

AVULSO NÃO  
PUBLICADO



CÂMARA DOS DEPUTADOS

## PROPOSTA DE FISCALIZAÇÃO E CONTROLE N.º 133-A, DE 2013

(Do Sr. Arnaldo Jardim)

Propõe que a Comissão de Minas e Energia realize, com o auxílio do Tribunal de Contas da União, procedimentos de auditoria para verificar no âmbito dos Planos de Modernização de Instalações de Interesse Sistêmico o grau de implementação de melhorias e reforços por parte das concessionárias de transmissão de energia elétrica que atendem os estados do Nordeste; tendo parecer da Comissão de Minas e Energia, pelo arquivamento (relator: DEP. SEBASTIÃO OLIVEIRA).

**DESPACHO:**

NUMERE-SE. PUBLIQUE-SE. ENCAMINHE-SE, EM DEVOLUÇÃO, À  
COMISSÃO DE MINAS E ENERGIA.

**APRECIAÇÃO:**

Proposição Sujeita à Apreciação Interna nas Comissões

### S U M Á R I O

I - Proposta inicial

II - Na Comissão de Minas e Energia:

- Relatório prévio
- Relatório final
- Parecer da Comissão

Senhor Presidente:

Nos termos do artigo 70 da Constituição Federal, combinado com os artigos 60 e 61 do Regimento Interno da Câmara dos Deputados, proponho a realização de procedimentos de auditoria, com o auxílio do Tribunal de Contas da União, para verificar, no âmbito dos Planos de Modernização de Instalações de Interesse Sistêmico - PMIS, o grau de implementação de melhorias e reforços por parte das concessionárias de transmissão de energia elétrica que atendem os estados do Nordeste, bem como a delimitação de causas estruturais dos atrasos existentes.

### **JUSTIFICAÇÃO**

O Nordeste brasileiro, não por acaso, tem passado por sucessivas interrupções totais de energia elétrica cujo custo precisa ser contabilizado frente aos custos necessários para se aumentar a confiabilidade do sistema. Para mitigar esse problema, uma das soluções apontadas é a construção de usinas próximas aos centros de carga. A contrapartida seria um custo mais alto de geração.

Tendo em vista que o potencial hidroelétrico do Rio São Francisco já foi totalmente aproveitado, só restariam as energias de maior custo, tais como as fontes eólica, térmica e solar.

Uma segunda opção é o investimento em linhas de transmissão para possibilitar o escoamento da energia por rotas alternativas. É uma opção onde a geração ocorre por meio de uma fonte de menor custo e a energia gerada é transmitida por grandes distâncias. O custo da redundância, porém, é elevado além de ser considerado desnecessário o investimento, já que, para se contornar essa dificuldade, indica-se a prática de uma gestão mais eficiente da transmissão.

De fato, quando houve o blecaute no Nordeste em fevereiro de 2011, chamou atenção no relatório TC 003.868/2011-7 estarem serviços classificados no PMIS 2005 como de necessidade imediata e, até aquele momento, o cronograma não havia sido encaminhado à agência reguladora.

Outro fato que chama atenção é a situação de cumprimento de cronogramas de empreendimentos de transmissão por parte de concessionárias que estão sujeitas ao rito da Lei Geral de Licitações e das demais que estão desobrigadas do seu cumprimento. Os empreendimentos que dizem respeito a São João do Piauí, região geelétrica onde ocorreu o recente blecaute, encontram-se em situação normal para a concessionária IRACEMA (100% State Grid Holding S.A.) e na situação atrasado para a CHESF (sociedade de economia mista controlada pela Eletrobras), vide tabela anexa.

Sendo assim, proponho que esta comissão de Minas e Energia, com o auxílio do Tribunal de Contas, se detenha neste ponto específico da gestão, que é o cumprimento dos Planos de Modernização, para cujas causas de atraso se solicita uma descrição não apenas pontual mas sistêmica.

Sala da Comissão, em 04 de setembro de 2013.

**Deputado Arnaldo Jardim**  
**PPS/SP**

**Anexo**

Acompanhamento dos empreendimentos de transmissão		
Empreendimento	Concessionária e Ato Legal	Situação e código
SE SÃO JOÃO DO PIAUÍ - Instalação de um banco de reatores de barra em 500 kV, 3x60 (180) Mvar.	Concessionária ATE II Resolução Autorizativa 3029 de 09/08/2011	Atrasado; Código T2011-115
SE São João do Piauí (CT e IB 500 kV)	Concessionária – CHESF Resolução Autorizativa 3208 de 22/11/2011	Atrasado; Código T2011-148
SE MILAGRES - 2º banco de autotransformador 2º banco de autotransformador (associada à LT 500 kV São João do Piauí – Milagres)	Concessionária – CHESF Resolução Autorizativa 2891 de 17/05/2011	Atrasado; Código T2009-091
SE SÃO JOÃO DO PIAUÍ - Implantação do 1º TR 230/69 KV – 50 MVA e conexões.	Concessionária – CHESF Resolução Autorizativa 2460 de 06/07/2010	Atrasado; Código T2009-116
Instalação de banco de capacitores série de 240 Mvar (40%) na SE Milagres, LT 500 kV São João do Piauí - Milagres C1, e conexão	Concessionária – IRACEMA Resolução Autorizativa 3441 de 10/04/2012	Normal; Código T2012-044
SE Milagres - Banco de reatores de barra 500 kV - 3 X 60 Mvar e conexão.  Complementar o módulo de infraestrutura geral pela instalação de 1/3 (um terço) do módulo de infraestrutura de manobra no vão existente da  linha de transmissão em 500 kV Milagres – São João do Piauí,  referente à conexão do banco de reatores de barra 500 kV – 3 x 60 Mvar, arranjo disjuntor e meio.	Concessionária – IRACEMA Resolução Autorizativa 3528 de 05/06/2012	Normal; T2012-055

Fonte: Aneel, versão 12.08.2013

## COMISSÃO DE MINAS E ENERGIA

### I - RELATÓRIO

#### 1 – Introdução

A Proposta de Fiscalização e Controle em análise tem como objetivo determinar as causas estruturais para atrasos verificados na implantação de obras constantes de Planos de Modernização de Instalações de Interesse Sistêmico – PMIS, acarretando redução da confiabilidade do Sistema Interligado Nacional – SIN e desligamentos, popularmente conhecidos como apagões, que abrangem vastas regiões do País, como o ocorrido no dia 28 de agosto de 2013, que afetou todos os Estados da Região Nordeste e que, segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Ele foi provocado por queimadas realizadas numa fazenda, no Município de Canto do Buriti, no Estado do Piauí, provocando o desligamento simultâneo de duas linhas de transmissão de 500 kV (quinhentos mil volts) que transportavam energia da Região Norte para a Região Nordeste.

Na justificação desta proposição, o autor argumenta que atrasos nas obras relacionadas nos PMIS resultaram em outros apagões na Região Nordeste, conforme registrado pelo Tribunal de Contas da União no relatório TC 003.868/2011-7, relativo à inspeção realizada em função de representação apresentada pelos Deputados Federais Antônio Carlos Magalhães Neto, Antonio Imbassahy, Arnaldo Jardim e Jutahy Júnior, em razão da interrupção no abastecimento de energia elétrica no dia 4 de fevereiro de 2011, em sete Estados do Nordeste.

#### 2 - Da oportunidade e conveniência da Proposta

Conforme documento da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL<sup>1</sup>, através da Resolução Normativa nº 443, de 26 de julho de 2011, a agência revogou a Resolução Normativa nº 158, de 23 de maio de 2005, que estabelecia a distinção entre reforços e melhorias em instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão e que servia de base para a elaboração do Plano de Modernização de Instalações de Interesse Sistêmico, antigo PMIS, publicando, em substituição, a Resolução Normativa nº 443/2011, que estabelecia nova sistemática para a elaboração do Plano, que passou a ser denominado “Plano de Modernização de Instalações – PMI”.

A resolução Normativa nº 443/2011, voltou a ser alterada, recentemente, pela Resolução Normativa nº 643, de 16 de dezembro de 2014, a fim

---

<sup>1</sup> Disponível na Internet, no endereço: [http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PMI\\_2011\\_2014.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PMI_2011_2014.pdf), consultado em 27/04/2015

de estabelecer que<sup>2</sup> as anteriormente denominadas “melhorias de instalações”, que consistiam na substituição de equipamentos de grande porte (como transformador, equipamento de compensação de potência reativa ou linha de transmissão) e de equipamentos afetos a essa substituição, passariam a ser incluídas, pelo ONS, no Plano de Ampliações e Reforços – PAR, e não mais no Plano de Modernização de Instalações – PMI. Contudo, as demais “melhorias de instalações” continuariam sendo incluídas no PMI, que deveria ser elaborado pelo ONS.

Não obstante as alterações estabelecidas na sistemática estabelecida quando da proposição da presente PFC, o texto atual da resolução Normativa nº 443/2011, da ANEEL, determina que o Plano de Ampliações e Reforços – PAR e o Plano de Modernização de Instalações – PMI, devem contemplar obras das concessionárias de transmissão necessárias para manter a prestação adequada do serviço de energia elétrica.

Ainda, de acordo com o art. 4º da Resolução Normativa nº 443/2011, da ANEEL, o Plano de Ampliações e Reforços – PAR e o Plano de Modernização de Instalações – PMI permanecem com o horizonte de três anos, e devem ser preparado pelo ONS e encaminhado à ANEEL anualmente. Contudo, em pesquisa expedita realizada na página do ONS, na Internet, há disponível apenas o Plano de Ampliações e Reforços – PAR atualizado. Não há referências à elaboração de nenhum Plano de Modernização de Instalações – PMI, ou do seu envio a ANEEL.

Afigura-se, por conseguinte, ser atual e oportuna a presente proposta de fiscalização e controle para esclarecer as responsabilidades pelos atrasos sistemáticos na implantação de instalações de transmissão, acarretando redução da confiabilidade do Sistema Interligado Nacional – SIN e desligamentos graves e abrangentes como os que vêm há anos ocorrendo há anos no Nordeste do Brasil, de forma a colher subsídios para avaliar o grau de implementação de melhorias e reforços por parte das concessionárias de transmissão de energia elétrica que atendem os estados do Nordeste, verificar as causas dos eventuais atrasos e apresentar sugestões de alteração das políticas do setor de energia elétrica para evitar a repetição deste tipo de desligamento que afeta de forma cruel a sociedade e a economia da Região Nordeste. Além de verificar o descumprimento das normas do setor elétrico brasileiro pelo ONS.

### **3 – Da competência desta Comissão**

---

<sup>2</sup> Conforme informações constantes do voto do Diretor Relator da Resolução Normativa nº 643, de 16 de dezembro de 2014, disponível na Internet, no endereço [http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2014643\\_1.pdf](http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2014643_1.pdf), consultado em 27/04/2015.

A competência desta Comissão para examinar esse tema está amparada no disposto no art. 32, inciso XIV, alíneas “a”, “b”, “c”, “f” e “i”, e no parágrafo único deste artigo, do Regimento Interno da Câmara dos Deputados.

#### **4 – Do alcance jurídico, administrativo, político, econômico, social e orçamentário**

No que se refere ao alcance político e social, afigura-se inadiável a ação fiscalizatória em comento para esclarecer as responsabilidades pelos atrasos das instalações de transmissão constantes do PIM que vêm acarretando a redução da confiabilidade do Sistema Interligado Nacional – SIN, assim como colher subsídios para apresentação de sugestões de alteração da política do setor de energia elétrica de forma a evitar a repetição desses desligamentos no futuro.

Quanto ao alcance jurídico e administrativo, é importante averiguar as medidas adotadas pelo órgão regulador para sanar o problema e salvaguardar os interesses dos consumidores.

#### **5 – Plano de execução e metodologia de avaliação**

O plano de execução da presente PFC compreende as seguintes etapas:

I – Realização de reuniões de audiência pública com representantes do Ministério de Minas e Energia – MME, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, da Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobras e da *Companhia Hidro Elétrica do São Francisco* – CHESF, para avaliação das causas dos atrasos das instalações de transmissão relacionadas no Plano de Ampliações e Reforços – PAR e no Plano de Modernização de Instalações – PMI, na Região Nordeste, e da forma como essas entidades estão atuando para solucionar o problema e evitar a sua repetição;

II – solicitação ao Tribunal de Contas da União de cópias dos trabalhos de fiscalização atinentes ao objeto desta PFC, bem como de informações previstas no art. 71, IV, da Constituição Federal;

III – apresentação, discussão e votação do Relatório Final desta PFC;

IV – encaminhamento dos resultados e conclusões desta PFC, nos termos do art. 37 do Regimento Interno da Câmara dos Deputados.

#### **II - VOTO DO RELATOR**

Ante o exposto, votamos pela **APROVAÇÃO** da Proposta de Fiscalização nº 133, de 2013, e por sua implementação segundo o plano de execução e metodologia de avaliação que propusemos, e conclamamos os Nobres pares a nos acompanharem no voto.

Sala da Comissão, em 05 de maio de 2015.

Deputado **ELMAR NASCIMENTO**  
Relator

Deputado **ARNALDO JORDY – PPS/PA**  
Relator Substituto

**OS DOCUMENTOS PRODUZIDOS DURANTE A  
IMPLEMENTAÇÃO DESTA PFC ENCONTRAM-SE NO PROCESSADO**

**RELATÓRIO FINAL**

**I - RELATÓRIO**

A Proposta de Fiscalização e Controle nº 133, de 2013, de autoria do ilustre Deputado Arnaldo Jardim, tem o objetivo de verificar, com o auxílio do Tribunal de Contas da União (TCU), no âmbito dos Planos de Modernização de Instalações de Interesse Sistêmico, o grau de implementação de melhorias e reforços por parte das concessionárias de transmissão de energia elétrica que atendem os estados do Nordeste.

Em sua justificação, o autor destacou que, quando houve o blecaute no Nordeste, em fevereiro de 2011, chamou atenção em relatório do TCU que alguns serviços classificados como prioritários no Plano de Modernização de Instalações de Interesse Sistêmico (PMIS) de 2005, até aquele momento, não tinham os respectivos cronogramas sido encaminhados à agência reguladora. Também ressaltou a existência de atrasos em empreendimentos de transmissão, especialmente para o caso daqueles sob responsabilidade da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf). Avalia ainda ser importante obter-se as causas sistêmicas dos atrasos verificados.

A PFC recebeu parecer favorável nesta Comissão para sua implementação, na forma do Relatório Prévio do Deputado Elmar Nascimento, aprovado em 5 de maio de 2015, cujo plano de execução incluiu a realização de audiência pública por esta Comissão de Minas e Energia e a “solicitação ao Tribunal

de Contas da União de cópias dos trabalhos de fiscalização atinentes ao objeto desta PFC, bem como de informações previstas no art. 71, IV, da Constituição Federal”.

No dia 29 de maio de 2015, foi encaminhado ao TCU o Ofício nº 146/2015-CME, requerendo as providências relacionadas ao relatório prévio aprovado. Em 2 de junho de 2015 a CME recebeu o Aviso nº 600 - GP/TCU, informando que o Ofício nº 146/2015 - CME foi autuado na Corte de Contas como processo nº TC-011.760/2015-0.

Finalmente, em 30 de julho de 2015, a Comissão recebeu o Aviso nº 856-GP/TCU, que encaminhou cópia do Acórdão nº 1.796/2015 do TCU, acompanhado dos respectivos Relatório e Voto, que o fundamentaram.

Nessa decisão, o Plenário do TCU resolveu encaminhar informações e documentos à Comissão de Minas e Energia, nos seguintes termos:

*“9.1. informar à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados que não foram encontrados processos que tratassem especificamente de verificação no âmbito do Plano de Modernização de Instalações/ Plano de Modernização de Instalações de Interesse Sistêmico do grau de implementação de melhorias e reforços por parte das concessionárias de transmissão de energia elétrica que atendem os estados do Nordeste; contudo, de forma a subsidiar os trabalhos da Comissão, realizou-se diligência junto à Aneel e consultas a documentos do Ministério de Minas e Energia, que permitiram constatar que:*

*9.1.1 na Região Nordeste há 83 autorizações de reforços com obras em andamento, com 76% dessas obras em situação de atraso; a Chesf, maior concessionária da região, é responsável por 64 desses 83 reforços, estando 50 deles em atraso, sendo o atraso médio de 29 meses; as demais concessionárias da região, responsáveis pelos demais 19 reforços, possuem 13 deles em atraso, sendo o atraso médio de 13 meses;*

*9.1.2 há 56 concessões com obras em execução, com 63% em situação de atraso; a Chesf é responsável por 25 dessas obras, todas em situação de atraso, sendo o atraso médio de 39 meses; as demais concessionárias da região, responsáveis pelas demais 31 concessões, possuem 21 delas em atraso, sendo o atraso médio de 18 meses;*

*9.2 encaminhar à solicitante os seguintes documentos:*

*9.2.1 Relatório de Acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão, de 12/6/2015 (peça 16), extraído do Sistema de Gestão da Transmissão (Siget) da Aneel;*

*9.2.2 Consolidação das Obras de Transmissão, de junho/2015 (peça 17),*

- elaborado pelo Ministério de Minas e Energia (MME);*
- 9.2.3 *tabela de obras, em formato de planilha eletrônica, constante do Relatório de Acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão;*
- 9.2.4 *Acórdão 2.316/2014-Plenário, acompanhado do relatório e voto que o embasaram;*
- 9.2.5 *Acórdão 3.493/2014-Plenário, acompanhado do relatório e voto que o embasaram;*
- 9.2.6 *Ofício 65/2015-AIN/Aneel (peça 15), que contempla, entre outras explicações da Agência, a relação de ações de fiscalização da Aneel, dos últimos 5 anos, sobre reforços e melhorias no sistema de transmissão (peça 15, pp. 4-6);*
- 9.2.7 *Plano de Ampliações e Reforços (PAR) referente ao período 2015-2017;*
- 9.2.8 *Planos de Modernização de Instalações (PMI) referentes aos períodos 2011-2014, 2012-2015, 2013-2016 e 2014-2017;*
- 9.2.9 *cópias das deliberações do TC 013.099/2014-0 e desta deliberação, bem como do relatório e voto que as fundamentam;*
- 9.3 *considerar a solicitação integralmente atendida e arquivar o presente processo.”*

Compete-nos, pois, apreciar os resultados das ações tomadas pelo TCU no sentido de atender à Proposta de Fiscalização e Controle nº 133, de 2013, nos limites estabelecidos pelo art. 32, inciso XIV, do Regimento Interno da Câmara dos Deputados.

É o relatório.

## II - VOTO DO RELATOR

O evento que motivou a apresentação da proposta de fiscalização em causa foi um conjunto de falhas em instalações de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN), ocorridas no dia 28 de agosto de 2013, das 14h58min até 15h08min, que levaram à interrupção do fornecimento de energia elétrica em toda a Região Nordeste, cujo reestabelecimento somente se completou às 18h17min do mesmo dia.

Em decorrência da gravidade dessa interrupção e tendo em conta que outros dois eventos semelhantes haviam ocorrido, respectivamente, em 4 de fevereiro de 2011 e 26 de outubro de 2012, além de outros recentes fora do Nordeste, foi apresentada a PFC ora em exame, para que esta Comissão pudesse avaliar a

implementação de melhorias e reforços por parte das concessionárias de transmissão de energia elétrica que atendem à região, de modo a ensejar a correção de falhas de planejamento e gestão, com o propósito de reduzir os riscos de que semelhante problema voltasse a se repetir. Também foi julgado importante avaliar a atuação da Chesf, maior transmissora na região.

Cabe aqui lembrar que, em 11 de setembro de 2013, realizou-se, nesta Comissão de Minas e Energia, reunião de audiência pública para tratar da ocorrência, que contou com a presença dos seguintes convidados:

- Márcio Zimmermann, Secretário Executivo do Ministério de Minas Energia;
- Hermes Jorge Chipp, Diretor-Geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS; e
- Romeu Donizete Rufino, Diretor-Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel.

Os dois primeiros convidados ressaltaram que a grande extensão da interrupção decorreu do fato de que o sistema não foi dimensionado para suportar uma contingência dupla, isto é, a perda simultânea de dois elementos da rede, critério que, segundo o Diretor-Geral do ONS, era o adotado internacionalmente. A contingência dupla foi o desligamento das duas linhas de 500 quilovolts (kV) entre Ribeiro Gonçalves e São João do Piauí. A perturbação causada por esses desligamentos levou à queda do suprimento à Região Nordeste, para evitar sua propagação para todo o SIN.

Segundo o então Diretor-Geral da Aneel, quando da realização da audiência pública, já estavam em curso processos de fiscalização nas duas concessionárias de transmissão em cujas instalações o problema originou-se, que foram a Interligação Elétrica Norte e Nordeste S.A. (lenne) e a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (Taesa).

Cabe aqui ressaltar que, em decorrência desses processos fiscalizatórios, a agência reguladora aplicou sanções às duas transmissoras mencionadas.

A Aneel aplicou à lenne multa no valor de R\$ 62.731,26 (sessenta e

dois mil, setecentos e trinta e um reais e vinte e seis centavos), referentes a sete não-conformidades, apuradas em ação fiscalizatória realizada no período de 10 a 12 de setembro de 2013, em razão do desligamento ocorrido no dia 28 de agosto de 2013, devido a falhas provocadas por queimadas na faixa de servidão das linhas de transmissão.

No caso da Taesa, por intermédio do Despacho nº 765, de 29 de março de 2016, do Diretor-Geral da Aneel, foi definida a multa aplicada por infrações relacionadas à operação e à manutenção das instalações de transmissão, constatadas na fiscalização realizada em decorrência do mesmo evento, no valor de R\$ 2.401.304,96 (dois milhões, quatrocentos e um mil, trezentos e quatro reais e noventa e seis centavos). Essa sanção decorreu de cinco não-conformidades, referentes a falhas em instalações, manutenção inadequada na faixa de servidão e falhas em procedimentos na recomposição do sistema.

Consideramos importantes as fiscalizações efetuadas pela Aneel, porém, como bem ressaltou o autor na justificação da PFC, o que mais interessa à Comissão são as causas e soluções sistêmicas.

Nesse sentido, como já mencionado, a PFC levantou duas questões relevantes, relacionadas ao planejamento das obras de transmissão e à atuação da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), maior empresa do segmento de transmissão no Nordeste.

Inicialmente, ressaltamos que o serviço de transmissão é prestado por concessionárias de transmissão, responsáveis por instalações com nível de tensão igual ou superior a 230 kV. Convém informar ainda que, além das ampliações por meio da outorga de novas concessões, como para construção de novas linhas de transmissão, podem ser ainda autorizadas a realização de melhorias e reforços nas instalações. As melhorias referem-se à instalação, substituição ou reforma de equipamentos visando manter a prestação de serviço adequado. Já os reforços são efetuados para aumento de capacidade de transmissão, de confiabilidade do sistema, de vida útil ou para conexão de usuários.

Assim, é necessário planejar a execução dessas três intervenções que buscam melhorar o desempenho do sistema, bem como a remuneração pelos investimentos feitos. Nesse sentido, a Lei nº 9.648, de 1998, estabelece como

atribuição do ONS propor as ampliações das instalações da rede básica, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão. Por sua vez, o Decreto nº 2.655, de 1998, estabelece a responsabilidade das concessionárias de transmissão de implementarem reforços nas instalações existentes, mediante autorização da Aneel.

Quanto à preocupação manifestada pelo autor desta PFC em relação a esse planejamento, verificamos que, após a ocorrência do blecaute mencionado, a Aneel realizou importantes alterações na norma que disciplina o tema, a Resolução nº 443, de 2011, realizadas por intermédio da Resolução nº 643, de 16 de dezembro de 2014.

As alterações foram efetuadas de modo a incentivar o aumento da qualidade na prestação do serviço de transmissão. Uma das medidas refere-se ao início do pagamento de receita referente às melhorias desde a sua conclusão, prevenindo que o diferimento do pagamento levasse à postergação de investimento até o momento da próxima revisão. Outra modificação relaciona-se à definição de novo tipo de reforço, associado ao aumento da vida útil de equipamentos ou instalações. Com o propósito de subsidiar o planejamento, foi ainda atribuída às concessionárias de transmissão a obrigação de encaminhar à Aneel, ao ONS, à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e ao MME, até 1º de fevereiro de cada ano, a relação dos equipamentos com vida útil remanescente de até quatro anos, incluindo aqueles com vida útil esgotada, e dos equipamentos que não têm mais possibilidade de continuar em operação.

Para melhor compreensão do objeto desta PFC, cabe esclarecer que o planejamento da transmissão é composto por três documentos principais:

- Plano de Modernização de Instalações (PMI);
- Plano de Ampliações e Reforços (PAR); e
- Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica (POTEE).

O PMI, elaborado pelo ONS, relaciona intervenções classificadas como melhorias a serem implementadas em instalações sob responsabilidade de concessionárias de transmissão e melhorias ou reforços a serem implementadas por geradoras ou distribuidoras. Esse plano deve ser encaminhado anualmente à Aneel. Esse documento substitui a relação das intervenções necessárias em instalações de

transmissão de interesse sistêmico, citada na PFC, que era exigida pela Resolução nº 158/2005 da Aneel, revogada pela mencionada Resolução nº 443/2011.

Por sua vez, o PAR, também produzido pelo ONS, abrange a indicação das obras necessárias para que a operação futura do SIN seja realizada com níveis de segurança adequada. Deve ser encaminhado anualmente ao MME, para o planejamento das outorgas.

Finalmente, o POTE, elaborado anualmente pelo Ministério de Minas e Energia, que é o poder concedente do setor elétrico, contém a relação das instalações que deverão ser objeto de procedimentos de outorga.

Cabe mencionar que ainda é elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EP), o Programa de Expansão da Transmissão (PET), que contém todas as obras de expansão do SIN, definidas a partir dos estudos de planejamento da EPE, e ainda não outorgadas (licitadas ou autorizadas), dentro de suas atribuições de elaborar os estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazo.

Quanto ao adequado cumprimento desse processo de planejamento, o TCU, com o propósito de subsidiar esta PFC, encaminhou à Aneel o Ofício nº 0302/2015 - TCU/Seinfra-Elétrica, de 6 de julho de 2015, que realizou alguns questionamentos sobre o planejamento das intervenções nas instalações de transmissão. Em resposta, a Aneel apresentou algumas considerações que passamos a comentar.

Quanto ao encaminhamento tempestivo do PMI pelo ONS, questionado na PFC, a agência reguladora informou que o ONS vinha encaminhando anualmente o plano, cumprindo, portanto, o disposto na legislação. A Aneel também informou que as melhorias devem ser implementadas pelas concessionárias de transmissão para fins de fiscalização e eventual estabelecimento de receita, e que o cronograma dos empreendimentos é acompanhado por meio do sistema informatizado operado e mantido pelo ONS. Adicionalmente, em casos de grandes reforços, autorizados por meio de resoluções específicas, o acompanhamento é feito por meio de sistema operado e mantido pela Aneel, que recebe informações dos cronogramas dos empreendimentos de forma mensal. Destacou que os anexos do PMI trazem planilhas contendo a situação das obras de revitalização, por agente.

Também noticiou que o acompanhamento da implementação das Melhorias e Reforços é feito pela Aneel por meio de fiscalizações de um conjunto de pequenas obras e do Plano de Modernização de Instalações, elaborado pelo ONS, conforme mostra lista anexada ao referido ofício, relativa às fiscalizações nos últimos cinco anos.

Diante desse conjunto de informações, consideramos esclarecidos os questionamentos realizados por meio desta PFC quanto à adequação do processo de planejamento das instalações de transmissão no Brasil.

No que se refere à questão relacionada à Chesf, que é a maior detentora de projetos de transmissão na Região Nordeste, bem como a empresa que possuía maior número de obras em atraso, conforme informado pelo autor da PFC, merece destaque a documentação encaminhada pelo TCU referente a auditoria operacional realizada na empresa, objeto do Processo nº 23.736/2014-3. A fiscalização destinou-se a avaliar, em caráter sistêmico, a gestão das obras de geração e de transmissão da Companhia, finalidade consonante com o propósito do presente PFC.

Como resultado da referida auditoria operacional, foi emanado o Acórdão nº 600/2016, por meio do qual a Corte de Contas decidiu efetuar diversas determinações e recomendações à Chesf e à Eletrobrás, sua controladora, com o objetivo de corrigir as falhas detectadas.

No voto que instruiu o mencionado acórdão, o eminente relator, Ministro Vital do Rêgo, esclareceu, inicialmente que:

*“(...) para implementação de seus investimentos, a Chesf tem-se valido, basicamente, de dois modelos de negócios: empreendimentos corporativos (aqueles tocados individualmente ou em parceiras públicas, mas imobilizados em seu ativo permanente) e participações em Sociedades de Propósito Específico (SPE), sob controle acionário, em regra, de parceiros privados.*

*Em números, de acordo com as demonstrações financeiras de dezembro de 2014, entre 2009 e 2014, (...) os investimentos corporativos saltaram de R\$ 749 milhões para R\$ 1.969 milhões (alta de 162%) e as participações em SPE subiram de R\$ 181 milhões para R\$ 1.631 milhões (alta de 801%).*

*Na contramão do crescimento dos novos negócios, o resultado financeiro da Chesf registrou, entre 2009 e 2014, prejuízos acumulados de R\$ 2.288 milhões; apenas nos três últimos anos (2012-*

*2014), o déficit contábil da empresa acumulou R\$ 6.925 milhões em perdas.”*

Diante desse cenário, o Tribunal procurou “*mapear, em caráter sistêmico, as principais causas internas dessa patente falta de lucratividade e apontar oportunidades de melhorias na gestão das obras*”.

Constataram-se, então, diversas deficiências relacionadas ao processo decisório para novos negócios, gestão de empreendimentos corporativos e gestão das participações acionárias em SPEs.

Quanto às falhas nos processos decisórios de novos investimentos, verificou-se que as decisões superiores da Companhia, no âmbito do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva, não foram devidamente motivadas em termos de relatórios técnicos e análises de risco. Segundo a equipe de auditoria, nos dezesseis processos administrativos afetos a participações em leilões de geração e de transmissão analisados, não foram encontrados quaisquer registros, relatos ou pareceres sobre elementos de suporte à decisão que teriam abalizado as deliberações da alta administração, nem mesmo estudos mínimos sobre viabilidade técnica e econômica dos projetos. Ainda segundo o relator, “*a equipe técnica identificou também que a Chesf não efetua, nem mesmo informalmente, análises de risco estruturadas sobre os negócios*”.

No que se refere ao gerenciamento de projetos corporativos, que são aqueles empreendidos diretamente pela companhia, a fiscalização constatou a ineficiência dos processos internos, devido a gargalos como:

- excessiva quantidade de obras por gestor;
- procedimentos que não culminam na aplicação de penalidade às empreiteiras contratadas quando são detectadas falhas na execução das obras pelos gestores da Chesf;
- carência de capacitação específica para os gestores da empresa;
- deficiência na integração de áreas internas inter-relacionadas;
- falta de normatização interna das atribuições dos gestores.

Ainda de acordo com o relator, na auditoria também se apurou, quanto à gestão das participações em SPEs, que as práticas de governança adotadas pela

Chesf se mostram insuficientes para garantir o alcance dos resultados financeiros esperados. Entre os mais relevantes problemas encontrados, o voto elenca os seguintes pontos:

- ausência de normativos da Chesf para acompanhamento do desempenho físico-financeiro das SPE;
- a empresa não dispõe de estrutura interna adequada para acompanhar e avaliar os resultados das participações, não recebendo informações sobre a efetiva evolução financeira da sociedade;
- os acordos de acionistas das SPEs previam estruturas internas de governança frágeis, tendo sido constatadas casos de ausência de conselho fiscal e situações em que sócios privados foram contratados como fornecedores de bens e serviços, em evidente presunção de conflito de interesses.

Em razão das considerações apresentadas pelo relator, os ministros do TCU, por intermédio do Acórdão nº 600/2016, decidiram determinar à Chesf que passasse a realizar várias ações relacionadas aos problemas encontrados, como:

- registro dos fundamentos das decisões de seu Conselho de Administração e de sua Diretoria Executiva para a decisão de implementação de novos negócios de geração e transmissão;
- normatização de metodologia de análise de riscos para suporte à tomada de decisão para novos empreendimentos;
- adoção de mecanismos regulamentados de controle e de identificação e mitigação de riscos nos casos das SPEs em que sócios atuam como fornecedores de bens e serviços;
- adequação do quadro de funcionários envolvidos em atividades de gestão de obras da empresa para compatibilizar o número de obras gerenciadas com as atribuições que cada funcionário é capaz de assumir.

O referido Acórdão ainda determinou à Eletrobrás medidas saneadoras, relativas à inclusão, nas minutas padrão de acordos de acionistas de

SPEs em que participem empresas do grupo, de cláusulas que evitem problemas relacionados à exposição a prejuízos decorrentes de contratos de fornecimento de bens e serviços às SPEs celebrados com seus próprios acionistas privados.

Ademais, a decisão do TCU ainda requereu manifestação da Chesf e da Eletrobrás acerca de pontos que impliquem potenciais medidas corretivas ou punitivas, relacionados a motivos estratégicos para fomentar novas SPEs, providências que desestimulem os parceiros privados a abandonar as SPEs antes de eliminados os riscos atrelados ao projeto, e participação em projeto com viabilidade econômico-financeira insuficiente.

Assim, conclui-se que o TCU vem realizando diligente acompanhamento da atuação da Chesf em empreendimentos de transmissão de energia elétrica e exigindo da estatal a adoção de providências com o objetivo de eliminar as falhas constatadas em procedimentos de fiscalização, com a finalidade de melhorar o desempenho da empresa na execução da importante atividade de transmissão de energia elétrica.

Concluímos também que, após o blecaute de agosto de 2013 e da apresentação desta PFC, foram aperfeiçoadas as normas que disciplinam as melhorias, reforços e ampliações das instalações de transmissão e foi constatado que as entidades que atuam no planejamento dessa atividade vêm cumprindo adequadamente suas atribuições.

Assim, diante do exposto, e entendendo que foram atendidos os objetivos de se avaliar o planejamento da transmissão de energia elétrica e a atuação da Chesf na realização dessa atividade na Região Nordeste, votamos pelo **arquivamento** da Proposta de Fiscalização e Controle nº 133, de 2013.

Sala da Comissão, em \_\_\_\_\_ de 2019.

Deputado **SEBASTIÃO OLIVEIRA**  
Relator

### **III - PARECER DA COMISSÃO**

A Comissão de Minas e Energia, em reunião ordinária realizada hoje, opinou pelo arquivamento da Proposta de Fiscalização e Controle nº 133/2013, nos termos do Relatório Final do Relator, Deputado Sebastião Oliveira.

Estiveram presentes os Senhores Deputados:

Silas Câmara - Presidente, Cássio Andrade - Vice-Presidente,

Adolfo Viana, Altineu Côrtes, Arlindo Chinaglia, Arnaldo Jardim, Carlos Henrique Gaguim, Charles Fernandes, Christino Aureo, Edna Henrique, Fábio Ramalho, Felício Laterça, João Carlos Bacelar, Joaquim Passarinho, Júnior Ferrari, Laercio Oliveira, Leur Lomanto Júnior, Nereu Crispim, Padre João, Rafael Motta, Vaidon Oliveira, Da Vitoria, Delegado Éder Mauro, Delegado Marcelo Freitas, Delegado Pablo, Dr. Frederico, Eros Biondini, Francisco Jr., Franco Cartafina, Gelson Azevedo, Gustavo Fruet, João Maia, João Roma, Lucas Gonzalez, Lucas Redecker, Lucio Mosquini, Nicoletti, Otaci Nascimento, Paulo Ganime, Pedro Lupion, Sergio Vidigal e Vilson da Fetaemg.

Sala da Comissão, em 4 de setembro de 2019.

Deputado SILAS CÂMARA  
Presidente

**FIM DO DOCUMENTO**