

GRUPO I - CLASSE V - Plenário

TC 030.656/2015-0

Natureza: Auditoria Operacional

Interessado: Tribunal de Contas da União

Unidades: Ministério de Minas e Energia (MME), Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobras) e Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (Bndes)

Sumário: RELATÓRIO DE AUDITORIA OPERACIONAL. AVALIAÇÃO DOS INVESTIMENTOS DAS CONCESSIONÁRIAS NECESSÁRIOS À EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO E À MELHORIA DA QUALIDADE DOS SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA. QUEDA DOS INVESTIMENTOS EM TRANSMISSÃO. DIFICULDADES ECONÔMICAS, FINANCEIRAS E OPERACIONAIS DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS SOB CONTROLE ACIONÁRIO DA ELETROBRAS. ELEVADO ENDIVIDAMENTO DA MAIORIA DAS GRANDES DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRAS. ALTO CUSTO DAS PERDAS ELÉTRICAS E DA INADIMPLÊNCIA DE CONSUMIDORES. AUMENTO DO CUSTO DA EXPOSIÇÃO INVOLUNTÁRIA DAS DISTRIBUIDORAS, DEVIDO À INTENSA MIGRAÇÃO DE GRANDES CONSUMIDORES PARA O MERCADO DE CONSUMIDORES LIVRES E ESPECIAIS. OITIVA DA ANEEL. RECOMENDAÇÕES À ANEEL E AO MME. CIÊNCIA À SECRETARIA DO CONSELHO DO PROGRAMA DE PARCERIAS DE INVESTIMENTOS DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, À ELETROBRAS, AO BNDES, AO SENADO FEDERAL, À CÂMARA DOS DEPUTADOS E AO MINISTÉRIO DA TRANSPARÊNCIA, FISCALIZAÇÃO E CONTROLE. ARQUIVAMENTO.

RELATÓRIO

Trata-se de ação de fiscalização, na modalidade auditoria operacional, realizada pela Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica (SeinfraElétrica), com o objetivo de avaliar os investimentos de concessionárias necessários à expansão do sistema elétrico e à melhoria da qualidade dos serviços públicos de energia. Transcrevo, a seguir, o conteúdo essencial do relatório da equipe de auditoria da unidade técnica (peça 106), cuja proposta de encaminhamento teve a anuência plena dos seus dirigentes (peças 107 e 108):

“(…)

1. Introdução

1.1. Objeto de Auditoria

1. *O objeto da auditoria tem como foco investimentos por parte de empresas concessionárias necessários para a expansão do sistema e para a melhoria da qualidade do serviço.*

1.2 Antecedentes

2. *A auditoria foi determinada por meio do Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário (peça 1), que cuidou do impacto da Medida Provisória 579/2012 na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e*

no sistema elétrico. Naquela ocasião, ano de 2014, havia a preocupação de que as empresas do setor elétrico não conseguissem investir nos empreendimentos de forma a alcançar os níveis de qualidade exigidos pela Aneel, o que suscitou a determinação de realização da presente auditoria.

1.3. Objetivos e escopo do trabalho

3. O objetivo da auditoria foi identificar e sugerir encaminhamento a problemas que têm impactado a realização de investimentos no setor elétrico brasileiro, buscando contribuir para o alcance de maiores níveis de eficácia e efetividade da política e da regulação setorial.

4. Com base no estudo de documentos sobre o tema, definiu-se que o escopo da avaliação estaria delimitado ao cenário de investimentos no período posterior à Medida Provisória 579/2012 (convertida na Lei 12.783/2013), a qual modificou o regime jurídico de concessões do setor elétrico, a expectativa de receitas das concessionárias e o ambiente de investimentos como um todo.

5. Para construção do problema a ser analisado, partiu-se do fato de o TCU já emitiu determinações e recomendações no tocante a vários temas, considerados obstáculos aos investimentos no setor elétrico, os quais foram ou estão sendo monitorados em outros procedimentos administrativos, tais como:

a) dificuldades na emissão de licenciamento ambiental para a construção de empreendimentos (Acórdão 3.493/2014-TCU-Plenário, TC 019.948/2014-0);

b) descompasso entre a entrada em operação de empreendimentos de geração e de transmissão, com impacto ao escoamento de energia (Acórdão 2.316-2014-TCU-Plenário, TC 029.387/2013-2);

c) efeitos da MP 579/2012 para o sistema elétrico e para o encargo tarifário CDE (Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário, TC 011.223/2014-6);

d) segurança energética, usinas hidrelétricas sem reservatório e planejamento setorial (Acórdão 1.878/2010-TCU-Plenário, TC 004.475/2013-5; Acórdão 1.196/2010-TCU-Plenário, TC 021.247/2008-5);

e) desperdício de energia contratada das usinas, em decorrência de perdas elétricas (Acórdão 336/2014-TCU-Plenário, TC 003.626/2012-1; Acórdão 1.906/2010-TCU-Plenário, TC 003.984/2009-7).

6. Além disso, levou-se em conta que alguns fenômenos limitadores do investimento se intensificaram nos últimos dois anos, como a retração da economia brasileira, a queda de desempenho dos leilões de transmissão da Aneel e o agravamento de problemas econômico-financeiros de agentes relevantes, notadamente o Grupo Eletrobrás.

7. As análises realizadas no planejamento da auditoria indicaram que os principais problemas estariam relacionados: a) aos leilões realizados pela Aneel; b) à sustentabilidade econômico-financeira de concessionárias distribuidoras; e c) ao financiamento e outras formas de captação de crédito por empresas concessionárias.

8. Esses pontos foram traduzidos nas seguintes questões de auditoria:

Questão 1: Qual o comportamento dos investimentos de geração e transmissão no setor elétrico?

Questão 2: As empresas distribuidoras têm capacidade para investir?

1.4. Critérios

9. Considerando o objeto definido para a auditoria, foram utilizados os seguintes critérios legais, normativos e contratuais principais:

a) planejamento setorial, realização de leilões e comercialização de energia: Lei 9.427/1996, Lei 10.848/2004 e Lei 9.074/1995;

b) prorrogação das concessões do setor elétrico: Lei 12.783/2013 (conversão da Medida Provisória 579/2012), Decreto 8.461/2015;

c) sustentabilidade econômico-financeira, distribuição de dividendos e de juros sobre o capital próprio por concessionárias de distribuição: Lei 6.404/1976 e Minuta dos Termos Aditivos para prorrogação dos contratos de concessão de distribuição vincendos entre 2015-2017;

- d) *competências de Ministro de Estado: Decreto-Lei 200/1967; MP 727/2016;*
- e) *competências da Aneel: Decreto 2.335/1997; e contratos de concessão para a exploração do serviço público de distribuição;*
- f) *Programa de Parcerias de Investimentos (PPI): MP 727/2016 e Lei 9.491/1997.*

1.5. Metodologia

10. *Para a realização do trabalho foram utilizados os princípios, padrões, métodos e técnicas definidos no Manual de Auditoria Operacional do TCU, aprovado pela Portaria Segecex 4/2010, e as diretrizes das Normas de Auditoria do Tribunal de Contas da União (NAT-TCU).*

11. *Na fase de planejamento, as principais atividades realizadas foram: análise de normativos e documentos do MME, da Aneel, da Eletrobrás, do BNDES e associações representativas de agentes do setor elétrico; entrevistas com gestores e servidores do MME (Secretaria Executiva, Secretaria de Energia Elétrica e Secretaria de Planejamento Energético) e da Aneel (Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira e Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética); e análise de respostas fornecidas pela Aneel e pelo MME aos ofícios de requisição de informações. A partir dessas informações, elaborou-se a matriz de planejamento da auditoria (peça 62).*

12. *Na fase de execução foram realizadas as seguintes atividades: entrevista com gestores e representantes da Aneel, da Eletrobrás, do Instituto Acende Brasil, da Associação das Transmissoras de Energia Elétrica (Abrate) e da Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica (Abradee); análise da quantidade de energia contratada e demandada em leilões de geração; análise da evolução dos lotes, dos investimentos e da participação estatal nos leilões de transmissão; apuração e análise de indicadores de sustentabilidade de distribuidoras a partir de dados brutos fornecidos pela Aneel; análise da situação econômico-financeira da Eletrobrás e análise de respostas fornecidas pela Aneel, pelo MME, pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), pelo BNDES e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) a ofícios de requisição de informações e a diligências.*

13. *A Matriz de Achados foi elaborada com resultados obtidos na fase de execução e fundamentou relatório preliminar de auditoria, o qual foi submetido a comentários dos gestores dos órgãos e entidades envolvidos, com vistas à edição do presente relatório de auditoria.*

2. Visão geral

14. *A indústria do setor elétrico tem como traço marcante a exigência de quantidade vultosa de recursos financeiros por parte dos agentes empreendedores. Nos casos dos segmentos de geração e de transmissão, são comuns grandes inversões iniciais de capital, justificadas pela necessidade de executar obras que antecedem o oferecimento do serviço. As margens operacionais são maiores e mais previsíveis do que em outros ramos da economia, o que favorece a operação com alavancagem financeira, mas que, por outro lado, torna a geração e a transmissão dependentes de boas condições de financiamento.*

15. *Na distribuição, o investimento é intensivo e praticamente constante. Há uma necessidade permanente de reforçar e de expandir a rede de atendimento, de suprir novos pedidos de ligações, de assegurar o bom estado de equipamentos, assim como de combater a inadimplência, o furto de energia e as perdas elétricas. A regulação é bastante marcada pela necessidade de oferta universal do serviço e com qualidade. O cenário pressiona o fluxo de caixa das concessionárias, o que demanda maior eficiência e eficácia na gestão empresarial.*

16. *A realização desta auditoria partiu da premissa de que a ausência ou a desaceleração dos investimentos no setor elétrico, assim como dificuldades na exploração do serviço, aumentam o risco de falha no suprimento de energia elétrica. Como quase não há produtos substitutos à energia elétrica, fica claro que falhas na entrega desse insumo afetam diretamente a economia do País e a qualidade de vida da população.*

17. *A auditoria foi autorizada em 2014, momento em que o consumo de energia elétrica crescia 4% ao ano. As distribuidoras estavam expostas no mercado de curto prazo de energia, com o*

PLD a preços bastante elevados (R\$ 822/MWh) e com cerca de 3 GWh de subcontratação de energia. Para que as distribuidoras pudessem honrar com a compra de energia, fruto da exposição involuntária, o governo chegou a criar um novo encargo: a Conta ACR, cujos recursos vieram de empréstimos que totalizaram R\$ 21,1 bilhões, a ser cobrado dos consumidores. Para se ter uma ideia do impacto tarifário, cita-se que as receitas de fornecimento de energia de todas as distribuidoras do setor elétrico, excluídos os impostos, foi de R\$ 135 bilhões em 2015. Esse impacto, todavia, será diferido ao longo de alguns anos, pois sua cobrança passou a ser repassada nas tarifas dos consumidores em outubro de 2015.

18. No entanto, esse cenário mudou abruptamente, o que impôs a reorientação das análises e objetos de preocupação idealizados originalmente para o trabalho.

19. Em 2015, o consumo de energia no Brasil caiu 1,8% (peça 49, p. 2), ante uma previsão inicial de aumento de 4,1% ao ano. As distribuidoras, em razão da queda do consumo, bem como da migração de consumidores cativos para o mercado livre e de consumidores especiais, motivada pelo baixo valor do PLD (R\$ 30/MWh nos principais submercados), estão, agora, em 2016, sobrecontratadas. Essa sobrecontratação é representada por uma quantidade de energia contratada das usinas geradoras superior em 10% ao que está sendo demandado pelos consumidores. Em função da regulamentação, apenas 5% desse excesso de energia poderá ser repassado como custo para as tarifas. Ante tal situação, oposta à de 2014, mas não menos grave, as distribuidoras estão com dificuldade de caixa para assumir toda a sua contratação.

20. No contexto macroeconômico, verificou-se que a redução no consumo de energia acompanhou a desaceleração na indústria nacional e no consumo de grandes clientes. O investimento das empresas em geral no País caiu 14,1% em 2015, segundo dados do IBGE sobre a Formação Bruta de Capital Fixo (FBCF) (peça 35), o que também indicou que os empresários não estão confiantes. Foi o terceiro ano seguido de queda da FBCF e que coincidiu com resultados ruins de outros indicadores, tais como o Índice de Atividade Econômica do Banco Central (IBC-Br), que registrou um recuo de 4,1% na atividade econômica do País em 2015.

21. Apesar do cenário macroeconômico desfavorável, entende-se que a busca pelo bom desempenho do setor elétrico e pela manutenção de investimentos de geradores, transmissores e distribuidores podem contribuir para a retomada do crescimento econômico brasileiro.

22. É com base nesse entendimento, e de que há espaço para aprimoramentos em aspectos da formulação da política pública, da regulação e da fiscalização setorial, que foram realizados os procedimentos de auditoria.

3. Achados de Auditoria

3.1. Insuficiência de novos investimentos em transmissão com impacto negativo na segurança energética

23. Constatou-se redução severa e persistente na contratação de novos empreendimentos de transmissão, capaz de impactar as metas governamentais de expansão do sistema elétrico, de prejudicar o suprimento energético e de elevar o preço final da energia.

24. O problema é caracterizado pelo aumento crescente da quantidade de lotes desertos nos leilões de transmissão realizados pela Aneel a partir de 2012 e do montante de investimento não executado por ausência de investidores interessados.

25. Conforme a Tabela 1, a frustração nos leilões de transmissão começou a ser sentida em 2012, quando 13% dos lotes e 4,5% do investimento total oferecido nos leilões daquele ano restaram desertos (foram três lotes desertos estimados em R\$ 482 milhões em valores atualizados, frente a um total de 23 lotes leiloados). Até então, a frustração era rara, praticamente inexistente.

Tabela 1 – Investimento não contratado nos leilões de transmissão

Ano	Leiloado		Deserto		(% Deserto)	
	Lotes	Investimento (R\$)	Lotes	Investimento (R\$)	Lotes	Investimento (R\$)
2007	7	2.009.174.995,74	0	-	-	-
2008	29	17.044.664.257,70	1	110.427.043,42	3,4%	0,6%

2009	19	4.422.471.043,50	0	-	-	-
2010	20	2.462.883.196,00	1	31.645.985,20	5,0%	1,3%
2011	24	6.650.484.624,00	1	21.658.666,40	4,2%	0,3%
2012	23	10.622.286.962,40	3	482.119.282,00	13,0%	4,5%
2013	34	11.837.268.521,40	10	2.075.631.180,00	29,4%	17,5%
2014	27	15.632.441.678,90	12	4.364.532.336,51	44,4%	27,9%
2015	25	24.079.253.000,00	16	12.175.064.000,00	64,0%	50,6%

Fonte: Elaboração própria. Editais e resultados dos leilões, com dados Aneel (peça 34).

Notas: Inclui empreendimentos licitados em mais de um leilão. Valores atualizados pelo IPCA, data base 7/2015. Investimentos de 2007 e 2008 estimados pela RAP do Edital.

26. *O problema avançou nos anos seguintes e atingiu valores recordes em 2015: 64% dos lotes e 51% do investimento ofertados ficaram sem interessados. Dito de outro modo, mais da metade de tudo o que foi oferecido pelo Governo Federal não foi contratado por ausência de interessados.*

27. *Esse foi o pior resultado desde que o Brasil passou, em 1999, a realizar leilões que contratam da iniciativa privada e de empresas estatais a construção e a operação de linhas de transmissão, de subestações e de outras instalações como meio de expandir o sistema elétrico nacional.*

28. *O fato fez com que a Aneel passasse a inserir em leilões posteriores os lotes não arrematados. Além disso, com o objetivo de aumentar a atratividade dos leilões, efetuou ajustes na configuração de lotes, ampliou o prazo para a entrega de algumas obras, modificou o valor da receita anual permitida (RAP) e adotou mecanismos contratuais de repartição dos riscos socioambientais relacionados a instalações de transmissão.*

29. *Apesar dessas medidas, o TCU constatou, no âmbito do TC 033.940/2015-0, que tratou do acompanhamento do Leilão de Transmissão Aneel 13/2015 (peça 31, p. 7, 14), que, dos onze lotes contratados em 2015, oito tiveram um único lance durante o certame licitatório e os outros três lotes contaram com a participação de apenas dois licitantes, o que revelou pouca ou nenhuma competição nos leilões. Mais do que isso, verificou que, de um conjunto de 26 lotes propostos pela Aneel para o primeiro leilão de 2016, dois já haviam sido ofertados em quatro oportunidades anteriores, três já haviam participado de dois leilões e outros seis já haviam participado do leilão 5/2015, mas não tiveram lances. Por meio do Acórdão 288/2016-TCU-Plenário, o TCU expediu determinações e recomendações no sentido de 'reprecificar' o valor da RAP contida na proposta e para futuros leilões e promover outros ajustes importantes que, por um lado, corrigiram erros técnicos relevantes e, de outro, poderiam tornar os lotes mais atrativos.*

30. *Ainda assim, apesar de ter obtido resultado mais favorável do que o dos leilões passados, o primeiro leilão realizado pela Aneel em 2016 (Leilão 13/2015) ainda teve grande quantidade de lotes desertos (41,7% de lotes desertos). Dos 24 lotes oferecidos, dez não receberam proposta financeira. E dos 14 lotes arrematados, apenas cinco foram disputados por mais de uma empresa.*

31. *O problema é que o bom desempenho dos leilões é determinante para expansão e melhoria da capacidade de transmissão no País.*

32. *A frustração de leilões impede a entrada em operação de novos empreendimentos e a ampliação de instalações existentes. Ao não ser contratado, a data de entrada em operação do empreendimento tem de ser reprogramada. Com isso, usinas geradoras que seriam atendidas ou rotas de transmissão que seriam ampliadas, ficam desassistidas. Isso eleva a possibilidade de gargalos no escoamento de energia até os centros consumidores.*

33. *Para ilustrar, cita-se o primeiro Leilão realizado em 2016, cuja criticidade de alguns empreendimentos já havia chamado a atenção do TCU (TC 033.940/2015-0, peça 31, p. 22). A não contratação dos Lotes B, G e K (que faziam parte dos Lotes H, I e T na versão do Edital anterior ao leilão) poderão representar restrições de despacho na UHE Belo Monte e de limitações no intercâmbio de energia entre as regiões Norte-Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste.*

34. O MME também reconheceu que o insucesso nos leilões acabou por aumentar ainda mais o descasamento entre a data de necessidade e a data da efetiva entrada em operação das instalações de transmissão (TC 033.940/2015-0, peça 31, p.20).

35. Os reflexos do problema ainda estendem ao custo futuro da energia e penalizam o consumidor por meio da conta de energia, pois ele terá que arcar com os custos da energia disponível nas usinas, mas que acabou não sendo escoada, bem como com o custo da restrição operativa.

36. Por fim, além de atentar contra a confiabilidade do sistema e a modicidade das tarifas, essa postergação de investimento tem como consequência, a colisão com a legislação (inciso XV do art. 3º da Lei 9.247/1997), uma vez que os leilões de transmissão devem ser realizados de modo a atender as necessidades do mercado consumidor, das geradoras e das distribuidoras. Esse comando legal é fundado no raciocínio de que, em última instância, a responsabilidade de promover a segurança energética do sistema elétrico e de interferir para realizar ajustes, quando for necessário, é da União, pouco importando se o serviço de energia elétrica é prestado diretamente pela União ou por meio de delegação a concessionárias estatais ou privadas.

37. Os efeitos da postergação dos novos investimentos são agravados pelo fato de que os empreendimentos que já foram contratados não conseguem ser entregues no prazo. Em dezembro de 2015, 62,3% das obras de transmissão em construção no país estavam com atraso médio de 502 dias (TC 033.940/2015-0, peça 64, p. 5).

38. Além disso, o Brasil ainda precisa ampliar bastante sua malha de transmissão. Diferentemente de outros países em que é suficiente crescer a taxas residuais, o Brasil terá de aumentar em 68% a quantidade de linhas de transmissão e em 62% a capacidade de transformação de energia até 2024, o que exigirá R\$ 69,4 bilhões apenas em novos investimentos (PDEs 2006-2015 e 2015-2024, peça 70, p. 232). A estimativa já levou em conta a forte retração da economia e do fato que o País passa por um quadro conturbado, influenciado tanto pelo cenário internacional como por fatores internos, reduzindo a projeção do consumo de energia para os próximos anos (peça 70, p 18-21).

39. Essa necessidade de expansão é elevada, próxima aos patamares realizados no período 2004-2014. Significa dizer que, em se mantendo esse cenário de postergação de novos investimentos, eleva-se, também o risco de não atender as metas governamentais para o setor.

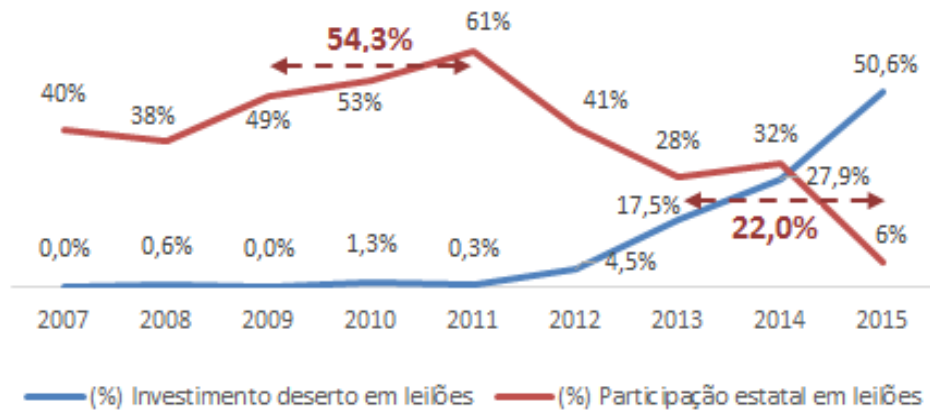
40. Além do cenário macroeconômico desfavorável a investimentos, mencionado no início deste relatório, a auditoria constatou que a frustração dos leilões coincide com uma forte queda da participação estatal nos leilões a partir da Medida Provisória 579/2012. Além disso, é impactada por fatores como a necessidade de modelagem da RAP mais próxima à realidade das condições de mercado, questões socioambientais e fundiárias.

Queda da participação estatal em leilões

41. A queda da participação estatal nos leilões foi evidenciada pela (i) comparação entre a proporção de capital estatal federal e estadual nas empresas e consórcios vencedores dos lotes arrematados nos leilões realizados nos triênios imediatamente anterior e posterior à MP (2009-2011 e 2013-2015) e (ii) pela proporção de lotes e de investimentos desertos nesses dois períodos.

42. Conforme o Gráfico 2, a média da participação estatal no montante de investimento arrematado anualmente, no triênio anterior à MP 579/2012, estava em torno de 54% (cerca de R\$ 2,51 bilhões). No triênio seguinte, a média caiu para 22% (cerca de R\$ 2,36 bilhões), com destaque para a redução gradual, ano a ano, a partir de 2012. O investimento contratado com capital estatal (somatório de participações federal e estaduais), que era próximo a R\$ 4,2 bilhões em 2012 em valores atualizados, despencou para R\$ 700 milhões em 2015, conforme demonstrado no Gráfico 3.

Gráfico 1 – Evolução da participação estatal e da frustração de leilões de transmissão



Fonte: Elaboração própria. Editais e resultados dos leilões, com dados Aneel (peça 34).

Notas: Inclui empreendimentos licitados em mais de um leilão. Valores atualizados pelo IPCA, data base 7/2015. Investimentos de 2007 e 2008 estimados pela RAP do Edital.

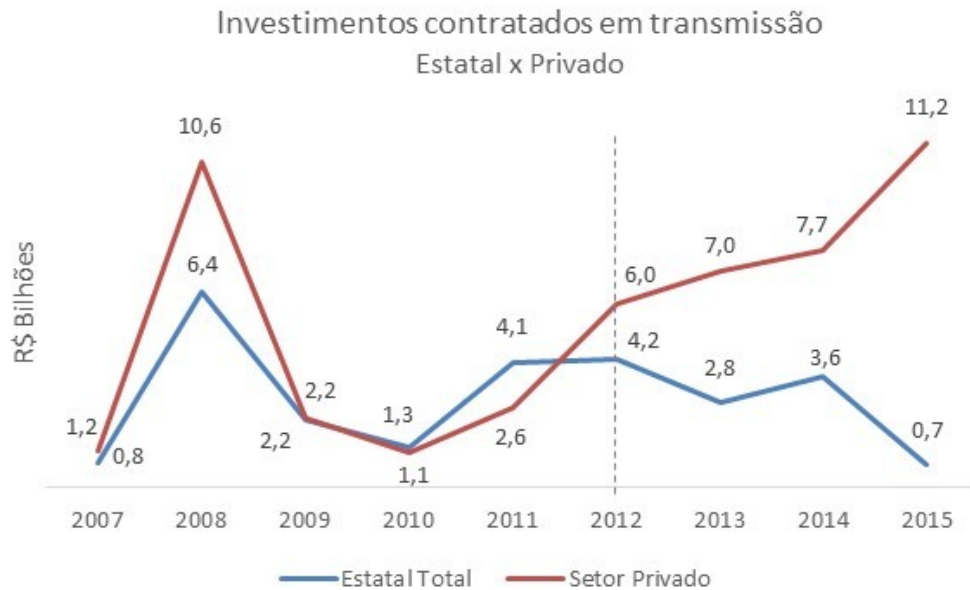
43. Também chama atenção o fato de que em 2012, justamente quando se inicia o declínio da participação estatal, é que aumenta o montante de investimento sem agentes interessados. Essa tendência prosseguiu mais ou menos uniforme nos anos seguintes, até que, em 2015, registrou-se a menor participação estatal nos leilões (apenas 6% do investimento contratado) e a maior sobra de investimento não contratado (51% do investimento ofertado).

44. A forte relação entre a frustração dos leilões e a queda da participação estatal é corroborada pelo fato de que, em contraposição, a participação da iniciativa privada cresceu significativamente, tanto em termos absolutos (montante financeiro contratado), quanto em termos proporcionais, após a edição da MP 579/2012.

45. Conforme o Gráfico 3, a participação da iniciativa privada começou a aumentar em 2010. Naquele ano, o R\$ 1,1 bilhão por ela investido era próximo ao investimento estatal (da ordem de R\$ 1,3 bilhão). Os valores reduzidos naquele ano se explicavam pelo fato de que já havia sido contratado uma grande quantidade de empreendimentos em 2008, estimados em R\$ 17 bilhões em valores atualizados (total de 29 lotes arrematados) e que ainda havia efeitos remanescentes da crise financeira mundial de 2008/2009, a qual encareceu o crédito e paralisou planos de investimentos em várias partes do mundo.

46. Porém, desde 2010, a contratação privada nos leilões de transmissão só cresceu, chegando em 2015 a R\$ 11,2 bilhões, o melhor resultado na série dos nove anos avaliados.

Gráfico 2 – Contratação de investimentos, por tipo de capital (Estatual e Privado)



Fonte: Elaboração própria. Editais e resultados dos leilões, com dados Aneel (peça 34).

Notas: Inclui empreendimentos licitados em mais de um leilão. Valores atualizados pelo IPCA, data base 7/2015. Investimentos de 2007 e 2008 estimados pela RAP do Edital.

47. Nos últimos dois anos, o crescimento da contratação privada (R\$ 7,7 e R\$ 11,2 bilhões, respectivamente) é explicado, em grande medida, pelas contratações vultosas feitas pelo grupo econômico State Grid, de origem estatal chinesa.

48. Em 2014, o grupo respondeu por mais de um terço de todo o investimento privado nos leilões (R\$ 2,6 bilhões pela sua participação de 51% no consórcio formado com Furnas e Eletronorte, que adquiriu o lote do Leilão 11/2013 destinado ao escoamento da energia gerada pela UHE Belo Monte – 1º bipolo). Em 2015, sua participação foi ainda maior: 2/3 de todo investimento privado contratado nos leilões (R\$ 7 bilhões por adquirir, sozinho, lote do Leilão 7/2015, também destinado a escoar energia de Belo Monte – 2º bipolo).

49. Constatou-se também que a redução da participação estatal nos leilões de transmissão se confunde com as dificuldades financeiras que tem sido enfrentadas pelo maior agente do setor elétrico, o Grupo Eletrobrás, notadamente após a MP 579/2012.

50. A Eletrobrás tem participação estratégica em todos os segmentos da cadeia produtiva de energia, sendo que 67% de seu capital pertence à União. Ela responde por 32% da capacidade instalada de geração no Brasil, 48% da extensão de linhas de transmissão e 10% da energia distribuída (detém 42.987 MW em capacidade instalada, 67.494 Km em LTs e sete concessionárias distribuidoras, conforme peça 53, p.11-12, 16).

51. Nos anos 90, o Grupo assumiu as distribuidoras que foram federalizadas nos estados de Alagoas, Piauí, Acre, Roraima, Rondônia e Amazonas e, posteriormente, no estado de Goiás. Essas concessionárias têm apresentado prejuízos, mas que, até 2011, acabavam sendo cobertos pelas receitas que o grupo auferia em geração e transmissão.

52. Contudo, a prorrogação das concessões promovida pela MP 579/2012 (convertida na Lei 12.783/2013) implicou uma redução drástica das receitas do Grupo Eletrobrás, mostrada na Tabela 2, o que agravou ainda mais a situação negativa de seus balanços.

53. No caso da transmissão, a queda das receitas variou entre 58,9% e 73,4%. Esse nível elevado de queda da receita, somado ao que ocorreu na geração, pressionou o caixa da Eletrobrás e, com isso, sua capacidade para continuar investindo.

54. O prejuízo da Eletrobrás, que em 2012 foi de R\$ 6,9 bilhões, aumentou para R\$ 6 bilhões em 2013. Em 2014, reduziu-se pela metade, a R\$ 3 bilhões (peça 53, p. 9). Mas, em 2015, o prejuízo disparou para elevados R\$ 14,4 bilhões, o pior resultado na história da Eletrobrás.

Tabela 2 – Receita das empresas Eletrobrás após a MP 579/2012

<i>Empresas</i>	<i>Ativos Afetados</i>	<i>Antes MP 579 R\$ milhões</i>	<i>Após MP 579 R\$ milhões</i>	<i>Redução</i>
<i>Chesf</i>	<i>Geração</i>	5.015,0	1.077,9	78,5%
	<i>Transmissão</i>	1.438,0	590,6	58,9%
	<i>Total</i>	6.453,0	1.668,5	74,1%
<i>Furnas</i>	<i>Geração</i>	1.626,9	596,7	63,3%
	<i>Transmissão</i>	2.247,2	694,0	69,1%
	<i>Total</i>	3.874,1	1.290,7	66,7%
<i>Eletronorte</i>	<i>Geração</i>	56,0	18,4	67,1%
	<i>Transmissão</i>	1.156,0	307,8	73,4%
	<i>Total</i>	1.212,0	326,2	73,1%
<i>Eletrosul</i>	<i>Transmissão</i>	896,2	447,5	50,1%
<i>Impacto</i>	<i>Geração</i>	6.697,9	1.693,0	74,7%
<i>Eletrobrás</i>	<i>Transmissão</i>	5.737,4	2.039,9	64,4%
	<i>Total</i>	12.435,3	3.732,9	70,0%

Fonte: Eletrobrás (peça 57, p. 15)

55. O grupo econômico não tem conseguido realizar o montante de investimento planejado para quase todos os segmentos em que atua. Em 2015, a Eletrobrás investiu R\$ 3,2 bilhões a menos do que havia estimado em seu Plano Diretor de Negócios e Gestão (PDNG). Na transmissão, a realização foi de apenas 38% do planejado para melhorias e de 65% do planejado para a expansão dessas redes (Tabela 3).

Tabela 3 – Proporção de realização do investimento previsto (Eletrobrás)

<i>Segmentos</i>	<i>Investimento previsto para 2015 R\$ milhões</i>	<i>Investimento realizado em 2015 R\$ milhões</i>	<i>Diferença %</i>
<i>Geração - expansão</i>	5.020	5.350	107%
<i>Transmissão - expansão</i>	4.376	2.844	65%
<i>Distribuição - expansão</i>	990	521	53%
<i>Geração - melhorias</i>	690	331	48%
<i>Transmissão - melhorias</i>	1.071	409	38%
<i>Distribuição - melhorias</i>	557	176	32%
<i>Outros</i>	437	279	64%
<i>Total</i>	13.141	9.910	75%

Fonte: Eletrobrás (peça 54).

56. Dentre as principais causas para os resultados financeiros desfavoráveis da Eletrobrás e que acabam limitando seus investimentos em transmissão, encontra-se o próprio segmento de distribuição.

57. O peso da distribuição para o grupo econômico fica evidente nos resultados financeiros do exercício de 2015. Em 2015, cerca de R\$ 5,2 bilhões dos R\$ 14,4 bilhões registrados como prejuízo pela Eletrobrás (cerca de 33% do total), deveram-se justamente aos resultados negativos de suas distribuidoras (peça 71, p. 5).

58. A própria Administração da Eletrobrás já se posicionou no sentido de que o segmento de distribuição 'exige uma agilidade administrativa e operacional dificilmente observada em empresas de controle estatal'. Com base nisso, propôs que uma de suas distribuidoras, a Celg-D, fosse privatizada ainda no exercício de 2016 (peça 95, p.2).

59. Na visão da Eletrobrás, essa ausência de agilidade está principalmente ligada às limitações impostas à administração indireta, particularmente na velocidade da tomada de decisão, acesso ao mercado de capitais, procedimento de contratação de bens, serviços e pessoal. As distribuidoras estatais têm dificuldade de atingir os níveis de eficiência cobrados pela Aneel, trazendo prejuízos aos seus acionistas que têm que cobrir com os constantes déficits operacionais.

60. A Administração da Eletrobrás chegou a apresentar proposta na 164ª Assembleia Geral Extraordinária da empresa objetivando que fossem adotadas 'providências imediatas para a venda do controle acionário, até o final de 2016, das controladas Companhia Energética do Piauí (Cepisa);

Companhia Energética de Alagoas (Ceal); Companhia de Eletricidade do Acre (Eletroacre); Centrais Elétricas de Rondônia S.A. (Ceron); Boa Vista Energia S.A.; Amazonas Distribuidora de Energia S.A e Celg Distribuição S.A (Celg D), nos termos da legislação aplicável ao Plano Nacional de Desestatização, em especial a Lei 9.491/1997' (peça 91, p.4).

61. *A proposta corresponde à opinião da administração da Eletrobrás no que se refere aos cenários relacionados à prorrogação ou não das concessões dessas distribuidoras. O documento também indicou a necessidade de aumento da geração de caixa das distribuidoras e de aportes de capital nessas empresas, na ordem de R\$ 18,3 bilhões entre 2016 e 2024, a fim de que elas venham a atender as metas de sustentabilidade econômico-financeira da Aneel na hipótese de prorrogação de suas concessões (peça 91, pp. 17 e 18). A Administração consignou que, caso haja frustração no aumento da geração de caixa, poderão ser necessários aportes de capital ainda maiores pelo acionista controlador para atender às metas de nível de endividamento da Aneel.*

62. *A proposta para a adoção de providências de venda do controle acionário das distribuidoras só não foi deliberada naquela AGE porque a União, na qualidade de acionista controlador, solicitou a retirada de pauta da matéria.*

63. *Devido à retirada de pauta, as referidas distribuidoras solicitaram ao MME, em 28 de dezembro de 2015, a prorrogação do prazo previsto para assinatura dos termos aditivos aos contratos de concessão, nos termos da Medida Provisória 706, de 28 de dezembro de 2015. A Eletrobrás justificou, em Comunicado Relevante aos acionistas e mercado, que o pedido ao MME foi feito, caso nova Assembleia de Acionista venha a decidir pela prorrogação da concessão (peça 102, p1-2).*

64. *Em 21 de junho de 2016, a Administração da Eletrobrás elaborou Proposta para a 165ª AGE, prevista para ser realizada em 23 de julho, que contém sugestão aos acionistas para 'aprovar a venda, até o final de 2017, do controle acionário das distribuidoras, subsidiárias da Eletrobrás, que tiverem a prorrogação de suas concessões aprovadas', desde que atendidas determinadas condições listadas na proposta, sendo uma delas a adoção de providências imediatas para a venda do controle (peça 105, p. 28-32).*

65. *O raciocínio exposto pela Eletrobrás quando de sua proposta de inclusão da Celg-D no PND, que acena para dificuldades na execução do serviço de distribuição por estatais federais no Brasil, é corroborado, de certa forma, pelas constatações desta auditoria junto ao item 3.2 do Relatório. Naquele trecho, foi analisada a capacidade das distribuidoras em investir e identificou-se, dentre outros, que, atualmente, as distribuidoras controladas pela Eletrobrás estão nas piores colocações em termos de sustentabilidade econômico-financeira sob a ótica do endividamento.*

66. *Em 2014, a dívida líquida das distribuidoras Eletrobrás chegou a R\$ 10,3 bilhões (peça 42, p.6). Seu Ebitda, que em 2012 era negativo em R\$ 310 milhões, passou para R\$ 1,3 bilhão negativos. A situação contraria a noção de sustentabilidade econômico-financeira, que pressupõe, no mínimo, resultados de Ebitda positivo. Evidente, pois, que as despesas da atividade com efeito caixa estavam superiores à sua receita operacional.*

67. *Conclui-se, nesse ponto, que a boa gestão empresarial das distribuidoras da Eletrobrás, além de necessária para a distribuição, também se revela, no momento, fundamental para superar entraves atuais nos investimentos em transmissão no País, pois o negócio da distribuição tem consumido quantidade vultosa dos recursos financeiros do grupo econômico, os quais são limitados.*

68. *Além disso, constatou-se que houve forte degradação na capacidade de obtenção de crédito financeiro por parte da Eletrobrás, o que também impacta na sua participação em novas obras de transmissão.*

69. *Em resposta a ofício de requisição, a Eletrobrás informou (peça 55, p.1) que, ao longo dos anos, buscou acessar capital em vários mercados (de capitais, de equity e bancário, nacional e internacional) em várias modalidades (bônus e debêntures, empréstimos bilaterais com bancos comerciais, agências multilaterais e bancos de fomento). Ainda assim, os financiamentos pelo BNDES continuavam sendo a principal forma encontrada pela empresa.*

70. Segundo ela, a captação de crédito junto ao BNDES só foi possível nos últimos anos porque houve tratamento excepcional concedido a setores como o elétrico, mineração e petróleo, que permitia, mediante decisões do Conselho Monetário Nacional (CMN), que o BNDES extrapolasse o limite de exposição de 25% de seu Patrimônio de Referência nos apoios financeiros concedido a um mesmo cliente/grupo econômico.

71. Contudo, o tratamento excepcional foi eliminado em junho de 2015 (Resolução BACEN 4.430/2015) e, dado o volume expressivo da carteira de operações entre o banco e a Eletrobrás, o BNDES estava impedido de abrir novas operações de crédito que utilizem como garantia a fiança corporativa da Eletrobrás.

72. Não podendo utilizar a fiança corporativa como garantia em financiamentos no BNDES, a Eletrobrás passou a substituí-la pela fiança bancária emitida por bancos privados. Porém, com as condições de crédito deteriorada dos clientes do setor elétrico (devido ao alto endividamento dos agentes), os preços das fianças bancárias se elevaram. Além disso, os próprios bancos privados já estariam com suas carteiras tomadas por operações do setor elétrico, diminuindo a capacidade de operar com esse setor, pois os bancos privados também estão sujeitos a limites de exposição de crédito.

73. Além da dificuldade de captar crédito no mercado nacional, há obstáculos no plano internacional. Dentre eles, estariam a eclosão da operação 'lava-jato' na Petrobras – o que teria fechado o mercado de capitais internacional, notadamente o americano, para emissões brasileiras públicas e privadas; e na Eletrobrás - que impossibilitou o cumprimento de requisitos junto à Security Exchange Commission (SEC) dos Estados Unidos que são exigidos por potenciais financiadores; e o recrudescimento das condições macroeconômicas brasileiras em razão da atual crise fiscal e política – que implicou rebaixamento de ratings e condições de crédito desfavoráveis.

74. Nesse contexto, a Eletrobrás afirmou, em março de 2016 (peça 55, p. 4), que as alternativas possíveis de captação de recursos pela Eletrobrás encontravam-se 'em vias de se esgotarem'.

75. Adiciona-se que a frágil situação econômico-financeira da Eletrobrás, caracterizada pelos prejuízos líquidos sucessivos e pela dificuldade de acesso a crédito, pode dificultar, também, a gestão das obras de transmissão em andamento. Isso aumenta o risco de atraso na entrega de obras, o que consolida um ciclo vicioso de entraves aos novos investimentos.

76. Isso se deve ao fato de que a Aneel, para incentivar que os empreendimentos entrem em operação comercial no prazo necessário, tem restringido a participação nos leilões de agentes com histórico de atraso. Desde 2012, a Chesf, a Eletronorte e Furnas, todas controladas pela Eletrobrás, já estiveram impedidas de participar em alguns leilões.

77. Em resposta a ofício de requisição, a Eletrobrás informou que o baixo grau de realização dos investimentos previstos também é explicado pelo fato de que premissas importantes que lastrearam o seu plano de negócios não foram cumpridas.

78. A privatização da distribuidora Celg-D, que havia sido prevista para ocorrer em 2015 não aconteceu, o que gerou frustração de R\$ 1 bilhão no caixa da Eletrobrás. Além disso, as empresas do grupo ainda não haviam recebido as indenizações referentes a ativos de transmissão existentes em 31/5/2000 (os ativos denominados de RBSE), os quais deveriam ser pagos pela União em decorrência da prorrogação de suas concessões, conforme estabelecido na MP 579/2012 (posteriormente convertida na Lei 12.783/2013).

79. Com relação ao primeiro ponto, cabe destacar que o Governo Federal havia reprogramado o leilão de privatização da Celg-D para o primeiro semestre de 2016. O referido leilão encontra-se com edital publicado, devendo ocorrer em agosto. Esse assunto está sendo acompanhado proximamente pelo TCU no âmbito de procedimento próprio (TC 017.65/2015-5), não requerendo, portanto, a adoção de providências do TCU, neste momento.

80. O segundo ponto suscitado pela Eletrobrás, dada a sua relevância e a demora por parte do Governo Federal, chegou a constituir proposta de determinação ao MME e ao Ministério da Fazenda, quando da submissão do relatório preliminar de auditoria aos comentários dos gestores.

81. A equipe de auditoria entendeu que o pagamento, pelo governo, à Eletrobrás dessas indenizações, as quais foram estimadas pela empresa no valor de R\$ 20,3 bilhões conforme mostrado na Tabela 4, além de ser um direito previsto em lei, poderia certamente reforçar o caixa da empresa, favorecendo o reequilíbrio de suas contas. No plano das empresas privadas, o pagamento das indenizações às demais concessionárias também contribuiria para seu retorno aos leilões, ampliando-se as contratações de novos empreendimentos no País.

Tabela 4 – Situação das indenizações dos ativos de transmissão (RBSE e RPC) da Eletrobrás

Empresas	Valor pleiteado à Aneel (R\$ bilhões)	Situação do pleito
Furnas	10,70	Despacho-Aneel 4.042, de 15/12/2015, homologou o valor de R\$ 9,00 bilhões
Chesf	5,63	Fiscalização da Aneel em andamento
Eletronorte	2,93	Fiscalização da Aneel em andamento
Eletrosul	1,06	Despacho-Aneel 2.296, de 14/7/2015, homologou o valor de R\$ 1,01 bilhões
Total	20,32	

Fonte: Eletrobrás (peça 73). Situação em 19/2/2016.

82. Em 20/4/2016, o MME editou a Portaria MME 120/2016 que define as condições para a realização do pagamento dessas indenizações. Por meio desse ato formal, o Governo Federal fixou o ano de 2017 como data para o início do pagamento, o que promete sanar no curto e médio prazo a referida pendência financeira com as transmissoras. Por tais razões, entende-se desnecessário qualquer atuação do TCU sobre o tema, neste momento.

83. Repassado o diagnóstico sobre os principais fatores que levaram à insuficiência de investimentos em transmissão e suas consequências indesejáveis para o sistema elétrico, cabe ressaltar a recente medida adotada pelo governo federal relacionada ao ambiente de investimentos em infraestrutura.

84. Trata-se da Medida Provisória 727/2016 editada logo após os comentários dos gestores ao relatório preliminar desta auditoria e que criou o Programa de Parcerias de Investimentos (PPI). Até o fechamento desse relatório, a MP 727/2016 ainda não havia sido convertida em lei.

85. O PPI foi concebido com a finalidade de ampliar e fortalecer a interação entre o Estado e a iniciativa privada para a execução de empreendimentos públicos de infraestrutura, além de medidas de desestatização a que se refere a Lei 9.491/1997 (PND).

86. O Programa contará com um conselho gestor e uma secretaria-executiva (arts. 7º, caput, e art. 8º) e será regulamentado por Decretos que definirão, dentre outros (art. 4º e incisos), as políticas de longo prazo para o investimento e para a desestatização.

87. Importante ressaltar que o procedimento de edição desses Decretos prevê a apresentação de propostas a serem formuladas pelos Ministérios setoriais, o que inclui o MME. Essas propostas passarão por opinativo do Conselho, antes que sejam deliberados pelo Presidente da República, conforme §1º do art. 7º, c/c o art. 4º da MP 727/2016.

88. Por fim, verifica-se que o art. 6º, caput, VII, da MP 727/2016 explicita opção de governo no sentido de buscar aproveitar, com eficiência, contribuições e recomendações provenientes de órgãos de controle acerca dos temas relacionados com o PPI, medida a qual classifica como prática avançada recomendada pelas melhores experiências nacionais e internacionais.

89. Desse modo, diante do exposto com relação à insuficiência de novos investimentos em transmissão com impacto negativo na segurança energética, e considerando, especialmente, que:

a) até 2024, são exigidos cerca de R\$ 70 bilhões em novos investimentos de transmissão no País, a fim de atender a demanda futura por energia elétrica, de assegurar a segurança do sistema elétrico e de evitar a elevação no preço da energia ao consumidor;

- b) a realização desses investimentos tem sido postergada desde 2012 por frustração severa e persistente nos leilões de energia destinados a contratar a construção e a operação de instalações de transmissão;
- c) o insucesso na contratação coincide com uma redução forte e progressiva da participação do Grupo Eletrobrás nesses leilões, o maior agente investidor do setor elétrico;
- d) essa menor participação nos leilões se confunde com as próprias dificuldades econômico-financeiras enfrentadas pelo Grupo Eletrobrás desde o ano de 2012, quando passou a acumular prejuízos líquidos sucessivos que têm comprometido sua capacidade para investir, bem como dificultado sobremaneira a obtenção de financiamento nos mercados externo e interno;
- e) em 2015, esse prejuízo chegou a R\$ 14,4 bilhões, o pior resultado da história da Eletrobrás;
- f) parte considerável desses prejuízos se devem aos resultados negativos das distribuidoras sob o seu controle societário, cuja dívida líquida subiu para R\$ 10,3 bilhões em 2014, acompanhado de Ebitda negativo em R\$ 1,3 bilhão;
- g) até 2020, os controladores dessas distribuidoras ainda precisarão realizar elevados aportes de capital nessas empresas, no valor total de R\$ 18,3 bilhões, de modo a cumprir metas de sustentabilidade econômico-financeira definidas nos novos contratos de concessão, e, com isso, afastar o risco de perder essas concessões;
- h) a boa gestão empresarial das distribuidoras da Eletrobrás, além de importante para o serviço público de distribuição, pode ajudar na retomada dos investimentos em transmissão no País, utem consumido quantidade vultosa dos recursos financeiros do grupo econômico estatal, os quais são limitados;
- i) A Eletrobrás, ao propor a inclusão da Celg-D no Programa Nacional de Desestatização, já se posicionou formalmente no sentido de que as distribuidoras estatais têm dificuldade de atingir os níveis de eficiência cobrados pela Aneel, o que traz prejuízos aos seus acionistas, que têm que cobrir os constantes déficits operacionais;
- j) a Administração da Eletrobrás chegou a propor aos acionistas em sua 164ª Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 28 de dezembro de 2015, que fossem adotadas providências imediatas visando a desestatização das distribuidoras Celg-D, Cepisa, Eletroacre, Ceal, Ceron, Boa Vista Energia e Amazonas Distribuidora de Energia, o que não chegou a ser deliberado porque a União, na qualidade de acionista controlador, solicitou a retirada da matéria de pauta;
- k) a decisão dos acionistas da Eletrobrás quanto à prorrogação ou não das concessões de distribuição de suas subsidiárias ainda não aconteceu;
- l) as competências do Ministro de Estado de Minas e Energia para exercer a supervisão ministerial sobre a Eletrobrás de modo a ajustá-la ao projeto geral de governo, sendo ele a autoridade responsável, perante o Presidente da República, por orientar, coordenar e controlar as atividades da estatal, conforme art. 19; parágrafo único do art. 20; caput do art. 27 e alínea 'c', inciso II do art. 4º do Decreto-Lei 200/1967;
- m) a previsão de que os Ministérios setoriais, o que inclui o MME, apresentarão propostas ao Conselho do Programa de Investimentos da Presidência da República com vistas à necessária regulamentação das políticas de longo prazo para o investimento e para a desestatização integrantes do PPI, conforme definido no §1º do art. 7º, c/c o art. 4º da MP 727/2016;
- n) a MP 727/2016 formalizou opção de governo no sentido de buscar aproveitar, com eficiência, contribuições e recomendações provenientes de órgãos de controle acerca dos temas relacionados com o PPI.

Propõe-se recomendar que o Senhor Ministro de Minas e Energia, visando evitar impactos negativos na segurança energética do País e a elevação do preço final da energia, adote medidas para o saneamento financeiro do Grupo Eletrobrás, avaliando, inclusive, a proposta do Conselho de Administração de venda do controle societário de suas distribuidoras, de modo a equacionar os problemas de queda nos investimentos em transmissão no País apontados no item 3.1 deste relatório.

Modelagem da RAP e outros fatores não incentivadores do investimento

90. Conforme mencionado anteriormente, a frustração dos leilões de transmissão coincide com uma forte queda da participação estatal, sendo que as principais causas do problema e seus efeitos prejudiciais para os investimentos já foram descritos no item 3.1.1.

91. Com vistas à perfeita compreensão sobre o objetivo deste trabalho, ressalta-se que há outros problemas capazes de desincentivar o investimento no setor elétrico. Contudo, referidos pontos já foram fiscalizados recentemente pelo TCU, estão sendo monitorados em processo distinto ou possuem ação de fiscalização específica planejada para 2016.

92. Trata-se dos temas de:

a) modelagem da RAP dos leilões em condições mais próximas à realidade das condições de mercado, inclusive sobre a alavancagem financeira, desapropriação de imóveis e desembolsos prévios à licença ambiental (TC 033.940/2015-0, Acórdão 288/2016-TCU-Plenário);

b) entraves à obtenção de licenciamento ambiental e aspectos de articulação de órgãos governamentais (TCs 029.387/2013-2, 032.925/2014-0, Acórdão 2.316-2014-TCU-Plenário; TC 019.948/2014-0, Acórdão 3.943/2014-TCU-Plenário);

c) questões arqueológicas (TC 019.948/2014-0, Acórdão 3.943/2014-TCU-Plenário); e

d) ajustes nos bancos de preço de referência da Aneel adotados na precificação dos leilões e custos fundiários (TCs 006.335/2013-6, 013.627/2014-7 e Acórdão 1.163/2014-TCU-Plenário).

93. Desse modo, visando a racionalidade na atuação, referidos temas não constituíram objeto do presente trabalho.

3.2. Risco elevado de insustentabilidade de concessionárias distribuidoras

94. Constatou-se que a maioria das grandes distribuidoras encerraram o ano de 2014 com endividamento elevado, capaz de limitar os investimentos necessários à oferta do serviço adequado.

95. Tratou-se de 23 grandes distribuidoras que superaram os níveis de endividamento definidos pela Aneel, em sua Nota Técnica 353/2014–SFF/Aneel (peça 39). Juntas, as concessionárias, que extrapolaram o nível aceitável de endividamento, respondem por 77% de toda a receita do segmento de distribuição.

96. A utilização desses parâmetros levou em conta que são fruto da experiência acumulada pela Aneel desde 2008, quando passou a produzir relatórios sobre a situação econômico-financeira das concessionárias e a aprimorá-los gradativamente. Além disso, resultaram de debates individualizados com agentes relevantes como: (i) a Comissão de Valores Mobiliários (CVM); (ii) os bancos públicos nacionais e estatais; (iii) a Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda (SEAE); (iv) o Banco Central do Brasil (Bacen); (v) analistas financeiros de bancos de investimentos, (vi) o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e (vii) a agência de classificação de risco Standard & Poor's, entre outros (peça 39, pp. 1-2).

97. Esses relatórios têm subsidiado ações concretas da Agência, como a declaração de intervenção em distribuidoras, a análise dos pedidos de anuência prévia para oferecimento de recebíveis em garantia nos termos da Resolução Normativa Aneel 532/2013, a exigência regulatória de apresentação de relatórios periódicos em casos de transferência de controle societário de distribuidoras e a solicitação de providências a distribuidoras em situação financeira desfavorável.

98. A adoção daquela Nota Técnica também levou em conta que o produto final da Consulta Pública Aneel 15/2014, que submeteu nova proposta de aperfeiçoamento desses indicadores, ainda se encontrava sob a análise da Agência.

99. Os indicadores de endividamento e valores de referência são mostrados na Tabela 5.

Tabela 5 – Indicadores de endividamento e valores de referência

Indicador	Valor de referência	Descrição
_____	≤ 3	Mensura o endividamento da empresa frente a sua receita operacional bruta.
_____	≤ 7	Mensura o risco e a capacidade financeira de honrar as obrigações (despesas, investimento, dívida e demais passivos).
Variável		Descrição

Dívida Líquida	Soma das obrigações onerosas (bancária, déficit previdenciário, parcelamento tributário, mútuos, intrassetoriais renegociados e em atraso, tributos em atraso e derivativos) subtraída dos ativos financeiros (disponibilidades, aplicações financeiras e derivativos).
Ebitda	Desempenho operacional ou a lucratividade operacional do negócio. Representa o quanto de caixa a empresa é capaz de gerar utilizando os ativos vinculados existentes. É a produtividade e a eficiência da exploração da atividade. É calculado a partir da parcela gerenciável da receita de energia (Parcela B), deduzindo-se as despesas com pessoal, material, serviço (PMSO), que têm efeito caixa.
Capex	Capital Expenditures ou Investimento é mensurado pela soma da variação de Ativo Imobilizado em Serviço Bruto (AIS), de em Curso (AIC), Obrigações Especiais do AIS e do AIC e subtraído de reavaliações.

100. Seguindo a metodologia da Aneel, a sustentabilidade da distribuição pressupõe Ebitda positivo, ou seja, receita operacional maior que as despesas. Se o Ebitda de uma concessionária é negativo, não gera recursos suficientes sequer para a cobertura das despesas operacionais, quanto mais para repor a parcela dos bens de produção depreciada e servir, ao menos, os juros da dívida.

101. Outra situação diz respeito aos casos de 'fluxo negativo', em que o Ebitda da operação é positivo, mas inferior aos investimentos. Nesse cenário, o caixa remanescente, após o pagamento das despesas operacionais da empresa, não é suficiente para repor a parcela dos bens de produção depreciada, nem para pagar os juros da dívida (peça 39, 10).

102. Para manter a prestação do serviço, preservando-se o mesmo nível de qualidade no tempo, parte da riqueza gerada anualmente pela empresa (Ebitda) deve ser investida na aquisição ou introdução de melhorias em equipamentos e instalações. Esses investimentos em bens de capital ou despesas de capital devem, no mínimo, repor a parcela da infraestrutura anualmente consumida. A Aneel considera a Quota de Reintegração Regulatória (Depreciação Regulatória) como o dado mais confiável para estimar o Capex e mensurar a necessidade de investimentos correspondente ao mínimo para repor a parcela da infraestrutura anualmente consumida (peça 39, p. 16).

103. O valor de referência do indicador 'Dívida Líquida/Ebitda' provém de **benchmarking** do mercado financeiro, que adota uma alavancagem financeira de até três vezes (peça 42, p. 1).

104. Para o indicador 'Dívida Líquida/(Ebitda – Capex)', a alavancagem financeira de até sete vezes considera as condições macroeconômicas normais e atuais (juros de até 14,3% ao ano), isto é, custo médio anual da dívida correspondente a um sétimo do seu estoque, incluindo-se os spreads usualmente praticados (peça 39, p.12).

105. A análise apurou os indicadores de endividamento para as 31 maiores distribuidoras do País. São empresas com faturamento superior a R\$ 500 milhões, que representam 96% de toda a receita no segmento de distribuição. Os dados são de 2014, visto que ainda estavam indisponíveis as demonstrações financeiras de 2015.

106. O resultado da análise do endividamento é mostrado na Tabela 6, que detalha os dados de cada empresa tomada na amostra, e na Tabela 7, que consolida esses dados.

Tabela 6 – Endividamento das maiores concessionárias de distribuição

	#	Empresa	Receita	Ebitda [A]	Dívida Líquida [B]	Capex [C]	[B]/[A] Limite 3X	[B] / {[A]-[C]} Limite 7X	% Receita do segmento de distribuição	
									Individual	Acumulada
Endividamento sustentável	1	Ampla	3.622	1.178	1.743	(420)	1,5	2,3	3,9%	3,9%
	2	Elektro	3.517	907	1.025	(322)	1,1	1,8	3,8%	7,7%
	3	Coelce	2.856	806	1.053	(217)	1,3	1,8	3,1%	10,8%
	4	Band	2.657	380	477	(123)	1,3	1,9	2,9%	13,7%
	5	Cemar	1.621	546	1.041	(136)	1,9	2,5	1,8%	15,5%
	6	Cosern	1.209	239	419	(97)	1,8	3,0	1,3%	16,8%
	7	Enersul	1.319	219	644	(43)	2,9	3,6	1,4%	18,2%
	8	EParaíba	974	228	464	(126)	2,0	4,5	1,1%	19,3%

#	Empresa	Receita	Ebitda [A]	Dívida Líquida [B]	Capex [C]	[B]/[A] Limite 3X	[B] / {[A]-[C]} Limite 7X	% Receita do segmento de distribuição		
								Individual	Acumulada	
Acima do limite máximo de endividamento	1	Eletropaulo	9.131	1.049	4.684	(322)	4,5	6,4	9,9%	9,9%
	2	Cemig-D	7.800	1.123	6.386	(721)	5,7	15,9	8,5%	18,3%
	3	Light	6.066	1.036	4.730	(758)	4,6	17,0	6,6%	24,9%
	4	CPFL Pta	5.940	932	3.755	(114)	4,0	4,6	6,4%	31,4%
	5	Copel-D	5.519	565	2.337	(342)	4,1	10,5	6,0%	37,3%
	6	Celesc-D	4.484	376	1.379	(110)	3,7	5,2	4,9%	42,2%
	7	Coelba	4.237	1.022	3.331	(675)	3,3	9,6	4,6%	46,8%
	8	Celpe	3.000	275	1.374	(201)	5,0	18,6	3,3%	50,0%
	9	Celg-D	2.583	291	3.587	(88)	12,3	17,7	2,8%	52,8%
	10	Pirat.	2.550	320	1.226	(113)	3,8	5,9	2,8%	55,6%
	11	RGE	2.166	430	1.408	(156)	3,3	5,1	2,3%	57,9%
	12	AES-Sul	2.048	328	1.067	(134)	3,3	5,5	2,2%	60,2%
	13	Escelsa	1.883	248	1.063	(149)	4,3	10,7	2,0%	62,2%
	14	CEB-D	1.419	145	572	(90)	3,9	10,3	1,5%	63,7%
	15	ESE	677	176	525	(57)	3,0	4,4	0,7%	64,5%
	16	Celtins	601	84	484	(31)	5,8	9,1	0,7%	65,1%
EBITDA < 0	1	Ceee-D	2.249	-326	1.028	(203)	(3,2)	(1,9)	2,4%	2,4%
	2	Manaus	2.071	-353	2.083	(819)	(5,9)	(1,8)	2,2%	4,7%
	3	Ceal	878	-63	820	(128)	(13,1)	(4,3)	1,0%	5,6%
	4	Cepisa	832	-82	982	(142)	(11,9)	(4,4)	0,9%	6,5%
	5	Ceron	761	-262	1.850	(215)	(7,1)	(3,9)	0,8%	7,4%
Fluxo < 0	1	Celpa	2.102	192	2.055	(248)	10,7	(36,7)	2,3%	2,3%
	2	Cemat	2.038	138	1.601	(220)	11,6	(19,4)	2,2%	4,5%

Fonte: Elaboração própria. Exercício de 2014. Dados Aneel (peças 42 e 52). Nota: Inclui apenas as distribuidoras com faturamento anual superior a R\$ 500 milhões.

Tabela 7 – Quantidade de distribuidoras por grau de endividamento

Resumo	Quantidade de distribuidoras	(%) Receita do setor de distribuição
Sustentável	8	19,3%
Acima do limite máximo	16	65,1%
EBITDA < 0	5	7,4%
Fluxo < 0	2	4,5%
Total	31	96,2%

Fonte: Elaboração própria. Exercício de 2014. Dados Aneel (peças 42 e 52).

Nota: inclui apenas distribuidoras com faturamento anual superior a R\$ 500 milhões.

107. Da análise, constatou-se que apenas oito concessionárias da amostra obtiveram resultado de 'Dívida Líquida/Ebitda' menor que três e de 'Dívida Líquida/(Ebitda - Capex)' menor que sete. Em outras palavras, são as únicas distribuidoras classificadas como sustentáveis do ponto de vista do endividamento. Representam menos de 25% das grandes distribuidoras e apenas 19% de toda a receita auferida no segmento de distribuição.

108. Logo, as empresas Ampla, Elektro, Coelce, Bandeirante, Cemar, Cosern, Enersul e EParaíba apresentaram endividamento sustentável em 2014, na medida em que o endividamento registrado segundo a contabilidade regulatória ficou no patamar considerado por pela Aneel como razoável e gerava caixa suficiente para realizar os investimentos.

109. Um segundo grupo, formado por 16 concessionárias, ultrapassou os valores de referência

para um ou ambos os indicadores de endividamento. É o maior grupo em termos de receita auferida, respondendo por 65% da receita total do segmento de distribuição.

110. O limite aceitável para o indicador 'Dívida Líquida/Ebitda' foi ultrapassado pela Eletropaulo, Cemig e Light. A distribuidora Celg-D foi a que apresentou o maior índice (12,3).

111. Já o indicador 'Dívida Líquida/(Ebitda - Capex)' foi ultrapassado por Cemig, Light, Copel, Celpe e Celg. Há, portanto, uma forte alavancagem financeira (frente à geração de caixa e às necessidades de investimento) que está acima do patamar considerado sustentável pela Aneel.

112. Os dois grupos de concessionárias com resultados mais desfavoráveis são os que registraram Ebitda negativo e os que registraram fluxo negativo.

113. Nas cinco distribuidoras com Ebitda negativo (7% da receita do segmento de distribuição), o valor da Parcela B da tarifa de energia que essas concessionárias recebem é inferior a seus custos. Os recursos gerados por essas empresas não são suficientes para a cobertura das despesas operacionais de efeito caixa, quanto mais para repor a parcela dos bens de produção depreciada e para o pagamento dos juros da dívida.

114. No caso das duas concessionárias com fluxo negativo (4,5% da receita do segmento de distribuição), os investimentos realizados são maiores que a geração de caixa, condição nitidamente insustentável, e a pior com base nos indicadores da Aneel avaliados.

115. Considerando tal cenário, conclui-se que cerca de 75% das grandes distribuidoras (com faturamento superior a R\$ 500 milhões) estavam bastante endividadas em 2014, em níveis que extrapolam os limites aceitáveis, assim entendidos pelo órgão regulador setorial.

116. A sustentabilidade em termos globais do segmento de distribuição é mostrada na Tabela 8, em que se totalizam os dados do conjunto das 63 empresas concessionárias existentes no País.

Tabela 8 – Comparativo de endividamento entre a distribuição e a transmissão

Variáveis	Distribuição	Transmissão
Receita 2014	92.291	30.617
Ebitda 2012	13.182	15.012
Ebitda 2013	11.518	12.196
Ebitda 2014	11.738	14.182
Variação Ebitda (2012-2014)	-11%	-6%
Capex 2012	10.207	6.778
Capex 2013	8.393	5.373
Capex 2014	7.854	3.915
Variação Capex (2012-2014)	-23%	-42%
Dívida Líquida 2012	49.752	27.762
Dívida Líquida 2013	54.711	23.752
Dívida Líquida 2014	57.643	29.184
Variação Dívida Líquida (2012-2014)	16%	5%
Dívida/(Ebitda-Capex) 2012	16,7 x	3,4 x
Dívida/(Ebitda-Capex) 2013	17,5 x	3,5 x
Dívida/(Ebitda-Capex) 2014	14,8 x	2,8 x
Variação [Dívida/(Ebitda-Capex)] (2012-2014)	-11%	-18%

Fonte: Aneel (peça 41 e 42). Dados nominais originados dos balanços contábeis (não atualizados)

117. O panorama das 63 distribuidoras mostra que a receita total do setor entre 4/2013 a 3/2014 foi de R\$ 92 bilhões, enquanto a dívida total em 2014 foi de R\$ 57 bilhões. Houve uma melhora no indicador 'Dívida/(Ebitda-Capex)', que passou de 16,7 em 2012 para 14,8 em 2014, apesar de ainda ter ultrapassado mais que o dobro do valor de referência (que é igual a 7).

118. Mesmo assim, essa melhora se deveu exclusivamente a uma diminuição acentuada dos níveis de investimentos realizados (Capex), que alcançou -23%, já que o nível de endividamento geral

subiu 16% no período e o Ebtida diminuiu 11% (em valores nominais).

119. Essa expressiva redução no nível de investimentos realizados pode implicar na deterioração dos ativos das concessionárias e redução da qualidade dos serviços prestados.

120. A Tabela 8, ainda, mostra que as empresas distribuidoras, diferentemente das transmissoras, apresentaram risco em vista da relação 'Dívida Líquida / (Ebitda – Capex)' de 14,8 em 2014. Considerando-se a geração de caixa e os investimentos, conclui-se que as empresas estão suportando um volume de dívida incompatível com a noção de sustentabilidade formulada pela Aneel e aprofundando a piora de sua condição econômico-financeira.

121. Uma segunda frente de análise realizada na auditoria constatou que muitas das empresas que ultrapassaram o limite de endividamento também apresentaram uma baixa qualidade do serviço (representada por um índice de DGC > 1) e elevado nível de perdas de elétricas (representado por perdas reais acima do limite regulatório). Apesar desse cenário desfavorável, essas mesmas empresas distribuíram proventos a acionistas (dividendos e pagamento de juros sobre o capital próprio) em valores bastante superiores ao valor mínimo de 25% previsto no art. 22 da Lei 6.404/1976 (Lei das Sociedades Anônimas).

122. Para essa análise, selecionou-se as treze maiores concessionárias do País. Elas representam 60% de toda a receita do segmento de distribuição.

123. Antes de adentrar no resultado, importa registrar que as concessionárias brasileiras de energia elétrica elaboram duas demonstrações contábeis oficiais, a societária e a regulatória. Em 2007, a Lei 11.638/2007 alterou a Lei 6.404/1976, adaptando seus preceitos às normas internacionais de contabilidade. Essa alteração ocasionou incompatibilidade com a natureza dos negócios das concessionárias do setor elétrico, razão pela qual a Aneel implantou a contabilidade regulatória, com fundamento na Lei 11.941/2009, regulamentada pela Resolução Normativa Aneel 396/2010 (peça 38).

124. As diferenças entre os dois tipos de contabilidade se dão nos registros dos bens vinculados à concessão e, até o ano de 2014, nos registros dos ativos e passivos regulatórios. Tais rubricas possuem impacto nas demonstrações, pois há rebatimento em outras contas contábeis.

125. Até 2014, a contabilidade societária não reconhecia ativos e passivos regulatórios, pois as normas internacionais não fazem essa segregação que é específica do regulador brasileiro. Porém, a Deliberação da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) 732, de 9/12/2014, tornou obrigatório o registro nos relatórios contábil-financeiros. O que motivou essa mudança foi o Despacho Aneel 4.621, de 25/11/2014, que aprovou o aditamento dos contratos de concessão que insere cláusula com a garantia de que os valores registrados na Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da 'Parcela A' - CVA e outros itens financeiros sejam incorporados na indenização correspondente às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, quando da extinção das concessões de distribuição (peças 92 a 94).

126. Na contabilidade societária, os investimentos em uma nova concessão ou em ampliações são contabilizados como despesa, e não como ativo imobilizado. Ela também prevê a rubrica receita de construção, mesmo não havendo previsão de cobertura tarifária no arcabouço regulatório durante a fase de construção. Na societária, não há atualização do Ativo Intangível, mas na regulatória, a receita da empresa (Parcela B da tarifa) é atualizada pelo IGPM (peça 43, p. 9).

127. Na seara regulatória, para a fixação das tarifas nos processos de Revisão Tarifária Periódica (RTP), a Aneel atualiza com base no IGP-M o investimento validado em Ativo Imobilizado. A partir dessa atualização, calcula: 1) o ressarcimento do capital investido por meio da Despesa de Depreciação (ou Reintegração) Regulatória utilizando as taxas de depreciação da Aneel e; 2) a Remuneração Regulatória do Capital a partir do Ativo Imobilizado em Serviço subtraído da Depreciação Acumulada Regulatórios.

128. A sistemática regulatória passou a contemplar este ajustamento monetário do Ativo Imobilizado nas demonstrações contábeis, de forma que estas passaram a refletir a tarifa de fornecimento de energia. Dessa forma, uma vez a cada ciclo tarifário, a distribuidora reconhece em

sua contabilidade regulatória a variação monetária aos bens fiscalizados pela Aneel na RTP, tendo como lançamento Ativo Imobilizado em Serviço Bruto contra Patrimônio Líquido (peça 43, p. 9).

129. *Na sistemática societária, as concessionárias dividiram o Ativo Imobilizado em Serviço Bruto em três contas: 1) Ativo Financeiro; 2) Ativo Intangível e 3) Ativo Imobilizado. Os dois primeiros se referem aos bens vinculados à concessão, com abatimento tarifário direto, do qual o primeiro tem variação monetária reconhecida na DRE como Receita Financeira com o decurso de tempo e se caracteriza pela realização financeira (amortização) ocorrer após o vencimento da concessão. O Ativo Intangível não tem variação monetária e é amortizado no período remanescente da concessão. O Ativo Imobilizado em Serviço Bruto remanescente, por sua vez, se constitui de bens sem abatimento direto na tarifa, pois não têm relação com o serviço concedido, portanto não tem realização financeira e nem remuneração por meio tarifário.*

130. *Pela sistemática societária, existe uma perda de identidade do bem vinculado. Afinal, o valor do bem é dividido proporcionalmente entre o período remanescente da concessão sem impacto de variação monetária e a parte em que a realização financeira ocorreria apenas após o término da concessão. Para esta parte ocorre atualização monetária como um Ativo Financeiro indexado ao IGP-M.*

131. *Na societária, quando ocorre a entrada em serviço de bens vinculados, ou seja, adição de imobilizado, as concessionárias reconhecem uma Receita e uma Despesa de Construção que não existe na sistemática regulatória, pois os gastos em bens vinculados são devolvidos por meio da tarifa à concessionária pelos respectivos prazos regulatórios de vida útil.*

132. *A diferença material na forma de registro dos bens vinculados entre a contabilidade societária e a regulatória implica diferenças entre as demonstrações financeiras, o que traz reflexos em outras contas contábeis, a exemplo do Diferimentos Tributários Ativos e Passivos, Patrimônio Líquido, Receita e Despesa Operacional e Financeira, Ebitda e Lucro (peça 43, p. 9).*

133. *A ciência dessas diferenças é importante no contexto da auditoria, pois, como consequência delas, tem-se que o lucro societário é maior que o regulatório, bem como a distribuição de dividendos com base no lucro societário, fato que pode ocasionar comprometimento do equilíbrio econômico-financeiro da concessão (peça 50, p. 27).*

134. *Pelo art. 22 da Lei 6.404/1976, o estatuto social da empresa é quem determina a porção dos lucros a ser classificada como dividendo obrigatório. Havendo omissão no estatuto, a empresa deve pagar no mínimo 25% do lucro líquido. Recentemente, a Aneel, na prorrogação das concessões das distribuidoras alcançadas pela Lei 12.783/2013 adotou, em analogia à Lei das SAs, o limite de 25% para garantir o mínimo de qualidade nos casos em que a distribuidora deixe de atender indicadores de sustentabilidade econômico-financeira.*

135. *Os níveis de distribuição de proventos foram apurados neste trabalho tanto sob a ótica da contabilidade regulatória, quanto da contabilidade societária, e são mostrados adiante.*

136. *Uma terceira frente de análise da auditoria avaliou o desempenho das distribuidoras na dimensão operacional. O desempenho foi medido com base nos níveis de perdas elétricas real e regulatório e no indicador Desempenho Global de Continuidade (DGC), ambos definidos pela Aneel. O DGC representa o nível de qualidade do serviço prestado ao consumidor, sob o ponto de vista de um fornecimento de energia sem interrupções. São desejáveis valores menores do que um. Quanto menor esse índice, menor a quantidade e a duração das faltas de energia, e melhor a qualidade.*

137. *O entendimento da Aneel, compartilhado pela equipe de auditoria, é de que há uma forte ligação entre o desempenho operacional do serviço de distribuição e o desempenho econômico-financeiro da concessionária (peça 39, 3).*

138. *A prestação de serviço com qualidade exige desembolso expressivo de recursos em construção, em operação e manutenção. Para tanto, as concessionárias precisam investir na aquisição ou melhorias de equipamentos e instalações de forma a manter e/ou expandir o funcionamento do negócio, bem como fazer desembolsos para a manutenção dos equipamentos e outras despesas operacionais necessárias à produção e à continuidade do negócio.*

139. Como os recursos financeiros de qualquer empresa são limitados, esses desembolsos concorrem com (i) a liquidação do serviço da dívida (amortização do principal e pagamento dos juros) perante os credores, tais como partes relacionadas e instituições financeiras; (ii) a arrecadação de tributos e (iii) a remuneração pelo capital investido pelos sócios, por meio de juros sobre capital próprio ou dividendos (peça 39, 3).

140. Dada essa forte ligação entre qualidade, perdas elétricas e a situação econômico-financeira, mas sobretudo por envolver uma concessão de serviço público, entende-se importante que o órgão regulador acompanhe proximamente como a empresa concessionária tem distribuído seus proventos. A necessidade se torna mais evidente ao se considerar que nas demonstrações contábeis regulatórias, tratam o ativo imobilizado de formas diversa da societária, de modo que, quando presentes nas demonstrações financeiras, refletem a verdadeira essência do negócio.

141. O resultado da distribuição de proventos em 2014 (ópticas regulatória e societária) e os dados de endividamento, de perdas elétricas e de qualidade (indicador DGC) das treze empresas selecionadas na amostra são mostrados na Tabela 9.

Tabela 9 – Distribuição de proventos, endividamento, qualidade e perdas na distribuição

Concessionária	[A] Proventos: Dividendos + JSCP	[B] Lucro Societário	[C] Lucro Regulatório	[A] / [B]	[A] / [C]	Dívida Líquida [D]	Ebitda [E]	Capex [F]	[D] / [E]	[D] / [E - F]	Perdas Reais %	Perdas Regulatórias %	DGC
Cemig	404.697	429.909	7.351	94%	5.505%	6.386	1.123	721	5,7	15,9	11,8	10,8	0,77
Copel	124.791	437.864	6.756	28%	1.847%	2.337	565	342	4,1	10,5	8,1	7,9	1,01
CPFL-Paulista	772.217	502.719	300.895	154%	257%	3.755	932	114	4,0	4,6	9,2	8,2	0,75
Cosern	262.637	198.362	149.107	132%	176%	419	239	97	1,8	3,0	10,2	10,9	0,91
Bandeirante	242.932	240.256	147.288	101%	165%	477	380	123	1,3	1,9	9,5	8,7	0,77
CPFL- Pirati	120.285	187.715	153.784	64%	78%	1.226	320	113	3,8	5,9	6,4	6,2	0,77
Elektro	273.114	439.030	387.698	62%	70%	1.025	907	322	1,1	1,8	6,6	6,7	0,77
Coelba	119.771	459.267	213.373	26%	56%	3.331	1.022	675	3,3	9,6	14,6	12,5	1,01
Coelce	94.047	251.559	408.413	37%	23%	1.053	806	217	1,3	1,8	12,1	10,9	0,58
Ampla	45.872	194.830	241.499	24%	19%	1.743	1.178	420	1,5	2,3	18,5	17,1	1,39
Celpe	76.073	129.951	-45.901	59%	-166%	1.374	275	201	5,0	18,6	16,9	14,7	1,11
Light	283.911	349.076	-36.046	81%	-788%	4.730	1.036	758	4,6	17,0	22,6	18,6	1,16
Eletropaulo	-6.218	-131.747	277.684	81%	-788%	4.684	1.049	322	4,5	6,4	9,7	9,7	0,83
63 distribuidoras	3.427.314	4.718.993	1.716.396	73%	200%	57.643	11.738	7854	4,9	14,8			

Fonte: Aneel (peça 40, 45, 47 e 48).

Nota: (i) ano de 2014; (ii) as 13 distribuidoras respondem por 60% da receita do setor de distribuição.

142. Conforme a tabela, enquanto o lucro societário das 63 distribuidoras foi de R\$ 4,7 bilhões em 2014; o lucro regulatório foi de apenas R\$ 1,7 bilhões. Como foram distribuídos R\$ 3,4 bilhões a título de dividendos e juros sobre capital próprio, o nível de distribuição de proventos sob a ótica societária foi de 73%, o que se elevou consideravelmente ao se examinar sob a ótica regulatória, que atingiu 200%.

143. Com vistas à melhor compreensão dos dados apresentados na Tabela, cita-se o exemplo da concessionária Light.

144. No caso da Light, o lucro societário foi de R\$ 349 milhões, enquanto o regulatório teve prejuízo de R\$ 36 milhões. Houve distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio de R\$ 283 milhões. Esta distribuição de proventos significou para a contabilidade societária 81% do seu lucro. Já para a regulatória, apesar do prejuízo, houve distribuição de proventos. Esse fato ocorreu a despeito de sua Dívida Líquida (DL) ser de R\$ 4,7 bilhões e o indicador DL/Ebitda ser de 4,6, quando o limite aceitável pela Aneel é de três. O indicador DL/Ebitda-Capex foi igual a dezessete vezes, em contraposição ao limite de sete. Suas perdas reais foram de 22,6%, ultrapassando, portanto, o limite

regulatório de 18,6%. O indicador DGC foi de 1,16, o que colocou a empresa na vigésima oitava colocação em um ranking da Aneel sobre a continuidade do serviço, formado por 34 concessionárias.

145. É preocupante o cenário de endividamento elevado para várias distribuidoras, acompanhado de elevadas perdas elétricas, de baixa qualidade e de distribuição de proventos acima do valor piso definido na Lei 6.404/1976. Afinal, por força de imposição normativa e contratual (Decreto 8.461/2015 e termos aditivos ao contrato de concessões prorrogadas com base na Lei 12.783/2013), várias distribuidoras passaram, a partir de 2016, ter que atender requisitos mínimos de qualidade e de sustentabilidade econômico-financeira.

146. A primeira preocupação diz respeito às distribuidoras que prorrogaram suas concessões. Elas têm de se adequar a níveis de sustentabilidade baseados no endividamento (relações entre a Dívida Líquida, Ebitda e Capex) e de desempenho operacional (baseados na qualidade medida pelo DEC, FEC e/ou DGC).

147. Caso ultrapassem os parâmetros de sustentabilidade mínima definidos, as concessionárias e seus controladores se sujeitarão, dentre outras consequências, à limitação da distribuição de proventos a 25% do lucro líquido (cláusula sétima dos termos aditivos aos contratos de concessão e cláusula primeira do Anexo III desses termos), aporte de capital pelos acionistas ou mesmo transferência do controle societário.

148. A segunda preocupação tem a ver com o fato de que apenas quarenta, de um total de 63 empresas concessionárias distribuidoras já haviam prorrogado suas concessões (peça 69) e, dessa forma, estão submetidas a um ferramental de acompanhamento econômico-financeiro que goza de maior efetividade para antecipar e evitar problemas à concessão e ao consumidor derivados de falhas de gestão e dificuldades financeiras de empresas concessionária.

149. A exceção da Cemig, da Copel e da Amazonas Energia, a maioria das empresas que já prorrogaram suas concessões de distribuição são de pequeno porte. As grandes distribuidoras terão vencimento de suas concessões entre 2026 e 2031, a exemplo da Light e Ampla (2026) e da Eletropaulo (2028).

150. Isso significa que 23 concessões importantes no Sistema Elétrico Brasileiro, responsáveis por fornecer energia à maior parte da indústria e dos consumidores residenciais brasileiros, podem, a depender do caso, e conforme apurado na auditoria, apresentar níveis de insustentabilidade econômico-financeira tão indesejáveis quanto o de concessionária já prorrogada, situação que pode se desdobrar em problemas de qualidade da prestação do serviço, caso o problema já não tenha se concretizado.

151. É certo que a Aneel dispõe de outros instrumentos regulatórios, além dos indicadores de sustentabilidade econômico-financeiros previstos nos recentes contratos de concessão. Porém, têm menor efetividade do que esse.

152. Um dos instrumentos disponíveis, é a compensação financeira de consumidores por baixa qualidade. O dever de compensação ocorre quando a distribuidora extrapola a meta de qualidade da Aneel. A distribuidora é obrigada a dar um desconto na fatura de energia do consumidor. A ideia desse mecanismo de regulação por incentivo é estimular que a distribuidora busque prestar o serviço com qualidade, pois evitando-se a ocorrência da compensação ao consumidor, o lucro da empresa aumenta.

153. Contudo, o TCU já constatou que a eficácia da compensação de consumidores tem sido prejudicada por fragilidades na fiscalização da Aneel (TC 013.046/2014-4, Acórdão 651/2016-TCU-Plenário). Por vários fatores, dentre eles falta de pessoal, a Agência não consegue fiscalizar periodicamente os indicadores de qualidade que determinam se deve, ou não, haver a compensação financeira. As empresas ficam mais de quatro anos sem serem fiscalizadas. E quando o são, há uma forte dependência dos dados que são produzidos exclusivamente pelas empresas fiscalizadas, sem que sejam apuradas a sua fidedignidade e exatidão.

154. O problema estimula posturas negligentes das concessionárias no cumprimento das obrigações contratuais e regulamentares. Além disso, incentiva a atuação oportunista, mediante o

fornecimento de dados incorretos ou falseados dos indicadores com vistas a melhorar sua situação de cumprimento da regulamentação.

155. Outro instrumento regulatório disponível é a aplicação de sanção administrativa por infração às normas vigentes. Porém, sua eficácia tem sido impactada negativamente pelo baixo percentual de arrecadação das multas aplicadas.

156. O nível de arrecadação das multas aplicadas varia entre 6,63% e 11%, conforme mostra a Tabela 10, que representa a posição verificada no exercício de 2014.

157. O problema é que, quando uma multa deixa de ser recolhida ou quando o recolhimento demora para ocorrer, o efeito pedagógico da sanção diminui. O pagamento da multa, que deveria servir como um inibidor da ocorrência de novas infrações, acaba ocorrendo em momento muito posterior, quando se torna mais difícil aos atuais gestores da empresa correlacionarem o impacto financeiro com a conduta que lhe deu causa.

Tabela 10 – Percentual de recolhimento de multas aplicadas pela Aneel a concessionárias

Indicador		2014	2013	2012	2011
Percentuais de recolhimento de multas (em valores de multas recolhidas)	R\$ Arrecadadas	122.971.546,85	133.121.129,75	59.251.380,46	38.697.135,49
	R\$ Aplicadas	1.853.944.239,06	1.521.330.063,61	1.039.692.702,50	351.435.503,18
	% Financeiro	6,63%	8,75%	5,70%	11,01%

Fonte: Aneel. Adaptado. Relatório de Gestão do Exercício de 2014, p. 269

http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Relat%C3%B3rioGest%C3%A3o_2014.pdf, consulta em 20/5/2016.

158. Outro instrumento, que até muito recentemente constava no cardápio de medidas regulatórias da Aneel, era o Termo de Ajustamento de Conduta (TAC).

159. O TAC foi estruturado no âmbito da Agência (REN-Aneel 333/2008) como mecanismo alternativo à imposição de penalidades a infratores, em determinadas circunstâncias especiais. Como contrapartida à impossibilidade de multar a empresa, a Aneel poderia exigir que a infratora ajustasse, definitivamente, sua conduta às normas vigentes, com o ganho de que, em sendo descumprido, poderia executar diretamente a empresa, dado que o TAC dispunha de eficácia título executivo extrajudicial, nos termos da Lei 7.347/1995 (Lei de Ação Civil Pública).

160. Porém, em abril de 2016, a Aneel decidiu revogar a REN-Aneel 333/2008 por ter concluído que o TAC se mostrou ineficaz na correção de problemas. Dos 25 TACs assinados entre 2002 e 2015, 17 foram encerrados sem terem sido cumpridos integralmente. Para a Agência, os processos consumiram tempo expressivo de análise, tiveram alto custo processual e baixa eficácia, além de afetarem atividades tradicionais de fiscalização. Mesmo nos casos em que as obras e investimentos previstos no TAC foram realizadas pela concessionária, as metas de qualidade não foram atingidas (peça 104, pp.1, 7 e 9).

161. Por tais razões, e dado o cenário bastante desfavorável de sustentabilidade econômico-financeira para a grande maioria das empresas distribuidoras avaliadas neste trabalho, entende-se necessário que a Aneel adote os mecanismos de acompanhamento econômico-financeiro mais efetivos disponíveis, tais como o arcabouço incluído para as distribuidoras com concessões já prorrogadas.

162. O fundamento jurídico para a medida provém dos próprios contratos de concessão vigentes, como serve de exemplo o contrato de concessão da Eletropaulo firmado em 1998.

163. Conforme consta da Cláusula Oitava daquele contrato, a exploração do serviço será acompanhada, fiscalizada e controlada pela Aneel e abrange, dentre outros, acompanhamento e o controle de ações da distribuidora nas áreas administrativa, técnica, **contábil**, comercial, **econômico e financeira**. Mais que isso, a Aneel pode estabelecer diretrizes de procedimento ou sustar ações que considere incompatíveis com as exigências à prestação do serviço adequado.

164. Por fim, a Cláusula Segunda do contrato define expressamente que, quaisquer normas, instruções ou determinações de caráter geral expedidas pela Aneel aplicar-se-ão automaticamente à concessão, a elas submetendo-se a Concessionária, como condição implícita do contrato.

165. Diante disso, propõe-se que a Aneel estenda às concessionárias de serviço público de

distribuição que ainda não assinaram aditivos contratuais para prorrogação de sua concessão regras similares às estabelecidas às concessões já prorrogadas no âmbito da Lei 12.783/2013, no tocante à distribuição de proventos e à sustentabilidade econômico-financeira, com fundamento nas cláusulas contratuais existentes e nas leis setoriais aplicáveis.

166. Em uma quarta e diferente frente de análise, também se constatou que, em 2015, alguns fatores consumiram parte significativa dos recursos financeiros das distribuidoras, os quais poderiam estar sendo aplicados na realização de investimentos. Os três fatores identificados são as perdas elétricas, a inadimplência de consumidores e a sobrecontratação de energia.

167. Em 2015, as perdas elétricas e a inadimplência de consumidores representaram um custo total às empresas de distribuição no valor de R\$ 2,33 bilhões. A incidência desses dois custos está ligada, em boa medida, à maior ou menor eficiência na gestão empresarial.

168. No segmento de distribuição, as perdas elétricas correspondem a um fluxo de energia que, apesar de comprado das usinas geradoras e injetado na rede de distribuição, não gera qualquer receita para a distribuidora. Uma parte da energia é perdida devido a características físicas das instalações, à fraca manutenção e à baixa qualidade dos equipamentos. Outra parte das perdas (denominadas perdas não técnicas) decorre de fraude, de furto de energia ou da própria falta de medição pela concessionária junto às unidades consumidoras.

169. As perdas de energia influem na quantidade de energia comprada, que compõe uma parcela da tarifa de energia elétrica (Parcela A). Logo, quanto menores forem as perdas, maior será a eficiência do sistema, podendo parte dessa eficiência ser refletida em favor da modicidade tarifária ou na realização dos investimentos necessários à manutenção, à expansão e à melhoria da rede de atendimento da distribuição.

170. A regulação da Aneel reconhece que os problemas das perdas são parcialmente gerenciáveis pela distribuidora. Desse modo, estabelece que o custo das perdas pode ser repassado às tarifas pagas pelo consumidor até um certo limite, denominado de perda regulatória. Acima desse limite, quem arca com o custo é a concessionária distribuidora.

171. Os dados da Aneel mostram que o total de perdas elétricas, envolvendo as 63 distribuidoras, supera os R\$ 20 bilhões e representa 132,5 GWh de energia perdida, segundo dados de 2014 (Tabela 11). Cerca de 24% da energia produzida no País não chega ao consumidor devido às perdas (132,5 GWh de um total de 563 GWh). Desse total, 8% da energia (cerca de 45 GWh) não é faturada, pois é furtada ou não medida. O custo das perdas não técnicas é da ordem de R\$ 7 bilhões, das técnicas na rede básica foi de R\$ 2,5 bilhões e na distribuição de R\$ 11,2 bilhões.

Tabela 11 – Nível de perdas em MWh e R\$ - 63 Distribuidoras 2014

	Perdas não técnicas	Perdas Técnicas GWh		Total
		Distribuição	Rede Básica	
Mercado de energia	563 GWh			
Perdas	45 GWh	71,6 GWh	15,9 GWh	132,5 GWh
Percentual sobre mercado	8%	13%	3%	24%
Despesas com Perdas	R\$ 7 bilhões	R\$ 11,2 bilhões	R\$ 2,5 bilhões	R\$ 20,7 bilhões

Fonte: Aneel, <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=801&idPerfil=4&idiomaAtual=0>, consulta 2/2/2016.

172. Os consumidores arcam com esse custo em suas tarifas, mas as distribuidoras arcam com a diferença entre as perdas regulatórias e reais. Ao confrontar-se com os dados dos reajustes e revisões tarifárias de 2015 da Aneel (peça 67), conclui-se que R\$ 1,3 bilhão, do total de R\$ 20,7 bilhões que formam o custo das perdas, são assumidos pelas 63 concessionárias de distribuição.

173. Há uma correlação direta entre o nível de perdas e o investimento. Se as redes não forem bem dimensionadas com manutenção e novos equipamentos, a distribuição será ineficiente. Há que se investir em manutenção regular, ampliação de capacidade e reconfiguração e modernização das redes das concessionárias, sob pena de exigir-se novos empreendimentos de geração sem necessidade. Afinal a construção de novas usinas poderia ser evitada se as perdas, que representam 24% de toda a

energia injetada no sistema, fosse minimizada.

174. O valor de perdas arcado individualmente pelas distribuidoras varia, podendo assumir níveis preocupantes, por comprometer em valores elevados o resultado financeiro da empresa.

175. A Tabela 12 mostra estimativa do impacto individual do custo das perdas elétricas no lucro societário, mediante confrontação de dados de 2014 (lucro) e do custo das perdas apurado nos reajustes/revisões tarifários de 2015. A amostra das seis distribuidoras corresponde a 22% da receita do segmento de distribuição.

176. No caso da Celpe, a estimativa do custo da perda arcado pela empresa equivale a 62% do seu lucro societário. Na Light, corresponde a 47% do lucro societário, e assim por diante.

Tabela 12 – Impacto das perdas elétricas no lucro de distribuidoras

Concessionária	Lucro Societário 2014 (R\$ mil)	Custo das Perdas arcado pela Concessionária 2015	
		R\$ mil	(%) do Lucro Societário
Celpe	129.951	80.157	62%
Light	349.076	162.711	47%
Ampla	194.830	76.005	39%
Coelce	251.559	67.178	27%
Coelba	459.267	87.455	19%
Bandeirante	240.256	28.551	12%

Fonte: Aneel (peças 40, 45, 47, 48 e 67).

177. No que concerne à inadimplência, assim entendida a falta de pagamento de valores devidos pelos consumidores, a regulação da Aneel trata o assunto como uma receita irrecuperável (RI), na medida que deixa de ser arrecadada. Similarmente ao que ocorre nas perdas elétricas, a RI é considerada na tarifa, mas não é totalmente repassada para o consumidor.

178. No Primeiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (1CRTP), concluído em 2005, a Aneel adotou um percentual de inadimplência único para todas as distribuidoras, igual a 0,5% do faturamento bruto. O montante que ultrapassasse este percentual era assumido pela concessionária.

179. O 2CRTP passou a adotar a metodologia 'Aging', acompanhada de um método que compara as empresas entre si. A comparação segregou as empresas em três grupos, conforme o seu porte e índice socioeconômico da área de concessão (peça 68). Desse modo, havia percentuais de receitas irrecuperáveis distintas para cada grupo (0,9%, 0,6% e 0,2%).

180. O 3CRTP ajustou a segmentação dos percentuais da inadimplência por classe de consumo para cada grupo. Manteve-se os mesmos grupos definidos para o 2CRTP e incorporou-se o conceito de neutralidade dos encargos setoriais.

181. No 4CRTP, em vigor, foi mantida a essência do processo de avaliação das receitas irrecuperáveis. Porém, modificou-se o ponto de estabilização da curva de envelhecimento da fatura (aging) e aprimorou-se o agrupamento das empresas, que passou a seguir o critério estatístico de 'mediana móvel'. O critério definiu percentuais regulatórios distintos para cada empresa (Nota Técnica nº 106/2015-SGT/SRM/Aneel).

182. Em 2015, a inadimplência no conjunto de distribuidoras brasileiras atingiu R\$ 1,852 bilhões, sendo que R\$ 825 milhões foram repassadas às tarifas pagas pelos demais consumidores. Como consequência, o custo da inadimplência para as 63 concessionárias distribuidoras foi de R\$ 1,026 bilhão em 2015 (peça 66, p.7).

183. Tal qual ocorre com as perdas elétricas, o custo da inadimplência assumido pela empresa consome recursos que poderiam estar sendo utilizados para manter o serviço de distribuição, para melhorá-lo ou, ainda, servir para equilibrar o caixa das concessionárias endividadas.

184. O terceiro fator que têm consumido parte significativa dos recursos financeiros das distribuidoras, capaz de impactar o investimento, foi a sobrecontratação de energia. Trata-se de fenômeno recente, que se intensificou a partir de 2015 e que se revelou bem menos gerenciável pela

concessionária do que o que se dá com as perdas elétricas e a inadimplência.

185. *Desde 2014, o preço do PLD sofreu variações significativas, passando de R\$ 822/MWh para R\$ 30/MWh em 2016. Com a queda, muitos consumidores que antes estavam no ambiente de contratação regulada (consumidores cativos) passaram a migrar para o ambiente de mercado livre, passando a constituir consumidores livres ou consumidores especiais.*

186. *Como efeito da grande migração, os custos decorrentes da contratação da exposição involuntária ocorrida entre 2013 e 2015, bem como a diferença da TUSD, está sendo arcada exclusivamente pelos consumidores remanescentes no mercado cativo.*

187. *A migração intensa sobrecarrega o caixa das distribuidoras, pois a saída de grandes consumidores do mercado regulado implica menor consumo global de energia nesse mercado, menor faturamento da distribuidora, em contraposição à sua despesa com a quantidade de energia que já havia sido adquirida das usinas geradoras e que, por isso, deve ser honrada pelas distribuidoras.*

188. *Conforme se percebe, tal descasamento entre receita e a despesa pressiona o cenário de endividamento constatado nesta auditoria para uma grande quantidade das distribuidoras e reduz, ainda mais, a margem financeira para a realização de investimento.*

189. *A migração de consumidores para o mercado livre repete situação vivenciada pelo País logo após o período de racionamento de energia que vigorou entre 1º de junho de 2001 e 28 de fevereiro de 2002. Naquela ocasião, houve Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE) destinada à cobertura dos impactos financeiros do racionamento sobre o caixa de distribuidoras e geradoras. Após o racionamento, houve queda da demanda de energia e o PLD chegou aos níveis mais baixos da história do setor elétrico, R\$ 4/MWh. O barateamento do preço da energia no mercado livre (PLD) impulsionou uma forte migração dos grandes consumidores para esse mercado. Ocorre que os consumidores remanescentes, que permaneceram no mercado cativo, acabaram arcando sozinhos o custo da RTE, que elevou, em média, 7,9% a tarifa de energia cobrada logo a seguir.*

190. *No caso presente, constatou-se que, do final de 2014 até o dia 1/2/2016, houve saída de 355 grandes consumidores do mercado cativo, segundo dados da CCEE (peça 97). Desses, 318 passaram a ser consumidores especiais e 37 passaram a ser consumidores livres. Em termos de energia, são 277,88 MW médios. Ao migrarem, esses consumidores deixam para o mercado cativo dois custos elevados, os quais passam a ser detalhados.*

191. *O primeiro custo diz respeito aos empréstimos tomados pela CCEE em 2013 e 2014 para cobrir a exposição involuntária das distribuidoras ocorrida após a edição da MP 579/2012, no valor total de R\$ 21,1 bilhões. O valor se refere ao encargo Conta ACR, que é repassado aos consumidores via tarifa.*

192. *O segundo custo corresponde ao impacto que a saída dos consumidores do mercado cativo causa nas fontes de recurso da CDE, pois os grandes consumidores de energia que migram para a condição de consumidor especial fazem jus a um desconto de 50% no valor da TUSD, por passarem a consumir energia de geração incentivada.*

193. *Compulsando-se o impacto dos três fatores (perdas elétricas, inadimplência e sobrecontratação de energia) tem-se, por fim, o seguinte cenário no negócio de distribuição:*

a) *considerando-se a geração de caixa e os investimentos, a maioria das grandes distribuidoras estão suportando um endividamento incompatível com a noção de sustentabilidade econômico-financeira adotada pela Aneel;*

b) *o custo das perdas e da inadimplência para as distribuidoras em 2014 (R\$ 2,33 bilhões) foi maior que o próprio lucro do segmento, quando apurado sob a ótica da contabilidade regulatória (R\$ 1,7 bilhão);*

c) *como a sobre contratação de energia estimada pela Aneel para 2016 é em torno de 10% (peça 90), estima-se que as distribuidoras terão de arcar com um custo adicional no balanço de compra e venda de energia no mercado de curto prazo na ordem de R\$ 3,3 bilhões, o que impacta a já combalida geração de caixa das concessionárias;*

d) *o consumidor arca com a maior parte do custo de R\$ 20,7 bilhões das perdas elétricas*

para o sistema elétrico, sendo que os R\$ 1,3 bilhões arcados pelas distribuidoras deixam de ser gastos com investimentos para atender as exigências do contrato de concessão;

e) O impacto na tarifa de energia elétrica estimado originalmente como consequência dos R\$ 21,1 bilhões tomados em empréstimo no ano de 2013 e 2014 para cobrir o custo da exposição involuntária das distribuidoras (encargo ACR), pode se tornar ainda maior devido à intensa migração de grandes consumidores para o mercado de consumidores livres e especiais.

194. Com relação aos temas das perdas e da inadimplência de consumidores, destaca-se que há previsão de realização em 2016 de fiscalização sobre aspectos da gestão de distribuidoras estatais, o que possibilitará tratamento mais individualizado dos temas, considerando que as causas e os problemas de perdas e inadimplência variam entre empresas. Dessa forma, não se vislumbra, no momento, nenhuma proposta corretiva sobre esses temas.

195. Com relação aos problemas derivados da sobre contratação de energia ocasionada pela migração intensa de consumidores para o mercado formado por consumidores livres e especiais, a equipe de auditoria chegou a entender que uma forma possível de minorar seus efeitos prejudiciais à capacidade de investimento das distribuidoras seria retomar o processamento da Audiência Pública-Aneel 85/2013, cuja análise das contribuições recebidas e o resultado final da audiência encontravam-se sem definição desde o ano de 2013.

196. Porém, em 21 de junho de 2016, pouco antes do fechamento desse relatório, a Aneel aprovou, enfim, a referida norma, resultante das discussões na AP 85/2013. A norma equiparou consumidores especiais e livres em relação às regras de migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Assim como os consumidores livres, os especiais pagarão multa pela saída do mercado cativo, e as distribuidoras poderão descontratar demanda junto à geradora motivada pela saída do consumidor do Ambiente de Contratação Regulado (ACR). A medida será válida para os contratos de leilões de energia realizados após edição do regulamento que vier a ser elaborado pela Aneel.

197. Entende-se que a nova norma mitiga, em parte, os efeitos prejudiciais causados por uma migração intensa de consumidores para o mercado livre ou para a condição de consumidores especiais

198. Contudo, entende-se que ainda resta à Aneel tratar de aspecto importante, no caso a suposta incompatibilidade entre a majoração do custo individual para os consumidores em razão do empréstimo da CDE e o definido no § 5º do art. 15 da Lei 9074/1995.

199. A preocupação se deve ao fato de que o referido comando legal estabeleceu que 'a migração de consumidor não poderá resultar em aumento tarifário para os consumidores remanescentes da concessionária que haja perdido mercado'. Porém, é fato que os consumidores que migraram para o mercado livre deixaram a conta dos empréstimos da CDE em 2013 e 2014 para ser rateada com os consumidores cativos remanescentes.

200. Entende-se que a Aneel deve se posicionar quanto ao fato no prazo de noventa dias.

201. Diante do exposto, visando evitar aumento tarifário aos consumidores do mercado cativo causado por um aumento da participação individual desses consumidores no pagamento do passivo de R\$ 21,1 bilhões referente ao encargo ACR, fruto de empréstimos que cobriram a exposição involuntária das distribuidoras em 2013 e 2014, propõe-se determinar, com fulcro no inciso V do art. 250 do RITCU, oitiva da Aneel para que, no prazo de quinze dias, se manifeste quanto à regularidade do repasse do custo do encargo ACR somente para os consumidores cativos, tendo em vista a vedação contida no §5º do art. 15 da Lei 9.074/1995, que proíbe o aumento tarifário para consumidores do mercado regulado em decorrência de migração de consumidores para o mercado livre.

4. Análise dos comentários dos gestores

202. Em conformidade com o item 145 das Normas de Auditoria do Tribunal de Contas da União (NAT), aprovadas pela Portaria TCU 280/2010, a versão preliminar deste relatório (peça 76) foi remetida ao MME, à Aneel, à Eletrobrás e ao BNDES, por meio dos Ofícios 121, 122, 123 e 124/2016-TCU/SeinfraElétrica (peças 79 a 82), com a finalidade de obter os comentários dos respectivos gestores acerca do teor das constatações efetuadas no presente trabalho.

203. *A coleta de comentários objetivou conceder aos gestores oportunidade para apresentar informações adicionais que eventualmente pudessem existir, bem como eventuais argumentos cuja finalidade fosse a de reformar a análise empreendida na presente fiscalização, em relação às constatações efetuadas.*

204. *Apenas o BNDES teceu comentários (peças 87 e 96), o que o fez por duas oportunidades. Por meio das manifestações, o Banco corrigiu alguns dados que havia fornecido anteriormente e discorreu sobre a política e a tramitação de operações de crédito concedidos. Os pontos levantados foram acolhidos e incorporados diretamente na versão final do relatório.*

5. Conclusão

205. *A experiência acumulada pelo TCU em outros trabalhos apontou que a realização de novos investimentos no setor elétrico tem sido prejudicada por vários fatores, o que dificulta que o Brasil responda à demanda crescente de energia futura.*

206. *Esta auditoria operacional avaliou os investimentos de concessionárias necessários à expansão do sistema elétrico e à melhoria da qualidade. O trabalho considerou que alguns fenômenos limitadores do investimento se intensificaram nos últimos dois anos, como a retração da economia, a queda de desempenho dos leilões de transmissão e problemas econômico-financeiros de concessionárias do setor.*

207. *Concluiu-se que houve uma redução severa, e crescente, na quantidade de empreendimentos de transmissão contratados nos leilões realizados pela Aneel a partir de 2012. A magnitude e a persistência observados na queda de novos investimentos contratados é incompatível com a necessidade que o País tem de ampliar a quantidade e a capacidade das linhas de transmissão, que envolve cerca de R\$ 70 bilhões, até 2024.*

208. *Essa redução nos investimentos se confunde com o fato de que a Eletrobrás tem deixado de participar e arrematar novos empreendimentos nos leilões de transmissão, seja diretamente, seja mediante consórcio de empresas. Esse afastamento dos leilões é condizente com dificuldades econômico-financeiras que a Eletrobrás passou a enfrentar a partir da MP 579/2012, bem como para obtenção de crédito a preço baixo, seja no BNDES, em bancos privados ou no exterior.*

209. *Concluiu-se que o equacionamento da precária situação das distribuidoras da Eletrobrás pode ajudar na retomada dos investimentos em transmissão no Brasil, visto que o negócio da distribuição tem consumido quantidade vultosa dos recursos financeiros do grupo econômico, os quais são limitados, e que ainda consumirá cerca de R\$ 18,3 bilhões em aportes de capital até 2020, de modo a honrar metas dos contratos de concessão para sustentabilidade e qualidade do serviço.*

210. *Verifica-se que a Administração da Eletrobrás tem boa compreensão sobre a situação de suas concessões de distribuição e a extensão dos problemas que têm afetado sua capacidade para investir. A Administração propôs em dezembro de 2015, e novamente em junho de 2016, aos acionistas da empresa que fossem prorrogadas as concessões de suas sete distribuidoras e providenciado a imediata venda do controle acionário delas, desde que atendidas determinadas condições. Os acionistas ainda não deliberaram sobre o tema.*

211. *Quanto ao segmento de distribuição, concluiu-se que a ampla maioria das grandes distribuidoras brasileiras apresentaram elevado endividamento em 2014, suportando um endividamento incompatível com a noção de sustentabilidade econômico-financeira adotada pela Aneel. O cenário preocupa, ao se considerar que várias dessas empresas distribuem proventos a acionistas acima do mínimo definido na Lei 6.404/1976.*

212. *Constatou-se, também, que a maioria das grandes distribuidoras prorrogarão suas concessões apenas entre os anos de 2026 e 2031, o que faz com que concessões importantes fiquem à margem de regulação fixada nos novos contratos de concessão, que desponta ser mais efetiva para antecipar e evitar problemas derivados de falhas de gestão e dificuldades financeiras de distribuidoras. No caso, deixam de ser alcançadas pelo conjunto moderno de regras que define indicadores de sustentabilidade financeira e de qualidade que, se não cumpridos dão ensejo a obrigatórios aportes de capital pelos sócios controladores, transferência de controle societário,*

restrição ao recebimento de proventos ou a caducidade da concessão.

213. *Além disso, concluiu-se que as perdas elétricas e a inadimplência de consumidores têm consumido parte significativa dos recursos financeiros das concessionárias distribuidoras, os quais poderiam estar sendo aplicados na realização de investimentos. Juntos, esses dois custos somaram R\$ 2,33 bilhões, um valor maior do que o próprio lucro do setor de distribuição (R\$ 1,7 bilhão), quando apurado sob a ótica da contabilidade regulatória.*

214. *Entende-se que as perdas elétricas e a inadimplência, dado o forte impacto que têm exercido sobre o custo do serviço de distribuição e sobre a segurança energética, devem constar como elementos a serem avaliados e acompanhados proximamente pelo governo federal, o que se revela particularmente oportuno tendo em vista o fato de que o governo federal anunciou, em maio de 2016, que iniciará projeto de transformação do setor elétrico para tratar de problemas urgentes do setor, dentre eles a descapitalização de empresas da Eletrobrás.*

215. *Por fim, constatou-se risco de que o impacto no valor da tarifa de energia elétrica estimado em consequência dos R\$ 21,1 bilhões tomados em empréstimo em 2013 e 2014 para cobrir o custo da exposição involuntária das distribuidoras (encargo ACR), se torne ainda maior devido à intensa migração de grandes consumidores para o mercado de consumidores livres e especiais. Isso porque o valor do empréstimo será pago por uma quantidade menor de consumidores.*

216. *Ocorre, porém, que esse potencial aumento tarifário, caso venha a ocorrer, em função da menor quantidade de consumidores remanescentes no mercado cativo que irão ratear o custo desses empréstimos, colide com a vedação contida no § 5º do art. 15 da Lei 9074/1995. Concluiu-se, pois, pela necessidade de posicionamento da Aneel sobre o tema.*

6. Proposta de Encaminhamento

217. *Ante o exposto, sugere-se o encaminhamento dos autos ao Gabinete do Exmo. Ministro-Relator José Múcio Monteiro, com as seguintes propostas:*

217.1.1 **determinar**, com fulcro no inciso V do art. 250 do RITCU, oitiva da Aneel para que, no prazo de quinze dias, se manifeste quanto à regularidade do repasse do custo do encargo ACR somente para os consumidores cativos, tendo em vista a vedação contida no §5º do art. 15 da Lei 9.074/1995, que proíbe o aumento tarifário para consumidores do mercado regulado em decorrência de migração de consumidores para o mercado livre (Item 3.2);

217.1.1.1 **recomendar** ao Senhor Ministro de Estado de Minas e Energia, com fulcro no art. 250, inciso III, do RITCU que, visando evitar impactos negativos na segurança energética do País e a elevação do preço final da energia, adote medidas para o saneamento financeiro do Grupo Eletrobrás, avaliando, inclusive, as propostas do Conselho de Administração da Eletrobrás de venda do controle acionário de suas distribuidoras, conforme apresentadas na 164ª e 165ª Assembleia Geral de Acionistas, de modo a equacionar o problema de queda severa e persistente nos investimentos em transmissão no País (Item 3.1);

217.1.2 **recomendar** à Aneel, com fulcro no art. 250, inciso III, do RITCU, e no art. 3º do Anexo I do Decreto nº 2.335/1997, o qual exige que a Aneel regule com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade, que adote providências no sentido de estender às concessionárias do serviço público de distribuição que ainda não assinaram aditivos contratuais para prorrogação de sua concessão regras e mecanismos similares aos estabelecidos para as concessões já prorrogadas no âmbito da Lei 12.783/2013, no tocante à distribuição de proventos, ao descumprimento de indicadores de qualidade e de sustentabilidade econômico-financeira (Item 3.2); e

218. **remeter cópia** do relatório de auditoria, do relatório do Ministro-Relator, votos e acórdão oriundos da decisão a ser exarada pelo Tribunal aos seguintes destinatários:

- (a) Secretaria do Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República;
- (b) Centrais Elétricas Brasileiras S/A (Eletrobrás);
- (c) Presidente da Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado Federal;
- (d) Presidente da Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados; e



(e) Controladoria-Geral da União.”

É o relatório.

VOTO

Em apreciação relatório de auditoria operacional, realizada pela Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica (SeinfraElétrica), com o objetivo de avaliar os investimentos das concessionárias necessários à expansão do sistema elétrico e à melhoria da qualidade dos serviços públicos de energia.

2. Esta fiscalização foi determinada pelo Acórdão 2.565/2014 - Plenário, a partir da constatação, por esta Corte, em diversos trabalhos, de problemas estruturais no setor elétrico relacionados à desorganização das empresas, descompasso na entrada de operação de empreendimentos de geração e transmissão e de aspectos atinentes à segurança energética. Além disso, concorreu para a decisão da realização da auditoria a verificação de que os investimentos necessários nessa área, crítica para a economia nacional, têm sido prejudicados por vários fatores, que estão se intensificando e elevando o risco de falhas no suprimento energético, de criação de barreiras à retomada do crescimento econômico e, como última consequência, de gerar impacto negativo na qualidade de vida dos cidadãos brasileiros.

3. Para executar a fiscalização, a unidade técnica, tendo como balizamento focal a Lei 12.783/2013, os leilões de energia realizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e a necessidade de sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras, realizou análise documental e normativa, fez entrevistas com gestores do Ministério de Minas e Energia, da Aneel, da Eletrobras e de associações representativas do setor e revisou os indicadores econômico-financeiros de distribuidoras e os resultados dos leilões.

4. Com isso, a equipe de auditoria do Tribunal pôde constatar, em resumo, o seguinte:

- insuficiência de novos investimentos no segmento de transmissão, com impacto negativo na segurança energética, caracterizado pela redução severa e persistente na quantidade de empreendimentos contratados nos leilões governamentais, o que posterga os investimentos; tal deficiência é incompatível com a necessidade do País de ampliar em mais de 60% a quantidade e a capacidade das linhas de transmissão até 2024, o que exige cerca de R\$ 70 bilhões apenas em novos investimentos;

- a queda dos investimentos em transmissão se relaciona com a forte redução da participação do Grupo Eletrobras nos leilões, com a redução de sua capacidade para investir após mudanças provocadas pela MP 579/2012 e com as dificuldades econômicas, financeiras e operacionais das sete empresas distribuidoras sob seu controle acionário

- um elevado endividamento da maioria das grandes distribuidoras brasileiras, capaz de restringir a continuidade de investimentos e, a partir de 2017, submeter seus acionistas ao risco de terem de realizar aportes vultosos de capital nas empresas, de não possibilitar o recebimento de dividendos e de juros sobre o capital próprio, e, no extremo, provocar a perda da concessão do serviço público;

- o custo das perdas elétricas e da inadimplência de consumidores para com as distribuidoras foi maior do que o próprio lucro regulatório registrado em 2014, o que tem comprometido, significativamente, os recursos financeiros dessas empresas, as quais já terão de arcar com cerca de R\$ 3,3 bilhões devido a problemas de sobrecontratação de energia em 2016;

- o impacto na tarifa de energia, estimado anteriormente, em decorrência dos R\$ 21,1 bilhões tomados em empréstimo no ano de 2013 e 2014 para cobrir o custo da exposição involuntária das distribuidoras, pode se tornar ainda maior, devido à intensa migração de grandes consumidores para o mercado de consumidores livres e especiais.

5. Em razão desses achados, a SeinfraElétrica apresentou, em uníssono, a seguinte proposta:

a) *“determinar, com fulcro no inciso V do art. 250 do RITCU, a oitiva da Aneel para que, no prazo de quinze dias, se manifeste quanto à regularidade do repasse do custo do encargo ACR somente para os consumidores cativos, tendo em vista a vedação contida no § 5º do art. 15 da Lei*

9.074/1995, que proíbe o aumento tarifário para consumidores do mercado regulado em decorrência de migração de consumidores para o mercado livre;”

b) “recomendar ao Ministro de Estado de Minas e Energia, com fulcro no art. 250, inciso III, do RITCU que, visando evitar impactos negativos na segurança energética do País e a elevação do preço final da energia, adote medidas para o saneamento financeiro do Grupo Eletrobras, avaliando, inclusive, as propostas do Conselho de Administração da Eletrobras, de venda do controle acionário de suas distribuidoras, conforme apresentadas na 164ª e 165ª Assembleias Geral de Acionistas, de modo a equacionar o problema de queda severa e persistente nos investimentos em transmissão no País;”

c) “recomendar à Aneel, com fulcro no art. 250, inciso III, do RITCU, e no art. 3º do Anexo I do Decreto 2.335/1997, o qual exige que a Aneel regule com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade, que adote providências no sentido de estender às concessionárias do serviço público de distribuição, que ainda não assinaram aditivos contratuais para prorrogação de sua concessão, regras e mecanismos similares aos estabelecidos para as concessões já prorrogadas no âmbito da Lei 12.783/2013, no tocante à distribuição de proventos, ao descumprimento de indicadores de qualidade e de sustentabilidade econômico-financeira;”

d) “remeter cópia do relatório de auditoria, do relatório do Ministro-Relator, votos e acórdão oriundos da decisão a ser exarada pelo Tribunal aos seguintes destinatários: Secretaria do Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República; Centrais Elétricas Brasileiras S/A; Presidente da Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado Federal; Presidente da Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados; e Controladoria-Geral da União.”

6. Nesta auditoria, foi verificado que a Eletrobras, sociedade de capital aberto, controlada pelo governo brasileiro, composta por empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, um centro de pesquisas, uma empresa de participações e que possui metade do capital da Itaipu Binacional, enfrenta dificuldades econômico-financeiras desde o ano de 2012, quando passou a acumular prejuízos líquidos sucessivos, comprometendo sua capacidade para investir e para obter financiamentos nos mercados interno e externo, o que se reflete diretamente numa menor participação nos leilões de energia destinados a contratar a construção e a operação de instalações de transmissão.

7. As ações que vêm sendo tomadas pelo governo para a desestatização do setor elétrico brasileiro e para uma melhor e menos burocrática regulamentação são louváveis. Porém, dada a participação volumosa e estratégica do Grupo Eletrobras no setor, os referidos óbices, que, atualmente, são por ele enfrentados, podem comprometer a segurança energética do País. Portanto, mostra-se bem pertinente e oportuna a proposta da SeinfraElétrica de recomendar ao Ministério de Minas e Energia que adote medidas para o saneamento financeiro da Eletrobras, visando (i) resguardar a estabilidade energética do País e (ii) evitar a elevação das tarifas.

8. Esses dois efeitos podem ser influenciados, também, pela regulação do setor elétrico, tarefa complexa e hercúlea, que está a cargo da Aneel. Se a regulação for feita de forma apropriada, com eficiência e celeridade, haverá benefícios para todos os agentes que atuam e se utilizam, direta ou indiretamente, dos insumos e produtos desse setor.

9. Porém, a situação verificada nesta auditoria, e em outras fiscalizações feitas pelo Tribunal, indica que a Agência Nacional de Energia Elétrica enfrenta dificuldades. Sobre isso, no presente caso, por exemplo, a equipe do Tribunal consignou o seguinte:

“A eficácia da compensação de consumidores tem sido prejudicada por fragilidades na fiscalização da Aneel (...). Por vários fatores, dentre eles falta de pessoal, a Agência não consegue fiscalizar periodicamente os indicadores de qualidade que determinam se deve ou não haver a compensação financeira. As empresas ficam mais de quatro anos sem serem fiscalizadas. E quando o são, há uma forte dependência dos dados que são produzidos exclusivamente pelas empresas fiscalizadas, sem que sejam apuradas a sua fidedignidade e exatidão. O problema estimula posturas negligentes das concessionárias no cumprimento das obrigações contratuais e regulamentares. Além

disso, incentiva a atuação oportunista, mediante o fornecimento de dados incorretos ou falseados dos indicadores com vistas a melhorar sua situação de cumprimento da regulamentação.”

10. Uma medida sugerida pela SeinfraElétrica para mitigar essa e outras fragilidades é que a *“Aneel adote os mecanismos de acompanhamento econômico-financeiro mais efetivos disponíveis, tais como o arcabouço incluído para as distribuidoras com concessões já prorrogadas”*.

11. De fato, o órgão regulador deve se valer do seu “poder-dever” para induzir e forçar uma maior eficiência a todos os operadores do sistema, a partir das experiências positivas verificadas nas alterações e aditivos já efetivados. Assim sendo, vejo como medida coerente a recomendação proposta na alínea “c” do item 5, acima, para que a Aneel estenda às concessionárias que ainda não assinaram aditivos contratuais regras similares às estabelecidas às concessões já prorrogadas.

12. As dificuldades financeiras das distribuidoras de energia elétrica, que levaram à redução das suas capacidades de realização de investimentos, conforme registrado pela equipe de auditoria do Tribunal, estariam relacionadas a três fatores: perdas elétricas (fluxo de energia que, apesar de comprado das usinas geradoras e injetado na rede de distribuição, não propiciam qualquer receita para a distribuidora); inadimplência de consumidores; e sobrecontratação de energia (consumidores que antes estavam no ambiente de contratação regulada - consumidores cativos - migram para o ambiente de mercado livre - formado pelos chamados consumidores livres e pelos especiais).

13. Esse último fator pode ter grande impacto na tarifa de energia elétrica, como consequência de vultosos empréstimos tomados nos anos de 2013 e 2014 para cobrir o custo da exposição involuntária das distribuidoras (encargo ACR - Ambiente de Contratação Regulada) e tem potencial de tornar-se ainda maior devido à intensa migração de grandes consumidores do ACR para o mercado de consumidores livres e especiais.

14. Visando mitigar tal problema, a Aneel emitiu norma, resultante das discussões da Audiência Pública-Aneel 85/2013, equiparando consumidores especiais e livres em relação às regras de migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Com isso, da mesma forma que os consumidores livres, os especiais pagarão multa pela saída do mercado cativo e as distribuidoras poderão descontratar demanda junto à geradora motivada pela saída do consumidor do ACR.

15. Em que pese tais esforços, a equipe de auditoria constatou uma certa antinomia entre essa regra e o § 5º do art. 15 da Lei 9074/1995, que dispõe que *“a migração de consumidor não poderá resultar em aumento tarifário para os consumidores remanescentes da concessionária que haja perdido mercado”*.

16. Assim sendo, vejo como pertinente a proposta da SeinfraElétrica para que Aneel se manifeste sobre essa situação, nos termos da oitiva sugerida na letra “a” do supramencionado item 5.

17. Em face dos problemas consignados no relatório de auditoria operacional, o qual foi parcialmente transcrito na peça que antecede a este voto, considero que as medidas sugeridas pela SeinfraElétrica poderão contribuir para que os órgãos e entidades responsáveis pela formulação das políticas de investimento de longo prazo para o setor, bem como pela sua regulação e fiscalização, possam tomar decisões eficazes e eficientes, que conduzam a uma maior sustentabilidade operacional e econômico-financeira do setor elétrico brasileiro, o que, certamente, terá efeitos benéficos ao consumidor final.

18. Portanto, pelo que foi consignado no relatório da equipe de auditoria e pelos apontamentos que aduzi neste voto, anuo à determinação e às recomendações que a unidade técnica alvitra.

Ante o exposto, voto por que o Tribunal adote o acórdão que ora submeto à deliberação deste Colegiado.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 20 de julho de 2016.

JOSÉ MÚCIO MONTEIRO

Relator

ACÓRDÃO Nº 1868/2016 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 030.656/2015-0
2. Grupo I - Classe de Assunto V - Auditoria Operacional
3. Interessado: Tribunal de Contas da União
4. Unidades: Ministério de Minas e Energia (MME), Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Centrais Elétricas Brasileiras S/A (Eletrobras) e Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (Bndes)
5. Relator: Ministro José Múcio Monteiro
6. Representante do Ministério Público: não atuou
7. Unidade Técnica: Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica (SeinfraElétrica)
8. Advogado constituído nos autos: não há

9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de auditoria operacional, realizada com o objetivo de avaliar os investimentos de concessionárias necessários à expansão do sistema elétrico e à melhoria da qualidade dos serviços públicos de energia.

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão Plenária, ante as razões expostas pelo Relator e com fundamento nos artigos 1º, inciso II, da Lei 8.443/1992; 230, 239, e 250, incisos III e V, do Regimento Interno do TCU, em:

9.1. recomendar ao Ministério de Minas e Energia que, visando evitar impactos negativos na segurança energética do Brasil e a elevação do preço final da tarifa de energia elétrica, adote medidas para o saneamento financeiro do Grupo Eletrobras, avaliando, inclusive, as propostas do seu Conselho de Administração, de venda do controle acionário de suas distribuidoras, apresentadas na 164ª e 165ª Assembleias Geral de Acionistas, de modo a equacionar o problema de queda severa e persistente nos investimentos em transmissão no País;

9.2. recomendar à Agência Nacional de Energia Elétrica que adote providências no sentido de estender às concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, que ainda não assinaram aditivos contratuais para prorrogação de sua concessão, regras e mecanismos similares aos estabelecidos para as concessões já prorrogadas no âmbito da Lei 12.783/2013, no tocante à distribuição de proventos, ao descumprimento de indicadores de qualidade e de sustentabilidade econômico-financeira;

9.3. determinar a oitiva da Aneel para que, no prazo de 15 (quinze dias), se manifeste quanto à regularidade do repasse do custo do encargo ACR (Ambiente de Contratação Regulada) somente para os consumidores cativos, tendo em vista a vedação contida no § 5º do art. 15 da Lei 9.074/1995, que proíbe o aumento tarifário para consumidores do mercado regulado em decorrência de migração de consumidores para o mercado livre;

9.4. encaminhar cópia deste acórdão, acompanhada do relatório e voto que o fundamentam, à Secretaria do Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República, às Centrais Elétricas Brasileiras S/A, aos Presidentes da Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado Federal e da Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados, ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social e ao Ministério da Transparência, Fiscalização e Controle, para conhecimento e providências que entenderem pertinentes.

10. Ata nº 28/2016 – Plenário.

11. Data da Sessão: 20/7/2016 – Ordinária.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-1868-28/16-P.

13. Especificação do quorum:



13.1. Ministros presentes: Raimundo Carreiro (na Presidência), Walton Alencar Rodrigues, Benjamin Zymler, Augusto Nardes, José Múcio Monteiro (Relator), Ana Arraes, Bruno Dantas e Víal do Rêgo.

13.2. Ministros-Substitutos presentes: Augusto Sherman Cavalcanti, Marcos Bemquerer Costa e André Luís de Carvalho.

(Assinado Eletronicamente)

RAIMUNDO CARREIRO

Vice-Presidente, no exercício da Presidência

(Assinado Eletronicamente)

JOSÉ MÚCIO MONTEIRO

Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)

PAULO SOARES BUGARIN

Procurador-Geral