GRUPO I – CLASSE V - Plenário
TC-011.223/2014-6
Natureza: Auditoria Operacional
Órgãos/Entidades: Ministério de Minas e Energia (MME), Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras)
Responsáveis: Edison Lobão (Ministro de Minas e Energia, CPF nº 000.141.251-53), Márcio Pereira Zimmermann (Secretário-Executivo do MME, CPF nº 262.465.030-04), Romeu Donizete Rufino (Diretor-Geral da Aneel, CPF nº 143.921.601-06), José da Costa Carvalho Neto (Presidente da Eletrobras, CPF nº 044.602.786-34) e Luiz Eduardo Barata Ferreira (Diretor da CCEE, CPF nº 246.431.577-04)
Advogado constituído nos autos: não há

SUMÁRIO: AUDITORIA OPERACIONAL. IMPACTO DA MEDIDA PROVISÓRIA Nº 579/2012 – CONVERTIDA NA LEI Nº 12.783/2013 – NA CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO - CDE E NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO. CONHECIMENTO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA. CANCELAMENTO DO LEILÃO DE ENERGIA. EXPOSIÇÃO INVOLUNTÁRIA DAS DISTRIBUIDORAS. AUDIÊNCIA. DETERMINAÇÕES E RECOMENDAÇÃO. ENVIO DE CÓPIA DO ACÓRDÃO AOS ÓRGÃOS COMPETENTES.

RELATÓRIO

Reproduzo, a seguir, Relatório produzido pela equipe de fiscalização da Secretaria de Fiscalização de Desestatização e Regulação de Energia e Comunicações – SefidEnergia, com cujas conclusões manifestou-se de acordo o corpo diretivo da unidade técnica:

"***1. INTRODUÇÃO***

1. As concessões com vencimento entre 2015 e 2017 representavam 20% de todo o parque gerador, 67% do sistema de transmissão e 35% da distribuição. Em 11/9/2012, houve a renovação antecipada, em até cinco anos, dessas concessões, por meio da Medida Provisória (MP) nº 579/2012, com o intuito de 'permitir a antecipação da captura do benefício da amortização dos investimentos em favor dos consumidores finais' (peça 44, p. 2).

2. As principais alterações trazidas por esses dispositivos legais, que permitiram o decréscimo da conta de energia, em média em 20%, foram:

a) alocação de cotas de energia resultantes das geradoras que aderiram à renovação, ao preço médio de R$ 33/MWh, em vez dos R$ 95/MWh até então vigentes;

b) redução dos custos de transmissão: a Receita Anual Permitida (RAP) das transmissoras passou de R$ 9,2 bilhões para R$ 3,7 bilhões;

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

c) corte de encargos setoriais; e

d) retirada de subsídios da estrutura da tarifa, com substituição por aporte de recursos direto do Tesouro Nacional.

3. Sobre os encargos, cessou a arrecadação da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) na tarifa de energia, destinada a subsidiar a geração fóssil dos sistemas isolados da região Norte. Esse custo passou a ser suportado pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

4. O encargo Reserva Global de Reversão (RGR) não é mais cobrado de distribuidoras e de novos empreendimentos de transmissão e concessão prorrogados ou licitados. As concessões não renovadas, no entanto, continuam recolhendo esse encargo.

5. A CDE teve sua cobrança reduzida em 75%. Foram mantidas as destinações para tarifa social, Programa Luz para Todos, carvão mineral e fontes alternativas.

6. Dos 11,8 GWmédios de garantia física das geradoras que poderiam acatar a antecipação da renovação, apenas 7,8 GWmédios foram cobertos com as adesões à proposta da MP nº 579/2012. Assim, como apenas as concessionárias do grupo Eletrobras aceitaram as condições de renovação, o montante total das cotas de energia foi inferior ao volume de contratos de energia existente que expiraram em dezembro de 2012. Para repor a energia descontratada, as distribuidoras foram obrigadas a recorrer ao mercado de curto prazo.

7. Além da quantidade inferior de energia contratada, questões conjunturais – como a diminuição da afluência hídrica, o esvaziamento dos reservatórios das hidrelétricas e o acionamento de todas as térmicas – ocasionaram uma elevação do preço da energia. Essa associação de fatores aumentou os custos do sistema de forma não programada pelo poder concedente, que se valeu da CDE para arcar com tais valores, com reflexos em toda a cadeia do setor, desde a geração até a comercialização de energia elétrica.

8. Esta auditoria examina os aspectos estruturais das tarifas e o impacto da renovação das concessões de geração, de transmissão e de distribuição de energia elétrica para a CDE e para o sistema elétrico brasileiro.

1.1. Antecedentes

9. A realização desta auditoria foi aprovada por Despacho, de 26/3/2014, do Ministro José Jorge, no âmbito do TC 003.658/2014-7.

10. O TCU já havia auditado a CDE, mas tão somente no que diz respeito ao subsídio dado à produção de energia com carvão mineral, conforme Acórdão 1.382/2011-TCU-Plenário, de 25/5/2011, no âmbito do processo TC 028.424/2010-7, que trata de Representação formulada pelo Ministério Público Federal de Tubarão/SC.

11. Além disso, a realização deste trabalho está em consonância com o Acórdão 2.192/2013- Plenário-TCU (TC 010.261/2013-3, sobre o planejamento SefidEnergia), o qual considerou prioritária a 'avaliação do impacto da implementação das medidas advindas da Lei nº 12.783/2013, resultante da conversão da MP nº 579/2012, ***no que tange ao uso dos fundos setoriais, a fim de garantir a redução das tarifas****'.*

1.2. Objetivo e escopo da auditoria

12. Esta auditoria tem por objetivo avaliar a atuação dos entes envolvidos no que tange ao uso dos fundos setoriais a fim de garantir a redução das tarifas, como o MME, a CCEE, a Eletrobras e a Aneel, bem como conhecer a estrutura tarifária e identificar os reflexos da MP nº 579/2012 para os consumidores residenciais e industriais. Pretende-se, ainda, identificar qual o custo das medidas adotadas para a antecipação das concessões vis-a-vis a sustentabilidade do sistema; realizar um estudo de caso da Eletrobras; conhecer quais os passivos advindos da MP

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

nº 579/2012; e verificar o cumprimento do Acórdão 1.382/2011-TCU-Plenário, relativo ao carvão mineral.

1.3. Critérios

13. O setor elétrico é regido principalmente pela Lei nº 10.848/2004, que está calcada em dois pilares: a segurança do sistema e a modicidade tarifária. Para garantir a segurança do sistema, os arts. 2º e 3º do Decreto nº 5.163/2004, que regulamentou a referida lei, obrigam todos os consumidores, livres e cativos, a estarem 100% contratados.

14. Com vistas a garantir o cumprimento desses dois objetivos, foram atribuídas competências a diversos agentes do setor, entre os quais se destacam o Ministério de Minas e Energia (MME), o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Essas competências estão insculpidas nas Leis nºs 9.427/1996, 9.478/1997, 9.648/1998, 10.683/2003, 10.847/2004, 10.848/2004 e 12.783/2013.

1.4. Metodologia

15. Para a realização deste trabalho, foram utilizadas as diretrizes contidas nas Normas de Auditoria do Tribunal de Contas da União (NAT-TCU).

16. Em relação aos principais métodos e atividades realizados na fase de planejamento da presente auditoria, citam-se: reuniões com superintendentes e técnicos da Aneel e análise documental, a partir da legislação pertinente e de estudos e documentos contidos nos sítios eletrônicos do MME, da Aneel e das Centrais Elétricas Brasileiras S.A., que se consubstanciaram na matriz de planejamento constante da peça 22.

17. Também foi realizada audiência pública no TCU, em 8/5/2014, para ouvir contribuições de autoridades, representantes de concessionários, especialistas e consumidores acerca dos impactos advindos da MP nº 579/2012 sobre o encargo CDE (peça 30, p. 1-2).

18. Na fase de execução da auditoria, foi realizada, na sede do TCU, reunião técnica com a CCEE, à qual compareceram a conselheira Solange David e os gerentes Martin Gomes e Ana Paula Ferme (peça 46).

19. Considerando os objetivos, bem como a aplicação dos procedimentos de auditoria, foram delineados os achados de auditoria que serão apresentados neste relatório e que constam da matriz de achados (peça 88).

2. VISÃO GERAL

20. Em meados de 2012, o Governo Federal antecipou, por meio da MP nº 579/2012, o vencimento das concessões de geração e de transmissão de energia que expiravam entre 2015 e 2017. Em troca, essas concessionárias foram remuneradas pelos ativos não amortizados e aceitaram receber, pela energia gerada/transportada, uma tarifa que apenas cobrisse a manutenção e a operação das concessões (O&M). Essas tarifas passaram a ser reguladas pela Aneel.

21. Visando diminuir em 20%, em média, as tarifas de energia, reduziu-se o total de encargos, com a descontinuidade da cobrança da CCC-Isolados, de parte da RGR, bem como de 75% das quotas da CDE. Além disso, estipulou-se aporte do Tesouro Nacional à CDE, lastreado nos recebíveis do serviço da dívida de Itaipu.

22. A decisão do Governo de antecipar o vencimento das concessões de energia para 2012, associada à falta de chuvas, trouxe desequilíbrio nas contas do setor elétrico. No primeiro caso, as

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

distribuidoras não conseguiram assinar contratos de longo prazo com as geradoras, porque a adesão ao processo foi parcial.

23. No segundo caso, a falta de chuvas obrigou o Governo a acionar, em tempo integral, as usinas térmicas, cuja energia é mais cara que a hidrelétrica. Esse gasto extra não estava previsto nas tarifas das distribuidoras. Além do aporte de recursos do Tesouro, houve dois contratos de crédito firmados com um conjunto de treze bancos que serão repassados para a tarifa de energia em dois anos, a partir de 2015, para amparo momentâneo às distribuidoras, em razão da exposição involuntária. Ademais, houve aumento de subsídios advindos das mudanças enxertadas via medidas provisórias.

24. Ao ser criada, em 2002, a CDE estabelecia apenas dois subsídios: a universalização do serviço de energia elétrica e a tarifa social destinada aos consumidores de baixa renda (Lei nº 10.438/2002).

25. Além das atribuições acima, os recursos da CDE, já na redação da Lei nº 10.762/2003, que alterou a Lei nº 10.438/2002, passaram a subsidiar a geração de energia por meio de fontes alternativas (eólica, térmicas a gás natural, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas) e do carvão mineral nacional utilizado pelas termelétricas.

26. A CDE, além de suas demais finalidades, também ficou responsável por repassar, às concessionárias de distribuição, os custos relacionados:

a) à exposição ao risco hidrológico dos contratos de cota de garantia física de energia e potência, de que trata o §5º, do art. 1º, da Lei nº 12.783/2013;

b) à exposição involuntária no mercado de curto prazo relativa ao montante de reposição de 2013 não recontratado em função da não adesão ao regime de cotas por parte de algumas hidrelétricas, em conjunto com a não realização do Leilão A-1;

c) ao encargo de serviços de sistema relativo ao acionamento de usinas fora da ordem de mérito por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE); e

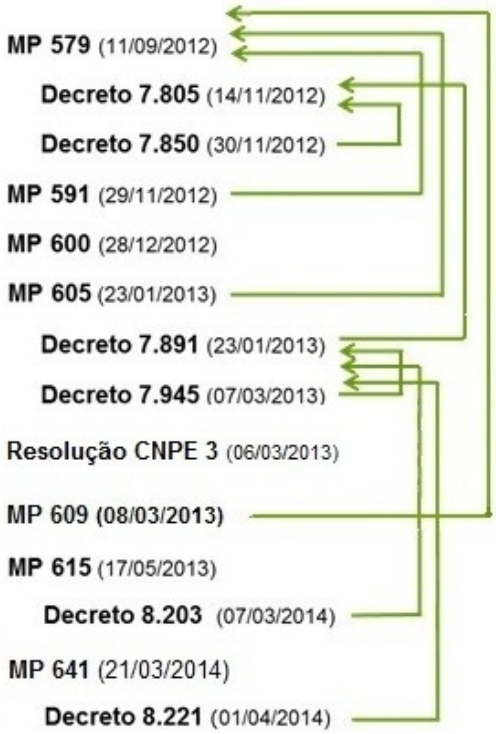
d) ao valor integral ou parcial do saldo positivo acumulado pela Conta de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA), de que trata a Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, relativo às despesas com o encargo de serviços de sistema e a energia comprada para revenda.

27. Desde a edição da Medida Provisória nº 579/2012, que foi convertida na Lei nº 12.783/2013, foram editadas outras sete medidas provisórias para alterar o sistema elétrico brasileiro, além de seis decretos para regulamentar a matéria.

28. A Figura 1 a seguir detalha as mudanças ocorridas.

Figura 1 - Legislação desde a MP 579/2012

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.



Fonte: peça 91, p. 8.

29. Além das alterações supracitadas, o Comitê Nacional de Política Energética (CNPE) modificou, por meio da Resolução CNPE nº 3, de 6/3/2013, as regras de rateio do Encargo de Serviços do Sistema por Segurança Energética (ESS-SE) para cobertura de parte dos custos de acionamento de termelétricas por segurança energética. Para arcar com o custo do ESS-SE, a CDE foi acionada.

30. Antes de iniciar a execução da auditoria, realizou-se, em 8/5/2014, uma audiência pública no TCU, presidida pelo Ministro-Relator José Jorge, da qual participaram quinze representantes dos setores público e privado que expuseram seus argumentos e debateram acerca dos impactos da MP nº 579/2012 sobre o setor elétrico, com destaque para o encargo Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

31. A diminuição de 20% nas tarifas de energia foi o tema destacado pelo presidente da Eletrobrás, José da Costa de Carvalho Neto. O secretário-executivo do Ministério de Minas e Energia, Márcio Pereira Zimmermann, e o presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Mauricio Tolmasquim, também ressaltaram a questão.

32. A CDE foi abordada pelo presidente da Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres (Abrace), Paulo Pedrosa. Para ele, a transparência sobre o tema deverá ser fomentada para atender melhor o consumidor.

33. O diretor-geral da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Romeu Donizete Rufino, destacou os efeitos do ICMS sobre os valores da energia no país. A questão do ICMS também foi ressaltada pelo representante da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee), Nelson Fonseca Leite, bem como pelo representante da Confederação Nacional da Indústria (CNI), Robson Braga de Andrade. Considerando que os dados apresentados sobre o impacto do ICMS sobre a tarifa, mesmo com a redução de 20% advinda da MP nº 579/2012, foi assunto recorrente, entendeu-se pertinente incluir como objeto do presente estudo o detalhamento da estrutura tarifária.

34. Também participaram como expositores os representantes do Instituto Acende Brasil, Claudio José Dias Sales; da Federação Nacional dos Trabalhadores em Energia, Água e Meio

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

Ambiente (Fenatema), Eduardo de Vasconcellos Correia Annunciato; da Federação Nacional dos Urbanitários, Franklin Moreira; do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Hermes Jorge Chipp; do Conselho de Administração da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Luis Eduardo Barata Ferreira; da PSR Soluções e Consultoria de Energia, José Rosenblatt; da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel), Reginaldo Almeida de Medeiros; e da Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (Abrate), Paulo Takao Yamamura.

35. Nesta auditoria o TCU busca compreender a atuação dos múltiplos entes que gerenciam e regulam o setor elétrico no contexto da antecipação da renovação das concessões.

3. CONSTATAÇÕES DA AUDITORIA OPERACIONAL

36. Esta seção do relatório divide-se em quatro partes, que seguem as questões de auditoria. Primeiro, buscou-se conhecer a composição da estrutura tarifária e os reflexos da MP nº 579/2012 para os consumidores residenciais e industriais. Segundo, avaliar o custo, para o sistema, das medidas adotadas para a antecipação das concessões e realizar o estudo de caso da Eletrobras. Terceiro, verificar quais os passivos advindos da MP nº 579/2012. E, quarto, monitorar as determinações contidas no Acórdão 1.382/2011-TCU-Plenário, relativas ao subsídio dado ao carvão mineral.

3.1. Qual é a estrutura tarifária e quais são os reflexos da MP nº 579/2012 para os consumidores residenciais e industriais?

37. De acordo com a exposição de motivos da MP nº 579/2012, seu objetivo é viabilizar a redução do custo da energia elétrica para o consumidor brasileiro, buscando não apenas promover a modicidade tarifária e a garantia de suprimento de energia elétrica, como também tornar o setor produtivo ainda mais competitivo, contribuindo para o aumento do nível de emprego e renda no Brasil (peça 44, p. 1).

38. Inicialmente, a redução de despesas prevista pela MP nº 579/2012 era de R$ 21,7 bilhões, o que daria o desconto médio de 20% nas tarifas. Contudo, alcançou somente R$ 16,8 bilhões, sendo R$ 4,2 bilhões em geração, R$ 5 bilhões em transmissão e R$ 7,6 bilhões em redução de encargos tarifários. Com esse valor menor, o desconto seria apenas de 15%. Ocorre que o Governo resolveu aumentar o aporte do Tesouro Nacional e manter os 20% de desconto originalmente previstos (peça 74, p. 7).

39. A justificativa para a urgência da medida foi que o momento era propício para induzir o desenvolvimento acelerado e sustentável, por meio da redução global dos custos da energia e ampliação da competitividade do setor produtivo. Além disso, em 31/12/2012, estavam vencendo os contratos de comercialização de energia elétrica, em sua maioria provenientes dessas concessões (8.600 MWmédios).

40. O setor industrial brasileiro se alinhou com essas justificativas, conforme declaração apresentada na audiência pública realizada no TCU. Segundo o representante da CNI, Sr. Robson Braga de Andrade, as reduções das tarifas contribuem para aumentar a competitividade da indústria brasileira, já que a energia elétrica é um dos principais insumos da indústria e seu alto custo representa um obstáculo ao maior dinamismo da produção (peça 43, p. 1-2).

41. De acordo com a CNI, no período que antecedeu a publicação da MP nº 579/2012, a energia elétrica no Brasil encontrava-se entre as mais caras do mundo. Citando estatísticas da Agência Internacional de Energia, o representante da CNI expôs que a tarifa industrial brasileira, naquele ano, só não superava a do Japão e a da Itália, sendo bem maior do que as dos demais países dos Brics, composto por Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul (peça 43, p. 2).

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

42. Para obter a redução tarifária, o Governo se valeu não só do Tesouro Nacional, mas postergou para 2015 aumentos nas tarifas que deveriam ter sido repassadas já em 2013. Adiou também o recolhimento de cotas da CDE para a cobertura da exposição involuntária e do acionamento de termelétricas por segurança energética, por um período de até cinco anos.

43. Adicionalmente, o Governo alterou, por meio da Resolução CNPE 3/2013, as regras de rateio do Encargo de Serviços do Sistema por Segurança Energética (ESS-SE) para cobertura de parte dos custos de acionamento de termelétricas por segurança energética.

44. Ademais, atribuiu à CCEE a incumbência de financiar o novo encargo, intitulado Conta ACR, para cobrir os custos da exposição involuntária e o Custo Variável Unitário das termelétricas contratadas na modalidade por disponibilidade (Decreto nº 8.221/2014).

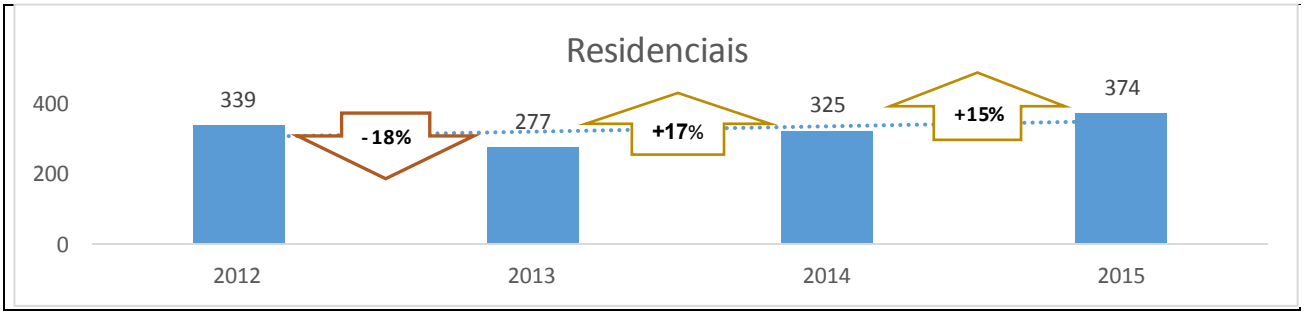
45. Para a concretização da redução almejada, houve revisão extraordinária das tarifas de distribuição do setor elétrico. Em janeiro de 2013, a redução média das tarifas de energia elétrica para os consumidores industriais foi de 21% e, para os residenciais, de 18%, conforme Gráfico 1 a seguir. Contudo, em razão da baixa dos reservatórios e despacho pleno das térmicas, essa redução está comprometida.

46. Após essa revisão extraordinária, ocorreram processos de revisão e de reajuste tarifários periódicos. Embora a redução tenha sido estrutural, já que diminuiu os encargos de geração e de transmissão de energia, os reajustes ocorridos ao longo de 2013 e 2014, bem como o alto custo da energia decorrente do uso continuo de térmicas mais caras, contribuíram para que parte da redução média de 20% das tarifas não permanecesse.

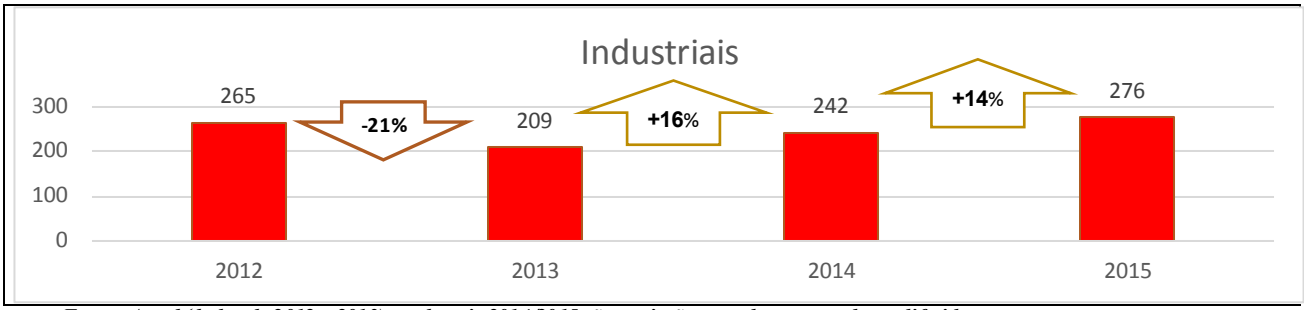
47. O Gráfico 1 apresenta as tarifas contidas no site da Aneel para 2012 e 2013, bem como uma projeção das tarifas até o final de 2015, considerando os valores que foram diferidos, nos termos da MP nº 605/2013, por um período de até cinco anos. O Gráfico também incorpora as duas operações de crédito contraídas para a exposição involuntária de R$ 17,8 bilhões, mas que se recolherá do consumidor R$ 26,6 bilhões (ver parágrafo 0), por meio da tarifa de energia elétrica em dois anos, a partir de 2015. Essas duas operações de crédito, portanto, refletirão até 2017.

48. No que concerne às tarifas residenciais, para 2014, projeta-se um acréscimo médio de 11% e, para 2015, de 15%. Ao final do biênio, todo o efeito da MP nº 579/2012 já estará eliminado, uma vez que as tarifas residenciais, em 2015, alcançarão o valor de R$ 374/MWh, quando, em 2012, tal valor era de R$ 339/MWh. As tarifas industriais, que em 2012 estavam no patamar de R$ 265/MWh, em 2015 chegarão a R$ 276/MWh.

Gráfico 1 – Tarifas sem tributos R$/MWh antes e após a MP nº 579/2012



Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.



Fonte: Aneel (dados de 2012 e 2013), os demais 2014/2015 são projeções com base nos valores diferidos. (http://relatorios.aneel.gov.br/_layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSAS/RelSampClasseCons.xlsx&Source=http://relatorios.aneel.gov.br/Relatorios SAS/Forms/AllItems.aspx&DefaultItemOpen=1).

49. Após a edição da MP nº 579/2012, com todos os reajustes e revisões tarifárias, somados aos custos conjunturais decorrentes da hidrologia desfavorável e o intenso despacho de térmicas e, ainda, a tendência de elevação do Preço da Liquidação das Diferenças (PLD), a redução média de 20% no valor das tarifas ocorrida em 2013 estará ultrapassada já ao final de 2015, uma vez que as tarifas residenciais e industriais alcançarão patamares superiores aos existentes antes da edição da referida MP.

3.1.1. Estrutura tarifária e o impacto do ICMS sobre a tarifa

50. Durante a audiência pública realizada no TCU, tanto a Aneel como a Abradee e a CNI relataram um tema que é recorrente entre os agentes do setor elétrico: o excessivo peso do ICMS sobre as tarifas.

51. Antes de abordar a questão do tributo, faz-se necessário conceituar as premissas que regem a regulação por incentivo do setor. A tarifa de energia elétrica é a composição de valores que representam cada parcela dos investimentos e operações técnicas realizados pelos agentes da cadeia de produção e da estrutura necessária para que a energia possa ser utilizada pelo consumidor.

52. Conceitualmente, a tarifa tem o valor necessário para garantir o fornecimento de energia, assegurar aos prestadores de serviços ganhos suficientes para cobrir os custos operacionais eficientes, remunerar adequadamente os investimentos necessários para a expansão da capacidade e garantir a boa qualidade de atendimento.

53. A composição dos custos da tarifa engloba custos não gerenciáveis (Parcela A) e custos gerenciáveis (Parcela B), aos quais são adicionados os tributos, como o Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) (peça 60, p. 7).

54. A Parcela A é composta pelos encargos setoriais, custos da transmissão e compra de energia para revenda. Já a Parcela B é composta dos custos de pessoal, equipamentos, custos administrativos e de material, além de outras atividades vinculadas diretamente à operação e à manutenção dos serviços de distribuição. Nela estão todos os custos de operação, manutenção, administração e gestão comercial, bem como os custos de depreciação e remuneração dos investimentos realizados pela empresa para o atendimento do serviço.

55. A Tabela 1 a seguir mostra que o principal componente da estrutura tarifária é o ICMS. O cálculo é feito 'por dentro', isto é, o tributo integra a sua própria base de cálculo, ou seja, no preço da energia já está embutido o próprio valor do ICMS (peça 81, p. 15-16).

56. No ano de 2012, em que foi editada a MP nº 579/2012, a Parcela B atingiu R$ 32 bilhões, enquanto o ICMS R$ 65 bilhões. Isso significa que o montante pelo qual as concessionárias suportaram todos os custos para a prestação do serviço foi a metade do que o consumidor paga de ICMS.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

57. Em 2013, enquanto o valor da Parcela B foi de R$ 30 bilhões, o do ICMS foi de R$ 44 bilhões.

58. Observa-se que, no ano de 2013, todos os custos ligados diretamente ao fornecimento de energia – quais sejam, o custo da geração, da transmissão, dos encargos tarifários e das distribuidoras para fornecer o serviço – foram da ordem de R$ 92 bilhões (Parcela A + B), contudo, o consumidor pagou somente de ICMS R$ 44 bilhões.

59. A estrutura tarifária pós MP nº 579/2012 reduziu os itens geração, transmissão e encargos, embora na Tabela 1 não se perceba a redução da geração. Isso se dá devido aos intensos despachos térmicos, ao passo que a geração de energia que teve a concessão renovada foi a de hidrelétricas.

Tabela 1 -Estrutura tarifária 2012 e 2013

	2012		2013	
Itens	**R$ bilhões**	**Participação % com tributo**	**R$ bilhões**	**Participação % com tributo**
Geração de energia	48	27%	51	35%
Distribuição (Parcela B)	32	18%	30	21%
Encargos	13	7%	7	4%
Transmissão de energia	9	5%	4	3%
Total sem tributo	102	56%	92	63%
Base cálculo tributo	**182**	**100%**	**146**	**100%**
ICMS	65	36%	44	30%
Pis/Cofins	15	8%	10	7%

Fonte: Aneel (peça 41).

60. O grande paradoxo é que, em 2013, o consumidor pagou R$ 44 bilhões de ICMS, enquanto todo o esforço da renovação antecipada das concessões conseguiu reduzir apenas R$ 16,8 bilhões, sendo R$ 4,2 bilhões em geração, R$ 5 bilhões em transmissão e R$ 7,6 bilhões em redução de encargos tarifários.

61. Assim, essa primeira questão de auditoria mostrou que a estrutura tarifaria sofre excessivo peso do ICMS, que é superior à Parcela B, a qual representa o montante pelo qual as concessionárias suportam todos os custos para a prestação do serviço de distribuição. Paga-se mais pelo imposto estadual do que pela própria prestação do serviço de fornecimento de energia por parte das distribuidoras.

62. No ano de 2013, todos os custos ligados diretamente ao fornecimento de energia, quais sejam, o custo da geração, da transmissão, dos encargos tarifários e das distribuidoras para fornecer o serviço, foram da ordem de R$ 92 bilhões (Parcela A + B), contudo, recolheu-se do consumidor o montante de R$ 146 bilhões, somente de ICMS foram R$ 44 bilhões.

63. Propõe-se dar ciência à Comissão de Finanças e Tributação da Câmara de Deputados sobre o peso dos tributos na tarifa de energia elétrica, em especial o ICMS, uma vez que: 1) em 2013, todos os custos para a geração, transmissão, distribuição e encargos tarifários em 2013 foi da ordem de R$ 92 bilhões, ao passo que somente o ICMS foi de R$ 44 bilhões; e 2) o consumidor pagou R$ 44 bilhões de ICMS, enquanto todo o esforço da renovação antecipada das concessões conseguiu reduzir apenas R$ 16,8 bilhões, sendo R$ 4,2 bilhões em geração, R$ 5 bilhões em transmissão e R$ 7,6 bilhões em redução de encargos tarifários.

3.2. Qual é o custo para o sistema das medidas adotadas para a antecipação das concessões?

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

64. A audiência pública que precedeu este trabalho mostrou que todos os agentes defendem a redução das tarifas, mas a forma como foi realizada é que dividiu os expositores. Houve clara divisão em dois polos.

65. Por um lado, os órgãos governamentais defenderam que 2012 era o momento certo para reduzir tarifa, pois além dos contratos de concessão vencendo entre 2015 e 2017, concomitantemente, estavam vencendo 8.600 MWmédios em contratos de fornecimento de energia oriundos de leilões de energia existente realizados no ano de 2005. Assim, era o momento de ratear, para as tarifas, os benefícios econômicos das concessões que estavam findando, já que grande parte dos ativos estava amortizada.

66. Por outro, agentes do setor entenderam que a medida foi feita sem discussão e de forma precipitada, sem a avaliação de que a conjuntura poderia afetar a propalada redução. A maioria defendeu que o caminho natural do final das concessões deveria ter sido respeitado, ou seja, ao longo de 2015 até 2017, paulatinamente, se incorporariam os ganhos das concessões vincendas.

67. Seguindo a linha do que se chamou de caminho natural, ou seja, sem edição da MP nº 579/2012, buscou-se identificar os custos da execução da medida para o sistema. Os principais achados foram: os custos das mudanças, no valor de R$ 61 bilhões; não pagamento das indenizações às concessionárias que aderiram à MP nº 579/2012; e atrasos sistêmicos nos compromissos assumidos pela CDE.

68. Quanto aos custos incorridos desde a edição da MP nº 579/2012, observou-se que existiam no caixa da Eletrobras, gestora dos encargos tarifários (CCC, RGR e CDE), no início de 2013, R$ 19,6 bilhões. No início de 2014, o caixa estava com apenas R$ 23,2 mil e, ainda, com a rubrica contas a pagar de 2013 com dívida de R$ 1,7 bilhões (peça 49 e 85).

69. Quanto à origem de recursos, além das quotas anuais pagas pelos agentes que atendem o consumidor final, das multas aplicadas pela Aneel e dos pagamentos anuais de concessões de uso de bem público, autorizou-se a União a destinar à CDE os créditos que possuir junto à Itaipu. Os repasses do Tesouro, em 2013, foram de R$ 9,8 bilhões e, em 2014, serão R$ 13 bilhões (peça 47, p. 2, peça 47, p. 38-40, e peça 85).

70. Desde a edição da MP nº 579/2012, os valores assumidos pela CDE foram de R$ 61 bilhões, sendo R$ 25 bilhões em 2013. A projeção para 2014 é de R$ 36 bilhões, conforme Tabela 2.

71. Os valores foram obtidos por meio dos fluxos de caixa da Eletrobras, de Notas Técnicas da Aneel e dos dois contratos de crédito firmado entre treze bancos e a CCEE. Observa-se que os valores estão sob o regime de competência, ou seja, no ano da realização das despesas, pois há valores diferidos até 2017. Para 2014, foram projetados os valores necessários até o fim do ano. Observa-se, ao final da tabela, que os valores relativos aos encargos foram excluídos com o intuito de captar o reflexo apenas da MP nº 579/2012.

Tabela 2–Custo para o sistema da antecipação das concessões (em R$ mil)

Descrição	Métrica	2013	2014
Saldos em dez/2012 e em dez/2013		**19.688.756**	**23.216**
Entradas			
Uso de Bem Público (UBP)		487.261	558.312
Quotas RGR		574.218	1.024.574
Quotas CCC atrasadas		735.715	
Quotas Arrecadadas no mês RGR e CDE		1.368.180	1.699.692
Reposição de Financiamentos RGR		1.335.042	1.270.159
Parcelamentos recebidos RGR			1.498.000

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

Rendimentos Aplicação Financeira		*36.845*	
Multas Aneel		*191.269*	*218.485*
Empréstimo CCEE Lei 8.221/2014			*17.778.888*
Transferência de Recurso do Tesouro Nacional		***9.856.554***	***13.000.000***
Total entradas 2013 e 2014		***34.273.840***	***37.071.326***
Saídas			
Pagamento de Indenizações (Lei 12.783/2013)		*13.226.969*	*3.178.945*
Custo de Geração reembolsado (CCC)		*4.330.252*	*5.680.852*
Subsídio Luz para Todos		*548.148*	*1.182.097*
Subsídio Baixa Renda		*2.087.297*	*2.171.052*
Carvão Mineral		*866.583*	*1.123.273*
Subvenção Subsídios - Desconto tarifário		*2.845.660*	*4.254.452*
Subvenção Modicidade - Redução da Tarifa		*260.259*	*452.489*
Financiamentos Concedidos RGR		*485.592*	
Pagamento Verba MME		*17.981*	*30.737*
Exposição Involuntária Despesas CCEE - Térmicas + Dif CVA		*9.536.880*	*26.590.160*
Subtotal custos CDE 2013 e 2014	***A***	***34.205.621***	***44.664.057***
Setor elétrico sem MP 579 (CCC+RGR+CDE)	***B***	***10.938.159***	***12.257.274***
Diferença com e sem MP 579/2012	***C = A-B***	***23.267.462***	***32.406.783***
Contas a pagar 2013 e 2014 (projeção)	***D***	***1.722.456***	***3.500.000***
Total da Diferença 2013 e 2014	***E = C+D***	***24.989.918***	***35.906.783***
Diferença 2013+2014			***60.896.701***

Fonte: Elaboração própria com base nas peças 33, p. 12-14, e peça 49.
Nota técnica Aneel 103/2014-SRE, Contas a pagar Eletrobras, peça 50, contrato CCEE, peça 51 e 120.

72. Além da materialidade que representam os efeitos da MP nº 579/2012, destaca-se que o setor elétrico está dependente do Tesouro Nacional.

73. Quanto aos atrasos incorridos nos compromissos da CDE, constatou-se, ao longo da auditoria, que o caixa da Eletrobras está constantemente deficitário, pois os repasses do Tesouro não seguem a realização das despesas. Por essa razão, as despesas assumidas pela CDE não estão sendo honradas. Há um atraso geral de todas as rubricas. Até o dia 2/6/2014, havia R$ 7,7 bilhões pendentes de pagamento, sendo a rubrica CCC a mais afetada, conforme Tabela 3 que segue (peça 50).

Tabela 3 - Contas a pagar CDE - Dez/2013 a Jun/2014

Descrição	***Contas a pagar CDE***		***Total***
	Até dez/2013	***Jan a Jun/2014***	***(R$) mil***
Pag. Indenização (Lei 12.783/13) - Sistema Eletrobras	-	*1.486.525*	*1.486.525*
Pag. Indenização (Lei 12.783/13) - Demais Empresas	-	*118.237*	*118.237*
CCC Custo Total de Geração -CTG reembolsado	*156.118*	*589.231*	*745.349*
CCC Reembolsável - BR-Eletrobras	*479.885*	*1.428.115*	*1.908.000*
CCC Reembolsável - BR – Produtores Independentes	*172.110*	*301.260*	*473.370*
CCC Subsídio de Sub-rogação	*7.552*	*216.489*	*224.041*

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

Subsídio Luz Para Todos	*5.414*	*207.434*	*212.848*
Subsídio Baixa Renda	*92*	*189.741*	*189.833*
Carvão Mineral	*-*	*300.957*	*300.957*
Subvenção Subsídios - Desconto tarifário	*55.501*	*92.858*	*148.359*
Subvenção Modicidade - Redução da Tarifa	*1.685*	*1.899.379*	*1.901.064*
Total	***878.357***	***6.830.226***	***7.708.583***

Fonte: Eletrobras (peça 50 – posição até o dia 2/6/2014).

74. O MME foi questionado acerca dos atrasos dos pagamentos que incluem todos os subsídios, desde o Luz para Todos até a CCC. Em resposta, informou que depende dos aportes do Tesouro Nacional (peça 39, p. 3).

75. Quanto ao não pagamento das indenizações, destaca-se que esta foi a rubrica mais afetada pelo corte de R$ 3,3 bilhões sofrido pelo orçamento da CDE, que tinha previsão, em 2014, de R$ 21,3 bilhões, e passou para R$ 18 bilhões após a intervenção do Ministério da Fazenda. Dos R$ 5,3 bilhões necessários para honrar os pagamentos assumidos pela MP nº 579/2012, somente R$ 3,1 bilhões foram autorizados pelo MME, ou seja, houve um corte de R$ 2,2 bilhões (peça 14, p. 4).

76. Esse corte nas indenizações fere o art. 4º da Portaria Interministerial nº 580/MME/MF, de 1º/11/2012, que determinou que o valor parcelado das indenizações fosse pago mensalmente até a data do encerramento original da concessão (2015). Para o ano de 2014, de acordo com a referida portaria, seriam pagos R$ 5,3 bilhões. Além de não ter sido autorizado esse total, ainda há atraso no pagamento.

77. O que sustentou os custos do setor no ano de 2013 foi o saldo de R$ 19 bilhões existentes da RGR + CCC + CDE. Sem isso, o aporte do Tesouro teria sido bem maior. O paradoxo é que o maior saldo de encargos era da RGR (R$ 15 bilhões), cujo destino é pagar as reversões ao fim das concessões. O saldo existente foi todo gasto em 2013, e justamente as indenizações não estão sendo pagas como previsto (peça 73).

78. A equipe de auditoria questionou a respeito de tal corte ao MME, que, em resposta, limitou-se a informar que o assunto foi tratado na Audiência Pública Aneel nº 130/2013 (peça 39, p. 3).

79. A sustentabilidade do setor elétrico está comprometida, pois depende dos aportes do Tesouro Nacional que, por sua vez, são inconstantes e dissociados da data da realização das despesas, resultando, assim, em atrasos sistêmicos nos múltiplos compromissos assumidos pela CDE.

80. Ante a gravidade da situação acima relatada, entende-se pertinente determinar ao MME que, no prazo de 60 dias, com fulcro no art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU (RITCU), apresente regularização de: a) atrasos sistêmicos nos compromissos da CDE, já que há atraso geral de todas as rubricas, tendo alcançado a cifra de R$ 7,7 bilhões pendentes de pagamento, em julho de 2014, sendo a rubrica CCC a mais afetada; b) descumprimento do art. 4º da Portaria Interministerial nº 580/MME/MF, de 1º/11/2012, tendo em vista que os valores parcelados das indenizações das concessionárias que renovaram as concessões não estão sendo honrados no prazo estabelecido, considerando que em 2014 o compromisso era de pagar R$ 5,3 bilhões de indenizações e somente R$ 3,1 bilhões foi autorizado.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

81. Além desse descompasso entre os compromissos e os pagamentos dos subsídios, há a questão de maior materialidade, que é a exposição involuntária das distribuidoras, que será tratado no tópico a seguir.

3.2.1. Exposição involuntária das distribuidoras

82. Este item é o mais nevrálgico da antecipação da renovação das concessões, pois, ao contrário do segmento de transmissão, em que todas as concessionárias aderiram ao processo, na geração, as únicas geradoras que aderiram foram as do grupo Eletrobras. Isso obrigou as distribuidoras a ficarem expostas sem contratos e a recorrerem ao mercado de curto prazo.

83. A exposição involuntária ocorreu também quando da sazonalização de 2013 e pela judicialização por parte de usinas que não entraram em operação no tempo em que os contratos previam.

84. A partir da MP nº 579/2012, houve uma série de acontecimentos que expuseram equívocos e fragilidades do próprio modelo.

85. A primeira demonstração ocorreu com a sazonalização que deveria ser feita em 2012 para o suprimento energético de 2013. Sazonalização é a distribuição de um valor anual das garantias físicas em valores mensais cuja média reproduza o valor anual original.

86. Em janeiro de 2013, a CCEE, para se adequar à sistemática das cotas para as concessões renovadas, solicitou, e a Aneel autorizou, a prorrogação da sazonalização de dez/2012 para fev/2013. Ou seja, permitiu-se que as usinas geradoras declarassem sua sazonalização, quando já conheciam o valor do PLD, que estava elevado, na ordem de R$ 500/MWh.

87. Assim, alguns agentes alocaram um volume de energia maior que o normal para o período, no intuito de obter ganhos financeiros.

88. Naquela ocasião, as liquidações realizadas na CCEE ficaram paralisadas de janeiro a março de 2013. A Aneel, às pressas, submeteu o assunto à discussão pública, por meio da Audiência Pública nº 18/2013.

89. Como resultado, a partir de 2014, houve mudanças na sazonalização, para evitar que a situação voltasse a ocorrer. Todavia, a diretoria da Aneel decidiu manter o resultado das transações contabilizadas até então, mantendo os ganhos obtidos por empresas que teriam concentrado em janeiro e fevereiro parte significativa do lastro de contratos dentro do Mecanismo de Realocação de Energia (peça 79).

90. Esse impasse foi importante para mostrar que o modelo possibilita ação oportunista dos agentes, pois evidenciou que o sistema é frágil e permite ganhos abusivos no estabelecimento de garantias físicas mensais descoladas da realidade por parte de alguns agentes de geração hidroelétrica. Tal fato acaba por penalizar os consumidores, já que, com o sistema de cotas, o risco hidrológico é arcado pela distribuidora e repassado ao consumidor, com recursos da CDE.

91. Ainda sobre essa falha de mercado que foi, posteriormente, corrigida pela Aneel, é válido registrar a posição da PSR Consultoria sobre o tema, pois, de forma cristalina, mostra que um mecanismo aparentemente justo, na verdade, estimula especulação.

'A alocação mensal da energia do MRE respeitaria, a cada mês, os valores declarados pelos geradores. Esta regra, que à primeira vista é simples, justa, e parece permitir que cada gerador adapte a energia a ele alocada aos compromissos contratuais que ele tenha assumido para cada mês, na realidade estimula o ***gaming****, e transforma um mecanismo de mitigação de riscos em um mecanismo que estimula e exacerba os riscos para os agentes (peça 82, p. 2)'.*

92. A ação regulatória, então, modificou as regras, no sentido de neutralizar os riscos da sazonalização para os agentes cotistas (peça 79, p. 20).

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

93. Outra modalidade de exposição involuntária foi a descontratação em razão da não adesão ao processo de renovação das concessões.

94. Ao que parece, apesar de instituir a antecipação da concessão como facultativa, o Governo não se preparou para a não adesão por parte das concessionárias. Se teve essa percepção, não agiu, ainda em 2012, a tempo de suprir a falta de contratação do montante de energia não inserida no processo.

95. Esse fato é da máxima importância para a presente auditoria, pois ocasionou a quebra do principal pilar do modelo estabelecido para o setor elétrico por meio da Lei nº 10.848/2004: que todos os agentes, livres e cativos, estejam 100% contratados. Cabe ao poder concedente, nos termos do art. 3º da Lei nº 10.848/2004, homologar a quantidade de energia elétrica a ser contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional.

96. Somente a contratação integral de sua carga é que garantiria, às distribuidoras, que sua demanda fosse atendida a um preço conhecido, qual seja, o do contrato. Assim, não estariam dependentes dos preços de curto prazo, que é o PLD.

97. Desde janeiro de 2013, as distribuidoras estão mensalmente sofrendo o risco de insolvência, pois não têm como arcar com os custos elevados do PLD, já que a Aneel só permite repassar para a tarifa o custo total da compra de energia quando dos reajustes ou das revisões tarifárias. Dessa forma, as distribuidoras ficaram obrigadas a antecipar compras exorbitantes sem a contrapartida tarifária.

98. Dito isso, passa-se agora a analisar a razão pela qual as geradoras não estão ofertando energia nos leilões de energia existentes.

99. De acordo com a Portaria MME nº 305/2006, cabe à Aneel promover Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos Existentes, denominado 'A-1', no último dia útil do mês de novembro de cada ano. Para isso, os agentes de distribuição apresentam a Declaração de Necessidade de Compra de Energia Elétrica em até sessenta dias antes da data prevista para o respectivo Leilão (peça 62).

100. Ocorre que, em novembro de 2012, ainda estava indefinido o montante de energia que as distribuidoras necessitavam em face das cotas instituídas pela MP nº 579/2012.

101. Questionado acerca das razões pelas quais não realizou o leilão de energia existente em 2012, o MME respondeu que havia 11.385,9 MWmédios de lastro para ser alocado às distribuidoras por meio de cotas, enquanto o montante de reposição contratual era de 8.500 MWmédios (peça 39, p. 1-2).

102. Ante essa suposta folga, o MME decidiu, em 28/11/2012, cancelar o leilão de compra de energia existente relativo ao ano de 2012, por meio da Portaria MME nº 599/2012 (peça 63).

103. O MME cancelou o leilão antes de saber quem aderiu ao processo de renovação e, consequentemente, antes de saber a real necessidade das distribuidoras, já que os contratos que estavam vencendo, em dezembro de 2012, eram justamente das concessionárias que estavam passíveis de renovar as concessões.

104. Em 4/12/2012, ao serem assinados os contratos de renovação das concessões, constatou-se que nem todas as concessões aceitaram os termos da renovação. Assim, a suposta folga de contratação transformou-se em déficit.

105. Em que pese a falta de tempo hábil para a realização do leilão A-1, em 30/11/2012, como exige a Portaria MME nº 305/2006, o Governo foi inerte na realização de um novo leilão até o final de 2012. Embora a norma definisse o último dia útil de novembro para a realização de

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

leilão, ela poderia ter sido modificada, assim como foram modificados tantos outros temas por meio das sete medidas provisórias emitidas nesse processo no curto espaço de seis meses.

106. O MME descumpriu o art. 3º da Lei nº 10.848/2004 bem como os arts. 2º e 3º do Decreto nº 5.163/2004, pois as concessionárias ficaram descontratadas face ao cancelamento prematuro do MME, o que causou enorme prejuízo aos consumidores, face à exposição das distribuidoras.

107. Admite-se que, mesmo que o leilão tivesse sido realizado à época, poderia ter sido deserto, pois a tendência do preço no mercado de curto prazo já era de alta, já que o despacho das térmicas iniciou-se em outubro de 2012. Entretanto, trata-se de hipótese. O fato é que a falta de ação no tempo correto, por parte do Governo, está, ainda hoje, trazendo enorme prejuízo para o setor.

108. Somente em janeiro de 2013, a Aneel divulgou que a necessidade das distribuidoras era de 9.847 MWmédios para atender sua demanda, enquanto as cotas da MP nº 579/2012 para as distribuidoras eram de 7.793,2 MWmédios. Dessa forma, as distribuidoras ficaram descontratadas em 2.053,8 MWmédios, conforme divulgado pela Aneel, em 23/1/2013, por meio da Nota Técnica SRE nº 14/2013 (peça 61, p. 6).

109. O fato de a Aneel ter divulgado, somente em 23/1/2013, que a descontratação era de 2.053,8 MWmédios não isenta o Governo da inação, pois, quando se assinaram os contratos, em 4/12/2012, ficou patente que haveria descontratação.

110. Somente em junho de 2013 foi realizado o 11º Leilão de compra de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes. As empresas geradoras não tiveram interesse de participar desse leilão, tornando-o deserto e, com isso, as distribuidoras permaneceram descontratadas (peça 64).

111. Em dezembro de 2013 e em abril de 2014, foram realizados, respectivamente, o 12º e o 13º leilão, conforme Tabela 4 que segue. O fato é que atualmente ainda há descontratação de 1.519 MWmédios, que está sendo coberta pela CDE.

Tabela 4- Frustração dos leilões

Leilão de energia existente A-1	***11º Leilão***	***12º Leilão***	***13º Leilão***
Mês/Ano	***Junho/2013***	***Dezembro/2013***	***Abril/2014***
Preço inicial por MWmédio (R$)	*171,80*	*192,00*	*271,00*
Valor médio do PLD no mês do leilão (R$)	*206,83*	*291,33*	*757,67*
Declaração de necessidade das distribuidoras (MWmédio)	*3.372,91*	*6.391,00*	*3.565,00*
Contratação (MWmédio)	*0*	*2.571,49*	*2.046,00*
Frustração (MWmédio)	*3.372,91*	*3.819,00*	*1.519,00*

Fonte: peças 40, 64, 65 e 66.

112. O custo da exposição involuntária cresceu ainda mais. Além da descontratação das concessionárias que não aderiram ao processo de renovação, há o risco hidrológico, que também obriga as distribuidoras a recorrerem ao mercado de curto prazo.

113. Se por um lado as distribuidoras estão na iminência de se tornarem insolventes, por outro, as geradoras que não aderiram à renovação antecipada das concessões tiveram ganhos

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

superiores a 700% no mercado de curto prazo, conforme se observa na Tabela 5, que compara a atuação dessas concessionárias nos anos de 2012 e 2013.

114. As três concessionárias, de janeiro a maio de 2014, obtiveram ganhos de R$ 3,4 bilhões no mercado de curto prazo e, em 2013, R$ 2,2 bilhões, ao passo que, no ano anterior a renovação das concessões (2012), os ganhos foram de R$ 436 milhões, um aumento médio de 789% em relação a 2014 e 523% em relação a 2013.

Tabela 5 - Venda no curto prazo - geradoras não aderiram

Concessionária	Ano	Garantia Fisica MWmédio	Geração MWmédio	Resultado no Mercado de Curto prazo R$ milhões	Variação% 2012/2013 e 2012/2014
CEMIG	2012	3.758,77	4.155,72	211	
	2013	3.764,37	2.895,05	988	468%
	2014*	3.663,50	3.132,94	1.847	875%
CESP	2012	3.819,30	4.694,98	153	
	2013	3.670,42	3.856,81	833	545%
	2014*	3.678,82	3.799,12	1.315	859%
COPEL	2012	1.916,49	2.045,33	72	
	2013	2.010,56	2.745,44	461	638%
	2014*	2.036,90	2.578,54	277	385%
Total 2012 (R$ milhões)	2012			436	
Total 2013 (R$ milhões)	2013			2.282	523%
Total 2014 (R$ milhões) **Janeiro a Maio**	2014*			3.439	789%

R$ 5,7 bilhões de jan/2013 a maio/2014

*Fonte: balanço energético Cemig, Cesp, Copel (peça 54 e 122). * janeiro a maio de 2014.*

115. O sistema encontra-se em desequilíbrio. Há usinas vendendo energia por R$ 33/MWh e outras por R$ 822/MWh. Essa situação perdura há mais de um ano, de janeiro de 2013 a maio de 2014, as três concessionárias ganharam R$ 5,7 bilhões no mercado de curto prazo.

116. O caso da Cemig, em que pese os ganhos, sua efetiva geração caiu significativamente em 2013, de 4,1 GMWmédios em 2012, para 2,8 GWmédio em 2013. Mesmo assim, conseguiu resultados extraordinários, pois quando a geração é menor que a garantia física, há a compensação de outras usinas por meio do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). O MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas garantias físicas para aqueles que geraram abaixo, como a Cemig.

117. O MRE é um mecanismo de compartilhamento dos riscos hidrológicos, que atende à premissa de que o sistema operacional precisa da sinergia de todas as usinas, materializada por meio do despacho monopolístico. Esse despacho centralizado é que garante a otimização do sistema hidrotérmico e, consequentemente, a segurança do fornecimento de energia ao sistema.

118. Pela concepção do modelo, uma vez contratada toda a demanda, o mercado de curto prazo é para liquidar somente a diferença/sobra de energia, daí a razão de seu preço ser chamado Preço de Liquidação da Diferença (PLD). No entanto, está sendo usado para sobra deliberada de energia. A não oferta nos leilões ocasiona perdas que o consumidor futuramente pagará, além de pôr em risco a saúde financeira das distribuidoras, que vêm sendo socorridas, ora por empréstimos de elevados custos financeiros, ora pelo Tesouro Nacional.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

119. Para arcar com esses custos, criou-se um novo encargo: a Conta ACR. Esta cobrirá, no período de fevereiro a dezembro de 2014, as despesas das distribuidoras advindas da exposição involuntária ao mercado de curto prazo ou do despacho de usinas térmicas contratadas por disponibilidade. A conta ACR será custeada por duas operações de crédito, no valor de R$ 17,8 bilhões, sendo a primeira de 11,2 bilhões e a segunda de R$ 6,6 bilhões, contratadas pela CCEE.

120. As duas operações de créditos firmados com treze bancos e a CCEE, no valor de R$ 17,8 bilhões, mais seu custo financeiro, serão cobrados na tarifa de energia elétrica, via CDE, de março de 2015 a dezembro de 2017, e totalizam o montante de R$ 26,6 bilhões (peça 120, p. 90-91).

121. Segundo o MME, esse custo será amenizado com as concessões que vencerão entre 2015 e 2017. Informa que a energia a ser alocada por meio das cotas, no ano de 2015, corresponde a: 1.536 MWmédios em janeiro de 2015 (UHE Jaguara e UHE São Simão) e 3.006 MWmédios em julho de 2015 (UHE Ilha Solteira, UHE Jupiá, UHE Gov Parigot de Souza e UHE Três Marias), totalizando 4.542 MW médios de lastro a partir de julho de 2015, contratados a um valor de cerca de R$ 35,13/MWh, a preços de junho de 2014 (peça 121, p. 48).

122. Esse ganho que ocorrerá a partir de 2015 será justamente para diminuir a participação do Tesouro no setor elétrico. O elevado custo das duas operações de crédito será sentido até 2017, pois serão 34 prestações para amortizar os R$ 26,6 bilhões.

123. Desses R$ 26,6 bilhões, R$ 8,8 bilhões referem-se somente aos custos bancários de juros de Depósito Interfinanceiro (DI) mais 1,9% de sobretaxa para a primeira operação, e 2,35% para a segunda operação de crédito (peça 48, peça 51, p. 27 e 65, peça 120, p. 22 e 91, e peça 121, p. 49).

124. A primeira operação de crédito, de R$ 11,2 bilhões, foi firmada em 25/4/2014, a segunda, no valor de R$ 6,6 bilhões, em 15/8/2014. A primeira operação foi insuficiente, pois a cada dia a exposição involuntária aumenta, inclusive, em decorrência de decisões judiciais. As usinas de Santo Antônio e Jirau recorreram ao Judiciário para não repor a energia não entregue e obtiveram decisões favoráveis, o que tem aumentado a exposição das distribuidoras ao mercado de curto prazo. A CDE também está cobrindo esses custos (peças 86 e 87).

125. No que diz respeito aos treze bancos envolvidos nas duas operações de crédito, no total de R$ 17,8 bilhões, a tabela que segue expõe a participação de cada um deles, em abril e agosto de 2014.

Tabela 6 - Bancos participantes das operações de crédito com CCEE – Valores em R$

Bancos	Abril de 2014	Agosto de 2014	Total	%
Banco do Brasil	2.450.000.000	866.443.847	3.316.443.847	19%
Caixa Economica Federal	2.450.000.000	866.443.847	3.316.443.847	19%
Itau Banco	2.000.000.000	650.000.000	2.650.000.000	15%
Bradesco	2.000.000.000	650.000.000	2.650.000.000	15%
Santander	1.000.000.000	350.000.000	1.350.000.000	8%
CityBank	500.000.000	50.000.000	550.000.000	3%
BTG Pactual	400.000.000	50.000.000	450.000.000	3%
Bank of America Merrill Lynch	200.000.000	32.000.000	232.000.000	1%
JP Morgan	100.000.000	32.000.000	132.000.000	1%
Banco de Investimento Credit Suisse	100.000.000	32.000.000	132.000.000	1%
BNDES	0	2.700.000.000	2.700.000.000	15%
Banrisul	0	200.000.000	200.000.000	1%

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

BRB	*0*	*100.000.000*	*100.000.000*	*1%*
	R$ 11.200.000.000	***R$ 6.578.887.695***	***R$ 17.778.887.695***	***100%***

Fonte: peça 51, p. 12, e peça 120, p. 22

126. O recolhimento nas tarifas será feito em 34 parcelas, a começar em março de 2015 até dezembro de 2017. Será recolhido em 2015 o valor de R$ 5,9 bilhões, em 2016 R$ 13,3 bilhões e em 2017 R$ 7,4 bilhões, totalizando R$ 26,6 bilhões.

127. Registra-se que a contabilização da CCEE para o mês de maio de 2014 foi adiada em razão da ausência de caixa das distribuidoras para suportar elevados valores do PLD. Somente após a liberação do empréstimo foi possível contabilizar os contratos. Isso afeta a todos os agentes do setor, pois, se as distribuidoras não pagam suas contas, os fornecedores não recebem e também não pagam seus compromissos, criando um ciclo vicioso que pode levar o setor ao colapso.

128. A Aneel, em 9/7/2014, em reunião extraordinária, autorizou a postergação parcial dos valores até que seja encontrada uma solução para o problema. Ficou decidido que do R$ 1,8 bilhão que deveria ser aportado pelas concessionárias de distribuição, R$ 1,3 bilhão ficou diferido até o dia 19/8/2014, quando foi liberada a 2ª operação de crédito (peça 70, peça 71, p. 3, e peça 120, p. 23).

129. A sustentabilidade do setor elétrico está em risco, uma vez que há iminente insolvência das distribuidoras de energia elétrica, em face da ausência de oferta de energia nos leilões de energia existente.

130. Não é demais frisar que essa exposição involuntária recorrente fere um dos pilares do modelo do setor elétrico, qual seja, que todos os agentes, livres e cativos, estejam 100% contratados, conforme arts. 2º e 3º do Decreto nº 5.163/2004, que regulamentou a Lei nº 10.848/2004. Esse dispositivo livraria os agentes da volatilidade do PLD, já que o mercado de curto prazo, na teoria, teria apenas a função de liquidar as sobras e diferenças dos agentes, que, em tese, deve ser mínima, já que todos teriam que estar 100% contratados. Há falha de mercado, que enseja atuação do ente regulador, como o fez quando da sazonalização.

131. Para contextualizar a importância de todos os consumidores terem 100% de sua demanda contratada, é preciso que se compreenda que o planejamento da expansão da geração não é determinativo, mas apenas indicativo. Assim, a segurança do suprimento é garantida por meio da combinação de duas exigências: todos os consumidores, tanto livres como cativos, devem ter contratos correspondentes a 100% de seu consumo e toda a energia contratada deve estar 100% lastreada por um certificado de energia assegurada das usinas.

132. Na situação acima descrita, que persiste até hoje, há um desequilíbrio flagrante no sistema, assim como falha de mercado, o que enseja atuação do ente regulador.

133. Diante do exposto, propõe-se recomendar a Aneel que, nos termos do art. 3º, inciso IX, da Lei nº 9.427/1996, por ser responsável por zelar e acompanhar as práticas de mercado dos agentes do setor de energia, atue no sentido de mitigar a recorrente exposição involuntária das distribuidoras, a exemplo de sua atuação pós MP nº 579/2012 acerca da sazonalização das usinas cotistas, pois essa exposição fere um dos pilares do modelo do setor elétrico, que é a existência de 100% de contratação de todos os agentes, conforme arts. 2º e 3º do Decreto nº 5.163/2004.

134. Propõe-se, também, ouvir em audiência o Ministro de Minas e Energia, face a assinatura da Portaria MME nº 599/2012, que cancelou o leilão de energia existente, em 28/11/2012, antes de assinar os contratos de renovação das concessões, em 4/12/2012, portanto, previamente de saber o real montante de energia disponível em cotas oriundas da MP nº 579/2012, o que feriu o art. 3º da Lei nº 10.848/2004, c/c arts. 2º e 3º do Decreto nº 5.164/2004.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

135. Sugere-se, ainda, dar ciência à Casa Civil acerca dos custos da CDE, em que pese todo o esforço da MP nº 579/2012, que reduziu estruturalmente R$ 16,8 bilhões ao ano na tarifa, somente no biênio 2013 e 2014 (projeção), estima-se que foram gastos, em 2013, R$ 25 bilhões e, em 2014, serão gastos R$ 36 bilhões, o que totaliza R$ 61 bilhões. Embutido em tal monta estão duas operações de crédito que totalizaram R$ 17,8 bilhões, porém, entre 2015 e 2017, o consumidor pagará R$ 26,6 bilhões, já que R$ 8,8 bilhões referem-se aos custos bancários de juros.

3.2.2. Estudo de caso – Eletrobras

136. Este estudo de caso busca contextualizar o papel da Eletrobras no âmbito da renovação das concessões vis-a-vis o reflexo sobre a situação financeira e patrimonial das empresas do grupo Eletrobras.

137. Inicialmente, registra-se que a União Federal participa com 67% do capital social da Eletrobras (peça 72, p. 40). A empresa tem participação estratégica em todos os segmentos da cadeia produtiva de energia elétrica.

138. Opera e mantém 45 usinas hidroelétricas, 125 usinas térmicas, duas usinas nucleares e oito usinas eólicas. Sua capacidade instalada de geração é de 42.987 MW, o que representa 34% dos 126.384MW instalados no Brasil (peça 72, p. 6).

139. No que diz respeito à transmissão, é responsável por 57.290 km de Linhas de Transmissão (LT), o que representa cerca de 50% do total das LT do Brasil (peça 72, p. 6).

140. Já no que diz respeito à distribuição, assumiu, nos anos 90, as distribuidoras que foram federalizadas nos estados de Alagoas, Piauí, Acre, Roraima, Rondônia e Amazonas. Essas concessionárias têm apresentado recalcitrantes prejuízos. Porém, até 2011, as receitas de geração e de transmissão cobriam tais resultados negativos das distribuidoras. A renovação das concessões agravou ainda mais a situação negativa de seus balanços com a consequente queda de suas receitas.

141. Quem deu suporte ao Governo para concretização da renovação das concessões foi a Eletrobras. A Tabela que segue mostra que o Governo valeu-se de ativos da empresa para viabilizar a antecipação das concessões.

142. Constata-se que 47% dos ativos de geração e 92% dos ativos de transmissão (transmissão em km) foram afetados pela MP nº 579/2012 nas empresas do grupo. A Chesf, no que tange à geração, foi a mais atingida, pois, dos seus 10.616 MW de capacidade instalada, 9.213 MW foram renovados antecipadamente. Já Furnas foi a mais importante integrante quanto à transmissão. Dos 21.894 km existentes, 20.746 km foram renovados.

Tabela 7- Ativos de G e T afetados e não afetados pela MP nº 579/2012, com vencimento em 2015 e 2017

Concessionária	***-***	***Geração MW***	***-***		***-***	***Transmissão km***	***-***
-	*Afetado*	*Não Afetado*	*Total*		*Afetado*	*Não Afetado*	*Total*
Chesf	*9.213*	*1.403*	*10.616*		*18.181*	*2.382*	*20.563*
Furnas	*4.617*	*4.913*	*9.530*		*20.746*	*1.148*	*21.894*
Eletronorte	*78*	*8.695*	*8.773*		*9.155*	*192*	*9.347*
Eletrosul	*0*	*426*	*426*		*9.409*	*1.171*	*10.580*
Total	*13.908*	*15.437*	*29.345*		*57.491*	*4.893*	*62.384*
Percentual	***47%***	***53%***	***-***		***92%***	***8%***	***-***

Fonte (peca 45, p.13)

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

143. A contrapartida por ter aderido irrestritamente à renovação foi que, nos dois últimos exercícios, a Eletrobras apresentou prejuízos de R$ 13,1 bilhões, sendo de R$ 6,9 bilhões em 2012 e de R$ 6,2 bilhões em 2013. Seu preço de mercado caiu de R$ 26,5 bilhões em 2011 para R$ 9,7 bilhões em 2014 (peça 37, p. 5-6).

144. Para compensar a perda de receita, está realizando um Programa Incentivado de Demissão (PID), que contou com 4.215 adesões. Apenas a Eletronuclear tem um cronograma diferenciado em virtude de a empresa precisar estruturar um Programa de Repasse de Conhecimento, dado o risco de perder profissionais imprescindíveis, em face das características específicas de uma usina nuclear. Esse trabalho visou formar substitutos para garantir a manutenção da capacidade técnica da empresa, sem risco às suas operações. Aderiram ao PID 827 engenheiros, sem contar com os da Eletronuclear, que já são 623 inscritos. O custo do PID foi de R$ 2,4 bilhões e a Eletrobras espera obter uma economia anual de R$ 1,2 bilhão.

Tabela 8 - Resultado parcial do Programa Incentivado de Demissão

PID – Posição Final das Adesões

Eletrobras

Empresas	Quadro de Pessoal	Total de Elegíveis	Inscritos	Desligados até maio 2014	Economia Anual	Custo Total do PID
Eletrobras	1.158	329	196	187	67.106.485,80	116.266.958,53
Eletronorte	3.675	1.317	430	406	193.147.334,87	319.981.146,65
Furnas	4.565	1.899	1.103	1.039	319.373.099,14	591.349.349,49
Chesf	5.605	2.803	1.353	1.327	276.359.033,43	587.304.749,30
Cepel	466	226	152	146	35.194.959,31	67.186.292,30
Eletronuclear	2.527	950	623	-	177.498.485,89	332.120.475,80
Eletrosul	1.702	398	206	184	43.836.521,09	84.403.472,94
Cgtee	654	126	124	114	18.253.223,30	40.150.360,04
Acre	156	92	71	63	11.690.343,29	26.275.257,41
Amazonas	2.231	467	143	135	16.893.809,01	43.962.902,90
Piauí	1.420	783	299	276	52.303.596,99	116.541.750,66
Rondônia	840	140	88	81	12.236.981,79	27.715.642,45
Roraima	279	47	11	11	3.299.094,78	5.840.578,09
Alagoas	1283	326	264	246	38.985.256,10	90.290.520,36
Sistema	26.561	9.903	5.063	4.215	1.266.178.224,79	2.449.389.456,89

Fonte: Eletrobras (peça 37, p. 3).

145. Destaca-se que, na audiência pública realizada no TCU, o presidente da Eletrobras disse que a empresa está em fase de reestruturação e que investiria os recursos das indenizações na estatal. Ocorre que esses recursos não estão sendo repassados para a Eletrobras como acordado quando da renovação das concessões, o que contraria o art. 4º da Portaria Interministerial nº 580/MME/MF, de 1º/11/2012.

146. Quanto aos valores das indenizações não pagos, até maio de 2014, as empresas da Eletrobras deixaram de receber R$ 1,48 bilhão. Tal valor, adicionado ao corte do orçamento, que foi de R$ 2,2 bilhões, é o montante com que o grupo contava para fazer os investimentos necessários em seus ativos, conforme exposição do presidente da empresa na audiência pública do TCU.

Tabela 9- Valores não pagos Indenização (R$ milhões)

Concessionária	*R$ milhões*
Chesf	*553*
Eletronorte	*142*
Eletrosul	*167*
Furnas	*624*
Total	*1.486*

Fonte: Eletrobras (peça 90).

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

147. Assim, com o corte no orçamento de 2014, as indenizações das concessionárias que renovaram a concessão, todas do grupo Eletrobras, foram as mais afetadas. Os pagamentos de 2014 eram de R$ 5,3 bilhões e somente R$ 3,1 bilhões foram autorizados pelo MME, ou seja, um corte de R$ 2,2 bilhões (peça 14, p. 4-5).

148. Adicionalmente, há um represamento dos pagamentos dos gastos da CCC, que está embutida na CDE. Até o dia 2/6/2014, em razão de a CDE não ter dinheiro em caixa, pois o Tesouro não tem feito os aportes regularmente, as empresas do grupo Eletrobras deixaram de receber R$ 3,3 bilhões, dos R$ 7,7 bilhões de contas a pagar da CDE.

149. Destaca-se que R$ 1,9 bilhão refere-se a inadimplência com a BR Distribuidora, subsidiária da Petrobras, que fornece óleo diesel e óleo combustível para as térmicas do sistema isolado, além de estar inadimplente com a Cigas/Petrobras, fornecedores do gás natural de Urucu/AM.

150. Em que pese a existência de dívidas desde agosto de 2013, a Petrobras não interrompeu o fornecimento de combustíveis (peça 50).

151. Não se sabe até quando tal situação vai perdurar, pois, não fosse a Petrobras, também uma empresa estatal, o fornecimento de combustíveis seria suspenso e, com isso, a geração da região Norte entraria em colapso, pondo em risco o suprimento de energia.

152. Para agravar ainda mais a situação da Eletrobras, no balanço de 2013, a empresa viu-se obrigada a provisionar R$ 1,6 bilhão para cobrir ações judiciais que remontam ao empréstimo compulsório que vigorou no Brasil de 1962 a 1983 e se destinava à expansão do setor elétrico, do qual era gestora à época (peça 37, p. 4, e peça 72, p. 183).

153. A estatal também lançou como perda de ativo financeiro a provisão de R$ 792 milhões na rubrica de provisões operacionais, devido aos gastos em melhorias e modernizações de usinas e linhas de transmissões renovadas por meio da MP nº 579/2012, cuja tarifa ainda não fora autorizada pela Aneel (peça 37, p. 4).

154. Em 21/7/2014, a Eletrobras firmou operação de crédito no valor de R$ 6,5 bilhões com a Caixa Econômica Federal e o Banco do Brasil, com custo financeiro de 119,5% do CDI, a ser pago em 8 anos, com carência de 2 anos (peça 121).

155. Verificou-se que os ativos de geração e de transmissão do grupo Eletrobras foram o sustentáculo da renovação das concessões. Como consequência, há dois anos a estatal obtém prejuízo, que alcançou R$ 13 bilhões, e seu preço de mercado caiu de R$ 26,5 bilhões em 2011 para R$ 9,7 bilhões em 2014.

156. Os atrasos dos repasses da CDE para a Eletrobras alcançaram o montante de R$ 3,3 bilhões, pondo em risco o suprimento de energia, tendo em vista que a empresa é detentora de 34% da geração e 50% da transmissão de energia do país. Por sua vez, os atrasos dos pagamentos das indenizações comprometem os investimentos da empresa.

157. Verificou-se, também, que, para reduzir despesas, a Eletrobras efetivou o Programa Incentivado de Demissão, o qual afetou quatro mil funcionários de um universo de 26 mil, dos quais, 827 engenheiros. Tal plano pode comprometer a capacidade técnica da empresa, tanto que a Eletronuclear sequer concluiu a demissão incentivada, em face da necessidade de capacitar os funcionários remanescentes.

158. Adicionalmente, a falta de pagamento ao grupo Petrobras, pelo fornecimento de combustíveis para os sistemas isolados, pode gerar um colapso de abastecimento da região Norte, já que há atrasos desde agosto de 2013 para pagar óleo à BR Distribuidora, bem como gás à Cigás/Petrobras. Diante disso, entende-se necessário determinar que o MME regularize a situação de atraso.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

159. Por derradeiro, observou-se, ainda, o descumprimento do art. 4º da Portaria Interministerial nº 580/MME/MF, de 1°/11/2012, tendo em vista que os valores parcelados das indenizações devidas ao grupo Eletrobras não estão sendo honrados no prazo estabelecido, considerando que em 2014 o compromisso era de pagar R$ 5,3 bilhões de indenizações e somente R$ 3,1 bilhões foi autorizado. Entende-se, portanto, necessário determinar ao MME a regularização no prazo de 60 dias.

3.3. Quais são os passivos advindos da MP nº 579/2012?

160. Inicialmente, identificaram-se dois tipos de passivos oriundos da renovação das concessões. Primeiro, o fato de a MP nº 579/2012 não ter incluído, no rol das indenizações, os ativos de transmissão anteriores a 30/5/2000. Só foram incluídos por meio da Medida Provisória nº 591, de 29/11/2012. Segundo, o fato de a Resolução CNPE nº 3, de 6/3/2013, ter alterado a forma de rateio dos despachos fora da ordem do mérito efetuados pelo ONS.

161. Quando da audiência pública realizada no TCU, a Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (Abrate) apresentou um conjunto de pendências relativas às transmissoras que aderiram à renovação das concessões, que não estavam elencadas pela equipe.

162. Assim, a presente questão de auditoria abordará esses temas, subdividindo-os como passivo advindo da Resolução CNPE nº 3/2013 e das transmissoras.

3.3.1. Passivo advindo da Resolução CNPE nº 3, de 6/3/2013

163. Tão logo foram renovadas as concessões, aflorou uma distorção que há muito o sistema vinha sofrendo, sobre o valor majoritariamente baixo do PLD, mesmo quando as térmicas eram ligadas.

164. Em março de 2013, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por meio da Resolução CNPE nº 3, de 6/3/2013, determinou que fosse feita a internalização dos mecanismos de aversão ao risco nos modelos computacionais Newave e Decomp. Essa medida afetou o cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO) e do Preço da Liquidação das Diferenças (PLD), bem como o rateio do custo da geração térmica até então despachada fora da ordem de mérito, que é cobrado por meio do Encargo Segurança Sistema – Segurança Energética (ESS_SE).

165. O ESS_SE era arcado pelos consumidores livres e cativos. Com a Resolução CNPE nº 3/2013, passou a ser rateado com todos os agentes do setor, ou seja, os geradores e os comercializadores foram incluídos no pagamento do encargo. Parte do pagamento desse ESS_SE foi transferido para a CDE.

166. Inconformados com esse rateio, geradoras e comercializadoras ajuizaram 56 ações judiciais, e obtiveram liminares a seu favor, das quais apenas duas foram suspensas em favor da Advocacia-Geral da União (AGU). As demais estão em vigor. Isso significa que, do valor pago de ESS_SE, da ordem de R$ 2,7 bilhões, há R$ 872 milhões represados. Ou seja, dependendo do desfecho judicial, haverá necessidade de recontabilizar tais valores entre os agentes, conforme informação da CCEE (peças 55 e 56).

167. Dessa forma, entende-se pertinente dar ciência à Casa Civil da Presidência da República, na qualidade de responsável pela articulação interinstitucional, no que concerne à alteração do rateio do encargo tarifário ESS_SE advinda da CNPE nº 3/2013, que há pendências judiciais que poderão ser recontabilizadas pela CCEE e gerar impacto no setor, da ordem de R$ 872 milhões.

3.3.2. Passivo das transmissoras

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

168. Todas as transmissoras de energia aceitaram renovar as concessões, quais sejam, Furnas, Eletrosul, Eletronorte, CTEEP, Copel, Chesf, Cemig, Celg e CEEE (peça 77, p. 22).

169. A Receita Anual Permitida (RAP) dessas concessionárias passou de R$ 9,2 bilhões para R$ 3,7 bilhões e os ativos não amortizados foram indenizados por R$ 12 bilhões (peça 78).

170. Na audiência pública realizada no TCU, a Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (Abrate) apresentou um conjunto de pendências relativas às transmissoras que aderiram à renovação das concessões: a) parcela variável após a Resolução Normativa Aneel nº 512/2012; b) investimentos em melhorias; c) investimentos nas instalações antes de 30/5/2000; e d) formas de pagamento dos novos investimentos (peça 77, p. 9).

171. A Aneel foi questionada acerca dessas pendências. Como se verá a seguir, a agência basicamente argumenta que as transmissoras, ao assinarem os aditivos aos contratos de concessão, concordaram com as regras por ela estabelecidas (peça 76, p. 2).

172. Quanto ao primeiro item, a Abrate explica que a parcela variável é uma franquia para indisponibilidade programada e outros desligamentos das linhas de transmissão. O objetivo da franquia é igualar as condições das instalações antigas, que se chama Rede Básica do Sistema Existente (RBSE), com as instalações licitadas. Essa explicação da Abrate foi contestada pela Aneel, por meio da peça 108. A Abrate sugere a suspensão temporária dos efeitos da mencionada resolução até conclusão das adequações das instalações (peça 77, p. 11).

173. A Aneel contesta a Abrate explicando que divulgou, em 31/10/2012, os padrões de qualidade a serem submetidos para os contratos passíveis de prorrogação, por meio da Resolução Normativa Aneel nº 512/2012, a qual estabeleceu que os padrões de duração de desligamentos não seriam aplicados para as funções transmissão integrantes de concessão prorrogada (peça 76, p. 1-2).

174. Esclarece, ainda, que consta da agenda regulatória da Aneel a previsão de aprimoramento das resoluções normativas que tratam da qualidade do serviço de transmissão de energia elétrica.

175. No que concerne ao segundo item, relativo ao tratamento dado aos desembolsos relacionados com investimentos O&M ou melhorias, a Aneel esclarece que a receita fixada conforme critérios estabelecidos foi calculada com base nos custos eficientes de operação e manutenção (O&M) para as concessionárias de transmissão.

176. Tais condições foram acatadas pelas concessionárias. Para a Aneel, a realização de melhorias está prevista na Cláusula 5ª do Contrato de Concessão e na Resolução Normativa Aneel nº 443, de 26/7/2011, anterior, portanto, à prorrogação dos contratos. Dessa forma, a Abrate não pode contestar algo sabido antes mesmo da prorrogação (peça 76, p. 2).

177. Contudo, acrescenta a Aneel, os desembolsos relacionados à realização de melhorias pelas transmissoras devem ser avaliados na revisão periódica subsequente. Informa, ainda, que se encontra em audiência pública o aperfeiçoamento da Resolução Normativa Aneel nº 443/2011.

178. Em relação ao terceiro item – definição e forma de pagamento das indenizações referentes aos ativos da RBSE e RPC, antes de 31/5/2000 – esclarece-se que o termo RBSE refere-se às parcelas de receita das instalações componentes da rede básica. Já o termo RPC refere-se às instalações de conexão e às demais instalações de transmissão. A soma dessas duas parcelas compõe a Receita Anual Permitida (RAP) das concessionárias de transmissão.

179. A Aneel explica que, no âmbito da MP nº 579/2012, era de sua competência definir os valores dos ativos a serem indenizados. Para tanto, a agência abriu a Audiência Pública nº 101/2013, e discutiu, com todos os agentes envolvidos e com a sociedade, os critérios e a forma

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

para cálculo do Valor Novo de Reposição (VNR) das instalações de transmissão, para fins de indenização.

180. Tais critérios estão consolidados na Resolução Normativa Aneel nº 589, de 10/12/2013, bem como no Submódulo 9.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret).

181. Conforme tais regulamentos, a concessionária deverá apresentar à Aneel um laudo de avaliação com a relação de todos os ativos a serem indenizados e seguindo a metodologia de valoração já estabelecida no Item 7 do Submódulo 9.1 do Proret.

182. Cada concessionária entregará o laudo conforme o cronograma informado à Aneel. Esse laudo será fiscalizado e só então será definido o valor da indenização, que será encaminhado ao poder concedente. Assim, a pendência relativa aos ativos datados de antes de 30/5/2000 permanece.

183. Quanto ao quarto item, referente às indenizações das melhorias já implementadas, a Aneel explica que o tratamento será diferenciado de acordo com o tipo de instalação em que a melhoria se deu. Se tiver sido instalação classificada como RBNI/RCDM (novos reforços), não há indenização adicional a ser considerada, uma vez que a transmissora aceitou as condições da renovação da concessão. Se a melhoria, no entanto, tiver sido feita em instalação classificada como RBSE/RPC, o valor da indenização será apurado no mesmo processo de validação do laudo citado no item anterior.

184. As explicações dadas pela Aneel, em princípio, mostram que as ações regulatórias estão sendo tomadas, embora não com a rapidez desejada pela Abrate; contudo, isso está dentro da discricionariedade da agência. A Abrate reclama do processo desenvolvido pela Aneel, o qual 'não possibilita um conhecimento prévio dos valores e cálculo considerados e sua reprodutibilidade' e, ainda, que após longa espera se tem conhecimento dos valores por meio de 'Portaria Ministerial, do valor 'justo' por eles definidos, sem qualquer possibilidade e qualquer tipo de recursos'. (peça 93).

185. Assim, para esta questão de auditoria, fica o registro de que há um passivo relativo aos ativos de transmissão anteriores a 30/5/2000, e que ainda não há definição de valor, tendo em vista que a Aneel avaliará os ativos informados pelas transmissoras. Contudo, não se fará qualquer determinação a respeito, já que foi objeto do item 9.4 do Acórdão 1.836/2013-TCU-Plenário, o qual determinou que a Aneel encaminhe a metodologia e os valores que vierem a ser adotados em decorrência da audiência pública instaurada para colher contribuições acerca do cálculo da indenização dos ativos de transmissão não depreciados existentes em 31/5/2000, prevista no § 2º do art. 15 da Lei nº 12.783/2013.

3.4. As determinações contidas no Acórdão 1.382/2011-TCU-Plenário foram cumpridas?

186. O Acórdão 1.382/2011-TCU-Plenário, de 25/5/2011, no âmbito do processo TC 028.424/2010-7, trata de Representação formulada pelo Ministério Público Federal de Tubarão/SC, sobre o subsídio custeado pela CDE para a produção de energia elétrica com carvão mineral.

187. Nesta auditoria, além das questões relacionadas à MP nº 579/2012, verificou-se o cumprimento das determinações/recomendação abaixo. Entretanto, a avaliação ficou prejudicada, tendo em vista que as ações propostas foram realizadas pelos agentes demandados, mas sua efetividade só será aferida a partir de 2016.

188. Por intermédio do referido acórdão, o TCU decidiu determinar, à Aneel, que:

'9.2.1 - apresente, no prazo de sessenta dias, um plano de ação que detalhe como se dará o cumprimento do art. 12 da Resolução Normativa Aneel nº 129/2004, de modo a promover regulamentação específica no que tange aos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

(CDE), com o estabelecimento de critérios de eficiência, visando à otimização do uso desse subsídio para geração de energia elétrica a partir de usinas térmicas a carvão mineral, uma vez que a ausência de controle fere o art. 13, inciso I, alínea 'b', da Lei nº 10.438/2002 e os princípios da eficiência e da modicidade tarifária'.

9.2.2 - exija da Eletrobras o estabelecimento de um procedimento contínuo de avaliação da razoabilidade dos preços do carvão mineral, conforme previsto no art. 7º, inciso V, da Resolução Normativa Aneel nº 129/2004;

9.3 - determinar à Eletrobras que, no prazo de cento e oitenta dias, apresente ao TCU estudo que avalie a razoabilidade dos preços dos combustíveis primários e secundários subsidiados pela CDE, como exigido pelo inciso II do art. 43, inciso II, do Decreto nº 4.541/2002, c/c o art. 7º, inciso V, da Resolução Normativa Aneel nº 129/2004, de modo a contemplar os critérios considerados na avaliação do custo desses combustíveis;

9.4 - recomendar à Aneel a realização de um estudo no qual sejam revistos os valores de geração de referência das usinas térmicas, expurgando-se do cálculo fatores sazonais e outros que não reflitam as condições normais de operação das usinas, encaminhando os resultados a este Tribunal'.

189. A partir da determinação constante do item 9.2.1 e da recomendação consignada no item 9.4 do supracitado acórdão, foi realizada, pela Aneel, a Audiência Pública nº 43/2011, com o objetivo de revisão da Resolução Normativa Aneel nº 129/2004. Como resultado dessa audiência pública, foi publicada a Resolução Normativa Aneel nº 500/2012.

190. Para a abertura da Audiência Pública nº 43/2011, a agência confeccionou a Nota Técnica Aneel nº 34/2011, que se embasou em um relatório de visitas técnicas realizadas, no ano de 2008, a 100% das centrais geradoras a carvão existentes até então (peça 83).

191. Extraindo os dados da referida Nota Técnica, a equipe de auditoria consolidou a Tabela 10 que segue.

Tabela 10 - Eficiência Líquida das beneficiárias CDE – Carvão Mineral

Nome das Usinas	Entrada em operação	Capacidade	Eficiência Líquida	Proprietário	Município/UF
Presidente Médici A	1974	126 MW	24,5%	CGTEE	Candiota/RS
Presidente Médici B	1986	320 MW	25,0%		
Presidente Médici C	2011	350 MW	36,5%		
São Jerônimo	1953	20MW	14,3%	CGTEE	São Jerônimo/RS
Figueira	1963	20 MW	14,8%	Copel	Figueira/PR
Charqueadas	1962	72 MW	20,5%	Tractebel	Charqueadas/RS
Jorge Lacerda I e II	1965	232 MW	25,6%	Tractebel	Capivari de Baixo/SC
Jorge Lacerda III (B)	1979	262 MW	28,4%		
Jorge Lacerda IV (C)	1997	350 MW	34,7%		

Fonte: Aneel (peça 83).

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

192. Segundo a citada nota técnica, os sinais de declínio tecnológico das centrais brasileiras demonstram-se tanto pela avançada idade cronológica quanto por suas baixas eficiências energéticas.

193. Ainda de acordo com a nota técnica, o atraso tecnológico das centrais geradoras, aliado aos preços do carvão e ao tipo de exploração utilizada na maioria das minas, traz prejuízo econômico à CDE, pelo alto consumo de carvão, e prejuízo ao meio ambiente (peça 83).

194. Na tentativa de minimizar os prejuízos advindos da geração de energia térmica pela queima de carvão, a Resolução Normativa Aneel nº 500/2012 estabeleceu que aplicar-se-á, a partir de 1º/1/2016, o percentual de reembolso do custo efetivo dos combustíveis primários e secundários, conforme critério de eficiência energética da central geradora.

195. Tal prazo poderá, excepcionalmente, ser prorrogado para 1º/1/2017, sob ato autorizativo específico da Aneel, desde que seja comprovada, até 31/10/2015, a realização de obras de reforma ou renovação da central geradora para fins de atendimento ao respectivo índice de referência energética.

196. Questionada sobre a situação das obras nas usinas para adequação à RN Aneel nº 500/2012, a Agência respondeu que apenas a usina de Figueira possui pedido de modernização registrado, atualmente em fase de projeto (peça 80, p. 2).

197. Além da modernização das usinas existentes, a Resolução Normativa Aneel nº 500/2012 estatuiu a obrigatoriedade da utilização do Sistema de Coleta de Dados (SCD).

198. Tal sistema é destinado a medir, registrar, armazenar e colocar à disposição os dados referentes ao consumo de combustíveis para fins de reembolso pela CDE e deveria ser implantado até o dia 11/1/2014.

199. A norma estipulou, ainda, que a Eletrobras deve desenvolver e gerir um sistema computacional para o tratamento dos dados do SCD, além de homologar os sistemas instalados nas centrais geradoras.

200. Questionada sobre a situação atual (maio/2014) da implantação do sistema nas usinas geradoras beneficiárias da CDE, a Eletrobras fez o resumo apresentado na Tabela 11 a seguir.

Tabela 11 - Situação de implantação da CDE

Empresa	***Situação***
Tractebel	*Todas as usinas beneficiárias (UTE Charqueadas, JLacerda A1, A2, B e C) encontram-se com SCD-CDE implantado, homologado e enviando medições de consumo de combustível.*
COPEL	*A UTE Figueira encontra-se com SCD-CDE implantado, homologado recentemente em 9/5/2014, não tendo ainda enviado medições de consumo de combustível.*
CGTEE	*A CGTEE informou, por mensagem eletrônica que em 9/4/2014 assinou contrato para instalação de SCD-CDE em suas usinas, prevendo a conclusão da instalação até o final de julho/2014.*

Fonte: Eletrobras (peça 92).

201. Quanto aos itens 9.2.2 e 9.3 do acórdão, ressalta-se que, inicialmente, por força da Resolução Normativa Aneel nº 129/2004, a Eletrobras tinha a obrigação de enviar a essa agência os critérios considerados na avaliação da razoabilidade do custo do combustível reembolsado pela CDE.

202. Todavia, a própria Aneel assumiu essa função, por meio da Resolução Normativa Aneel nº 500/2012. Assim, além de estipular o procedimento contínuo de avaliação da razoabilidade dos

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

preços do carvão mineral, também estipulou os critérios a serem observados na comprovação da razoabilidade dos preços de combustível primário e secundário reembolsados.

203. Dessa forma, estabeleceu que o agente gerador beneficiário da CDE deve comprovar à Eletrobras, até 1/7/2014, e, a partir desta, a cada cinco anos, a razoabilidade do preço de aquisição do combustível a ser reembolsado (item 9.2.2).

204. Posteriormente, foi realizada a Audiência Pública nº 55/2012, para alteração da Resolução Normativa Aneel nº 500/2012, culminando na publicação da Resolução Normativa Aneel nº 579/2012, que estipulou os requisitos de comprovação da razoabilidade do preço de aquisição do carvão mineral e prazos para envio de dados à Eletrobras.

205. Conforme a Resolução Normativa Aneel nº 579/2012, a comprovação dar-se-á a partir da verificação da compatibilidade do preço contratual com o custo de cada empresa mineradora e, ainda, da avaliação da eficiência e da atualidade das técnicas de lavra e beneficiamento do carvão e do transporte até a usina, segundo referências do mercado nacional e internacional, conforme o tipo da mina e o volume de produção, indicando a eventual necessidade de atualização tecnológica.

206. A norma diz, ainda, que a Eletrobras deverá atestar a razoabilidade dos preços de aquisição do carvão mineral, praticados por todos os agentes beneficiários da CDE, em 90 dias, a partir do recebimento da comprovação dos preços por parte das empresas, e enviar relatório conclusivo sobre o tema para a Aneel e para o MME. Dessa forma, o estudo sobre a razoabilidade dos preços dos combustíveis primários e secundários exigido pelo item 9.3 ainda encontra-se no prazo estabelecido pela Resolução Normativa Aneel nº 579/2012.

207. Em que pese a Aneel ter realizado duas audiências públicas para regular a questão do preço e da eficiência das usinas a carvão, a efetividade das ações ficou prejudicada, pois os prazos podem alcançar 2016 ou 2017, no caso da eficiência, tratados nos itens 9.2.1, 9.2.2 e 9.4.

208. No que diz respeito à razoabilidade do preço, item 9.3, a Eletrobras tem até outubro de 2014 para atestar os preços, já que a Resolução Normativa Aneel nº 579/2012 deu prazo de noventa dias a partir do dia 1°/7/2014.

209. Dessa forma, propõe-se a realização, em momento oportuno, de novo monitoramento do Acórdão 1.382/2011-TCU-Plenário.

4. ANÁLISE DOS COMENTÁRIOS DOS GESTORES

210. Nos termos do item 145 das Normas de Auditoria do Tribunal de Contas da União (NAT), aprovadas pela Portaria-TCU nº 280/2010, a versão preliminar deste relatório (peça 94) foi enviada ao Ministério de Minas e Energia (MME), à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), à Centrais Elétricas Brasileiras S.A (Eletrobras), com a finalidade de obter os comentários dos respectivos gestores acerca do teor das constatações efetuadas no presente trabalho.

211. A referida coleta de comentários teve como objetivo conceder aos gestores envolvidos oportunidade para apresentarem 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.

212. Apenas a Aneel, por meio da peça 108, teceu comentários, mas exclusivamente acerca do parágrafo 165 do relatório enviado, que trata da parcela variável das transmissoras.

213. O MME, por meio da peça 121, absteve-se de se manifestar, e optou por encaminhar um relatório intitulado 'A Medida Provisória n° 579/2012 e o Setor Elétrico Brasileiro'. Tal

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

relatório é dividido em duas partes. A primeira trata de aspectos gerais do setor elétrico brasileiro. A segunda, analisa os impactos da MP nº 579/2012.

214. Conforme descrito no documento, esse relatório do MME é uma versão preliminar. Talvez por essa razão, há dados no relatório do MME incorretos, a exemplo dos valores que serão repassados para as tarifas, a partir de 2015, para pagar as duas operações de crédito contraídas pela CCEE. Enquanto o MME aponta que o repasse é de R$ 23,2 bilhões, consta do contrato firmado entre os bancos e a CCEE que é de R$ 26,6 bilhões (confronto entre a peça 120, p. 91, e peça 121, p. 51).

215. Esse documento externo a visão que o poder concedente tem acerca da renovação das concessões. Segundo o MME, se a MP nº 579/2012 não tivesse sido editada, considerando a energia proveniente das concessões de geração com vencimento até 2017, ao longo de 30 anos de concessão, as concessionárias ganhariam uma 'sobre-renda, a valor presente de cerca de R$ 191 bilhões em detrimento do consumidor de energia elétrica, que continuaria pagando ativos de geração já amortizados ou depreciados' (peça 121, p.35).

216. O documento, entretanto, não fez qualquer alusão ao conteúdo do relatório do TCU, não contesta os números apresentados pela equipe de auditoria, tampouco considera em seu documento o atraso dos repasses do Tesouro para a CDE e o descumprimento de suas próprias portarias. Em resumo, o MME não se manifesta acerca da auditoria como solicitado (peça 121).

217. Os demais órgãos permaneceram silentes.

5. CONCLUSÃO

218. Esta auditoria operacional constatou que, apesar de todo o esforço para antecipar a renovação das concessões, a redução de 20% da MP nº 579/2012 estará ultrapassada já ao final de 2015.

219. Questões conjunturais – como despacho pleno das usinas térmicas, não realização do leilão A-1 e exposição involuntária das distribuidoras – geraram custos extraordinários que ultrapassaram os ganhos obtidos em 2013.

220. A estrutura tarifária sofre peso excessivo do ICMS. Paga-se mais pelo imposto do que o valor relativo à Parcela B, que é o montante pelo qual as concessionárias suportam todos os custos para a prestação do serviço. Em 2013, enquanto a Parcela B foi de R$ 30 bilhões, verificou-se que o ICMS foi de R$ 44 bilhões.

221. No que tange aos custos da CDE, no biênio 2013 e 2014 (projeção), estima-se que, para sustentar as mudanças advindas da MP nº 579/2012, foram gastos, em 2013, R$ 25 bilhões e, em 2014, serão gastos R$ 36 bilhões, o que totaliza R$ 61 bilhões. Entretanto, a MP nº 579/2012 conseguiu reduzir na estrutura tarifária apenas R$ 16,8 bilhões ao ano.

222. Constatou-se que o MME cancelou o leilão de energia existente, em 28/11/2012, por meio da Portaria MME nº 599/2012, previamente à assinatura dos contratos de renovação das concessões, que ocorreu em 4/12/2012, portanto, antes de saber o real montante de energia disponível em cotas oriundas da MP nº 579/2012.

223. Para dar cobertura à exposição involuntária das distribuidoras, foram feitas duas operações de crédito firmadas com treze bancos e a CCEE, que será cobrado na tarifa a partir de 2015.

224. A sustentabilidade do setor elétrico está em risco, uma vez que há iminente insolvência das distribuidoras de energia elétrica, em face da ausência de oferta de energia nos leilões de energia existente, o que obriga as distribuidoras a recorrerem ao mercado de curto prazo mensalmente.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

225. Essa exposição involuntária recorrente fere um dos pilares do modelo do setor elétrico: que todos os agentes, livres e cativos, estejam 100% contratados, conforme arts. 2º e 3º do Decreto nº 5.163/2004.

226. Há um desequilíbrio flagrante no sistema, assim como falha de mercado, o que enseja atuação do ente regulador, nos termos do art. 3º, inciso IX, da Lei nº 9.427/1996, que atribui à Aneel a competência de zelar pelo cumprimento da legislação de defesa da concorrência, monitorando e acompanhando as práticas de mercado dos agentes do setor de energia elétrica.

227. No que diz respeito ao estudo de caso da Eletrobras, constatou-se que, apesar de os ativos do grupo terem dado o suporte para a concretização da renovação antecipada das concessões, houve cortes e atrasos nos valores das indenizações do grupo, o que fere o art. 4º da Portaria Interministerial nº 580/MME/MF/2012.

228. Os atrasos dos repasses da CDE para a Eletrobras alcançaram o montante de R$ 3,3 bilhões em junho de 2014, pondo em risco o suprimento de energia, tendo em vista que a empresa é detentora de 34% da geração e 50% da transmissão de energia do País. Por sua vez, os atrasos nos pagamentos das indenizações comprometem os investimentos da empresa.

229. Em razão dos atrasos da CDE, a Eletrobras não paga ao grupo Petrobras, responsável pelo fornecimento de combustíveis para os sistemas isolados, o que pode gerar um colapso de abastecimento da região Norte, já que há atrasos desde agosto de 2013 para pagar óleo diesel e óleo combustível à BR Distribuidora, bem como gás natural à Cigás/Petrobras.

230. Quanto às transmissoras, verificou-se a existência de passivos relativos à indefinição do valor das indenizações dos ativos de transmissão anteriores a 30/5/2000.

231. Há ainda os passivos de 56 ações judiciais advindas da Resolução CNPE nº 3/2013, que poderão ensejar recontabilização de R$ 872 milhões para os agentes do setor.

232. Por derradeiro, a avaliação do cumprimento do Acórdão 1.382/2011-TCU-Plenário ficou prejudicada, pois, em que pese a atuação da Aneel, a efetividade das medidas adotadas só poderá ser comprovada a partir de outubro de 2014, quanto à razoabilidade do preço do carvão mineral subsidiado pela CDE, e, a partir de 2016, quanto à eficiência das usinas geradoras.

233. O Volume de Recursos Fiscalizados (VRF) alcançou o montante de R$ 61 bilhões, decorrente dos impactos financeiros ocasionados pela MP nº 579/2012.

234. Entre os benefícios de controle estimados desta fiscalização, pode-se mencionar o incremento da economia, eficiência, eficácia e efetividade do SEB, mediante a expedição de determinações e recomendações.

235. Registra-se que esses benefícios são considerados qualitativos e coadunam-se com os itens 56.5 (melhorar a qualidade dos serviços públicos prestados), 56.8 (aumentar a eficiência na estrutura, em procedimentos ou no exercício de competências e atribuições) e 56.9 (melhorar a gestão administrativa/melhorias na organização, na forma de atuação) do anexo da Portaria Segecex nº 10/2012.

6. PROPOSTAS DE ENCAMINHAMENTO

236. Ante todo o exposto, submetem-se os autos à consideração superior, propondo:

a) realizar audiência do Sr. Edson Lobão, Ministro de Minas e Energia, com fundamento no inciso II do art. 43 da Lei nº 8.443/1992 e no inciso IV do art. 250 do Regimento Interno do TCU, a fim de que apresente, no prazo de quinze dias, contados a partir da ciência do ofício de comunicação da audiência, suas razões de justificativa em relação ao cancelamento do leilão de energia existente, em 28/11/2012, por meio da Portaria MME nº 599/2012, previamente à assinatura dos contratos de renovação das concessões, que ocorreu em 4/12/2012, portanto, antes

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

de saber o real montante de energia disponível em cotas oriundas da MP nº 579/2012, o que feriu o art. 3º da Lei nº 10.848/2004, c/c os arts. 2º e 3º do Decreto 5.164/2004.

b) Determinar ao MME, com fulcro no art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU (RITCU), que no prazo de 60 dias comprove a regularização de:

b.1) descumprimento do art. 4º da Portaria Interministerial nº 580/MME/MF, de 1º/11/2012, tendo em vista que os valores parcelados das indenizações das concessionárias que renovaram as concessões não estão sendo honrados no prazo estabelecido, considerando que em 2014 o compromisso era de pagar R$ 5,3 bilhões de indenizações e somente R$ 3,1 bilhões foi autorizado;

b.2) atrasos sistêmicos nos compromissos da CDE, o caixa da Eletrobras, gestora do encargo, está constantemente deficitário, pois os repasses do Tesouro não seguem a realização das despesas. Há um atraso geral de todas as rubricas, tendo alcançado a cifra de R$ 7,7 bilhões pendentes de pagamento, em julho de 2014, sendo a rubrica CCC a mais afetada. Há atrasos que remontam há um ano para os fornecedores de combustíveis para os sistemas isolados, BR Distribuidora/Cigás/Petrobras, o que pode gerar colapso de abastecimento da região Norte.

c) Recomendar à Aneel, com fulcro no art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU (RITCU), que, nos termos do inciso IX, do art. 3º, da Lei nº 9.427/1996, por ser responsável por zelar e acompanhar as práticas de mercado dos agentes do setor de energia, atue no sentido de mitigar a recorrente exposição involuntária das distribuidoras, a exemplo de sua atuação pós MP nº 579/2012 acerca da sazonalização das usinas cotistas, pois essa exposição fere um dos pilares do modelo do setor elétrico, que é 100% contratação de todos os agentes, conforme arts. 2º e 3º do Decreto nº 5.163/2004.

d) Dar ciência à Casa Civil da Presidência da República, na qualidade de responsável pela articulação interinstitucional, das seguintes constatações de auditoria:

d.1) no que tange aos custos da CDE, em que pese todo o esforço da MP nº 579/2012, que reduziu estruturalmente R$ 16,8 bilhões ao ano na tarifa, somente no biênio 2013 e 2014 (projeção), estima-se que foram gastos, em 2013, R$ 25 bilhões e, em 2014, serão gastos R$ 36 bilhões, o que totaliza R$ 61 bilhões. Embutido em tal monta estão duas operações de crédito que totalizaram R$ 17,8 bilhões, porém, entre 2015 e 2017, o consumidor pagará R$ 26,6 bilhões, já que R$ 8,8 bilhões referem-se aos custos bancários de juros;

d.2) após a MP nº 579/2012, foi exarada a Resolução CNPE nº 3/2013, que alterou o rateio do encargo tarifário ESS_SE. Tal alteração culminou com 56 ações judiciais, podendo ainda gerar impacto no setor elétrico da ordem de R$ 872 milhões que poderão ser recontabilizados pela CCEE;

d.3) em que pese a Eletrobras ter dado suporte com seus ativos de geração e de transmissão para a renovação antecipada das concessões, é a concessionária mais impactada pelos atrasos da CDE, pois deixaram de ser repassados o montante de R$ 3,3 bilhões, pondo em risco o suprimento de energia, tendo em vista que a empresa é detentora de 34% da geração e 50% da transmissão de energia do País.

e) Dar ciência à Comissão de Finanças e Tributação da Câmara de Deputados acerca do peso dos tributos na tarifa de energia elétrica, em especial o ICMS, uma vez que os dados que seguem acerca da estrutura tarifária mostram que: 1) em 2013, todos os custos para a geração, transmissão, distribuição e encargos tarifários em 2013 foi da ordem de R$ 92 bilhões, ao passo que somente o ICMS foi de R$ 44 bilhões; 2) o consumidor pagou R$ 44 bilhões de ICMS, enquanto todo o esforço da renovação antecipada das concessões conseguiu reduzir apenas R$ 16,8 bilhões, sendo R$ 4,2 bilhões em geração, R$ 5 bilhões em transmissão e R$ 7,6 bilhões em redução de encargos tarifários.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

f) autorizar a realização de monitoramento da deliberação que vier a ser adotada nesses autos e do item 9.2.1, 9.2.2, 9.3 e 9.4 do Acórdão 1.382/2011-TCU-Plenário.

g) restituir os autos para a SefidEnergia com o intuito de realizar a audiência proposta".

É o Relatório.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961960.

VOTO

Examina-se, nesta oportunidade, Relatório de Auditoria Operacional realizada no Ministério de Minas e Energia (MME), na Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e nas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), com vistas, principalmente, a avaliar o impacto da Medida Provisória nº 579/2012 – convertida na Lei nº 12.783/2013 – na Conta de Desenvolvimento Energético e no Sistema Elétrico Brasileiro.

2. Pela relevância do tema, foi realizada audiência pública nesta Corte, em 8/5/2014, buscando incorporar contribuições de autoridades, representantes de concessionários, especialistas e consumidores. Participaram do evento como expositores os representantes do Instituto Acende Brasil, da Federação Nacional dos Trabalhadores em Energia, Água e Meio Ambiente (Fenatema), da Federação Nacional dos Urbanitários, do Operador Nacional do Sistema Elétrico (NOS), do Conselho de Administração da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), da PSR Soluções e Consultoria de Energia, da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee), da Confederação Nacional da Indústria (CNI), da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e da Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (Abrate).

3. Antes de adentrar nas principais questões abordadas neste processo, faz-se imprescindível ressaltar que, nos termos dos normativos internos vigentes, a versão preliminar do Relatório de Fiscalização foi enviada ao Ministério de Minas e Energia (MME), à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), à Centrais Elétricas Brasileiras S/A (Eletrobras), de forma a conceder aos gestores envolvidos oportunidade de contestar as conclusões do trabalho. Contudo, os entes governamentais não se pronunciaram sobre os pontos mais relevantes.

I

4. Passando ao exame dos principais pontos tratados na fiscalização, observo, preliminarmente, que a Lei nº 10.848/2004 alterou os marcos institucional e regulatório do Setor Elétrico Brasileiro até então vigentes, tendo como princípios basilares a modicidade tarifária para os consumidores, a continuidade e qualidade na prestação do serviço, a justa remuneração aos investidores e a universalização do acesso aos serviços de energia elétrica e do seu uso.

5. A modicidade tarifária, no caso dos consumidores cativos, seria atendida a partir da maior transparência nas regras de atuação das empresas concessionárias de distribuição, inclusive com a obrigatoriedade de licitação pelo critério de menor tarifa em toda contratação regulada da energia.

6. Já a continuidade na prestação do serviço estaria garantida a partir, principalmente, da obrigatoriedade de contratação.

7. O Decreto nº 5.163/2004, que regulamentou a comercialização de energia elétrica e o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, estabeleceu, entre outros, o seguinte:

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961962.

"Art. 2º Na comercialização de energia elétrica de que trata este Decreto deverão ser obedecidas, dentre outras, as seguintes condições:

*I - **os agentes vendedores deverão apresentar lastro para a venda de energia e potência para garantir cem por cento de seus contratos**, a partir da data de publicação deste Decreto;*

*II - **os agentes de distribuição deverão garantir, a partir de 1º de janeiro de 2005, o atendimento a cem por cento de seus mercados de energia e potência por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL**; e*

(...)

*§ 1º **O lastro para a venda de que trata o inciso I do caput será constituído pela garantia física proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia ou de potência**.*

(...)

*§ 7º Entende-se por **exposição contratual involuntária** o não atendimento ao disposto no art. 2º, inciso II, em razão de:*

I - compra frustrada nos leilões de que trata o art. 11, decorrente de contratação de energia elétrica e de potência inferior à declaração de necessidade de compra apresentada pelos agentes de distribuição, conforme dispõe o art. 18;

II - acontecimentos extraordinários e imprevisíveis, reconhecidos pela ANEEL como decorrentes de eventos alheios à vontade do agente vendedor, nos termos do art. 3º, inciso V, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e do art. 2º, §§ 16 e 17, da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004;

(...)

*Art. 11. **Para atendimento à obrigação prevista no inciso II do art. 2º, cada agente de distribuição do SIN deverá adquirir, por meio de leilões realizados no ACR (Ambiente de Contratação Regulada), energia elétrica proveniente de:***

I - empreendimentos de geração existentes; e

II - novos empreendimentos de geração.

(...)

Art. 27. Os vencedores dos leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração novos ou existentes deverão formalizar contrato bilateral denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR, celebrado entre cada agente vendedor e todos os agentes de distribuição compradores.

(...)

Art. 28. O CCEAR poderá ter as seguintes modalidades:

I - quantidade de energia elétrica; ou

II - disponibilidade de energia elétrica.

*§ 1º Deverá estar previsto no CCEAR, **na modalidade por quantidade de energia elétrica** que:*

I - o ponto de entrega será no centro de gravidade do submercado onde esteja localizado o empreendimento de geração; e

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961962.

II - os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelos agentes vendedores.

§ 2º As regras de comercialização deverão prever mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem contratos na modalidade referida no inciso I do ***caput****, decorrentes de diferenças de preços entre submercados.*

§ 3º Na falta de cobertura integral dos dispêndios decorrentes dos riscos financeiros referidos no § 2º, fica assegurado o repasse das sobras aos consumidores finais dos agentes de distribuição, conforme mecanismo a ser estabelecido pela ANEEL.

§ 4º No CCEAR, ***na modalidade por disponibilidade de energia elétrica****, os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelos agentes compradores, e eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo da CCEE, positivas ou negativas, serão assumidas pelos agentes de distribuição, garantido o repasse ao consumidor final, conforme mecanismo a ser estabelecido pela ANEEL". Grifei.*

8. Os três principais encargos setoriais embutidos nas tarifas e sua destinação estão a seguir descritos:

- Reserva Global de Reversão (RGR), criada originalmente em 1971 para suportar possíveis reversões de ativos não amortizados do setor elétrico quando do vencimento do prazo contratual das concessões, passou também a ser utilizada, por mudanças na legislação, para, dentre outros, financiar a expansão dos serviços de distribuição de energia elétrica em áreas rurais e urbanas de baixa renda, produção de energia a partir de fontes renováveis e pequenas centrais hidrelétricas.

- Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), criada com o intuito de reembolsar parte do custo total de geração para atendimento ao serviço público de energia elétrica nos Sistemas Isolados (não atendido pelo Sistema Interligado Nacional – SIN).

- Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), destinada a promover o desenvolvimento energético dos estados, a projetos de universalização dos serviços de energia elétrica, ao programa de subvenção aos consumidores de baixa renda e à expansão da malha de gás natural para o atendimento dos estados que ainda não possuem rede canalizada.

II

9. A Medida Provisória nº 579/2012, editada em 11/9/2012, teve por objetivo "*viabilizar a redução do custo da energia elétrica para o consumidor brasileiro, buscando, assim, não apenas promover a modicidade tarifária e a garantia de suprimento de energia elétrica, como também tornar o setor produtivo ainda mais competitivo, contribuindo para o aumento do nível de emprego e renda no Brasil*", conforme consignado na Exposição de Motivos Interministerial nº 37/MME/MF/AGU.

10. Concretamente, foi antecipado o vencimento das concessões que expirariam entre 2015 e 2017. Segundo argumentado, os ativos dessas concessões estariam fortemente amortizados e depreciados, podendo proporcionar aos consumidores de energia a possibilidade de se beneficiarem de menores tarifas. A urgência da medida foi justificada pelo vencimento, em 31/12/2012, dos contratos de comercialização "*de um montante significativo de energia elétrica, em sua maioria proveniente dessas concessões*", contratos esses que atendiam ao mercado cativo das distribuidoras. Conforme alegado, a contratação dessa energia por intermédio do mecanismo vigente (leilão) dificultaria a

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961962.

captura do benefício resultante da amortização e depreciação dos ativos já em 2013 e poderia comprometer o fornecimento de energia ante o exíguo prazo para sua realização.

11. A teor da referida legislação, as concessionárias seriam remuneradas pelos ativos não amortizados, aceitando receber, pela energia gerada/transportada uma tarifa, regulada pela Aneel, que apenas cobriria a manutenção e a operação das concessões.

12. Com as alterações trazidas pela referida Medida Provisória, abaixo resumidas, pretendia-se uma redução na conta de energia da ordem de 20%, em média:

a) alocação de cotas de energia resultantes das geradoras que aderiram à renovação, ao preço médio de R$ 33/MWh, em vez dos R$ 95/MWh até então vigentes;

b) redução dos custos de transmissão, passando a Receita Anual Permitida (RAP) das transmissoras de R$ 9,2 bilhões para R$ 3,7 bilhões;

c) corte de encargos setoriais; e

d) retirada de subsídios da estrutura da tarifa, com substituição por aporte de recursos direto do Tesouro Nacional.

13. Especificamente sobre os encargos sociais, tem-se, com a nova legislação, que:

- a RGR passou a não ser mais cobrada das distribuidoras, dos novos empreendimentos de transmissão a serem licitados e das concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas ou licitadas nos termos da Medida provisória;

- foi cessada a arrecadação da CCC na tarifa, passando seu custo a ser suportado pela CDE;

- a CDE teve a cobrança reduzida em 75%, sendo mantidas as destinações para tarifa social, Programa Luz Para Todos, carvão mineral e fontes alternativas;

- foi estipulado aporte do Tesouro Nacional à CDE, lastreado nos recebíveis do serviço da dívida de Itaipu.

14. Aqui cabe uma contextualização acerca da estrutura tarifária, em especial para aclarar o impacto do ICMS. No ano de 2012, a Parcela B atingiu R$ 32 bilhões, enquanto o ICMS arrecadado sobre o serviço de energia elétrica foi de R$ 65 bilhões. Significa dizer que o montante pelo qual as concessionárias suportaram todos os custos para a prestação do serviço foi a metade do que o consumidor paga de ICMS. Em 2013, enquanto a Parcela B foi de R$ 30 bilhões, verificou-se que o ICMS foi de R$ 44 bilhões. Os números demonstram que a estrutura tarifária sofre peso excessivo do ICMS. Em virtude dessa constatação, concordo com a proposição de se dar ciência acerca dessa oneração do sistema às Comissões de Finanças e Tributação e de Minas e Energia, ambas da Câmara dos Deputados, bem como às Comissões de Serviços de Infraestrutura e de Assuntos Econômicos do Senado Federal.

III

15. Nada obstante os objetivos da MP nº 579/2012, que mantinham, a princípio, os pilares do modelo estabelecido para o setor elétrico pela Lei nº 10.848/2004, houve uma série de acontecimentos que expuseram os equívocos e fragilidades das medidas implementadas pela nova legislação.

16. Primeiramente, embora todas as concessionárias de transmissão tenham aderido à antecipação da renovação das concessões, as únicas geradoras que aderiram foram as do grupo

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961962.

Eletrobras. Assim, dos 11,8 GWmédios de garantia física das geradoras - quantidade máxima de energia que as usinas podem comercializar - que poderiam acatar a antecipação da renovação, apenas 7,8 GWmédios foram cobertos com as adesões à proposta da MP nº 579/2012, montante inferior ao volume de contratos de energia existente que expiraram em dezembro de 2012.

17. Uma das consequências da adesão parcial seria o não alcance do desconto médio de 20% nas tarifas, que passaria para apenas 15%. Dos R$ 21,7 bilhões anuais previstos em decorrência da redução geral das tarifas, só se atingiriam R$ 16,8 milhões. Entretanto, o Governo decidiu aumentar o aporte do Tesouro Nacional e manter os 20% de descontos originalmente pretendidos.

18. Assim, houve revisão extraordinária das tarifas de distribuição, em janeiro de 2013, para reduzir tarifas de energia elétrica para os consumidores industriais, de 21%, e para os residenciais, de 18%, em média.

19. Outro fato relevante ocorrido após a edição da MP nº 579/2012 diz respeito à decisão do Ministério de Minas e Energia de cancelar o leilão de compra de energia existente relativo ao ano de 2012, mediante a Portaria MME nº 599/2012, antes mesmo de conhecer o grau de adesão ao processo de renovação das concessões.

20. Segundo resposta do Ministério a questionamento da equipe de fiscalização, sobre a não realização do leilão ainda em 2012, havia lastro para ser alocado às distribuidoras por meio de cotas superior ao montante de reposição contratual. Contudo, diante da adesão parcial, a eventual folga de contratação transformou-se em déficit.

21. O cancelamento do leilão, portanto, além de violar um dos princípios basilares do modelo até então vigente, qual seja, a contratação integral da carga, que garantiria às distribuidoras que sua demanda fosse atendida a preço conhecido, deixou-as dependentes dos preços de curto prazo, PLD – Preço de Liquidação das Diferenças. Em razão disso, concordo com a proposição da unidade técnica de se promover a audiência do Ministro de Estado de Minas e Energia, para que apresente razões de justificativa para tal ato.

IV

22. Cabe aqui abrir um parêntese para registrar que o PLD é calculado a partir de modelos matemáticos que buscam encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas, considerando a preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro.

23. Segundo a CCEE, a máxima utilização da energia hidrelétrica disponível em cada período é a premissa mais econômica, do ponto de vista imediato, pois minimiza os custos de combustível. Essa premissa, entretanto, resulta em maiores riscos de déficits futuros. A geração ótima para cada período define a geração hidráulica e a geração térmica, a partir das condições hidrológicas, da energia demandada, da disponibilidade dos equipamentos de geração e transmissão e também dos preços dos combustíveis.

24. Como os volumes comercializados no mercado de curto prazo decorriam basicamente de ajustes entre os agentes (daí o nome de Preço de Liquidação das Diferenças), os consumidores cativos e livres normalmente se beneficiavam dos níveis baixos do PLD.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961962.

V

25. No entanto, a partir de outubro de 2012, diante das condições hidrológicas desfavoráveis, o Operador Nacional do Sistema passou a despachar praticamente todas as térmicas, fazendo elevar o valor do PLD.

26. Como já mencionado, no final de 2012, as geradoras que não aceitaram prorrogar as concessões ficaram com montantes expressivos de energia descontratados pelo mercado regulado. Somente em março de 2013 foi realizado leilão A-1, ao qual não acorreram interessados, uma vez que os preços da energia no mercado de curto prazo (PLD) se encontrava em patamares mais atrativos dos que os oferecidos pelo mercado regulado. Como consequência, as distribuidoras de energia foram obrigadas a recorrer ao PLD para cobrir o montante de energia descontratado.

27. Ainda que seja razoável supor, nesse cenário, que eventual leilão no final de 2012 também poderia ser deserto, houve inação por parte dos entes envolvidos, para ao menos mitigar o problema que já se vislumbrava grave.

28. Tão logo foram renovadas as concessões, aflorou uma distorção que há muito o sistema vinha sofrendo: o baixo valor da PLD, mesmo quando as térmicas eram ligadas.

29. Em março de 2013, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por meio da Resolução CNPE 3, de 6/3/2013, determinou que fosse feita a internalização dos mecanismos de aversão ao risco nos modelos computacionais Newave e Decomp. Essa medida afetou o cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO) e do Preço da Liquidação das Diferenças (PLD), bem como o rateio do custo da geração térmica até então despachada fora da ordem de mérito, que é cobrado por meio do Encargo Segurança Sistema – Segurança Energética (ESS_SE).

30. O valor do PLD, em decorrência dessas mudanças, atingiu o teto de R$ 822/MWh.

31. Já o ESS_SE, que era arcado pelos consumidores livres e cativos, passou a ser rateado com todos os agentes do setor, ou seja, os geradores e os comercializadores foram incluídos no pagamento do encargo. Parte do pagamento desse ESS_SE foi transferido para a CDE.

32. Ainda que se possa considerar necessárias as medidas adotadas para corrigir as distorções existentes, o momento não foi oportuno, ante as condições hidrológicas desfavoráveis.

33. Outro equívoco do modelo refere-se à sazonalização para o suprimento de 2013, que deveria ser feita em 2012, entendendo-se por sazonalização a distribuição de um valor anual das garantias físicas em valores mensais cuja média reproduza o valor anual original.

34. Foi constatado que a Aneel autorizou a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE a prorrogar a sazonalização de dez/2012 para fev/2013, para se adequar à sistemática das cotas para as concessões renovadas.

35. Ocorre que a sazonalização foi declarada pelas usinas geradoras quando já se conhecia o valor elevado do PLD (da ordem de R$ 500/MWh), permitindo que fossem alocados volumes de energia maiores que os usuais para o período e até superiores à capacidade de geração, com o intuito de se obter ganhos financeiros. Isso porque, quando a geração é menor que a garantia física, há a compensação de outras usinas por meio do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que transfere o excedente daqueles que geraram além de suas garantias físicas para aqueles que geraram abaixo.

36. Nesse caso específico, houve atuação da Aneel para promover mudanças na sazonalização de forma a evitar acontecimentos semelhantes, mantendo-se, entretanto, os ganhos obtidos pelas

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961962.

empresas que concentraram em janeiro e fevereiro parte significativa do lastro de contratos dentro do Mecanismo de Realocação de Energia.

37. Conforme demonstrado pela unidade técnica, há um desequilíbrio no sistema, consubstanciado na coexistência das geradoras que aderiram à renovação das concessões, e sua frágil situação financeira, com aquelas que não se submeterem ao novo regramento estabelecido pela Medida Provisória nº 579/2012 e que obtiveram ganhos expressivos.

38. Deve-se deixar claro que as geradoras, ao assim proceder, não violaram quaisquer normativos, tão somente encontraram brechas na legislação para auferirem mais lucros. Nesse sentido, restam claras as falhas na atuação do órgão regulador que deveria encontrar meios de combater tais distorções, já que há usinas vendendo energia por R$ 33/MWh e outras por R$ 822/MWh. Essa situação perdura há mais de um ano, cabendo assinalar que as três concessionárias que não aderiram às renovações das concessões (Cesp, Copel e Cemig) ganharam R$ 5,7 bilhões no mercado de curto prazo, somente no período de janeiro de 2013 a maio de 2014. Nesses termos, deve-se encaminhar recomendação à Aneel para que atue no sentido de mitigar as distorções evidenciadas.

VI

39. Ante a exposição involuntária das distribuidoras, além do aporte de recursos do Tesouro, foram firmados dois contratos de crédito entre a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e um conjunto de treze bancos, cujos montantes acrescidos dos custos financeiros serão repassados para a tarifa de energia a partir de 2015.

40. Importante destacar que a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, além das finalidades já previstas, também ficou responsável pelo recolhimento do novo encargo setorial criado – ACR, para que possam ser cumpridos os compromissos com as operações de crédito.

41. A propósito, são assombrosas as cifras relativas aos custos incorridos pela CDE para arcar com as mudanças introduzidas no sistema. Segundo demonstrado pela unidade técnica, até o final de 2014, os valores assumidos pela CDE desde a edição da MP nº 579/2012 atingirão o montante de R$ 61 bilhões.

42. Outra questão que merece destaque diz respeito ao reflexo da renovação das concessões na Eletrobras. A perda de receita com a redução das tarifas, o não repasse dos recursos das indenizações na estatal, como acordado, e, ainda, o represamento dos pagamentos da CCC agravaram a situação financeira da empresa. Consoante destacado pela equipe de auditoria, o atraso no repasse dos recursos pela CDE deve-se aos aportes inconstantes do Tesouro Nacional.

43. Essa informação é mais preocupante se considerarmos que, embora haja recursos do Orçamento da União para cobrir parte das despesas da CDE, de 2013 a 2015, não há garantia de aporte para os anos vindouros. A propósito, a recente declaração do Ministro da Fazenda de que não seriam transferidos R$ 4 bilhões à CDE, como previsto, só aumentaram as incertezas a respeito da regularização desses repasses.

44. Sendo assim, considerando que esses recursos são oriundos do Tesouro, entendo que deve ser encaminhada determinação ao Ministério de Minas e Energia e ao Ministério da Fazenda para que envidem esforços no sentido de regularizar tais repasses.

VII

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961962.

45. Os acontecimentos que envolveram a implementação da MP nº 579/2012 revelam que o novo modelo não foi precedido de um planejamento adequado, que contemplasse eventuais cenários desfavoráveis e as medidas necessárias para enfrentá-los.

46. Não há evidências de que tenha sido considerada a possibilidade de estímulo do consumo de energia, pela redução das tarifas, justamente quando muito se questionava a sustentabilidade do sistema, pelo atraso da entrada em operação de unidades de geração e transmissão.

47. Resta claro também que não foi prevista a hipótese de adesão só parcial das concessionárias, ante a patente letargia dos entes governamentais envolvidos em adotar ações efetivas para garantir a contratação de 100% da energia pelas distribuidoras, circunstância que permitiu o crescimento descomunal dos custos decorrentes.

48. Mesmo admitindo que a falta de chuvas teve significativa parcela de responsabilidade no agravamento do quadro, não se pode atribuir somente ao fator hidrológico o caos que se instalou no setor elétrico.

49. Diante dos fatos aqui relatados, pode-se concluir que a Medida Provisória nº 579/2012 foi implementada de forma precipitada, sem que fossem avaliados os efeitos da conjuntura na redução pretendida. Decerto, o caminho natural do final das concessões, ao longo de 2015 até 2017, se respeitado, poderia promover a incorporação paulatina dos ganhos das concessões vincendas, sem trazer tamanhos transtornos ao sistema.

50. Merece registro também o número excessivo de normas editadas após a Medida Provisória nº 579/2012, que promoveram modificações relevantes no sistema, trouxe instabilidade jurídica ao setor e gerou um ambiente de incertezas passíveis de afugentar investimentos futuros.

51. Como exemplo, pode-se citar a Resolução nº CNPE nº 3/2013, que alterou as regras de rateio do Encargo de Serviços do Sistema por Segurança Energética (ESS_SE) para cobertura de parte dos custos de acionamento de termelétricas por segurança energética e o Decreto nº 8.221/2014, que atribuiu à CCEE a incumbência de financiar o novo encargo, intitulado Conta ACR, para cobrir os custos da exposição involuntária e o Custo Variável Unitário das termelétricas contratadas na modalidade por disponibilidade.

52. A propósito, o rateio estabelecido pela Resolução CNPE nº 3/2013 deflagrou o ajuizamento de 56 ações judiciais, por geradoras e comercializadoras, as quais obtiveram liminares a seu favor, sendo duas suspensas em favor da União. Em razão disso, nos termos apurados pela equipe de fiscalização, do valor pago de ESS_SE, da ordem de R$ 2,7 bilhões, há R$ 872 milhões represados, que podem vir a ser recontabilizados entre os agentes.

53. São evidentes as falhas de governança, materializadas na conclusão da unidade técnica de que para o biênio 2014/2015 todo o efeito da Medida Provisória nº 579/2012 já estará eliminado, porquanto as tarifas residenciais e industriais, ao final do período, atingirão valores superiores aos vigentes em 2012.

54. Nada obstante tal constatação, por si só, já causar perplexidade, mais preocupante é verificar que os valores assumidos pela CDE para fazer frente às medidas implementadas pela MP nº 579/2012 atingirão o montante de R$ 61 bilhões. Embutido em tal monta estão duas operações de crédito que totalizaram R$ 17,8 bilhões, porém, entre 2015 e 2017, o consumidor pagará R$ 26,59 bilhões, já que R$ 8,79 bilhões referem-se aos custos bancários de juros.

55. Assim, em que pese todo o esforço para reduzir estruturalmente R$ 16,8 bilhões ao ano na tarifa, os gastos, em 2013, foram de R$ 25 bilhões. Em 2014, o valor estimado situa-se no patamar de

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961962.

R$ 36 bilhões. Há expectativa de efeitos semelhantes nos anos vindouros, ao passo que o efeito tarifário da medida provisória estará extinto ao final de 2015, como já mencionei acima.

56. Por essas razões, acolho também a proposta da unidade técnica de se dar ciência à Casa Civil da Presidência da República, na qualidade de responsável pela articulação interinstitucional. Entendo, da mesma forma, que se deve dar ciência à Comissão de Valores Mobiliários – CVM, para que, se entender conveniente, examine os efeitos dos procedimentos adotados sob a ótica de mercado, considerando que praticamente todas as empresas impactadas têm capital aberto e, portanto, sofrem fiscalização da CVM.

57. Por fim, considero oportuno encaminhar determinação à SefidEnergia para que realize, no exercício de 2015, auditoria operacional nos entes governamentais do setor elétrico com o intuito de verificar os efeitos nos investimentos das concessionárias dos problemas estruturais no setor elétrico, relacionados à desorganização das empresas, descompasso na entrada de operação de empreendimentos de geração e transmissão e de aspectos relacionados à segurança energética, evidenciados em recentes fiscalizações do Tribunal.

Com essas considerações, Voto por que este Colegiado adote o Acórdão que ora submeto à sua apreciação.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 1º de outubro de 2014.

JOSÉ JORGE
Relator

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961962.

ACÓRDÃO Nº 2565/2014 – TCU – Plenário

1. Processo n° TC-011.223/2014-6
2. Grupo: I; Classe de Assunto: V – Auditoria Operacional
3. Responsáveis: Edison Lobão (Ministro de Minas e Energia, CPF nº 000.141.251-53), Márcio Pereira Zimmermann (Secretário-Executivo do MME, CPF nº 262.465.030-04), Romeu Donizete Rufino (Diretor-Geral da Aneel, CPF nº 143.921.601-06), José da Costa Carvalho Neto (Presidente da Eletrobras, CPF nº 044.602.786-34) e Luiz Eduardo Barata Ferreira (Diretor da CCEE, CPF nº 246.431.577-04)
4. Órgãos/Entidades: Ministério de Minas e Energia (MME), Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras)
5. Relator: Ministro José Jorge
6. Representante do Ministério Público: não atuou
7. Unidades Técnicas: Secretaria de Fiscalização de Desestatização e Regulação de Energia e Comunicações
8. Advogado constituído nos autos: não há

9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de Auditoria Operacional com vistas a conhecer a estrutura tarifária e os reflexos da Medida Provisória nº 579/2012 para os consumidores residenciais e industriais, bem como avaliar a atuação dos entes envolvidos quanto ao uso dos fundos setoriais a fim de garantir a redução das tarifas.

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão Plenária, ante as razões expostas pelo Relator, em:

9.1. determinar a audiência do Sr. Edson Lobão, Ministro de Minas e Energia, com fundamento no inciso II do art. 43 da Lei nº 8.443/1992 e no inciso IV do art. 250 do Regimento Interno do TCU, a fim de que apresente, no prazo de 15 (quinze) dias, contados a partir da ciência, suas razões de justificativa em relação ao cancelamento do leilão de energia existente, em 28/11/2012, por meio da Portaria MME nº 599/2012, previamente à assinatura dos contratos de renovação das concessões, que ocorreu em 4/12/2012, portanto, antes de saber o real montante de energia disponível em cotas oriundas da MP nº 579/2012, procedimento que feriu o art. 3º da Lei nº 10.848/2004, c/c os arts. 2º e 3º do Decreto 5.164/2004.

9.2. determinar ao Ministério de Minas e Energia e ao Ministério da Fazenda, com fulcro no art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU (RITCU) que envidem esforços no sentido de regularizar:

9.2.1. o pagamento das indenizações das concessionárias que renovaram as concessões, nos termos do art. 4º da Portaria Interministerial nº 580/MME/MF, de 1º/11/2012;

9.2.2. os repasses da CDE à Eletrobras, notadamente da rubrica CCC, destinada aos fornecedores de combustíveis para os sistemas isolados, de forma a evitar o colapso de abastecimento da região Norte;

9.3. determinar ao Ministério de Minas e Energia que informe a este Tribunal, no prazo de 60 (sessenta) dias as providências efetivamente adotadas;

9.4. recomendar à Aneel, com fulcro no art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU (RITCU), que, em razão de sua missão de zelar e acompanhar as práticas de mercado dos agentes do setor de energia, atue no sentido de mitigar a recorrente exposição involuntária das distribuidoras, circunstância que fere um dos pilares do modelo do setor elétrico, consistente na contratação de 100% da energia necessária, conforme dispõem os arts. 2º e 3º do Decreto nº 5.163/2004;

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961966.

9.5. dar ciência à Casa Civil da Presidência da República, na qualidade de responsável pela articulação interinstitucional, das seguintes constatações da auditoria:

9.5.1. quanto aos custos da CDE, em que pese todo o esforço da MP nº 579/2012, que reduziu estruturalmente R$ 16,8 bilhões ao ano na tarifa, somente no biênio 2013 e 2014 deverão ser gastos R$ 61 bilhões, correspondentes a R$ 25 bilhões em 2013 e R$ 36 bilhões em em 2014 (projeção);

9.5.2. a Resolução CNPE nº 3/2013, exarada após a MP nº 579/2012, que alterou o rateio do encargo tarifário ESS_SE, ocasionou a interposição de 56 ações judiciais, podendo ainda gerar impacto no setor elétrico da ordem de R$ 872 milhões, pela possibilidade de serem recontabilizados pela CCEE;

9.5.3. em que pese a Eletrobras ter dado suporte com seus ativos de geração e de transmissão para a renovação antecipada das concessões, as empresas do grupo são as mais impactadas pelos atrasos da CDE;

9.6. determinar à SefidEnergia que realize, no exercício de 2015, auditoria operacional nos entes governamentais do setor elétrico com o intuito de verificar os efeitos nos investimentos das concessionárias dos problemas estruturais no setor elétrico, relacionados à desorganização das empresas, descompasso na entrada de operação de empreendimentos de geração e transmissão e de aspectos relacionados à segurança energética, evidenciados em recentes fiscalizações do Tribunal.

9.7. encaminhar cópia presente acórdão, acompanhado do Relatório e Voto que o acompanham, à Casa Civil da Presidência da República, à Comissão de Valores Mobiliários, às Comissões de Finanças e Tributação e de Minas e Energia, ambas da Câmara dos Deputados, bem como às Comissões de Serviços de Infraestrutura e de Assuntos Econômicos do Senado Federal;

9.8. autorizar a realização de monitoramento deste acórdão e dos itens 9.2.1, 9.2.2, 9.3 e 9.4 do Acórdão 1.382/2011-TCU-Plenário;

9.9. restituir os autos para a SefidEnergia para as providências a seu cargo.

10. Ata n° 38/2014 – Plenário.
11. Data da Sessão: 1/10/2014 – Ordinária.
12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-2565-38/14-P.
13. Especificação do quorum:
13.1. Ministros presentes: Augusto Nardes (Presidente), Walton Alencar Rodrigues, Benjamin Zymler, José Jorge (Relator) e Bruno Dantas.
13.2. Ministros-Substitutos convocados: Marcos Bemquerer Costa e Weder de Oliveira.

(Assinado Eletronicamente)
JOÃO AUGUSTO RIBEIRO NARDES
Presidente

(Assinado Eletronicamente)
JOSÉ JORGE
Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)
PAULO SOARES BUGARIN
Procurador-Geral

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 51961966.