

**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 desequilibrou 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. Envolve: 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.

<b>PAE</b>	<b>Meta</b>	<b>Realizado</b>	<b>Sucesso</b>
<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.

.....  
§5ºA 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 os 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 desestatização, 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 retiram 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 reconstrução 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 reconstrução 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 reconstrução 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 recontração 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**.