62. O arranjo de colocar este aporte de recursos e implementação dos projetos como obrigação da CHESF privatizada é para que esta execução seja feita por uma empresa privada, sem (i) as amarras de contratação de um ente público, (ii) a possibilidade de contingenciamento dos recursos quando tramitassem pelo Orçamento Geral da União e (iii) a competição com recursos que seriam destinados a áreas como saúde e educação. A comparação, neste caso, é com as obrigações socioambientais estabelecidas como condicionantes nos processos de licenciamento ambiental. Isto não significa que inexistirá governança pública. Com efeito, a definição das prioridades, a seleção dos projetos, definição de prazos de execução, entre outros elementos, serão estabelecidos por um comitê gestor, cuja composição, atribuições e dinâmica de atuação deverá ser feita em decreto, garantindo a flexibilidade do arranjo e a possibilidade permanente de supervisão estatal ao longo dos 30 anos de contrato de concessão.

63. Destaque-se, ademais, que a forma mais eficiente de obrigar o concessionário a cumprir determinada obrigação não é a fiscalização e punição, embora esta ferramenta seja necessária, mas sim o alinhamento de incentivos. No caso concreto, é do máximo interesse do concessionário a concretização de ações que gerem recarga das vazões afluentes e ampliem a flexibilidade operativa dos reservatórios, uma vez que isto possibilita o aumento da geração hidrelétrica destas usinas. Do mesmo modo, o aumento das vazões do rio interessa a todos os usuários dos recursos hídricos da bacia, incluindo o agente gerador, bem como ao conjunto da sociedade, em função da redução da necessidade de geração por fonte termelétrica.

## **6. BENEFÍCIOS ESPERADOS EM DECORRÊNCIA DA DESESTATIZAÇÃO DA ELETROBRAS**

64. A Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE – NT 5, que subsidiou a instauração da Consulta Pública nº 33/2017 – CP 33, abordada na introdução, já tratou dos benefícios associados aos ganhos de eficiência no mercado de energia elétrica com a transformação do regime de cotas em produção independente. Não convém, aqui repetir os argumentos. Interessa, contudo, expandir o leque de benefícios com arranjo da desestatização combinado com novos contratos de concessão para as usinas da Eletrobras em regime de cotas.

### **I - Impactos sociais**

65. A desestatização da Eletrobras deve elevar o nível de empregos, especialmente pela retomada de investimentos. Esse efeito foi observado em diversos processos de privatização já realizados no Brasil. Por exemplo, a Vale hoje emprega 110 mil profissionais no Brasil, nove vezes mais do que o registrado quando a empresa era estatal. Outro caso é o das empresas do setor de telecomunicações: as empresas, dez anos depois de privatizadas, geravam 352 mil postos de trabalho, o que representa um aumento de 189% sobre o verificado no período anterior.

66. Outro importante impacto social da privatização diz respeito à disputa por recursos públicos. Hoje, a Eletrobras é incapaz de pagar dividendos ou impostos sobre o lucro. Ainda mais grave, a empresa absorve recursos da União para compensar suas ineficiências. Com uma gestão privada eficiente, a empresa deixará de demandar o disputado orçamento da União e o País poderá investir mais em serviços públicos para o atendimento das demandas da sociedade, como saúde, educação e segurança.



67. No caso específico da Região Nordeste, não podemos deixar de notar que a Região tem um enorme potencial energético a partir de fontes limpas e renováveis e que, com a retomada dos investimentos pela CHESF, é natural que essa riqueza seja explorada de forma eficiente e que gere mais empregos e renda em outras cadeias produtivas locais. Também em benefício da população nordestina, a revitalização do Rio São Francisco garantirá o fornecimento de água para usos múltiplos, não apenas para os habitantes das cidades nas margens do Rio, mas para os alcançados pelo Projeto de Integração do Rio São Francisco.

## **II - Impactos energéticos**

- a) Sob gestão operacional mais eficiente dos ativos da Eletrobras já existentes aumentará a segurança energética em todo o sistema elétrico nacional e reduzirá o risco de cortes de carga por falhas técnicas ou humanas;
- b) A expansão da oferta de energia para o atendimento adequado da demanda será fortalecida pela atuação da nova Eletrobras, com capacidade financeira e boa governança, capaz de promover novos investimentos nos segmentos de geração e de transmissão de energia; e
- c) A recuperação da CHESF será fundamental para desenvolver o potencial energético da Região Nordeste, em especial em projetos de energia limpa e renovável a partir de fontes solar e eólica, que são o futuro da matriz energética brasileira; a Região Nordeste tem potencial para ser o grande gerador de energia limpa para o Brasil.

## **III - Impactos fiscais**

- a) Aumento da arrecadação tributária para a União, estados e municípios - que compartilham o produto da arrecadação via Fundos Constitucionais - pelo fato de a Eletrobras voltar a dar lucro e realizar investimentos;
- b) Redução, pela gestão eficiente da Eletrobras e pela diluição da participação da União na empresa, da necessidade de aportes de recursos da União (em 2016 foram R\$ 2 bilhões em capital; em 2017, estava previsto R\$ 3,5 bilhões em assunção de custos pela ineficiência);
- c) Aumento da arrecadação para a União pelo pagamento de dividendos da Eletrobras;
- d) Aumento da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH, pela maior geração de energia hidrelétrica decorrente da recuperação do Rio São Francisco;
- e) Aumento do valor do patrimônio da União, na parcela em que permaneça sócia da empresa agora lucrativa e eficiente;
- f) Redução do custo da dívida pública, em decorrência da melhora da percepção de risco de investidores nacionais e internacionais;
- g) Redução do déficit previdenciário, com o aumento do nível de emprego pela retomada de investimentos da Eletrobras;
- h) Redução do déficit primário de 2018, com o pagamento de novas outorgas de usinas pela Eletrobras.

## **III - Impactos tarifários**

68. Como já mencionado, a necessidade de as distribuidoras de energia elétrica recontratarem, via leilões, a energia elétrica gerada pelas usinas em regime de cotas, ainda que de forma gradual, pode elevar o custo da energia elétrica para o mercado regulado. É oportuno enfatizar que se trata de uma possibilidade, uma vez que dependerá do preço pelo qual a energia elétrica será recontratada frente ao custo da energia elétrica em regime de cotas atualmente. Hoje, como o risco hidrológico é assumido pelo consumidor, o custo é significativamente maior do que o preço base de fornecimento dessas usinas. Diante dessa possibilidade, devem ser explicitadas as medidas que mitigarão o risco apontado:

- a) descotização gradual;
- b) redução da indexação pela inflação prevista em contratos de cotas, que são de longo prazo;



- c) aumento da concorrência no segmento de geração na disputa de contratos de menor prazo;
- d) transferência do risco hidrológico para o gerador, que tem melhor capacidade para gerir tal risco, o que deve reduzir as bandeiras tarifárias;
- e) redução de custo de capital do setor elétrico como um todo, o que torna mais baratos os investimentos e reduz os limites tarifários calculados pela ANEEL; estima-se que uma redução de 2% no custo de capital tem impacto de 7% nas tarifas;
- f) destinação de parte da renda da descotização para a CDE, o que reduzirá a tarifa;
- g) repactuação das condições de pagamento dos valores atrasados da RBSE;
- h) redução da transferência de custos ineficientes para os consumidores de todo o Brasil por meio de encargos setoriais e por aumentos tarifários, para os consumidores de distribuidoras do Grupo Eletrobras.

69. Como forma de quantificar ao menos alguns desses efeitos, o Ministério de Minas e Energia, em 19 de outubro de 2017, solicitou à ANEEL, por meio do Ofício nº 273/2017/SE-MME, a simulação de impactos tarifários envolvendo:

- a) reposicionamento das tarifas de transmissão caso as subsidiárias do grupo Eletrobras tivessem nível de eficiência estimado em 90% daquele atribuído à empresa mais eficiente;
- b) redução das perdas técnicas e não técnicas da distribuidora Amazonas Energia – AmE-D, o que, além de impactar a tarifa do Estado do Amazonas, reduz despesas da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC;
- c) ingresso de receitas à CDE decorrentes da alteração do regime de contas para produção independente;
- d) novas condições para pagamento dos valores atrasados da RBSE, nos termos das condições a serem oferecidas à Eletrobras; e
- e) descotização gradual, em 3 anos, das usinas prorrogadas em regime de cotas, já considerando as necessidades de recontratação da distribuidoras de energia elétrica por outros motivos que não o movimento de descotização decorrente da desestatização da Eletrobras.

70. Em resposta, a ANEEL enviou a este Ministério o Ofício nº 416/2017-DR/ANEEL, de 26 de outubro de 2017, com o resultado das simulações. No pior cenário de recontratação da energia elétrica “descotizada” (R\$ 250,00/MWh), o impacto tarifário seria de 2,42% a 3,34% percebidos ao longo do período de descotização, em níveis inferiores à inflação esperada. Em um cenário de preço de recontratação mais favorável (R\$ 150,00/MWh), o impacto seria de -0,56% a - 1,48%, ou seja, haveria redução de tarifas aos consumidores do mercado regulado.

71. É importante destacar que as simulações realizadas pela ANEEL consideram o risco hidrológico médio de 2013 a 2017. Os impactos seriam ainda menores se fosse utilizado o risco hidrológico atual. Também não foram considerados o fato de que a transferência desse risco ao gerador reduzirá as despesas do consumidor de energia elétrica com bandeiras tarifárias, o que também tem o efeito de reduzir o impacto tarifário. Ademais, a tabela acima não apresenta o impacto dos itens 1 e 2 da simulação solicitada à ANEEL. Isso porque, conforme pontua a Agência, esses efeitos somente serão sentidos pelo consumidor posteriormente. A título de informação, o impacto estimado do item 1 é de -0,11%; já o item 2 teria o potencial de reduzir as despesas anuais da CCC e dos consumidores do Estado do Amazonas em até R\$ 993 milhões. Ou seja, as simulações solicitadas pela ANEEL se pautaram pelo conservadorismo. Também não é feita nenhuma análise dos ganhos associados à:

- a) redução no custo do sistema pela maior competição (efeito que foi observado recentemente nos leilões de transmissão);
- b) redução de atrasos, que acabam por restringir o uso de recursos planejados para atendimento da carga, pressionando os preços de curto prazo;
- c) redução do custo de capital, estimada em contribuição do BTG Pactual na CP 33; e



d) maior flexibilidade contratual da energia descotizada, o que permite contratos desindexados da inflação, de modo que mesmo eventuais aumentos nominais na tarifa podem representar quedas reais dessas tarifas no período em relação aos demais preços da economia.

72. Nas simulações apresentadas pela ANEEL merece destacar a estimativa de que a Eletrobras, somente com os novos requisitos de eficiência proposto pela ANEEL para o segmento de transmissão, passará a ter uma diferença de cerca de R\$ 2 bilhões entre os seus custos e aqueles reconhecidos pela ANEEL na tarifa de transmissão. Ou seja, o aumento de eficiência pela Eletrobras, com a desestatização, poderá, ao reduzir essa diferença, elevar dividendos a serem pagos à União em benefício da sociedade.

73. Por fim, cabe apontar que os resultados acima expostos diferem daqueles que a ANEEL apresentou em contribuição à CP 33. Naquela ocasião, a ANEEL estimou apenas o efeito da descotização. Inclusive, não levou em consideração que já haveria reconstrução de energia elétrica por diversas distribuidoras em função de outros mecanismos aprovados desde 2015 e já em curso, como a regulação da Agência para nova divisão das cotas, por exemplo.

74. Diante do exposto, observa-se que, sob vários aspectos, a desestatização da Eletrobras, por meio da democratização de seu capital, traz diversos benefícios para a sociedade, para o Setor Elétrico Brasileiro e para a Administração Pública.



Documento assinado eletronicamente por **Ricardo Moura de Araujo Faria, Chefe da Assessoria Especial de Acompanhamento de Políticas, Estratégias e Desempenho Setoriais**, em 27/11/2017, às 18:14, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.



Documento assinado eletronicamente por **Rutelly Marques da Silva, Diretor(a) de Programa**, em 28/11/2017, às 10:23, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.



Documento assinado eletronicamente por **Paulo Félix Gabardo, Assessor(a) Técnico(a)**, em 28/11/2017, às 12:51, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.



Documento assinado eletronicamente por **Ricardo Brandão Silva, Assessor(a)**, em 28/11/2017, às 12:53, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://www.mme.gov.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0108482** e o código CRC **37F802B6**.



CTA-PR- 1888 /2018  
S/Ref.: Ofício n.º 307/2018/GM-MME, de 10/5/2018.

Rio de Janeiro, 28 de maio de 2018.

Ao Senhor  
**José Wanderley Uchoa Barreto**  
Chefe de Gabinete do Ministro  
Ministério de Minas e Energia — MME  
Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", 8º andar  
70065-900 — Brasília — DF

Assunto: **Requerimento de Informação n.º 701/2017, de autoria do Senador Lindbergh Farias.**

Senhor Chefe de Gabinete,

Em atenção ao ofício em epígrafe, por meio do qual nos foi encaminhado o Ofício n.º 564 (SF), de 2 de maio de 2018, referente ao Requerimento de Informação n.º 701/2017, de autoria do Senador Lindbergh Farias, gostaríamos de prestar os esclarecimentos que cabem à Eletrobras, quais sejam, referentes aos itens 1 e 2 do requerimento em questão, conforme a seguir.

**1. Quais os valores de aportes financeiros realizados pela União na Eletrobras no período de 1º de janeiro de 2003 a 31 de agosto de 2017?**

<b>Período</b>	<b>Valores de aportes financeiros realizados pela União (R\$)</b>
1/1/2003 a 31/12/2003	0,00
1/1/2004 a 31/12/2004	0,00
1/1/2005 a 31/12/2005	0,00
1/1/2006 a 31/12/2006	0,00
1/1/2007 a 31/12/2007	0,00
1/1/2008 a 31/12/2008	0,00
1/1/2009 a 31/12/2009	0,00
1/1/2010 a 31/12/2010	0,00
1/1/2011 a 31/12/2011	0,00
1/1/2012 a 31/12/2012	0,00
1/1/2013 a 31/12/2013	0,00
1/1/2014 a 31/12/2014	0,00
1/1/2015 a 31/12/2015	0,00
1/1/2016 a 31/12/2016	2.906.180.000,00 <sup>1</sup>
1/1/2017 a 31/8/2017	0,00
<b>Total</b>	<b>2.906.180.000,00</b>

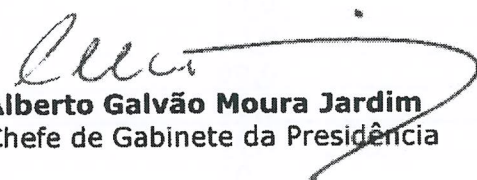
<sup>1</sup>Aportes realizados pela União na forma de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC)



**2. Quais valores em dividendos foram repassados à União por parte da Eletrobras no período de 1º de janeiro de 2003 a 31 de agosto de 2017?**

Período	Valores em dividendos repassados à União (R\$)		
	Dividendos	Dividendos (Reserva Especial)	Total de Dividendos Pagos
1/1/2003 a 31/12/2003	189.412.059,50	0,00	189.412.059,50
1/1/2004 a 31/12/2004	131.896.014,83	0,00	131.896.014,83
1/1/2005 a 31/12/2005	146.431.099,25	0,00	146.431.099,25
1/1/2006 a 31/12/2006	137.761.954,35	0,00	137.761.954,35
1/1/2007 a 31/12/2007	124.367.106,90	0,00	124.367.106,90
1/1/2008 a 31/12/2008	263.060.467,89	0,00	263.060.467,89
1/1/2009 a 31/12/2009	815.181.044,10	0,00	815.181.044,10
1/1/2010 a 31/12/2010	198.876.416,01	1.345.111.421,96	1.543.987.837,97
1/1/2011 a 31/12/2011	485.152.785,49	15.411.749,23	500.564.534,72
1/1/2012 a 31/12/2012	707.829.345,59	17.127.242,17	724.956.587,76
1/1/2013 a 31/12/2013	249.460.592,24	18.392.438,59	267.853.030,83
1/1/2014 a 31/12/2014	230.517.180,36	0,00	230.517.180,36
1/1/2015 a 31/12/2015	160,34	0,00	160,34
1/1/2016 a 31/12/2016	0,00	0,00	0,00
1/1/2017 a 31/8/2017	0,00	0,00	0,00
<b>Total</b>	<b>3.679.946.226,85</b>	<b>1.396.042.851,95</b>	<b>5.075.989.078,80</b>

Atenciosamente,



**Alberto Galvão Moura Jardim**  
Chefe de Gabinete da Presidência