

PARECER DE PLENÁRIO À MPV Nº 1.031, DE 2021, PELA COMISSÃO MISTA

MEDIDA PROVISÓRIA Nº 1.031, DE 2021

Dispõe sobre a desestatização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras e altera a Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973, a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Autor: Poder Executivo

Relator: Deputado Elmar Nascimento

I - RELATÓRIO

A Medida Provisória (MPV) nº 1.031, de 2021, dispõe sobre a desestatização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras e altera a Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973, a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Em respeito ao art. 2º, § 1º, da Resolução nº 1, de 2002 – CN, no dia da publicação da MPV sob exame no Diário Oficial da União, o seu texto foi enviado ao Congresso Nacional, acompanhado da respectiva mensagem e de documento expondo a motivação do ato.

De acordo com a Exposição de Motivos (EM) nº 00003/2021-MME ME, de 12 de fevereiro de 2021, os critérios de urgência e relevância da MPV foram atendidos. Segundo o documento, “entende-se justificada a urgência e relevância da medida pelo fato de o Projeto de Lei apresentado pelo Poder Executivo, em 2019, que trata da capitalização da Eletrobras, se encontrar sem encaminhamento no Congresso Nacional, e, ao

mesmo tempo, em que a empresa perde participação no setor elétrico e consequentemente tem seu valor deteriorado”.

Nos termos do art. 3º do Ato Conjunto das Mesas da Câmara dos Deputados e do Senado Federal nº 1, de 2020, foram inicialmente apresentadas 570 (quinhentas e setenta) emendas de comissão à MPV nº 1.031, de 2021, conforme especificação a seguir.

Importante registrar que a emenda nº 55 é de autoria deste Relator, razão pela qual foi retirada, em respeito ao art. 43, parágrafo único, do Regimento Interno da Câmara dos Deputados.

Ressalte-se que a MPV sob exame está sendo instruída perante o Plenário, em caráter excepcional, por força do parágrafo único do art. 2º do Ato Conjunto das Mesas da Câmara dos Deputados e do Senado Federal nº 1, de 2020, em vigor enquanto perdurar a situação de emergência de saúde pública de importância nacional decorrente da Covid-19.

Após a publicação da Medida Provisória nº 1.031, de 2021, diante da impossibilidade de realização de audiências públicas em razão das restrições sanitárias impostas pela crise pandêmica do Covid-19, esta relatoria organizou uma série de reuniões com agentes relevantes do setor e do Estado brasileiro, além de investidores do mercado financeiro. Essas reuniões se encontram a seguir resumidas:

9/mar - Ministério de Minas e Energia.

- Bento Albuquerque, Ministro de Minas e Energia;
- Marisete Dadald, Secretária Executiva;
- Rodrigo Limp, Secretário de Energia Elétrica.

O Ministro de Estado de Minas e Energia reafirmou, nessa audiência, a importância da aprovação da Medida Provisória nº 1.031, de 2021, ressaltando a realização da entrega simbólica do texto ao Congresso Nacional pelo Presidente da República, e reforçou o compromisso assumido pelo Governo Federal em criar condições para sua aprovação. Na ocasião, a equipe do Ministério detalhou alguns dos pontos apresentados na Exposição de Motivos que acompanhou o texto e, ao final, se disponibilizou a fornecer as

informações que os parlamentares julgassem necessárias para subsidiar a apreciação da matéria.

22/mar – Ministério da Economia e investidores

- Diogo Mac Cord, Secretário Especial de Desestatização do Ministério da Economia;
- Representantes do setor financeiro especializados em investimentos no setor de energia.

Representantes do setor privado apresentaram, ao Secretário Diogo Mac Cord e ao Dep. Relator, dados que sugerem uma maior atratividade do modelo de desestatização via aumento de capital, conforme proposto pela MPV, quando comparado aos modelos tradicionais de privatização, adotados na década de 90. Com base em experiências recentes de desestatização do setor e tendo em vista a dinâmica atual do mercado de capitais brasileiro, haveria grande receptividade do mercado brasileiro pelas ações da estatal a serem ofertadas.

23/mar – Agência Nacional de Águas (ANA), Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

- Diretora-presidente da ANA, Christianne Dias;
- Presidente da EPE, Thiago Barral;
- Equipe técnica da Aneel.

Representantes da Agência Nacional de Águas (ANA) informaram que o atual arcabouço regulatório assegura que a água seja aproveitada em seus usos múltiplos e que a gestão de recursos hídricos se encontra estabelecida, independentemente se o operador do setor de energia elétrica é público ou privado. Dessa forma, a troca de controlador não deveria ser fator relevante a interferir sobre as garantias do uso múltiplo da água. A ANA registrou, adicionalmente, a importância do tratamento a ser dado para a energia elétrica destinada para o Projeto de Integração do Rio São Francisco (PISF). O custo da energia foi apontado como um ponto crítico para o sucesso do empreendimento, correspondendo a cerca de 70% do custo do PISF, e a Medida Provisória, segundo a Agência, poderia solucionar esse problema.

O presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), por sua vez, ressaltou que o setor elétrico já é povoado por muitas empresas

privadas, o que auxilia na segurança regulatória da transição advinda da desestatização. Adicionalmente, a descotização representaria um passo importante rumo ao novo mercado de energia, considerando a atribuição do risco hidrológico para os agentes geradores, em vez de para o consumidor, que não possui ferramentas para lidar com essa variável. A descotização interferirá, também, na forma pela qual haverá definição do direito de escolha do consumidor.

29/mar – Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)

- André Pepitone, Diretor-Geral da Aneel
- Equipe técnica da Aneel

O Diretor-Geral da Aneel, André Pepitone, acompanhado de sua assessoria, ressaltou a necessidade de recuperar a capacidade de investimentos da Eletrobras e aspectos positivos da proposta enviada pelo governo. A agência descartou a existência de riscos regulatórios advindos da desestatização, esclarecendo que o mercado brasileiro já conta com participação significativa do setor privado e que a regulação adequada do setor independe do controle estatal das empresas operadoras. Durante a reunião, foram discutidas também alternativas para prevenir impactos negativos sobre as tarifas de energia elétrica cobradas dos consumidores.

29/mar e 14/abr – Confederação Nacional dos Urbanitários (CNU), Central Única dos Trabalhadores (CUT), Coletivo Nacional dos Eletricitários (CNE), Intersindical Norte (SINDINORTE) e outros.

- Paulo de Tarso, presidente da CNU;
- Sérgio Nobre, presidente da CUT Nacional;
- Fabiola Latino (vice-presidente institucional da CNU);
- Emanuel Mendes Torres (secretário de organização política da CNU);
- Raimundo Lucena (dirigente da FRUNE);
- Gustavo Teixeira (assessor técnico do CNE – Coletivo Nacional dos Eletricitários);
- Paulo Fernando dos Santos, Deputado Federal;
- Nailor Gato, CNE;
- Wellington Diniz, Sindinorte;
- Outros.

Os representantes dos trabalhadores manifestaram preocupações acerca do uso múltiplo das águas, das tarifas de energia elétrica,

da segurança energética e da participação de mercado da nova companhia. Ressaltaram o papel fundamental da Eletrobras no fornecimento de energia no País, na operacionalização de políticas públicas do setor elétrico e como motor do desenvolvimento nas regiões em que atua. Ainda, destacaram a importância da boa gestão e controle dos recursos a serem destinados à revitalização das bacias hidrográficas e à modernização do sistema elétrico da Região Norte para o alcance desses objetivos. No dia 14/abr, uma nova reunião foi realizada com os representantes dos trabalhadores, durante a qual eles reforçaram os pontos já citados e entregaram carta contendo dados e informações em defesa de suas posições.

30/mar – Associação dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace), Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee) e Associação Nacional de Consumidores de Energia (Anace)

- Paulo Pedrosa, Presidente da Abrace
- Daniela Coutinho, Diretora da Abrace
- Ricardo Brandão, Diretor executivo da Abradee
- Carlos Faria, Diretor-presidente da Anace

O presidente da Abrace opinou que a MPV é muito boa para a Eletrobras, considerando que a empresa correria o risco de, mantidas as atuais condições, se tornar uma corporação sem o dinamismo necessário para atuar no setor. Segundo ele, os recursos advindos do valor adicionado pelos novos contratos descotizados deveriam ser, de fato, transferidos para o benefício dos consumidores, que vêm pagando tarifas relativas a essas usinas há 50 anos. Necessário, dessa forma, aumentar os repasses para a CDE. Opinou, ainda, que Itaipu foi paga pelos consumidores, e que para eles deve ser transferido o benefício da redução dos custos dessa usina advindo do término do empréstimo de sua implantação. Uma boa forma de assegurar essa medida seria, segundo ele, utilizá-la para neutralizar os efeitos da tarifa de Angra 3.

O representante da Abradee compartilhou o entendimento da Abrace quanto à necessidade de destinação de recursos para redução de tarifas. Além disso, segundo ele, a transferência do risco hidrológico para os consumidores advinda da implantação do regime de cotas impôs volatilidade e afetou substancialmente o mercado regulado de energia elétrica. A mudança

de regime de cotas para produção independente é fundamental para que o operador do risco hidrológico tenha mecanismos para geri-lo. O representante da Abradee ainda opinou que a proposta de fatiamento, que foi levantada por alguns agentes do setor, geraria concentração de ativos entre *players* já existentes, o que comprometeria a competitividade do mercado. O representante da Anace também registrou preocupação com a competitividade do setor no âmbito das alterações propostas pela Medida Provisória.

6/abr – Tribunal de Contas da União (TCU)

- Aroldo Cedraz, Ministro do TCU;

O Ministro Aroldo Cedraz apresentou ao Dep. Relator o papel institucional a ser cumprido pelo TCU quando da análise da operação de desestatização da Eletrobras, posterior à aprovação pelo Congresso Nacional da MPV. O Ministro esclareceu que o TCU possui corpo técnico experiente para tratar do tema, tendo em vista que o Tribunal teve a oportunidade de analisar e discutir os projetos de lei sobre a matéria, anteriormente apresentados ao Congresso Nacional.

6/abr e 13/abr – Energisa e Victor Gomes

- Ricardo Botelho, CEO da Energisa
- Alexandre Nogueira, Vice-Presidente de Assuntos Regulatórios da Energisa
- Victor Gomes, consultor independente

Nos dias 6 e 13/abr, foram realizadas audiências com agentes do setor elétrico brasileiro, nas quais se discutiu alternativas ao modelo de privatização proposto na Medida Provisória e possíveis mecanismos para assegurar a competitividade no mercado nacional no cenário pós desestatização.

7/abr – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e Ministério da Economia

- Gustavo Montezano, Presidente do BNDES
- Diogo Mac Cord, Secretário Especial de Desestatização do Ministério da Economia
- Leonardo Cabral, Diretor de Privatizações do BNDES

Em reunião com o BNDES, o Banco apresentou uma perspectiva de calendários, etapas e prazos possíveis para a conclusão do processo de desestatização, caso mantido o desenho institucional proposto no texto original da Medida Provisória.

Nesse contexto, passamos a proferir o parecer de Plenário, em substituição à Comissão Mista, no tocante à Medida Provisória nº 1.031, de 2021, e às emendas de comissão a ela apresentadas.

É o relatório.

II - VOTO DO RELATOR

II.1 – DA ADMISSIBILIDADE

II.1.1 – DO ATENDIMENTO AOS PRESSUPOSTOS CONSTITUCIONAIS DE RELEVÂNCIA E URGÊNCIA

A Medida Provisória em análise atende aos requisitos de relevância e urgência, previstos no art. 62, *caput*, da Constituição Federal.

Quanto à relevância da matéria, não há o que se discutir, tendo em vista a importância da empresa Eletrobras e o que representaria sua eventual desestatização. Todo o formato do novo mercado de energia tem por base a desestatização da empresa, acompanhada do fim do regime de cotas. Essas duas ações estão alinhadas com os objetivos dos projetos de lei em tramitação na Câmara dos Deputados que tratam das reformas do setor.

Quanto ao fundamento da urgência, como se depreende da mensagem do Presidente da República e da exposição de motivos que lhe segue, se justifica pela perda da capacidade de investimentos da empresa, que entre 2011 e 2019, despencaram de uma média anual próxima a R\$ 10 bilhões para 3,3 bilhões. Como consequência da perda de capacidade de investimento podemos citar a ausência da empresa nos últimos leilões de geração, o que tem contribuído pela gradativa perda de participação no mercado. Em 2011, a empresa detinha 36% da capacidade de geração e 56% das linhas de

transmissão do país. Em 2019, esses percentuais caíram para 30% e 45% respectivamente. Ainda, de acordo com projeções do MME, caso seja mantida a tendência atual, devem atingir 23% e 32%, em 2029.

Nos últimos anos, essa perda de capacidade resultou, ainda, em atrasos na conclusão de diversas obras. Destaque para os atrasos na construção de linhas de transmissão, que contribuíram para que, em 2017, o número de empreendimentos de transmissão em atraso no Brasil atingisse 63%, e que deixaram diversos geradores eólicos desconectados do Sistema Interligado Nacional (SIN) após a conclusão desses projetos. Esse último fato resultou em ações judiciais de indenizações que chegam a ultrapassar o valor das respectivas concessões de transmissão, e atualmente ameaçam a capacidade de caixa da empresa.

Entendemos que esses fatores são suficientes para atestar o atendimento aos requisitos de relevância e urgência da matéria.

II.1.2 – DA CONSTITUCIONALIDADE, JURIDICIDADE E TÉCNICA LEGISLATIVA

No que se refere à constitucionalidade formal, constatamos que a matéria em apreço é passível de regulamentação por Medida Provisória, pois não incide em nenhuma das restrições contidas no art. 62, §§ 1º e 10, e no art. 246 da Constituição Federal.

Quanto à constitucionalidade material, verificamos que a Medida Provisória em análise não afronta dispositivos de natureza material da Carta Magna. Um ponto sensível abordado pela proposição é o tratamento a ser dado às empresas Itaipu Binacional e Eletronuclear. Conforme se depreende do texto, elas permanecerão sob o controle do Estado, com a possibilidade de criação de uma nova estatal ou sociedade de economia mista para exercer essa função. Esse dispositivo afastou a hipótese de vício constitucional desse trecho da MPV.

No que tange às emendas apresentadas perante a Comissão Mista, consideramos que as seguintes emendas são inconstitucionais, porque afrontam o entendimento consolidado pelo Supremo Tribunal Federal na ADI nº

5.127, pelo qual os Congressistas não podem inserir matérias estranhas ao conteúdo original da MPV por meio de emendas parlamentares: Emendas nºs 5, 16, 31, 61, 71, 73, 102 e 410, e, por serem idênticas ou similares às anteriores, as Emendas nºs 77, 92, 127, 134, 145, 146, 159, 175, 183, 194, 215, 231, 233, 234, 240, 241, 242, 263, 285, 290, 321, 323, 334, 335, 352, 362, 422, 434, 436, 437, 447, 448, 458, 476, 486, 494, 503, 511, 513, 523, 524, 540, 549 e 566.

Quanto à juridicidade da matéria, entendemos que a MPV nº 1.031, de 2021, e as emendas a ela apresentadas perante a Comissão Mista são jurídicas, pois se harmonizam com o ordenamento jurídico pátrio em vigor, não violam qualquer princípio geral do Direito, além de possuírem os atributos próprios a uma norma jurídica (novidade, abstração, generalidade, imperatividade e coercibilidade).

Em relação à técnica legislativa, também não verificamos vícios na MPV e nas emendas a ela apresentadas. Os respectivos textos estão de acordo com os preceitos da Lei Complementar nº 95, de 26 de fevereiro de 1998. Algumas das emendas incorporadas ao projeto de lei de conversão proposto em anexo a este Parecer, entretanto, foram submetidas a alterações de forma, para garantir clareza ao comando legal, conforme será tratado adiante.

II.1.3 – DA COMPATIBILIDADE E ADEQUAÇÃO FINANCEIRA E ORÇAMENTÁRIA

Quanto à admissibilidade financeira e orçamentária da Medida Provisória nº 1.031, de 2021, e das emendas a ela apresentadas perante a Comissão Mista, não se vislumbrou desrespeito às normas orçamentárias e financeiras vigentes, em especial a Lei Complementar nº 101, de 4 de maio de 2000, a Lei do Plano Plurianual, a Lei de Diretrizes Orçamentárias e a Lei Orçamentária da União.

II.2 – DO MÉRITO

II.2.1 – CONTEXTO HISTÓRICO, ALTERNATIVAS AVALIADAS E RESSALVAS

As primeiras tratativas visando à desestatização da Eletrobras foram iniciadas nos anos de 1990, em um contexto histórico de redução da participação do Estado em atividades econômicas. O Decreto¹ nº 1.503, de 25 de maio de 1995, incluiu a empresa e suas subsidiárias no Programa Nacional de Desestatização (PND), inaugurando as etapas desse processo.

Durante o início das discussões, uma das premissas que foram adotadas era a de se evitar a substituição do Estado por um único agente privado no controle da Eletrobras, tendo em vista os potenciais problemas advindos da concentração do poder de mercado em torno desse agente. Além de estrategicamente desaconselhável, essa hipótese não era aderente à liberalização que se pretendia adotar para o setor elétrico.

A privatização da Eletrobras foi um tema discutido amplamente naquela década, tendo sido objeto de diversos estudos que abordaram questões estratégicas envolvidas na operação. Entre os mais relevantes desenvolvidos naquele período, podemos citar o estudo elaborado pela Coopers & Lybrand², que realizou levantamento detalhados dos desafios envolvidos na privatização por fatiamento da empresa e dos métodos a serem empregados.

Entre os métodos de venda sugeridos nesse estudo, podemos citar: i) venda negociada de ativos ou de blocos de ações de uma subsidiária da Eletrobras para um investidor estratégico que assumiria o controle dos ativos/empresas; ii) venda de ações para investidores em geral nas bolsas de valores brasileiras por meio de leilão ou mediante um preço fixo; iii) venda de ações a investidores em geral na Bolsa de Valores de Nova York; iv) colocação de ações para investidores institucionais; v) contrato de administração com um

¹ Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1995/D1503.htm. Acessado em 19/04/2021.

² Coopers & Lybrand. Privatização de partes da Eletrobras. Relatório II-3. Junho de 1997.

operador, possivelmente seguido de uma venda negociada; e vi) venda a empregados e/ou consumidores, provavelmente a um preço subsidiado.

Ainda segundo o estudo, questões como o porte da empresa ou mesmo de suas subsidiárias e o “apetite” dos investidores seriam preponderantes para definir a escolha, o que, concluiu-se posteriormente, tornaria desafiadora a hipótese de ofertas negociadas ou direcionadas a investidores individuais, cujas capacidades de aporte seriam reduzidas. A disponibilidade de capital oriunda dos empregados, por sua vez, não seria suficiente para remunerar a magnitude da operação, o que inviabilizaria também essa hipótese.

Por outro lado, a possibilidade de venda de partes da empresa, como ativos de geração, era potencialmente mais vantajosa em termos de resultado financeiro. Primeiramente, as empresas não apresentavam bom histórico de resultados de gestão, o que as tornaria menos atrativas para os investidores do mercado de ações, em especial da Bolsa de Nova York. Adicionalmente, os resultados obtidos em outros países com vendas de ativos de geração indicavam que essa opção poderia render cerca de US\$ 24 bilhões, considerando o parque gerador até então instalado.

Entretanto, tendo em vista essa escala de valores, a obtenção de investidores para aquisição de todos os ativos envolveria desafio a ser considerado. Dessa forma, a adoção dessa hipótese poderia envolver dificuldades na obtenção de recursos para financiamento da aquisição dos ativos, e, posteriormente, para a própria expansão do setor.

Considerando essas premissas, o Conselho Nacional de Desestatização (CND) adotou como opção para a desestatização da Eletrobras a divisão das subsidiárias em empresas fracionadas, detentoras de ativos de geração e transmissão, para posterior alienação de parcela de participação da União nas empresas de forma individualizada. Nesse modelo, a União poderia permanecer como acionista minoritário dessas empresas fracionadas.

Nesse contexto, a Resolução³ CND nº 12, de 1997, aprovou as operações de reestruturação, a título de ajuste prévio, com a finalidade de viabilizar a desestatização das empresas Eletrosul e Furnas. Por sua vez, a Resolução⁴ CND nº 1, de 1998, definiu diretrizes para a desestatização da Eletrosul, incluindo a cisão dessa empresa e constituição de nova subsidiária voltada à atividade de geração de energia, com posterior abertura de capital da nova empresa criada, denominada Gerasul. A desestatização dessa empresa se daria por meio da alienação da maioria do capital social nas modalidades leilão, oferta pública e oferta aos empregados. Posteriormente, a Resolução⁵ CND nº 2, de 1999, promoveu processo de reestruturação das empresas Furnas, Eletronorte e Chesf, em modelo similar ao proposto para a Eletrosul.

Em 2001, a crise de abastecimento de energia provocou diversos questionamentos a respeito da estrutura e do modelo de organização do setor elétrico. Importante mencionar que as reestruturações do setor advindas desse período resultaram na criação de instituições que incorporaram grande parte das atribuições exercidas historicamente pela Eletrobras.

O processo de desestatização da Eletrobras foi oficialmente interrompido após a exclusão da empresa do PND, por meio do § 1º do Art. 31 da Lei nº 10.848, de 2004. Como se sabe, as alienações previstas nas citadas Resoluções do CND não foram concretizadas. É possível inferir que o tempo tenha sido um fator crítico que interferiu no processo. As etapas a serem cumpridas para estruturação da empresa e preparação para o processo de desestatização exigiriam diversas ações, incluindo, como se viu, criação de subsidiárias, que deveriam ser aprovadas pelo Congresso Nacional.

Durante o governo do ex-Presidente Michel Temer, o Conselho do Programa de Parcerias e Investimentos da Presidência da República (CPPI)

³ Disponível em:

https://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Galerias/Arquivos/empresa/PND_resolucoes/1997/res_CND1297.PDF. Acesso em 19/04/2021.

⁴ Disponível em:

https://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Galerias/Arquivos/empresa/PND_resolucoes/1998/res_CND0198.PDF. Acesso em 19/04/2021.

⁵ Disponível em:

https://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Galerias/Arquivos/empresa/PND_resolucoes/1999/res_CND0299.pdf. Acesso em 19/04/2021.

publicou a Resolução nº 13, de 23 de agosto de 2017, por meio da qual recomendou a inclusão da empresa no Plano Nacional de Desestatização (PND).

Alinhado a esse entendimento, o governo encaminhou ao Congresso Nacional o Projeto de Lei nº 9.463, de 2018, propondo a desestatização da Eletrobras pela modalidade de aumento do capital social mediante subscrição pública de ações ordinárias. Posteriormente, o governo encaminhou o Projeto de Lei nº 5.877, de 2019, em linha com as propostas do projeto anterior. Essas proposições lançaram os fundamentos que ampararam a formulação da Medida Provisória nº 1.031, de 2021, que ora relatamos.

Tendo em vista esse histórico, há especialistas⁶ que entendem que o modelo de capitalização proposto na Medida Provisória não seria o ideal. Nessa perspectiva, o modelo de privatização clássico, proposto na década de 1990, com a cisão das subsidiárias da Eletrobras em diversas empresas de geração e transmissão, seguida de sua venda gradual, seria mais atrativo aos investidores do setor elétrico e mais coerente com as iniciativas em curso para modernização do mercado de energia brasileiro.

Nesse sentido, parte do mercado defende que o modelo de desestatização proposto na MPV nº 1.031, de 2021, seria nocivo à concorrência, por criar um *player* dominante, com elevado poder de mercado e capacidade de formar preço e de influir no ambiente de contratação livre, podendo gerar inclusive repercussões no ambiente de contratação regulada. Como alternativa ao modelo defendido pelo Poder Executivo, tal grupo propõe uma privatização com a venda de ativos desmembrados da *holding*, a exemplo do modelo seguido nos leilões das distribuidoras da Eletrobras.

Esse modelo alternativo de privatização se daria, num primeiro momento, com o desmembramento em geração e transmissão. Em transmissão, idealmente, haveria a segregação de ativos em quatro grupos regionais, cada um com *market share* da ordem de 10%. Em geração,

⁶ Vide Gomes (2021). Disponível em: <https://megawhat.energy/noticias/opiniao-da-comunidade-2/128051/victor-gomes-escreve-privatizacao-da-eletobras-capitalizacao-nao-e-melhor-solucao-para-modernizacao-do-setor-eletrico>. Acesso em 15 abr. 2021.

novamente se adotaria a segregação em grupos regionais, por bacias hidrográficas ou tomando por base a estrutura atual das empresas Chesf, Furnas, Eletronorte e, eventualmente, Tucuruí. Alega-se que esse modelo diversificaria a participação dos grupos interessados e maximizaria o valor de venda para a União, afetando de forma mais significativa a modicidade tarifária.

Como remédios adicionais, foram sugeridas regras outras para garantir a competição no setor elétrico brasileiro, tais como i) nenhuma empresa individualmente ou em grupo poderia adquirir ativos de geração e de transmissão conjuntamente, ii) vedação de que o comprador de um ativo adquira outro ativo posto à venda, iii) limitação da concentração setorial total, de modo que nenhum *player* detenha fatia maior que 15% nos segmentos de geração ou de transmissão, e iv) limitação da concentração da oferta de energia no mercado livre de energia, em especial no futuro mercado varejista, após descotização, por meio de leilões.

Além das ponderações acima apresentadas quanto à escolha de modelo de privatização escolhido pelo Poder Executivo, merece menção o levantamento (TC 034.837/2018-3⁷) feito pelo Tribunal de Contas da União em 2019, no qual concluiu-se que a Eletrobras precisaria fazer ajustes de gestão antes que o projeto de sua desestatização fosse encaminhado ao Tribunal⁸.

Das conclusões apresentadas pelo TCU, reforçamos a preocupação quanto à gestão de passivos judiciais potencialmente subestimados pela administração da Eletrobrás em suas demonstrações financeiras. Isso porque, no ano de 2018, cerca de 74% do montante provisionado pela holding Eletrobras, num total de R\$ 17,94 bilhões, referia-se

⁷ Nos autos do Acórdão n. 2691/2019, o Plenário do TCU externou preocupação com i) a fragilidade dos controles para a designação de dirigentes, fator apontado como uma das principais razões para a elevada exposição da companhia a fraude e corrupção, “potencializa a possibilidade de prejuízos à sustentabilidade econômico-financeira do conglomerado”; ii) a necessidade de institucionalização de rotinas de avaliação de investimentos e o estabelecimento de parâmetros objetivos para classificação do risco de perda em processos judiciais dos quais a Eletrobras é parte; e, iii) a importância de se adotar providências para otimizar a governança quanto à sua participação nos conselhos das sociedades que integra e elaborar plano de ação em relação à sustentabilidade econômico-financeira da Eletronorte devido ao vencimento da concessão da Usina Hidrelétrica de Tucuruí.

⁸ Maiores detalhes, incluindo link de acesso à TC n. 034.837/2018-3 e à íntegra do Acórdão n. 2691/2019 TCU Plenário, disponíveis em: <https://portal.tcu.gov.br/imprensa/noticias/eletrobras-precisa-fazer-ajustes-de-gestao-antes-que-projeto-de-sua-desestatizacao-seja-encaminhado-ao-tribunal.htm>.

a ações de contencioso judicial que questionam a aplicação de critérios de atualização monetária dos créditos escriturais do empréstimo compulsório instituído originalmente por meio da Lei nº 4.156, de 1962, regulamentada pelo Decreto nº 52.888, de 1963.

Tendo-se em vista a estimativa feita pelo TCU, de que “considerando todo o passivo contingente relacionado a ações judiciais contra as empresas do Grupo Eletrobras, inclusive as classificadas como de perda possível (que não são provisionadas no balanço), o valor chega a R\$ 79,62 bilhões, o que representa 63,5% do passivo total do Conglomerado”⁹, ressaltamos aqui as conclusões do TCU de que há riscos relacionados ao tema, especialmente i) a necessidade de geração de caixa pela Eletrobras em valores compatíveis com a magnitude da provisão realizada, e ii) que as perdas resultantes dessas ações pode ser superior ao valor efetivamente provisionado.

II.2.2 – DAS CONCLUSÕES QUANTO AO MÉRITO

Consideramos conveniente e oportuna a matéria, uma vez que permitirá a reestruturação da Eletrobras como empresa forte atuando no setor de energia. Nos últimos anos, a participação da empresa no mercado tem caído gradativamente, resultado das limitações em sua capacidade de investimento.

A gestão recente da empresa se mostrou eficiente e foi responsável por avanços e melhorias nos resultados financeiros. A redução de custos operacionais foi apontada por especialistas como um dos principais legados dessa administração bem-sucedida.

Entretanto, acreditamos que as melhorias de gestão obtidas chegaram ao limite possível dentro do cenário de manutenção da Eletrobras como empresa controlada pelo Estado. Entendemos que qualquer avanço dependerá de um processo exitoso de desestatização, permitindo a liberação de entraves legais que limitam as opções de gestão de empresas estatais.

⁹ TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO. Acórdão n. 2691/2019 - Plenário. Fl. 19.

Conforme discorrido no decorrer deste documento, o processo de desestatização da Eletrobras se iniciou nos anos de 1990, tendo enfrentado diversos desafios desde então. Esse prazo permitiu inúmeras discussões sobre o tema e entendemos que se atingiu elevado grau de maturidade no modelo proposto atualmente.

O tempo, como já relatado, foi um fator fundamental para o insucesso do processo de desestatização da empresa em outros momentos históricos. Entendemos como inviável completar o processo de desestatização em um horizonte de tempo muito longo, tendo em vista as mudanças políticas pelas quais o País pode passar nesse período, conduzindo o processo a uma gangorra de entendimentos que varia ao sabor das intenções políticas dos controladores da empresa.

Não entendemos que a opção pelo instrumento da Medida Provisória, com seu prazo limitado a 120 dias, represente constrangimento à função legiferante exercida pelo Congresso Nacional. O tema se encontra relativamente maduro, considerando que as discussões em torno dessa alternativa vêm sendo debatidas nas Casas legislativas há vários anos, mais recentemente por força da tramitação dos Projetos de Lei nº 9.463, de 2018, e nº 5.877, de 2019, de teor bastante similar ao da presente Medida Provisória. Ademais, o início imediato da vigência da Medida Provisória permite a adoção de medidas preparatórias, incluindo estudos, para viabilizar o célere andamento do processo de desestatização.

Entretanto, ainda que apresente vantagens e que não afronte as prerrogativas do Parlamento, a opção por esse instrumento introduz, sim, cenário desafiador para a completa tramitação da matéria em tempo hábil.

Nesse contexto, esta relatoria envidou esforços para viabilizar a alternativa cuja aprovação se mostraria viável dentro do curto horizonte de tempo de trabalho, sem perder de vista a necessidade de implementar melhorias importantes ao texto.

Logo, mais do que lançar as bases para a desestatização, entendemos preferível aproveitar a janela de oportunidade gerada pelos debates em torno da matéria e concluir o processo, viabilizando os benefícios

dele advindos, tanto para os consumidores como para a sociedade como um todo.

Nesse sentido, nos manifestamos de forma favorável ao modelo de desestatização da Eletrobras proposta na Medida Provisória nº 1.031, de 2021, sobretudo em razão da viabilidade de sua execução no horizonte de prazo disponível. A abertura de capital é um meio rápido e viável para a democratização do acesso às ações da empresa, e possibilitará ganhos ao Estado brasileiro e ao consumidor de energia elétrica.

Também somos favoráveis à celebração de novos contratos em regime de produção independente em substituição ao sistema de cotas, que provocou algumas distorções no mercado de energia nos últimos anos. Essa medida, além de aumentar a atratividade da empresa, possibilitará a consolidação de premissas para um mercado mais competitivo e para o aumento da liberdade de escolha do consumidor de energia.

Entendemos como importante a repartição do valor adicionado às concessões pelos novos contratos de geração, nos termos propostos pela Medida Provisória. No entanto, consideramos a necessidade de aperfeiçoamento da proposta.

Importante destacar que a autorização legislativa para esse processo de desestatização se dará exclusivamente mediante o presente ato. Após aprovado o texto legal resultado da conversão da Medida Provisória nº 1.031, de 2021, o Poder Executivo prescindirá de novas consultas a esse Congresso Nacional, podendo levar a cabo diversas medidas, incluindo a completa alienação de sua participação no capital social. Dessa forma, optamos por lançar essas já citadas bases adicionais para o momento posterior à desestatização.

II.2.3 – DAS ALTERAÇÕES

Esta relatoria optou por privilegiar o consumidor do mercado cativo, responsável pelo financiamento dos grandes empreendimentos de geração que passarão do regime de cotas para o de produção independente,

processo esse que, embora acompanhado de medidas mitigadoras, pode resultar em elevação tarifária caso não haja encaminhamento adequado para as questões envolvidas. Logo, optamos por adotar todas as medidas possíveis para viabilizar as melhores condições tarifárias para o consumidor cativo, que historicamente vem sofrendo com as disparidades do mercado de energia elétrica.

A título de referência, no terceiro trimestre de 2020, a Eletrobras forneceu energia para os consumidores livres a um valor equivalente a dois terços do praticado para o cativo no mesmo período. Adicionalmente, o Preço de Liquidação de Diferenças - PLD máximo de 2020 foi R\$ 560/MWh, valor que serviu como referência para remunerar usinas despachadas para o mercado cativo em momento de escassez hídrica. Em contraposição, o preço médio da geração para o mercado livre foi de R\$ 135,37/MWh.

Nossa primeira sugestão para aprimoramento do texto refere-se aos pagamentos a serem aportados à CDE no período seguinte à desestatização, decorrentes dos valores adicionados às concessões pelos novos contratos em regime de produção independente. Entendemos que a totalidade desses recursos deve ser revertida aos pequenos consumidores de energia elétrica, atendidos pelas distribuidoras no mercado cativo. Atualmente, é grande a distorção entre os valores pagos pela energia pelos grandes consumidores (que têm acesso ao mercado livre) e aqueles pagos pelos consumidores mais vulneráveis (atendidos obrigatoriamente pelas distribuidoras). Por conta dessa injustiça, os pequenos consumidores, os que de fato têm financiado a construção das principais obras do parque de geração e a modernização do nosso setor elétrico, acabam pagando valores muito mais altos pela energia.

A destinação desses recursos de forma exclusiva para o mercado cativo garantiria a esses pequenos consumidores um montante adicional de aproximadamente R\$ 8 bilhões no decorrer do prazo de vigência das concessões, combatendo a distorção de preços e mitigando o risco de aumento tarifário aos mais vulneráveis decorrente da descotização das usinas. Nesse sentido, acatamos, com ajustes, as emendas nº 322 e 406, dos

Deputados Arnaldo Jardim (CIDADANIA/SP) e Danilo Forte (PSDB/CE), respectivamente.

Muito embora essa medida seja compensada com a transferência do risco hidrológico para os agentes geradores, algo que deve acarretar redução tarifária, o fim do regime de cotas representa transferência da renda hidráulica do consumidor cativo para a União e para os programas setoriais. Nesse contexto, é importante registrar que os grandes consumidores industriais manterão seus contratos com as UHEs de Itumbiara e de Sobradinho, conforme previsto no § 1º do art. 4º da MPV. Ainda que não se pretenda alterar esses parâmetros, por zelo à estabilidade contratual, é injusto eliminar as cotas dos consumidores cativos e destinar parte da renda advinda com essa operação para os grandes consumidores, que continuarão a se beneficiar de regimes diferenciados de fornecimento de energia.

Ainda a respeito da manutenção dos contratos de energia fornecida pelas UHEs Itumbiara e Sobradinho, julgamos necessário introduzir restrições quanto à possibilidade de comercialização desse montante de energia. Por se tratarem de contratos cotizados e celebrados com o intuito de conceder incentivos, entendemos que a destinação da energia deve se restringir aos consumidores para os quais o montante gerado foi destinado. Dessa forma, a revenda da energia gerada no âmbito desses contratos recebeu restrições, para impedir a atuação desses consumidores como agentes de comercialização, o que introduz desequilíbrio no mercado de energia.

No que tange à revitalização do Rio São Francisco proposta na Medida Provisória, julgamos importante estender o objeto do programa para incluir a Bacia do Rio Parnaíba como beneficiária dos projetos a serem executados. Essa medida deverá preservar importante fonte hídrica do Nordeste brasileiro, contribuindo para impedir a degradação de sua Bacia.

Ainda sobre o Rio São Francisco, entendemos também como dignos de atenção os dispositivos que tratam da disponibilização de energia para o Projeto de Integração do Rio São Francisco com as Bacias do Nordeste

Setentrional (PISF). Nos termos da Medida Provisória, o valor econômico dessa energia, fundamental para a garantia da segurança hídrica e para o desenvolvimento do semiárido nordestino, será descontado do montante a ser destinado ao programa de revitalização do Rio São Francisco. Pelo caráter essencial dessas duas políticas públicas, acreditamos que não deve haver competição entre esses recursos e propomos, portanto, a separação desses dois montantes. Assim, acatamos parcialmente também a emenda n° 80 do Dep. Danilo Forte (PSDB/CE).

A respeito da gestão dos recursos dos programas de revitalização de bacias e de expansão de geração na Amazônia, propusemos alterações que deverão possibilitar melhorias na governança da gestão dos recursos. Primeiramente, os responsáveis pela escolha dos projetos e pela gestão das contas deverão encaminhar relatórios a órgãos de controle e de regulação, para possibilitar a prestação de contas adequada da execução desses projetos.

Quanto à competência para gestão e definição dos projetos e recursos para revitalização das bacias do Rio São Francisco, do Rio Parnaíba e dos reservatórios de Furnas, propusemos alteração no sentido de que o comitê gestor seja presidido por representante indicado pelo Ministro de Estado do Desenvolvimento Regional, dada a experiência acumulada pelo órgão na execução de políticas nessas regiões.

Para gestão e definição dos projetos de expansão de energia na Amazônia, entendemos que o comitê gestor deverá ser presidido por representante indicado pelo Ministério de Minas e Energia, considerando a vasta experiência do órgão no planejamento da universalização do acesso à energia elétrica e do planejamento da expansão de energia.

Ainda sobre o programa de expansão de geração na região da Amazônia Legal, julgamos conveniente dividir os recursos destinados aos projetos dessa medida com as melhorias de condições de navegabilidade do Rio Madeira, importante iniciativa para a região Norte e que expande as possíveis aplicações desses recursos.

Releva destacar que foram realizadas alterações no texto com o intuito de viabilizar investimentos para o Cepel, que desenvolve um importante trabalho de pesquisa voltada para o setor energético. Além disso, também foram assegurados recursos para o Procel, oriundos da sociedade resultante da reestruturação societária que garantirá o controle estatal sobre Itaipu e Eletronuclear. Essas iniciativas atendem parcialmente o mérito das emendas nºs 11, 98, 144 e 187 do Dep. André Figueiredo (PDT/CE); nº 20 do Sen. Weverton (PDT/MA); nº 35 do Dep. João Daniel (PT/SE); nº 43 do Dep. João Carlos Bacelar (PL/BA); nºs 46 e 54 do Dep. Pompeo de Mattos (PDT/RS); nºs 65 e 68 do Dep. Valmir Assunção (PT/BA); nº 82 da Dep. Erika Kokay (PT/DF); nº 89 do Dep. Wolney Queiroz (PDT/PE); nºs 121 e 126 do Dep. Enio Verri (PT/PR); nº 178 do Dep. Célio Moura (PT/TO); nºs 152 e 192 do Dep. Patrus Ananias (PT/MG); nº 195 do Dep. Arnaldo Jardim (CIDADANIA/SP); nºs 198 e 199 do Sen. Jean Paul Prates (PT/RN); nºs 210 e 211 da Dep. Áurea Carolina (PSOL/MG); nº 212 do Sen. Fabiano Contarato (REDE/ES); nºs 216 e 225 da Dep. Sâmia Bomfim (PSOL/SP); nºs 252 e 253 do Dep. Marcon (PT/RS); nº 294 do Sen. Paulo Rocha (PT/PA); nº 314 do Sen. Jaques Wagner (PT/BA); nºs 332 e 333 da Dep. Vivi Reis (PSOL/PA); nºs 336 e 337 da Dep. Fernanda Melchionna (PSOL/RS); nºs 346 e 356 da Dep. Luiza Erundina (PSOL/SP); nºs 357 e 358 do Dep. Ivan Valente (PSOL/SP); nºs 376 e 386 do Dep. Danilo Cabral (PSB/PE); nºs 395 e 547 do Dep. Zé Carlos (PT/MA); nº 414 da Dep. Jandira Feghali (PCdoB/RJ); nº 426 do Dep. José Ricardo (PT/AM); nºs 463 e 464 da Dep. Talíria Petrone (PSOL/RJ); nºs 477 e 479 do Dep. Glauber Braga (PSOL/RJ); nº 481 do Dep. Padre João (PT/MG); nºs 490 e 491 do Dep. David Miranda (PSOL/RJ); nº 509 do Dep. Pedro Uczai (PT/SC); nº 532 do Sen. Rogério Carvalho (PT/SE); nº 559 do Dep. Alessandro Molon (PSB/RJ).

Entendemos como essencial definir diretrizes para a organização da empresa pública que poderá ser criada para controlar Itaipu Binacional e Eletronuclear. Segundo o Relatório Anual Itaipu Binacional de 2019, dos US\$ 42,37/MWh de custo médio de geração de energia pela usina, cerca de US\$ 20,71/MWh (48,9%) são destinados à amortização de empréstimos e financiamentos, que deverão ser quitados até o ano de 2023. O

custo médio de energia para o Brasil (US\$ 49,86/MWh, em dados de 2019, que incluem os custos de repasses ao Paraguai) é dividido em cotas proporcionais pagas pelas distribuidoras das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

Com a amortização dos empréstimos e financiamentos, o Anexo C do Tratado celebrado com o Paraguai deverá ser revisto, e o resultado desse processo ainda é incerto. O que se pretende aqui, entretanto, é assegurar que os eventuais resultados financeiros da estatal ou sociedade de economia mista que deverá comercializar a energia destinada ao Brasil oriunda da geração em Itaipu Binacional sejam repassados ao consumidor cativo para fins de modicidade tarifária, além de finalidades socialmente relevantes. Nesse sentido, a emenda nº 29, do Dep. Kim Kataguirí (DEM/SP), foi parcialmente acatada.

Ademais, sensíveis à insegurança jurídica a que submetidos os atuais empregados da Eletrobras, propusemos algumas soluções para endereçar sua situação na empresa, no cenário pós-desestatização. A primeira delas consiste em determinar que a União reserve parte das ações representativas do capital da Eletrobras aos seus empregados, atuais e para aqueles que dela tenham se desligado nos últimos dois anos. A medida já havia sido cogitada anteriormente pelo Poder Executivo e possui guarida nas Resoluções nº 13 e nº 30 do Conselho do PPI. A segunda solução consiste em autorizar que a União promova o aproveitamento de empregados da Eletrobras que porventura percam seus empregos em decorrência da operação em outras empresas estatais federais. Nessa segunda, acatamos parcialmente o mérito das emendas nºs 37, do Dep. João Daniel (PT/SE); 48, do Dep. Pompeo de Mattos (PDT/RS); 64, do Dep. Valmir Assunção (PT/BA); 138, do Dep. Célio Moura (PT/TO); 249, do Dep. Marcon (PT/RS); 423, do Dep. José Ricardo (PT/AM); 487, do Dep. Padre João (PT/MG); e 520, do Dep. Pedro Uczai (PT/SC).

Acreditamos que, com essas duas medidas, valorizamos o empenho e dedicação de empregados e trabalhadores que tanto contribuíram para o sucesso da Eletrobras ao longo dos anos e também preservamos a

capacidade laboral daqueles que serão os mais diretamente afetados pela privatização da companhia.

Como alteração adicional visando à modicidade tarifária, propusemos a possibilidade de revisão dos contratos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa de forma a mitigar os impactos da recente elevação do Índice Geral de Preços-Mercado - IGPM, utilizado no cálculo de reajustes desses contratos. Na modalidade proposta, será adotado o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA como indexador do reajuste contratual referente ao período de 2020 para 2021 e dos futuros reajustes, e o preço base dos contratos assume como referência o praticado no Leilão A-6, de 2019. Essas medidas possibilitarão redução imediata dos valores ressarcidos pela CDE ao programa. Como medida compensatória para viabilizar a adesão dos geradores, propõe-se a extensão dos prazos contratuais. Acatamos em parte o mérito das emendas nºs 90, do Dep. Valmir Assunção (PT/BA); 154, do Dep. Patrus Ananias (PT/MG); 180, do Dep. Célio Moura (PT/TO); 255, do Marcon (PT/RS); 428, do Dep. José Ricardo (PT/AM); 546, do Dep. Zé Carlos (PT/MA) e 560, do Dep. Padre João (PT/MG).

Outra alteração tendo em vista a modicidade tarifária poderá advir do saldo remanescente dos programas de revitalização de bacias e de expansão de geração na Amazônia Legal. Em vez de para a União, entendemos conveniente transferir esse saldo eventual de recursos para a CDE, o que possibilitará abatimento nas contas dos consumidores. Essa alteração acata as emendas nºs 6, do Sen. Marcos Rogério (DEM/RO), e 86, do Dep. Wolney Queiroz (PDT/PE).

Optamos, ainda, por ampliar o número de contratos de geração de energia elétrica que irão se submeter a novas outorgas, de forma a incluir a UHE Mascarenhas de Moraes. Essa usina, integrante do contrato de Furnas, não se encontra no rol original de empreendimentos que se submeterão à operação por ainda não ter migrado para o regime de cotas.

Considerando a necessidade de conferir maior segurança energética no cenário de transição decorrente da desestatização da Eletrobras, propusemos medidas relacionadas à expansão da geração de energia elétrica considerando a premissa de despacho de termelétricas na base, preferencialmente movidas a gás natural. O gás natural é um energético de transição, que possibilita geração de energia segura e despachável com menor potencial ofensivo ao meio ambiente.

Foram definidos critérios locacionais que possibilitarão não somente maior segurança energética em pontos estratégicos do Sistema Interligado Nacional como, também, a interiorização do gás natural pelo País, a partir de usinas termelétricas que apresentam consumo firme, capaz de remunerar, no longo prazo, empreendimentos de infraestrutura necessários ao suprimento. Essa alternativa viabilizará melhor aproveitamento do gás natural produzido no País, cuja reinjeção atingiu 42,9% da produção nacional em 2020, segundo dados do Ministério de Minas e Energia¹⁰.

Ainda para garantir segurança energética para o sistema, introduzimos a possibilidade de contratação de pequenas centrais hidrelétricas, como forma de possibilitar o aproveitamento dessa importante fonte de recursos energéticos para o País.

Com o objetivo de aprimorar os mecanismos de gestão do setor de energia nuclear, incluímos autorização para que o Poder Executivo incorpore a Indústrias Nucleares do Brasil na empresa que pública ou sociedade de economia mista que poderá ser criada após a desestatização da Eletrobras para gerir as empresas Itaipu e Eletronuclear.

Optamos, também, por incluir destinação de recursos oriundos de dois fundos setoriais, que não estão sendo utilizados de forma célere em razão da falta de flexibilidade legal para suas aplicações. Na proposta, os recursos não utilizados do Fundo de Energia do Nordeste – FEN e do Fundo de Energia do Sudeste e do Centro-Oeste - FESC até a data de publicação da

¹⁰ Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. jan/2021. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/documents/36216/1522049/01+-+Boletim+de+Acompanhamento+da+Ind%C3%BAstria+de+G%C3%A1s+Natural+-+Janeiro+de+2021.pdf/6fee369d-df04-ac0b-3156-51c0cbce6419?version=1.0&download=true>

Medida Provisória são direcionados para a CDE, para fins de modicidade tarifária.

Por fim, propusemos a inclusão de dispositivo que confere tratamento ao uso de faixas de servidão de linhas de transmissão, viabilizando a priorização de recursos do programa Casa Verde e Amarela para o remanejamento de famílias instaladas nessas áreas, cuja ocupação ocorre em condições de elevada periculosidade.

II.3 – CONCLUSÃO DO VOTO

Ante o exposto, pela Comissão Mista, votamos:

a) pelo atendimento dos pressupostos constitucionais de relevância e urgência da Medida Provisória nº 1.031, de 2021;

b) pela constitucionalidade, juridicidade e boa técnica legislativa da Medida Provisória nº 1.031, de 2021, e das emendas a ela apresentadas perante a Comissão Mista, com a ressalva dos seguintes dispositivos da MPV e das seguintes Emendas, as quais consideramos inconstitucionais: Emendas nºs 5, 16, 31, 61, 71, 73, 102 e 410, e, por serem idênticas ou similares às anteriores, as Emendas nºs 77, 92, 127, 134, 145, 146, 159, 175, 183, 194, 215, 231, 233, 234, 240, 241, 242, 263, 285, 290, 321, 323, 334, 335, 352, 362, 422, 434, 436, 437, 447, 448, 458, 476, 486, 494, 503, 511, 513, 523, 524, 540, 549 e 566.

c) pela compatibilidade e adequação financeira e orçamentária da Medida Provisória nº 1.031, de 2021, e, quanto às emendas apresentadas perante a Comissão Mista, pela compatibilidade e adequação orçamentária e financeira ou pela não implicação sobre as despesas ou receitas públicas de todas as Emendas apresentadas;

d) no mérito:

d.1) pela aprovação da Medida Provisória nº 1.031, de 2021, e, parcial ou integralmente, das Emendas nºs 6, 11, 20, 29, 35, 37, 43, 46, 48, 54, 64, 65, 68, 80, 82, 86, 89, 90, 98, 121, 126, 138, 144, 152, 154, 178, 180, 187, 192, 195, 198, 199, 210, 211, 212, 216, 225, 249, 252, 253, 255, 294, 314, 322,

332, 333, 336, 337, 346, 356, 357, 358, 376, 386, 395, 406, 414, 423, 426, 428, 463, 464, 477, 479, 481, 487, 490, 491, 509, 520, 532, 546, 547, 559 e 560, com o projeto de lei de conversão em anexo; e

d.2) pela rejeição das demais emendas.

Sala das Sessões, em 18 de maio de 2021

Deputado Elmar Nascimento

Relator

**COMISSÃO MISTA DESTINADA A EMITIR PARECER SOBRE A
MEDIDA PROVISÓRIA Nº 1.031, DE 2021**

PROJETO DE LEI DE CONVERSÃO Nº..., DE...

(Medida Provisória nº 1.031, de 2021)

Dispõe sobre a desestatização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras e altera a Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973, a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 13.182, de 3 de novembro de 2015, e a Lei nº 14.118, de 13 de janeiro de 2021.

O Congresso Nacional decreta:

CAPÍTULO I

DA DESESTATIZAÇÃO DA ELETROBRAS

Art. 1º A desestatização da Companhia Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras ocorrerá nos termos do disposto na Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, e do § 1º deste artigo e estará condicionada à outorga de novas concessões de geração de energia elétrica para os Contratos de Concessão nº 007/2004-Aneel-Eletronorte, firmado pela União e as Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A., e nº 004/2004-Aneel/Furnas, especificamente para a UHE Mascarenhas de Moraes, firmado pela União e Furnas Centrais Elétricas S.A., pelo prazo de trinta anos, contado da data de assinatura dos novos contratos, observadas as regras e as condições estabelecidas nesta Lei.

§ 1º A desestatização desta Companhia será executada na modalidade de aumento do capital social, por meio da subscrição pública de ações ordinárias com renúncia do direito de subscrição pela União e estará condicionada à contratação prévia de geração termelétrica movida a gás natural pelo Poder Concedente, na modalidade de leilão de reserva de

capacidade referida no art. 3º e no art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no montante de 1.000 MW (mil megawatts) em Estado da Região Nordeste que não possua ponto de suprimento de gás natural na data de publicação desta Lei, e no montante de 5.000 MW (cinco mil megawatts) repartidos igualmente entre as Regiões Norte e Centro-Oeste, com fator de capacidade de no mínimo 70% (setenta por cento), para entrega adicional de 1.000 MW (mil megawatts), 2.000 (dois mil megawatts) e 3.000 MW (três mil megawatts), nos anos de 2026, 2027 e 2028, respectivamente, com período de suprimento de 15 (quinze) anos, ao preço máximo equivalente ao preço teto para geração a gás natural do leilão A-6 de 2019, sendo esse valor atualizado até a data de publicação do edital específico pelo mesmo critério de correção do Leilão A-6 de 2019, à prorrogação dos contratos do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa por 20 (vinte) anos, assim como à contratação nos Leilões A-5 e A-6 de 2021 de no mínimo 50% (cinquenta por cento) da demanda declarada das distribuidoras, de centrais hidrelétricas até 50 MW (cinquenta megawatts), limitado a 2.000 MW (dois mil megawatts), ao preço máximo equivalente ao teto estabelecido para geração de PCH do Leilão A-6 de 2019, sendo esse valor atualizado até a data de publicação do edital específico pelo mesmo critério de correção do Leilão A-6 de 2019.

§ 2º O aumento do capital social da Eletrobras poderá ser acompanhado de oferta pública secundária de ações de propriedade da União ou de empresa por ela controlada, direta ou indiretamente, respeitado o previsto no § 6º.

§ 3º Fica o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES responsável pela execução e pelo acompanhamento do processo de desestatização da Eletrobras.

§ 4º O BNDES poderá contratar os serviços técnicos especializados necessários ao processo de desestatização da Eletrobras.

§ 5º O Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República - CPPI poderá estabelecer atribuições ao BNDES

e à Eletrobras, necessárias ao processo de desestatização de que trata esta Lei.

§ 6º As ações remanescentes em poder da União, após o aumento de capital, poderão ser adquiridas pelos empregados, tanto da empresa como daquelas por ela controladas direta ou indiretamente, garantindo que o valor recebido em razão de sua eventual rescisão de vínculo trabalhista poderá ser convertido em ações cujo preço será equivalente ao preço das ações em até 5 (cinco) dias antes da publicação da Medida Provisória nº 1.031, de 23 de fevereiro de 2021, nos termos do plano especial de oferta.

§ 7º Os empregados desligados terão o prazo de seis meses após a sua rescisão de vínculo trabalhista, desde que o seu desligamento ocorra durante o ano subsequente ao processo de capitalização, para exercer o direito previsto no plano especial de oferta de que trata o § 6º deste artigo.

§ 8º Faculta-se ao Poder Executivo o aproveitamento dos empregados da Eletrobras e de suas subsidiárias em outras empresas públicas federais, em cargos de mesma complexidade e vencimentos similares.

Art. 2º Para a promoção da desestatização de que trata esta Lei, a União fica autorizada a conceder, pelo prazo de trinta anos, contado da data de assinatura dos novos contratos, novas outorgas de concessões de geração de energia elétrica sob titularidade ou controle, direto ou indireto, da Eletrobras:

I - que tenham sido prorrogadas nos termos do disposto no art. 1º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013;

II - alcançadas pelo disposto no inciso II do § 2º do art. 22 da Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009;

III - alcançadas pelo disposto no § 3º do art. 10 da Lei nº 13.182, de 3 de novembro de 2015;

IV - outorgada por meio do Contrato de Concessão nº 007/2004-Aneel-Eletronorte; e

V - outorgada por meio do Contrato de Concessão nº 004/2004-Aneel-Furnas, *caput* especificamente para a UHE Mascarenhas de Moraes.

CAPÍTULO II

DAS CONDIÇÕES PARA A DESESTATIZAÇÃO DA ELETROBRAS

Art. 3º A desestatização da Eletrobras fica condicionada à aprovação, por sua assembleia geral de acionistas, das seguintes condições:

I - reestruturação societária para manter sob o controle, direto ou indireto, da União as empresas, instalações e participações, detidas ou gerenciadas pela Eletrobras, especialmente a Eletrobras Termonuclear S.A. - Eletronuclear e Itaipu Binacional;

II - celebração dos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica de que trata o art. 2º, em substituição aos contratos vigentes na data de publicação desta Lei, com a alteração do regime de exploração para produção independente, nos termos do disposto na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, inclusive quanto às condições de extinção das outorgas, da encampação das instalações e das indenizações, assim como a assunção, contratação e administração, pela empresa resultante da cisão definida no inciso I, das obrigações, custeios e contratos associados do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA e sua prorrogação, prevista no inciso VI, com o ajuste do ato autorizativo para o mesmo período do novo contrato, mantidas as isenções de pagamento de Uso de Bem Público e da Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos, do Programa Nacional de Conservação de Energia – Procel, da manutenção das garantias contratuais concedidas pela Eletrobras a terceiros e dos bens da União previstos no Decreto-Lei nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974;

III - alteração do estatuto social da Eletrobras para:

a) vedar que qualquer acionista ou grupo de acionistas exerça votos em número superior a dez por cento da quantidade de ações em que se dividir o capital votante da Eletrobras;

b) vedar a realização de acordos de acionistas para o exercício de direito de voto, exceto para a formação de blocos com número de votos inferior ao limite de que trata a alínea “a”; e

c) criar ação preferencial de classe especial, de propriedade exclusiva da União, nos termos do disposto no § 7º do art. 17 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, que dará o poder de veto nas deliberações sociais relacionadas às matérias de que trata o inciso III do *caput*;

IV - manutenção do pagamento das contribuições associativas ao Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Cepel, pelo prazo de seis anos, contado da data da desestatização; e

V - desenvolvimento de projetos que comporão os programas de:

a) revitalização dos recursos hídricos das bacias do Rio São Francisco e do Rio Parnaíba, diretamente pela Eletrobras ou, indiretamente, por meio de sua subsidiária Companhia Hidrelétrica do São Francisco - Chesf;

b) redução estrutural de custos de geração de energia na Amazônia Legal e para navegabilidade do Rio Madeira, diretamente pela Eletrobras ou, indiretamente, por meio de sua subsidiária Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - Eletronorte; e

c) revitalização dos recursos hídricos das bacias hidrográficas, definidas conforme inciso V do Art. 1º da Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997, na área de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas Centrais Elétricas S.A. - Furnas, cujos contratos de concessão são afetados por esta Lei, diretamente pela Eletrobras ou, indiretamente, por meio de sua subsidiária Furnas.

VI – prorrogação pela Eletrobras dos contratos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa por período de 20 (vinte) anos após o vencimento daqueles existentes, com ajuste dos

respectivos atos autorizativos pelo mesmo período de cada contrato, nas seguintes condições:

a) a prorrogação de cada contrato dependerá da manifestação do gerador, em até 90 (noventa) dias da publicação desta Lei, e caso não exista o interesse, o contrato será mantido até o término de sua vigência original;

b) os contratos resultantes da prorrogação de que trata este inciso terão preço mínimo igual ao preço teto publicado para o Leilão A-6, de 2019, corrigido pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA até a data de publicação desta Lei, e a partir dessa data, receberão reajuste seguindo o mesmo índice ou outro que vier a substituí-lo;

c) os empreendimentos que aderirem à prorrogação dos contratos existentes não terão direito aos descontos previstos no § 10 do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;

d) a aceitação da prorrogação prevista na alínea “a” implicará na renúncia da correção dos contratos existentes ao Índice Geral de Preços-Mercado – IGPM de 2020 para 2021, devendo ser substituído pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA

VII - assunção de responsabilidade subsidiária quanto ao cumprimento dos programas estabelecidos nos artigos 6º, 7º e 8º.

§ 1º O CPPI, no uso da competência de que trata o inciso II do *caput* do art. 6º da Lei nº 9.491, de 1997, poderá estabelecer condições adicionais às previstas no *caput* para aprovação pela assembleia geral da Eletrobras para a sua desestatização, sem, contudo, alterar os princípios aqui estabelecidos.

§ 2º A eficácia das medidas estabelecidas no *caput* e no § 1º fica condicionada à desestatização de que trata o art. 1º.

§ 3º A Eletrobras permanecerá responsável pela recomposição de dívida e de recursos perante a Reserva Global de Reversão - RGR, de que trata o art. 21-A da Lei nº 12.783, de 2013.

§ 4º A contribuição associativa de que trata o inciso IV do *caput* deverá:

I - limitar-se ao valor efetivamente pago pela Eletrobras e por suas subsidiárias no ano de 2019; e

II - a partir do segundo ano após a entrada em vigor desta Lei, ser reduzida em um sexto ao ano e corrigida pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE, ou por outro índice que vier a substituí-lo, incidente sobre o valor da contribuição paga no primeiro ano.

§ 5º Será dado à contribuição associativa de que trata o inciso IV do *caput* o mesmo tratamento a que se refere o § 3º do art. 4º da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000.

§ 6º Fica vedado à União exercer, direta ou indiretamente, nas deliberações da assembleia geral de acionistas da Eletrobras que antecedam a desestatização, o direito de voto nas matérias de que tratam os incisos II a VII do *caput* e os § 1º e § 4º.

Art. 4º São condições para a nova outorga de concessão de geração de energia elétrica de que trata o art. 2º:

I - o pagamento, pela Eletrobras ou por suas subsidiárias, ao longo do período de concessão, de quota anual, em duodécimos, à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, correspondente a cinquenta por cento do valor adicionado à concessão pelos novos contratos;

II - o pagamento, pela Eletrobras ou por suas subsidiárias, de bonificação pela outorga de novos contratos de concessão de geração de energia elétrica correspondente a cinquenta por cento do valor adicionado à concessão pelos novos contratos;

III - a alteração do regime de exploração para produção independente, nos termos do disposto na Lei nº 9.074, de 1995, inclusive quanto às condições da extinção das outorgas, da encampação das instalações e das indenizações; e

IV - a assunção da gestão do risco hidrológico, vedada a repactuação nos termos do disposto na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015.

§ 1º O novo contrato de concessão de geração das usinas alcançadas pelo disposto no inciso II do § 2º do art. 22 da Lei nº 11.943, de 2009, e no § 3º do art. 10 da Lei nº 13.182, de 2015, preservará as obrigações estabelecidas no art. 22 da Lei nº 11.943, de 2009, e no art. 10 da Lei nº 13.182, de 2015, respeitadas as condições e a vigência dos atuais contratos de venda de energia elétrica de que tratam os referidos artigos, sendo que a energia proveniente das obrigações estabelecidas no art. 22 da Lei nº 11.943, de 2009, e no art. 10 da Lei nº 13.182, de 2015, não poderá ser objeto de revenda, comercialização ou cessão no Ambiente de Contratação Livre - ACL, devendo seu uso se restringir aos consumidores integrantes dos contratos de venda de energia elétrica de que tratam os referidos artigos.

§ 2º O disposto no art. 7º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, não se aplica aos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica de que trata este artigo, sendo que a quota de que trata o inciso I do *caput* será creditada integralmente em favor das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, observando-se que os créditos deverão ser utilizados em favor da modicidade tarifária e a distribuição dos créditos será realizada proporcionalmente aos montantes descontratados em decorrência da alteração do regime de exploração para produção independente de que trata o inciso III do *caput* deste artigo.

Art. 5º Caberá ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE estabelecer o valor adicionado pelos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica e fixar os valores de que tratam os incisos I e II do *caput* do art. 4º.

§ 1º Para o cálculo do valor adicionado à concessão, serão consideradas:

I - a alteração do regime de exploração para produção independente;

II – a dedução dos créditos relativos ao reembolso pelas despesas comprovadas com aquisição de combustível, incorridas até 30 de junho de 2017, pelas concessionárias que foram controladas pela Eletrobras e titulares das concessões de que trata o art. 4º-A da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, que tenham sido comprovadas, porém não reembolsadas, por força das exigências de eficiência econômica e energética de que trata o § 12 do art. 3º da referida Lei, incluídas as atualizações monetárias, hipótese em que a compensação ficará limitada a R\$ 3.500.000.000,00 (três bilhões e quinhentos milhões de reais);

III - a desconstrução da energia elétrica contratada nos termos do disposto no art. 1º da Lei nº 12.783, de 2013, para atender ao estabelecido no inciso III do *caput* do art. 4º desta Lei, de forma gradual e uniforme, no prazo mínimo de três anos e máximo de dez anos;

IV - as despesas para revitalização dos recursos hídricos das bacias do Rio São Francisco e do Rio Parnaíba, nos termos do disposto na alínea “a” do inciso V do *caput* do art. 3º;

V - as despesas para o desenvolvimento de projetos na Amazônia Legal com vistas a reduzir estruturalmente os custos de geração de energia, e para a navegabilidade do Rio Madeira, de acordo com o disposto na alínea “b” do inciso V do *caput* do art. 3º;

VI - as despesas para projetos na área de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas cujos contratos de concessão sejam afetados por esta Lei, nos termos do disposto na alínea “c” do inciso V do *caput* do art. 3º;

VII – as despesas para ressarcir o valor econômico do fornecimento de energia elétrica para o PISF, conforme tratado no § 6º do art. 6º; e

VIII – as despesas referentes às contribuições associativas devidas ao Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, no período de seis anos.

§ 2º Para o cálculo do valor adicionado à concessão, poderão ser considerados os ajustes de que trata a alínea “b” do inciso II do *caput* do

art. 6º da Lei nº 9.491, de 1997, desde que sejam relativos a obrigações reconhecidas pela União junto à Eletrobras.

§ 3º O reconhecimento dos créditos de que trata o inciso II do § 1º implicará a sua quitação.

§ 4º Caberá ao Ministério de Minas e Energia e ao Ministério da Economia propor os valores que serão fixados de acordo com o estabelecido no *caput*.

Art. 6º Constituirá obrigação das concessionárias de geração de energia elétrica localizadas na bacia do Rio São Francisco cujos contratos de concessão sejam afetados por esta Lei, para o cumprimento da medida de que trata a alínea “a” do inciso V do *caput* do art. 3º, o aporte de R\$ 350.000.000,00 (trezentos e cinquenta milhões de reais) anuais, pelo prazo de dez anos, atualizados pelo IPCA, divulgado pelo IBGE, ou por outro índice que vier a substituí-lo, a partir do mês de assinatura dos novos contratos de concessão.

§ 1º A forma de aplicação do valor a que se refere o *caput* e os projetos que irão compor o programa de revitalização dos recursos hídricos das bacias do Rio São Francisco e do Rio Parnaíba que receberão o aporte de recursos para o cumprimento da medida de que trata a alínea “a” do inciso V do *caput* do art. 3º serão estabelecidos por comitê gestor, presidido por representante indicado pelo Ministro de Estado do Desenvolvimento Regional, a ser instituído em regulamento do Poder Executivo federal, com foco 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.

§ 2º A Eletrobras fica obrigada a aportar anualmente a totalidade do valor a que se refere o *caput* em conta específica em instituição financeira autorizada a funcionar pelo Banco Central do Brasil.

§ 3º A conta de que trata o § 2º não integrará o patrimônio da Eletrobras para nenhum fim.

§ 4º As obrigações do aporte do valor a que se refere o *caput* e da efetiva implementação dos projetos estabelecidos pelo comitê gestor

constarão dos contratos de concessão de geração de energia elétrica relativos aos empreendimentos localizados nas bacias no Rio São Francisco e do Rio Parnaíba e estarão sujeitas à regulação e à fiscalização pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, nos termos do disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

§ 5º Ao término do prazo de concessão, na hipótese de não utilização dos valores da conta de que trata o § 2º, o saldo remanescente da obrigação será revertido em favor da Conta de Desenvolvimento Energético, de que trata o art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, sem prejuízo das penalidades administrativas aplicadas pela Aneel.

§ 6º Em adição ao aporte especificado no *caput*, as concessionárias de geração de energia elétrica localizadas nas bacias do Rio São Francisco, cujos contratos de concessão sejam afetados por esta Lei, deverão disponibilizar energia elétrica em um montante anual de 85 MWmed, pelo prazo de 20 (vinte) anos, a partir da data de publicação desta Lei, pelo preço de R\$ 80,00/MWh (oitenta reais por megawatt-hora), a ser corrigido pelo IPCA, ou por outro índice que vier a substituí-lo, por meio de contrato específico diretamente ao Operador Federal das instalações do Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional (PISF).

§ 7º O montante anual previsto no § 6º poderá ser modulado ao longo dos meses de cada ano, para atender a otimização da operação do uso da água pelas operadoras estaduais das bacias receptoras abastecidas pelo PISF.

§ 8º A Agência Nacional de Águas - ANA deverá fiscalizar a execução dos projetos referentes ao disposto nas alíneas “a” e “c” do inciso V do *caput* do art. 3º, devendo aplicar penalidades administrativas em caso de descumprimentos de normas cabíveis.

Art. 7º Constituirá obrigação da concessionária signatária do Contrato de Concessão nº 007/2004-Aneel-Eletronorte, observado o disposto no *caput* do art. 1º, para o cumprimento da medida de que trata a alínea “b” do inciso V do *caput* do art. 3º, o aporte de R\$ 295.000.000,00 (duzentos e

noventa e cinco milhões de reais) anuais, pelo prazo de dez anos, atualizados pelo IPCA, divulgado pelo IBGE, ou por outro índice que vier a substituí-lo, a partir do mês de assinatura do novo contrato de concessão.

§ 1º A forma de aplicação do valor a que se refere o *caput* e os projetos que irão compor o programa de redução estrutural de custos de geração de energia na Amazônia Legal e de navegabilidade do Rio Madeira que receberão o aporte de recursos para o cumprimento da medida de que trata a alínea “b” do inciso V do *caput* do art. 3º serão estabelecidos por comitê gestor, presidido por representante indicado pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, a ser instituído em regulamento do Poder Executivo federal, considerados, para geração de energia na Amazônia, o desenvolvimento de projetos de energia renovável ou a partir de combustível renovável e as interligações de localidades isoladas e remotas.

§ 2º A Eletrobras fica obrigada a aportar anualmente a totalidade do valor a que se refere o *caput* em conta específica em instituição financeira autorizada a funcionar pelo Banco Central do Brasil.

§ 3º A conta de que trata o § 2º não integrará o patrimônio da Eletrobras para nenhum fim.

§ 4º As obrigações de aporte do valor a que se refere o *caput* e da efetiva implementação dos projetos estabelecidos pelo comitê gestor constarão do novo contrato de concessão de que trata o *caput* e estarão sujeitas à regulação e à fiscalização pela Aneel, nos termos do disposto na Lei nº 9.427, de 1996.

§ 5º Ao término do prazo de concessão, na hipótese de não utilização dos valores da conta de que trata o § 2º, o saldo remanescente da obrigação será revertido em favor da Conta de Desenvolvimento Energético, de que trata o art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, sem prejuízo das penalidades administrativas aplicadas pela Aneel.

Art. 8º Constituirá obrigação das concessionárias de geração de energia elétrica localizadas na área de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas cujos contratos de concessão são afetados por esta Lei, para o cumprimento da medida de que trata a alínea “c” do inciso V do

caput do art. 3º, o aporte de R\$ 230.000.000,00 (duzentos e trinta milhões de reais) anuais, pelo prazo de dez anos, atualizados pelo IPCA, divulgado pelo IBGE, ou por outro índice que vier a substituí-lo, a partir do mês de assinatura dos novos contratos de concessão.

§ 1º A forma de aplicação do valor a que se refere o *caput* e os projetos que irão compor o programa de revitalização dos recursos hídricos das bacias hidrográficas na área de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas, cujos contratos de concessão sejam afetados por esta Lei, que receberão o aporte de recursos para o cumprimento da medida de que trata a alínea “c” do inciso V do *caput* do art. 3º serão estabelecidos por comitê gestor, presidido por representante indicado pelo Ministro de Estado do Desenvolvimento Regional, a ser instituído em regulamento do Poder Executivo federal, com foco 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.

§ 2º A Eletrobras fica obrigada a aportar anualmente a totalidade do valor a que se refere o *caput* em conta específica em instituição financeira autorizada a funcionar pelo Banco Central do Brasil.

§ 3º A conta de que trata o § 2º não integrará o patrimônio da Eletrobras para nenhum fim.

§ 4º As obrigações do aporte do valor a que se refere o *caput* e da efetiva implementação dos projetos estabelecidos por comitê gestor constarão dos contratos de concessão das usinas hidrelétricas de Furnas afetados por esta Lei e estarão sujeitas à regulação e à fiscalização pela Aneel, nos termos do disposto na Lei nº 9.427, de 1996.

§ 5º Ao término do prazo de concessão, na hipótese de não utilização dos valores da conta de que trata o § 2º, o saldo remanescente da obrigação será revertido em favor da Conta de Desenvolvimento Energético, de que trata o art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, sem prejuízo das penalidades administrativas aplicadas pela Aneel.

Art. 9º Para fins do disposto no inciso I do *caput* do art. 3º, a União fica autorizada a criar sociedade de economia mista ou empresa pública, caso não exerça o controle direto das empresas.

§ 1º A sociedade de economia mista ou a empresa pública a que se refere o *caput* terá por finalidade:

I - manter sob o controle da União a operação de usinas nucleares, nos termos do disposto no inciso V do *caput* do art. 177 da Constituição;

II - manter a titularidade do capital social e a aquisição dos serviços de eletricidade da Itaipu Binacional por órgão ou por entidade da administração pública federal, para atender ao disposto no Tratado entre a República Federativa do Brasil e a República do Paraguai para o Aproveitamento Hidroelétrico dos Recursos Hídricos do Rio Paraná, Pertencentes em Condomínio aos Dois Países, desde e Inclusive o Salto Grande de Sete Quedas ou Salto de Guairá até a Foz do Rio Iguaçu, promulgado pelo Decreto nº 72.707, de 28 de agosto de 1973;

III - gerir contratos de financiamento que utilizem recursos da RGR celebrados até 17 de novembro de 2016 e administrar os bens da União sob administração da Eletrobras previstos no Decreto-Lei nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974;

IV - administrar a conta corrente denominada Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel, de que trata a Lei nº 9.991, de 2000; e

V - manter direitos e obrigações relativos ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa e sua prorrogação.

§ 2º A Eletronuclear fica autorizada a incluir nas suas finalidades aquelas estabelecidas no § 1º, na hipótese de a União não criar a empresa pública ou a sociedade de economia mista de que trata o *caput*.

§ 3º A sociedade de economia mista ou empresa pública de que trata o *caput* fica autorizada a se associar ao Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel.

Art. 10. Atendidas as condições estabelecidas no art. 3º, fica vedado à União subscrever novas ações da Eletrobras na sua desestatização, direta ou indiretamente, por meio de empresa por ela controlada.

Art. 11. Para fins do disposto no inciso III do § 1º do art. 9º, a sociedade de economia mista ou a empresa pública de que trata o *caput* do art. 9º reembolsará à RGR, no prazo de cinco dias, contado da data de pagamento estabelecida em cada contrato de financiamento, os recursos referentes à:

- I - amortização;
- II - taxa de juros contratual; e
- III - taxa de reserva de crédito.

§ 1º Durante a vigência dos contratos de financiamento de que trata o *caput*, a sociedade de economia mista ou a empresa pública responsável por sua gestão fará jus à taxa de administração contratual.

§ 2º Na hipótese de eventual inadimplemento contratual por parte do agente devedor, o reembolso à RGR deverá ocorrer após o pagamento efetivo pelo agente devedor à sociedade de economia mista ou à empresa pública gestora dos contratos de financiamento de que trata o *caput* e o valor será acrescido dos juros e da multa, recolhidos conforme previsão contratual, devidos até a data do pagamento.

§ 3º Na hipótese de não ser efetuado o reembolso das parcelas no prazo estabelecido, a sociedade de economia mista ou a empresa pública gestora dos contratos de financiamento de que trata o *caput* restituirá à RGR os valores devidos, acrescidos dos juros e da multa previstos em contrato, observado o disposto no § 2º.

§ 4º Eventuais responsabilidades e obrigações relativas à gestão da RGR originárias de fatos anteriores à data de entrada em vigor desta Lei não serão assumidas pela sociedade de economia mista ou pela empresa pública gestora dos contratos de financiamento de que trata o *caput*.

§ 5º A sociedade de economia mista ou a empresa pública gestora dos contratos de financiamento de que trata o *caput* não será responsável pela recomposição de dívida ou pelos eventuais valores de que trata o art. 21-A da Lei nº 12.783, de 2013.

§ 6º A sociedade de economia mista ou a empresa pública gestora dos contratos de financiamento de que trata o *caput* não será responsável, em qualquer hipótese, pelo risco de crédito relativo aos empréstimos que usem recursos da RGR.

CAPÍTULO III

DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 12. Ficam mantidas as garantias concedidas pela União à Eletrobras e às suas subsidiárias e à sociedade de economia mista ou à empresa pública de que trata o *caput* do art. 9º em contratos firmados anteriormente à desestatização de que trata esta Lei.

Art. 13. A Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 4º Fica a União autorizada a designar órgão ou entidade da administração pública federal para a aquisição da totalidade dos serviços de eletricidade da Itaipu, do Proinfa e sua prorrogação.

Parágrafo único. O órgão ou a entidade da administração pública federal de que trata o *caput* será o Agente Comercializador de Energia e ficará encarregado de realizar a comercialização da totalidade dos serviços de eletricidade, nos termos da regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel.” (NR)

Art. 14. A Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 4º.....

§ 5º As empresas que atuam nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, no atendimento de sua obrigação regulatória de aplicação em pesquisa e desenvolvimento, poderão destinar, alternativamente a investimentos em projetos nos termos do inciso II, percentual de sua opção dos recursos de que trata o referido inciso, na forma de aporte para suporte e desenvolvimento de instituições de pesquisas e tecnologia vinculadas ao setor elétrico, assim reconhecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, não se aplicando nesta hipótese o disposto no inciso II do art. 5º.” (NR)

“Art. 5º-A.....

.....

§ 6º Os recursos previstos na alínea “b” do inciso I do *caput* do art. 5º serão depositados pelas concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica na conta corrente Procel, a ser administrada pela sociedade de economia mista ou pela empresa pública resultante da reestruturação de que trata o *caput* do art. 9º da Lei de Conversão da Medida Provisória nº 1.031, de 23 de fevereiro de 2021, e fiscalizada pela Aneel, conforme regulamentado em ato do Poder Executivo federal.” (NR)

Art. 15. A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 13

.....

XV - prover recursos para fins de modicidade tarifária no Ambiente de Contratação Regulada - ACR por meio de créditos em favor das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica.

§ 1º

.....

V - das quotas anuais pagas por concessionárias de geração de energia elétrica cuja obrigação esteja prevista nos respectivos contratos de

concessão de que trata a Lei de Conversão da Medida Provisória nº 1.031, de 23 de fevereiro de 2021.

VI - dos resultados financeiros da empresa pública ou sociedade de economia mista resultante da reestruturação societária prevista no inciso I do *caput* do art. 3º da Lei de Conversão da Medida Provisória nº 1.031, de 23 de fevereiro de 2021, ressalvadas as prioridades definidas em Lei.

.....” (NR)

Art. 16. A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com a seguinte alteração:

“Art. 2º

.....

§ 8º

.....

II -

a) geração proveniente de empreendimentos concessionários, permissionários, autorizados e aqueles de que trata o art. 8º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, conectados no sistema elétrico da distribuidora compradora, observados, nos termos definidos em regulamento, as condições técnicas, as formas de contratação e os limites de repasse às tarifas.” (NR)

“Art. 2º-B. Na contratação da geração prevista na alínea “a” do inciso II do § 8º do art. 2º, para fins de repasse de custo devem ser observados os Valores Anuais de Referência Específicos – VRES definidos pelo Ministério de Minas e Energia e a regulação da Aneel.

§ 1º O VRES será calculado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, considerando as condições técnicas, os preços de mercado e as características de cada fonte de geração, e será aprovado pelo Ministério de Minas e Energia.

§ 2º O VRES será definido para cada fonte de geração, entre as quais as seguintes:

I - biogás;

- II - biomassa dedicada;
- III - biomassa residual;
- IV - cogeração a gás natural;
- V - eólica;
- VI - pequenas centrais hidrelétricas e centrais geradoras hidrelétricas;
- VII - resíduos sólidos; e
- VIII - solar fotovoltaica.

§ 3º A Aneel, para fins de repasse dos custos de aquisição de energia elétrica prevista na alínea “a” do inciso II do § 8º do art. 2º, estabelecerá regulação específica, considerando o preço resultante da chamada pública.

§ 4º A contratação da geração pelo agente de distribuição ao qual está conectado o empreendimento deverá ser efetuada por meio de chamada pública, observando-se:

- I – a competição entre empreendimentos instalados em qualquer local na área de concessão ou permissão da distribuidora;
- II – a possibilidade de escolha das fontes de geração concorrentes;
- III – a definição do preço teto do certame em conformidade com o disposto nos §§ 2º e 3º; e
- IV – a atualização monetária aplicável ao contrato será o Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA ou outro índice que vier a substituí-lo.

§ 5º Para fins do disposto no inciso III do § 4º, será considerado o VRES vigente no ano de realização da chamada pública.

§ 6º O preço resultante da chamada pública será atualizado monetariamente nos termos do inciso IV do § 4º, até a data de início de suprimento.” (NR)

Art. 17. A Lei nº 13.182, de 3 de novembro de 2015, passará a vigorar acrescida do seguinte art. 14-A:

“Art. 14-A. Os recursos de que tratam os artigos 3º e 8º desta Lei não comprometidos com projetos contratados até 23 de fevereiro de 2021 e aqueles relativos a projetos reprovados ou cuja execução não tenha sido comprovada serão destinados à CDE em favor da modicidade tarifária, conforme regulamento da Aneel.” (NR)

Art. 18. A Lei nº 14.118, de 13 de janeiro de 2021, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 3º

.....

Parágrafo único. Terá prioridade para utilização dos recursos previstos nesta Lei a realocação de unidades residenciais que estejam localizadas na faixa de servidão de linhas de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV (duzentos e trinta quilovolts) em região metropolitana das capitais dos Estados” (NR)

Art. 19. O Poder Concedente, previamente à desestatização da Eletrobras, contratará reserva de capacidade, referida no art. 3º e no art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no montante de 1.000 MW (um mil megawatts) em Estado da Região Nordeste que não possua ponto de suprimento de gás natural na data de publicação desta Lei, e 5.000 MW (cinco mil megawatts) repartidos igualmente entre as Regiões Norte e Centro-Oeste, com fator de capacidade mínimo de 70% (setenta por cento), para entrega adicional de 1.000 MW (mil megawatts), 2.000 (dois mil megawatts) e 3.000 MW (três mil megawatts) nos anos de 2026, 2027 e 2028, respectivamente, com período de suprimento de 15 (quinze) anos, ao preço máximo equivalente ao preço teto para geração a gás natural do leilão A-6 de 2019, sendo esse valor atualizado até a data de publicação do edital específico pelo mesmo critério de correção do Leilão A-6 de 2019.

Art. 20. Os leilões A-5 e A-6 deverão destinar no mínimo 50% (cinquenta por cento) da demanda declarada pelas distribuidoras à contratação

de pequenas centrais hidrelétricas até 50 MW (cinquenta megawatts), até o atingimento de 2.000 MW (dois mil megawatts).

§ 1º Após a contratação dos 2.000 MW (dois mil megawatts) estabelecidos no caput, o percentual de destinação deverá ser reduzido para 40% (quarenta por cento) da demanda declarada pelas distribuidoras dos Leilões A-5 e A-6.

§ 2º As contratações estabelecidas no caput serão por 20 (vinte) anos, ao preço máximo equivalente ao teto estabelecido para geração de PCH do Leilão A-6 de 2019, sendo este valor atualizado até a data de publicação do edital específico pelo mesmo critério de correção do Leilão A-6 de 2019.

§ 3º Os leilões de que trata o *caput* deverão ter critérios de contratação que priorizem, preferencialmente, os Estados com maior número de projetos habilitados, não podendo nenhum Estado ter mais de 25% (vinte e cinco por cento) da capacidade total contratada.

§ 4º Os empreendimentos contratados nos leilões estabelecidos no caput não terão direito aos descontos previstos no § 10 do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

Art. 21. Eventual excedente econômico oriundo da Revisão do Anexo “C” ao Tratado celebrado em 26 de abril de 1973, com a República do Paraguai, será direcionado, após o cumprimento das obrigações previstas no § 6º do art. 10 da Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021:

I – até o ano de 2032:

a) 75% (setenta e cinco por cento) dos recursos para a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;

II – 25% (vinte e cinco por cento) dos recursos para a União aplicar em programa de transferência de renda do Governo Federal; e

II - do ano de 2033 em diante:

a) 25% (vinte e cinco por cento) do excedente mencionado no *caput* será destinado à sociedade de economia mista ou empresa pública de

que trata o *caput* do art. 9º para a execução das obrigações estabelecidas nos art. 6º, 7º e 8º;

b) 50% (cinquenta por cento) do excedente mencionado no *caput* serão destinados como recurso da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; e

c) 25% (vinte e cinco por cento) do excedente mencionado no *caput* será destinado à União para aplicar em programa de transferência de renda do Governo Federal.

Art. 22. Os comitês gestores de que tratam os artigos 6º, 7º e 8º deverão enviar, com periodicidade semestral, ao Tribunal de Contas da União e à Controladoria-Geral da União, relatórios de prestação de contas informando a destinação dos valores, os critérios utilizados para seleção de projetos e os resultados das ações no âmbito dos respectivos programas de que tratam os art. 6º, 7º e 8º desta Lei.

Art. 23. Fica o Poder Executivo autorizado a realizar, nos termos da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, a incorporação das Indústrias Nucleares do Brasil S.A. – INB pela empresa resultante da reestruturação acionária prevista no inciso I do art. 3º.

Art. 24. A União deverá realocar toda e qualquer população que esteja na faixa de servidão de linhas de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV (duzentos e trinta quilovolts) em região metropolitana das capitais dos Estados, em prazo de até 3 (três) anos após o processo de desestatização estabelecido no art. 1º, por meio de recursos aportados no Programa Casa Verde e Amarela, estabelecido pela Lei nº 14.118, de 2021, podendo a faixa de servidão ser utilizada para implantação de pavimentação rodoviária.

Art. 25. Ficam revogados:

I - os seguintes dispositivos da Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961:

a) o art. 7º; e

b) o art. 12; e

II - o § 1º do art. 31 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

Art. 26. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Sala das Sessões, em 18 de maio de 2021

Deputado Elmar Nascimento
Relator