

GRUPO I – CLASSE II – Plenário

TC 019.065/2015-9

Natureza: Solicitação do Congresso Nacional

Unidade: Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)

SUMÁRIO: AUDITORIA OPERACIONAL REALIZADA EM ATENDIMENTO À SOLICITAÇÃO DO CONGRESSO NACIONAL. INVESTIGAÇÃO DOS FUNDAMENTOS QUE LEVARAM AO EXPRESSIVO AUMENTO DAS CONTAS DE ENERGIA NO EXERCÍCIO DE 2015. ADERÊNCIA DO CÔMPUTO DA CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO (CDE) ÀS CONDICIONANTES NORMATIVAS QUE REGEM A MATÉRIA. DEFINIÇÃO DAS BANDEIRAS TARIFÁRIAS PARA O EXERCÍCIO DE 2015 DEVIDAMENTE FUNDAMENTADA PELA ANEEL. NÃO CONSTATAÇÃO DE DESCONFORMIDADES. OUTRAS OBSERVAÇÕES. REMESSA DE CÓPIA DA AUDITORIA AO CONGRESSO NACIONAL. ARQUIVAMENTO DO FEITO EM FACE DO PLENO ATENDIMENTO DA SOLICITAÇÃO.

RELATÓRIO

Trata-se de auditoria operacional no processo de definição das cotas anuais da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e das bandeiras tarifárias, em atendimento à solicitação do Congresso Nacional encaminhada a este Tribunal pela Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, motivada pelo expressivo aumento nas contas de energia de todos os consumidores ocorrido no ano de 2015 e com o objetivo de apurar possível falta de transparência ou irregularidade no processo.

2. Reproduzo, a seguir, na íntegra o relatório de auditoria elaborado pela SeinfraElétrica:

“Trata-se de auditoria operacional decorrente de Solicitação do Congresso Nacional (SCN) encaminhada a este Tribunal por meio do Ofício 118/2015 do Presidente da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, Deputado Eli Correa Filho, após aprovação da Proposta de Fiscalização e Controle (PFC) 2/2015, de autoria do Deputado Weliton Prado (peça 1).

2. Por meio da aludida SCN foi solicitada ao TCU a realização de fiscalização sobre o processo de definição das cotas anuais da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e de bandeiras tarifárias, haja vista o expressivo aumento nas contas de energia de todos os consumidores ocorrido no ano de 2015, o que, segundo o autor da PFC 2/2015, ocorreu de forma pouco transparente e com indícios de irregularidades por ele não citados.

3. A fiscalização foi aprovada por meio do Acórdão 356/2016 – Plenário, de 24/02/2016 (peça 8), e tem como unidades fiscalizadas o Ministério de Minas e Energia (MME), a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e as Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras).

1.1. Antecedentes

4. Em 2014, foi realizada no âmbito do TC-011.223/2014-6, ampla auditoria operacional para avaliar os efeitos da Medida Provisória 579/2012 na CDE, que resultou no Acórdão 2.565/2014 – Plenário.

5. Tal acórdão trouxe determinações ao MME no sentido de regularizar (i) o pagamento das indenizações das concessionárias que renovaram as concessões, nos termos do art. 4º da Portaria Interministerial 580/MME/MF, de 01/11/2012, e (ii) os repasses da CDE à Eletrobras, notadamente

da rubrica Conta Consumo de Combustíveis (CCC), destinada aos fornecedores de combustíveis para os sistemas isolados, de forma a evitar o colapso de abastecimento da região Norte.

6. Em 2015, com o julgamento do levantamento consubstanciado no Relatório Sistêmico de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica (FiscEnergiaElétrica, TC-013.099/2014-0), proferido por meio do Acórdão 993/2015 – Plenário, foi determinado à SeinfraElétrica que, ao realizar o monitoramento do Acórdão 2.565/2014 – Plenário, exarado no âmbito do TC-011.233/2014-6, atualizasse o escopo da fiscalização de modo a contemplar:

9.2.1. uma apuração mais abrangente do atual momento de realismo tarifário presente no setor elétrico, analisando não apenas os impactos diretos da Medida Provisória 579/2012, mas também outros temas que incidem diretamente sobre a modicidade dos preços praticados no país, como o sistema de bandeiras tarifárias, as revisões e reajustes extraordinários autorizados pela Aneel e o aumento do endividamento das empresas do Grupo Eletrobras;

9.2.2. um estudo comparativo em que sejam explicitadas as diferenças entre os preços nacionais de energia elétrica e os preços praticados em outros países, na medida em que o Brasil apresenta uma das tarifas mais elevadas do mundo, mesmo possuindo um parque de geração eminentemente hídrico;'

7. Tais assuntos envolvem o objeto da SCN ora em apreço e estão sendo tratados por meio do TC-003.346/2015-3, motivo pelo qual entende-se pertinente que, quando do julgamento de mérito do referido processo, seja encaminhada cópia da decisão que vier a ser prolatada à comissão solicitante.

I.2. Objetivo e Escopo da Auditoria

8. Esta auditoria tem por objetivo levantar informações sobre o processo de definição das cotas anuais da CDE e das bandeiras tarifárias, bem como avaliar se a definição das cotas da CDE para o ano de 2015 atendeu a aspectos de legalidade e de legitimidade.

I.3. Critérios

9. Há, no setor, competências atribuídas a diversos agentes, 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).

10. Essas competências estão insculpidas nos diplomas que regem o setor elétrico, em especial as Leis 9.427/1996, 9.478/1997, 9.648/1998, 10.683/2003, 10.847/2004, 10.848/2004 e 12.783/2013.

I.4. Metodologia

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

12. 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.

13. Considerando os objetivos da auditoria, formulou-se a matriz de planejamento (...) e foram delineados os achados de auditoria apresentados neste relatório.

II. VISÃO GERAL

14. Em meados de 2012, o Governo Federal antecipou, por meio da MP 579/2012, o vencimento das concessões de geração e de transmissão de energia que expiravam entre 2015 e 2017, o que ocasionou significativas alterações na Conta de Desenvolvimento Energético.

15. Visando diminuir em 20%, em média, as tarifas de energia, o governo optou por reduzir o total de encargos, com a descontinuidade da cobrança da CCC-Isolados, de parte da Reserva Global de Reversão (RGR), bem como de 75% das cotas da CDE. Para isso, estipulou-se aporte do tesouro nacional à CDE, lastreado nos recebíveis do serviço da dívida de Itaipu.

16. 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 10.438/2002).

17. Desde a edição da MP 579/2012, que foi convertida na Lei 12.783/2013, foram editadas outras sete medidas provisórias para alterar o sistema elétrico brasileiro, além de seis decretos para regulamentar a matéria, com amplo impacto na CDE.

18. Além disso, desde janeiro de 2015, as contas de energia são faturadas de acordo com o sistema de bandeiras tarifárias, regulamentado mediante a Resolução Normativa Aneel 547/2013.

19. Nesse contexto, o TCU busca compreender nesta auditoria o processo de definição das cotas anuais da CDE e de bandeiras tarifárias, bem como avaliar se eles são compatíveis com os normativos que regem a matéria.

III. CONSTATAÇÕES DA AUDITORIA OPERACIONAL

20. Esta seção do relatório divide-se duas partes, que seguem as questões de auditoria, com o intuito de conhecer e avaliar: i) o processo de definição das cotas da CDE; e ii) o processo de definição das bandeiras tarifárias.

III.1. Como foi feito o processo de definição das cotas da CDE/2015 e que motivos elevaram substancialmente o valor das cotas no ano de 2015?

III.1.1. Processo de definição das cotas da CDE

21. Originalmente, nos termos do art. 13 da Lei 10.438/2002, a CDE possuía como finalidade apenas a de promover o desenvolvimento energético dos estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional.

22. Para tanto, eram fontes de receita da conta: i) os pagamentos anuais realizados pelos concessionários e autorizados a título de Uso de Bem Público (UBP); ii) as multas aplicadas pela Aneel; e iii) a partir de 2003, as cotas anuais pagas por todos os agentes que comercializam energia elétrica com consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de distribuição e transmissão de energia elétrica. Essas cotas anuais eram definidas em valores idênticos ao rateio da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) dos sistemas elétricos interligados do ano de 2001, sendo reajustadas anualmente pela variação do mercado e do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

23. A partir de 2013, o regime de formação e utilização dos recursos da CDE foi alterado significativamente com a edição da MP 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013.

24. Quanto à origem dos recursos, além das fontes já mencionadas, foram adicionadas novas fontes, oriundas de créditos do Tesouro Nacional junto a Itaipu, e da possível transferência de recursos da RGR.

25. Quanto às despesas, nesse novo regime, a CDE, além dos objetivos originais, passou a prover os recursos da CCC, previstos na Lei 12.111/2009 e assumiu objetivos similares ao da Reserva Geral de Reversão (RGR), criada pelo art. 4º da Lei 5.655/1971, como o de amortizar operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão de concessões ou atender a finalidade de modicidade tarifária.

26. Além disso, a Lei 12.839/2013 também atribuiu à CDE as funções de prover os recursos para compensar descontos aplicados aos usuários dos sistemas de distribuição de energia elétrica, antes compensados nas próprias tarifas por meio de subsídio cruzado, e para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, a fim de assegurar o equilíbrio da redução das tarifas de que trata a MP 579/2012.

27. Em contrapartida, as distribuidoras e transmissoras licitadas a partir de 12 de setembro de 2012 e os agentes com concessões prorrogadas nos termos da MP 579/2012 ficaram desobrigados do recolhimento da cota anual da RGR. Também foi extinto o encargo tarifário da CCC, muito embora o

custo de geração de energia elétrica nos sistemas isolados tenha passado a integrar as necessidades de recursos da CDE.

28. A partir da edição da MP 579/2012, a forma de cálculo das cotas anuais da CDE também foi alterada substancialmente, pois deixou de resultar da mera atualização pela inflação e o crescimento do mercado, passando a ser apurada com base na diferença entre a necessidade total de recursos da conta e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes de receita.

29. Por derradeiro, em função da conjuntura hidrológica desfavorável nos anos de 2013 e 2014, e de seus impactos no equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras, também foram instituídas novas despesas na CDE, com base na modicidade tarifária, por meio dos Decretos 7.891/2013, 7.945/2013, 8.2013/2014 e 8.221/2014, que permitiram o repasse de recursos da CDE às distribuidoras para a cobertura de custos associados com a contratação de energia e o pagamento de encargos setoriais para o atendimento do mercado cativo de energia elétrica.

30. A fiscalização da gestão econômica e financeira do fundo e a fixação das cotas anuais pagas pelos agentes, mediante encargo tarifário, é atribuição da Aneel, ao passo que a regulamentação e a programação orçamentária da CDE competem ao Poder Executivo e a movimentação financeira da conta às Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobras).

31. Para a fixação das cotas anuais da CDE, a Aneel segue o rito interno descrito na Resolução Normativa 273/2007, fazendo a consolidação do orçamento anual com base em estimativas próprias de receitas e despesas e em informações fornecidas pela Eletrobras, Ministério de Minas e Energia (MME) e Ministério da Fazenda (MF).

32. Esse processo é precedido de audiência pública convocada pela Aneel, nos termos do art. 3º-A, § 3º, da Lei 9.427/1996, regulamentada pelo Decreto 2.335/1997, com o objetivo de: i) recolher subsídios e informações; ii) propiciar aos agentes e consumidores a possibilidade de encaminhamento de seus pleitos, opiniões e sugestões; iii) identificar, da forma mais ampla possível, todos os aspectos relevantes à matéria objeto da audiência pública; e iv) dar publicidade à ação regulatória da Agência.

33. No ano de 2015, para a definição das cotas da CDE, a Agência elaborou a Nota Técnica 14/2015-SGT/SRG/Aneel (peça 16), esboçando o orçamento da CDE para o ano de 2015, e abriu, no dia 04/02/2015, a Audiência Pública (AP) 3/2015, com prazo de recebimento de contribuições entre os dias 04/02/2015 e 13/02/2015. Foram recebidas contribuições de 27 agentes do setor.

34. Cada um dos itens de receita e despesa da CDE/2015 foi analisado pela superintendência competente, e as contribuições foram respondidas ao longo da Nota Técnica 33/2015-SGT/SRG/Aneel, culminando, por fim, na edição da Resolução Homologatória Aneel 1.857/2015, homologando as aludidas cotas.

35. Dessa maneira, a análise formal desse processo de definição das cotas da CDE para o ano de 2015 não evidenciou a ocorrência de inconformidades, visto que foram atendidos os preceitos da Lei 9.427/1996 e o rito interno da Aneel, descrito na Resolução Normativa 273/2007.

III.1.2. Motivos para o aumento substancial das cotas da CDE/2015

36. Embora não tenham sido identificadas impropriedades no processo de definição das cotas da CDE para o ano de 2015, o cerne da solicitação que deu ensejo a esta auditoria diz respeito ao aumento repentino dos valores arrecadados ao fundo por meio dessas cotas no período, que se passa a examinar a seguir.

37. Mas, antes, faz-se necessário realizar uma análise sintética sobre o orçamento da CDE para o ano de 2015, demonstrado a seguir:

Tabela 1 - Orçamento da CDE/2015 (R\$ milhões)

Despesas	2013	2014	2015		Receitas	2013	2014	2015
Restos a pagar do ano anterior	0	1.627	3.000		Saldo	3.786	0	435
Indenização das Concessões	0	3.179	4.898		UBP	674	558	585

Subsídios Tarifários	4.461	4.092	5.454	Multas	174	218	127
Subvenção Redução Equilibrada da Tarifa	386	389	389	RGR - Cotas	0	1.025	805
Baixa Renda	2.200	2.099	2.166	Reposição de Financiamentos	0	1.270	1.169
Programa Luz para Todos	2.027	875	875	Parcelamentos a receber	0	1.498	69
Carvão Mineral	1.004	1.123	1.216	Tesouro	8.460	11.805	0
Verba MME	0	31	24	Devolução Decreto 7.945/2013	0	0	3.137
CCC	4.043	4.658	7.223	Cotas CDE	1.024	1.700	18.920
Total	14.121	18.074	25.246	Total	14.121	18.074	25.246

Fonte: Nota Técnica 33/2015-SGT/SGR/Aneel (peça 17, p. 5).

38. De acordo com a Tabela 1, os itens de despesa da CDE que mais aumentaram do ano de 2014 para 2015 foram: i) os restos a pagar do ano anterior; ii) a indenização das concessões; iii) os subsídios tarifários; e iv) os repasses para a CCC. O único item de despesa que foi reduzido no período analisado foi a verba destinada ao MME, em apenas R\$ 7 milhões.

39. Quanto aos restos a pagar de 2014, observa-se, conforme a Tabela 2, que a rubrica 'Subvenção Modicidade – Redução da Tarifa' é a que tem o maior peso.

Tabela 2 - Restos a Pagar de 2014

Em R\$ mil	Contas a Pagar							Total
Descrição	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	
CTG - Emp. de Distribuição. Eletrobras	-	-	-	-	-	-	169.151	169.151
CTG - Reemb. - Outras	-	-	8.702	66.171	71.202	66.361	74.903	287.339
Subsídio de Sub-rogação	-	-	-	10.040	14.487	14.583	15.349	54.459
Subsídio LPT	-	-	-	-	-	129.196	36.937	166.133
Subsídio Baixa Renda	91	1	1	-	17.782	15.679	19.090	52.644
Carvão Mineral	-	-	-	-	91.687	91.687	91.687	275.061
Subvenção Subsídios - Desconto tarifário	88.825	25.734	25.734	26.164	30.287	30.488	32.453	259.685
Subvenção Modicidade - Redução da Tarifa	23.099	32.641	35.503	362.711	376.002	387.753	391.726	1.609.435
Total	112.015	58.376	69.940	465.086	601.447	735.747	831.296	2.873.907

Fonte: Nota Técnica 33/2015-SGT/SGR/Aneel (peça 17, p. 5).

40. Esse subsídio, criado por meio da MP 605/2013, e regulamentado pelo art. 4º do Decreto 7.891/2013, alude que a CDE deve prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação das concessões de geração de energia elétrica, com vistas a assegurar o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição de que trata o art. 1º, § 2º, da Lei 12.783/2013.

41. No que tange à indenização das concessões, houve aumento de R\$ 1,627 bilhão em 2014 para R\$ 3 bilhões em 2015, valor que corresponde às condições de parcelamento previstas na Portaria Interministerial 580/MME/MF, de 01/11/2012.

42. Quanto aos subsídios tarifários custeados por meio da CDE, na abertura da AP 3/2015, a estimativa dessa rubrica de despesa para 2015 era de R\$ 5,806 bilhões. O montante correspondia aos valores homologados pela Aneel nos processos tarifários das distribuidoras realizados em 2014, sem o ajuste do período anterior, com uma estimativa de crescimento médio de 30% de seu valor dada a expectativa de aumento das tarifas e do mercado em 2015.

43. Todavia, a previsão de gastos da CDE com o custeio desses descontos tarifários foi atualizada para R\$ 5,454 bilhões, considerando os valores já homologados pela Agência para os meses de janeiro e fevereiro de 2015, o resultado da Revisão Tarifária Extraordinária vigente a partir

de 1º março de 2015 e uma previsão de aumento de 10% a partir dos processos ordinários de reajuste e revisão tarifárias no ano de 2015 (peça 17, p. 6).

44. Em relação às despesas com a CCC, observa-se que, a partir do ano de 2013, foi extinto o encargo relativo ao rateio do custo de consumo de combustíveis para a geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados.

45. O mecanismo de reembolso da CCC passou a prever o reembolso do custo total de geração (CTG), subtraída a parcela equivalente ao custo médio da energia e potência comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada (ACRméd).

46. A partir das parcelas de custo dos contratos de energia e potência, da geração própria (aluguel de unidades geradoras, O&M e remuneração de capital), dos combustíveis conforme quantidades previstas pelo Grupo Técnico Operacional da Região Norte (GTON), aplicados os limites de preços e de consumo específico, e do valor do ACRméd publicado pela Aneel, a Eletrobras calculou o orçamento da CCC para 2014, chegando ao valor de R\$ 5,44 bilhões.

47. Para 2015, o CTG calculado pela Eletrobrás foi de R\$ 5,951 bilhões.

48. Todavia, vários outros itens foram cobertos pela CCC em 2015. A tabela 3 a seguir mostra as parcelas referentes ao orçamento da CCC 2015.

Tabela 3 - Orçamento da CCC/2015

Item	Valor (bilhões)
Saldo em caixa	R\$ 0,130
Custo Total de Geração	R\$ 5,951
Valor do ACR médio x Quantidade de Energia Prevista	(-) R\$ 1,719
Tributos sem compensação de créditos	R\$ 1,212
Sub-rogação	R\$ 0,097
Continuidade do contrato CEA-Eletronorte	R\$ 0,314
Contrato de suprimento da Termo Norte II (Despacho ANEEL nº 2.180/2013), parcelas 2015 da repactuação da dívida de R\$ 1,171 bilhões	R\$ 0,224
Tributos de 2009 a 2013 (Resolução Normativa nº 597/2013) não repactuados	R\$ 0,048
Tributos de 2009 a 2013 (Resolução Normativa nº 597/2013) da Amazonas Energia, sem repactuação	R\$ 0,884
Reprocessamento de tributos de 2009 a 2013 (Resolução Normativa nº 597/2013), parcelas 2015 da repactuação da Amazonas Energia, Ceron, Boa Vista Energia e Eletroacre no valor de R\$ 6.555 bilhões	R\$ 1,055
Alterações nas alíquotas de PIS/PASEP, COFINS e CIDE, sobre o óleo diesel, com um resultado médio para 2015 de R\$ 0,15/L. (Consumo estimado de 882.936.000 L de óleo diesel)	R\$ 0,132
Previsão de recebimento de parcelamento de dívidas de agentes do setor com fundo, relativo à inadimplência no pagamento do extinto encargo da CCC	(-) R\$ 0,125
Fator eficiente de perdas	(-) R\$ 0,156
Dedução de recuperação de tributos pelas beneficiárias	(-) R\$ 0,325
Total	R\$ 7,721

Fonte: Nota Técnica 14/SGT/SRG/ANEEL (peça 16, p. 14).

49. Observa-se que a maior parte do aumento expressivo da conta CCC se refere a parcelas de rubricas de tributos que passaram a ser reembolsáveis a partir da publicação da Resolução Normativa Aneel 597/2013, que, em seu art. 9º, diz que ‘os agentes beneficiários da CCC terão direito ao reembolso do custo decorrente dos créditos não compensados de ICMS e de PIS/Pasep e Cofins, constituídos e acumulados a partir de agosto de 2009 (inclusive)’.

50. Por fim, para fazer frente ao total de despesas contidas no orçamento, houve um acréscimo nas seguintes rubricas de receitas: i) devolução relativa ao reembolso do repasse efetuado pela CDE

às distribuidoras, no período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014, para cobrir os custos com a exposição involuntária e com o despacho de térmicas por razão de segurança energética; e ii) arrecadação de cotas da CDE.

51. O aludido aumento foi ainda maior em razão do fim do aporte de recursos do Tesouro Nacional na conta, o que tornou necessário a elevação da arrecadação de cotas da CDE de R\$ 1,7 bilhões em 2014 para R\$ 18,9 bilhões em 2015.

52. Conforme Nota Técnica da Aneel (peça 16, pp. 16-17), a Secretaria do Tesouro Nacional (STN) encerrou, a partir do ano de 2015, os aportes diretos do Tesouro para a CDE. Essas transferências totalizaram R\$ 19 bilhões nos anos de 2013 e 2014 e havia uma previsão inicial de uma transferência de R\$ 9 bilhões no Projeto de Lei Orçamentária Anual (PLOA) de 2015 (peça 16, p. 15). Todavia o repasse de recursos do Tesouro à CDE foi cancelado pelo Governo e a conta ficou desfalcada em aproximadamente 50%, valor que foi repassado por cotas aos consumidores.

53. Assim, além do crescimento de algumas despesas custeadas pela CDE, a arrecadação da conta ficou comprometida pelo fim dos repasses do Tesouro Nacional, o que ocasionou aumento expressivo das cotas repassadas ao consumidor em 2015.

54. Pelo exposto, em face das fundamentações acima mencionadas, também não foram identificadas inconsistências no aumento substancial das cotas da CDE no ano de 2015.

III.2. Como foi feito o processo de definição das bandeiras tarifárias para 2015?

55. A energia elétrica no Brasil é predominantemente gerada por hidrelétricas, sendo complementada por termelétricas durante todo o ano, porém, mais particularmente no período seco (de maio a novembro) ou quando os níveis dos reservatórios estão próximos do nível de risco. A frequência do acionamento de térmicas tem aumentado nos últimos anos. O impacto direto disso se manifesta de duas formas: na elevação do custo de geração de energia e na variação desse custo ao longo do ano.

56. O impacto do custo se dá a partir da diferença do MWh gerado pela térmica e o da hidrelétrica: o MWh gerado pela primeira, tudo o mais constante – e independentemente do combustível utilizado – é mais caro do que o MWh gerado pela segunda. O impacto na variação do custo, por sua vez, deve-se à maior exposição à hidrologia – na ocorrência de baixa precipitação e de diminuição dos níveis dos rios e reservatórios, mais usinas térmicas precisam ser acionadas, elevando o custo médio da energia gerada no país, fato que vem ocorrendo nos últimos três anos.

57. Como forma de sinalizar o aumento do custo de geração mais firmemente ao consumidor final advindo da situação descrita acima, incentivando a economia de energia via aumento de tarifa e diminuindo a necessidade de caixa das distribuidoras, que ficaria exposta à compra de energia em valor elevado até o período do reajuste anual de tarifas, a Aneel implementou o sistema de Bandeiras Tarifárias.

58. Na prática, o ONS indica para a Aneel a previsão das condições de geração de energia em cada região do país, o que dependerá dos níveis dos reservatórios, das chuvas, do consumo de energia e da estratégia adotada pelo Operador na geração, e a Agência indica o custo da energia ao consumidor final de acordo com a previsão recebida.

59. Essa indicação de custo é traduzida por uma ‘bandeira’ – verde, amarela ou vermelha: a verde indica que os custos de geração de energia elétrica estão sendo considerados baixos pelo ONS, dadas as características do sistema, a amarela sinaliza que estes estão aumentando e, por fim, a bandeira vermelha aponta que os custos estão muito elevados.

60. O Submódulo 7.1 do Proret, aprovado por meio da Resolução Normativa Aneel 464/2011, definiu que o sistema de bandeiras tarifárias seria aplicado a partir no ano de 2015 às concessionárias do SIN, tendo sido realizados, em 2013 e 2014, testes com a finalidade de simular os resultados obtidos com a aplicação hipotética das bandeiras amarela e vermelha e divulgar aos consumidores os procedimentos de aplicação do sistema.

61. Até fevereiro de 2015, as bandeiras tarifárias consideravam somente os custos variáveis das usinas térmicas que eram utilizadas na geração de energia, conforme intervalo de valores do

[Custo Marginal de Operação] CMO e do [Encargo de Serviço de Sistema por Segurança Energética] ESS-SE, definido como faixas de acionamento do sistema de bandeiras tarifárias, as quais são publicadas em ato administrativo específico da Aneel. Já o acionamento de cada bandeira tarifária era realizado por submercado e sinalizado mensalmente pela Agência, de acordo com informações de CMO e ESS-SE prestados pelo ONS. Assim, para cada 100 kWh consumidos, incidia um adicional de R\$ 3, durante a bandeira tarifária vermelha, e de R\$ 1,5, na bandeira tarifária amarela.

62. Com a edição do Decreto 8.401/2015 e da Resolução Homologatória Aneel 1.859/2015, que o regulamentou, para cada 100 kWh consumidos, a bandeira vermelha passou a ser de R\$ 5,50 e a amarela de R\$ 2,50, e os critérios para a utilização das bandeiras passaram a ser definidos da seguinte forma:

a) bandeira verde: será acionada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário (CVU) da última usina termelétrica a ser despachada for inferior ao valor de R\$ 200,00/MWh;

b) bandeira amarela: será acionada nos meses em que o valor do CVU da última usina termelétrica a ser despachada for igual ou superior a R\$ 200,00/MWh e inferior ao valor-teto do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), atualmente de R\$ 388,48/MWh; e

c) bandeira vermelha: será acionada nos meses em que o valor do CVU da última usina termelétrica a ser despachada for igual ou superior ao valor-teto do PLD.

63. Os motivos foram fruto de um aprimoramento técnico descrito na Nota Técnica 28/2015-SGT/Aneel, em que foram observados os comandos emitidos no Decreto 8.401/2015, ao estabelecer o compartilhamento de todos os custos de geração por fonte termelétrica, e não somente os custos variáveis como antes vigente, bem como os custos da exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo por todas as distribuidoras do SIN.

64. Foram então elaborados critérios de acionamento visando definir uma única bandeira mensal para todas as distribuidoras, e não mais por submercado, bem como recalculados os valores adicionais das bandeiras tarifárias amarela e vermelha, de forma a refletir a expectativa de custo dos seguintes itens:

a) variação do custo da parcela variável dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) na modalidade por disponibilidade em relação à cobertura tarifária concedida;

b) encargo de Serviço do Sistema (ESS) gerado por usinas despachadas por ordem de mérito com CVU acima do valor-teto do PLD;

c) ESS gerado por segurança energética (fora da ordem de mérito);

d) exposição involuntária ao mercado de curto prazo decorrente de insuficiência contratual;

e) risco hidrológico associado à geração dos Contratos de Cota de Garantia Física (CCGF);

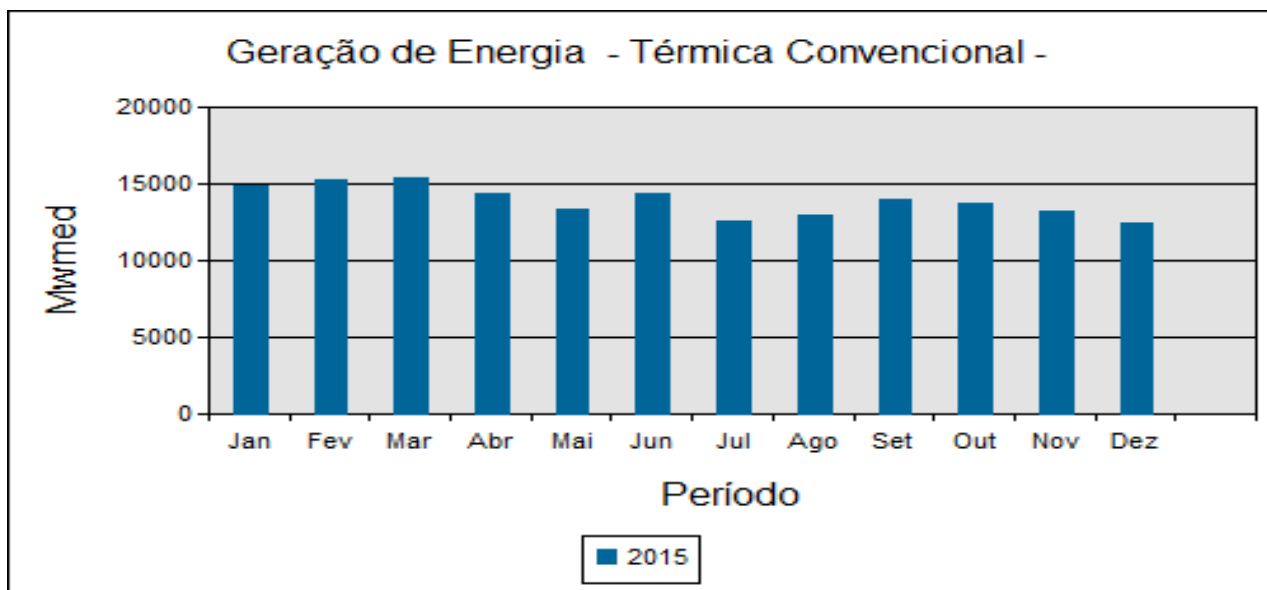
f) risco hidrológico associado à geração de Itaipu; e

g) estimativa de excedente da Conta de Energia de Reserva (Coner) associado aos leilões de energia de reserva.

65. No novo cálculo dos adicionais de bandeira tarifária, a Aneel utilizou como premissas um cenário hidrológico desfavorável, com o despacho do parque térmico na totalidade de sua disponibilidade, seja por ordem de mérito ou segurança energética, e manutenção do PLD em seu valor teto durante o ano de 2015, ou seja, com a vigência da bandeira vermelha ao longo de todo o período.

66. Particularmente quanto às premissas utilizadas pelo regulador, a análise dos dados de operação indica que o cenário estimado, de fato, aproximou-se do cenário real, uma vez que o parque térmico foi despachado em sua totalidade dentro de uma curva estável entre 12.000 e 15,500 MWmed, conforme demonstrado a seguir.

Gráfico 1 – Geração do parque térmico em 2015



Fonte: ONS.

67. Apresenta-se, a seguir, a estimativa dos custos relacionados no item 66 acima realizada pela Aneel.

68. Para a parcela variável dos CCEARs, foram comparados os custos variáveis dos contratos a um PLD no valor teto (R\$ 388,48/MWh) e a sua cobertura tarifária, que considera um valor de Custo Marginal de Operação limitado a R\$ 200,00/MWh. A diferença entre as duas parcelas é recuperada pelas receitas das bandeiras tarifárias.

Tabela 4 - Parcela Variável dos CCARs na CCRBT

Custo variável de CCARs-D a PLD de R\$ 200,00/MWh	Custo variável de CCARs-D a PLD de R\$ 388,48/MWh	Custo a ser recuperado pela receita das bandeiras
R\$ 10.005.317.021,98	R\$ 13.650.427.012,11	R\$ 3.645.109.990,13

Fonte: NT 34/2015/SGT/Aneel.

69. A estimativa dos custos decorrentes da operação de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito com CVU acima do PLD foi calculada em duas etapas.

70. Para as usinas termelétricas comprometidas com CCEARs de distribuição na modalidade por disponibilidade, o custo contabilizado como ESS, dado pela diferença entre o CVU e o PLD, foi alocado integralmente aos consumidores cativos do SIN, como componente da receita variável associada a esses contratos.

71. No caso das usinas que não vendem sua energia por meio de CCEARs por disponibilidade, mas por quantidade, a proposta de rateio do ESS nos cenários em que o CVU é maior que o PLD é a de que o custo seja pago por todos os agentes de consumo (cativos e livres), na proporção de seus consumos líquidos.

Tabela 5 - Custo do ESS na CCRBT

ESS CVU > PLDmax CCARs-D	ESS CVU > PLDmax Demais térmicas Cativo	ESS CVU > PLDmax total
R\$ 5.953.367.190,03	R\$ 2.389.072.586,64	R\$ 8.342.439.776,66

Fonte: NT 34/2015/SGT/Aneel.

72. O encargo de ESS por segurança energética decorre do despacho das usinas termelétricas quando seu CVU é superior tanto ao CMO quanto ao valor teto do PLD, ou seja, ocorre quando as usinas são despachadas fora da ordem de mérito. Nessas situações, a diferença entre o CVU e o PLD é remunerada por meio dessa rubrica. Para esse encargo, o rateio dos custos afeta todos os agentes do SIN (cativos e livres), conforme estimado pela Aneel na tabela a seguir.

Tabela 6 - Custo do ESS por Segurança Energética na CCRBT

ESS Segurança Energética Total	ESS Segurança Energética Cativo
R\$ 11.627.797.154,67	R\$ 8.720.847.866,00

Fonte: NT 34/2015/SGT/Aneel.

73. A estimativa dos riscos hidrológicos associados à geração dos contratos de CCGF e Itaipu foi calculada aplicando-se as médias mensais de 2014 dos ajustes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) para esses contratos nos meses em que se realizou o cenário de bandeira vermelha para o subsistema SE/CO.

Tabela 7 - Custo do Risco Hidrológico na CCRBT

Risco Hidrológico dos CCGFs	Risco Hidrológico de Itaipu	Total
R\$ 2.832.024.018,69	R\$ 2.169.683.618,52	R\$ 5.001.707.637,21

Fonte: NT 34/2015/SGT/Aneel.

74. Em relação aos leilões de energia de reserva, nos meses em que há geração das usinas comprometidas com os Contratos de Energia de Reserva (CER), a energia produzida é liquidada no mercado de curto prazo, sendo a receita auferida com essa liquidação destinada à Conta de Energia de Reserva (Coner) para fins de composição dos recursos financeiros necessários para cobertura dos custos decorrentes dessas contratações.

75. Como a premissa dos cálculos realizados pela Aneel pressupõe um cenário de PLD no seu valor teto durante todo o ano de 2015, a receita proveniente dessa liquidação gera um excedente financeiro nas estimativas, mesmo após o pagamento das despesas decorrentes da contratação da energia de reserva. Com isso, para o ano de 2015, a previsão do montante arrecadado dessa rubrica foi abatida dos custos a serem recuperados pela receita das bandeiras tarifárias.

Tabela 8 - Custo da Energia de Reserva na CCRBT

Cobertura de EER na Tarifa	Excedente da Coner	Total
R\$ 2.814.000.000,00	R\$ 1.585.217.755,76	R\$ 4.399.217.755,76

Fonte: NT 34/2015/SGT/Aneel.

76. Em relação à estimativa da exposição involuntária de curto prazo em 2015, cabe explicar com mais detalhes o cálculo realizado pela Aneel.

77. Primeiramente, a agência calculou uma estimativa de carga total mês a mês para o ambiente regulado no ano de 2015, aplicando-se uma taxa de crescimento de 3% em relação a 2014, conforme tabela 9.

Tabela 9 - Estimativa de carga no ambiente regulado (2015)

Mês (2015)	Carga (MWh)
Janeiro	37.329.260
Fevereiro	36.316.770
Março	34.913.910
Abril	36.552.640
Maio	34.335.050
Junho	34.012.660
Julho	33.476.030
Agosto	32.345.090
Setembro	34.046.650
Outubro	34.026.050
Novembro	36.032.490
Dezembro	34.869.620
Total	418.256.220

Fonte: Aneel.

78. A agência listou todos os contratos vigentes para o ano de 2015, conforme tabela 10 a seguir.

Tabela 10 - Contratos de Energia no ambiente regulado (2015)

Tipo de contratos	Montante dos contratos (MWh)
Angra	13.858.049,34
Bilaterais	52.917.534,23
Itaipu	64.007.126,28

Proinfa	8.332.664,14
CCGF	83.546.613,64
CCEAR	192.331.952,55
18º leilão de ajuste (1)	8.554.361,00
Reduções contratuais (2)	- 15.161.608,74
Total	408.386.692,44

(1) Leilão realizado pela CCEE com a finalidade de adequar os desvios entre as previsões de contratos anteriores e a demanda atualizada do mercado. O 18º leilão foi realizado em janeiro de 2015.

(2) Reduções nos montantes de CCEAR decorrentes de leilões frustrados e parcelas contratuais não executadas por decisões judiciais.

Fonte: Aneel.

79. A diferença entre a carga prevista (418 TWh) e o total dos contratos (408 TWh) se trata da exposição involuntária total de energia de curto prazo, a ser liquidada pelo PLD. A Aneel, então, calcula o montante total da exposição financeira a partir da previsão sazonalizada da exposição de carga, liquidada ao valor teto do PLD, descontada da cobertura financeira média para compra de energia das distribuidoras concedida nos reajustes tarifários de 2014. Esse cálculo resultou em uma estimativa de R\$ 2,26 bilhões para a receita a ser recuperada pelo sistema de bandeiras tarifárias devido à exposição involuntária de curto prazo.

80. Ao se consolidar todas as estimativas de custos mencionadas nos parágrafos anteriores, a Aneel chegou aos valores listados na tabela 11:

Tabela 11 - Estimativa dos custos a serem cobertos pela receita das bandeiras tarifárias (2015)

Item	Custo (R\$)
Parcela variável CCEARs	3.645.109.990,13
ESS usinas com CVU > PLD	8.342.439.776,66
ESS segurança energética	2.162.865.710,74
Exposição involuntária de curto prazo	2.261.788.521,11
Risco Hidrológico CCGF	2.832.024.018,69
Risco Hidrológico Itaipu	2.169.683.618,52
Coner	-4.399.217.755,76
TOTAL	17.014.693.880,09

Fonte: Aneel.

81. De posse dessa estimativa de custos (R\$ 17,01 bilhões), e com base em uma estimativa de crescimento do mercado cativo (3%) e considerando o subsídio previsto aos consumidores de baixa renda, a Aneel calculou o valor dos adicionais anteriormente citados a serem aplicados aos consumidores cativos: i) R\$ 55/MWh para a bandeira vermelha; e ii) R\$ 25/MWh para a bandeira amarela.

82. Portanto, a utilização da bandeira tarifária vermelha foi devidamente fundamentada e, em face das disposições contidas no Decreto 8.401/2015, por meio das quais passaram a ser considerados todos os custos de geração por fonte termelétrica, e não somente os custos variáveis como antes vigente, bem como os custos da exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo, restam devidamente esclarecidos os fundamentos para o aumento dos adicionais de bandeira tarifária ocorridos em março de 2015.

IV. IMPACTO DECORRENTE DE JUDICIALIZAÇÃO

83. Os valores das cotas da CDE fixados para o ano de 2015 são também objeto de ação ajuizada pela Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace), em que é questionada, em suma, a forma de cobrança da CDE, aplicada sobre o consumo de energia elétrica, sem refletir a proporção do uso dos sistemas de distribuição e transmissão, bem como é alegada: i) prática de política tarifária à revelia da lei; ii)

criação de subsídios cruzados para suportar custos decorrentes do mercado cativo; e iii) a falta de correspondência entre o encargo tarifário e a contraprestação do serviço (peça 31, p. 6).

84. O Juiz da 2ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal, tendo em vista julgar presente o perigo de dano de difícil reparação na demora natural do processo, deferiu pedido liminar de antecipação dos efeitos da tutela, em favor da requerente, o que gerou a perda de arrecadação da CDE num montante de R\$ 1,8 bilhão em 2015 (peça 32).

85. Caso a decisão judicial seja mantida, esse valor será repassado aos consumidores de energia elétrica não associados da Abrace no próximo reajuste ordinário.

V. CONCLUSÃO

86. Trata-se de auditoria operacional decorrente de solicitação do Congresso Nacional, aprovada por meio do Acórdão 356/2016 – Plenário, de 24/02/2016.

87. A auditoria teve o objetivo de avaliar a atuação gerencial e regulatória dos entes envolvidos, bem como de conhecer os processos de definição das cotas anuais da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e de aumento das bandeiras tarifárias. Buscou-se, ainda, analisar questões fáticas e técnicas a respeito da ação ajuizada pela Abrace em desfavor da Aneel.

88. Grande parte do que foi solicitado pelo Congresso Nacional foi objeto do monitoramento do Acórdão 2.565/2014 – Plenário (TC-003.346/2015-3), resultado de auditoria operacional acerca dos impactos da Medida Provisória (MP) 579/2012 na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

89. Quanto aos procedimentos utilizados para a definição das cotas da CDE/2015, observa-se que foram cumpridos, na realização da AP 3/2015, os requisitos previstos na Resolução Normativa Aneel 273/2007, que trata dos procedimentos e prazos para a realização de audiências públicas.

90. Quanto à definição das cotas da CDE/2015, os itens de despesa da CDE que mais aumentaram do ano de 2014 para 2015 foram os restos a pagar do ano anterior, a indenização das concessões, os subsídios tarifários e os repasses para a CCC.

91. Dessa forma, observa-se que, além do crescimento de algumas despesas da CDE, somado ao início dos pagamentos dos empréstimos feitos pela CDE e pela conta Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para socorrer as distribuidoras - detalhadamente explicadas no TC-003.346/2015-3, a arrecadação da conta ficou comprometida pelo fim dos repasses do Tesouro Nacional, o que ocasionou aumento expressivo das cotas da CDE/2015 repassadas ao consumidor.

92. Pelo exposto, não foram identificadas inconsistências no processo de definição das cotas e nem no aumento substancial das cotas da CDE no ano de 2015.

93. No que se refere às bandeiras tarifárias, elas foram implantadas como forma de sinalizar o aumento do custo de geração térmica ao consumidor final.

94. As receitas das bandeiras tarifárias são utilizadas para financiar os custos de uma série de itens relacionados aos custos de geração: i) variação do custo da parcela variável dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) na modalidade por disponibilidade em relação à cobertura tarifária concedida; ii) ESS gerado por usinas despachadas por ordem de mérito com CVU acima do valor teto do PLD; iii) ESS gerado por segurança energética; iv) exposição involuntária ao mercado de curto prazo decorrente de insuficiência contratual; v) risco hidrológico associado à geração dos Contratos de Cota de Garantia Física (CCGF); vi) risco hidrológico associado à geração de Itaipu; e vii) estimativa de excedente da Conta de Energia de Reserva (Coner) associado aos leilões de energia de reserva.

95. Para as estimativas desses custos, a Aneel adotou como premissas um cenário hidrológico desfavorável, com o despacho do parque térmico na totalidade de sua disponibilidade, seja por ordem de mérito ou segurança energética, e manutenção do PLD em seu valor teto durante todo o ano. Nesse cenário, inferiu-se uma previsão de acionamento das bandeiras vermelha ou amarela durante todo o ano de 2015.

96. Os valores calculados com base nesses dados para os adicionais foram de R\$ 55/MWh para a bandeira vermelha e R\$ 25/MWh para a bandeira amarela.

97. Conclui-se, portanto, que a utilização da bandeira tarifária vermelha foi devidamente fundamentada e restam pontualmente esclarecidos os fundamentos para o aumento dos adicionais de bandeira tarifária ocorridos em março de 2015.

98. No que tange ao impacto decorrente de judicialização, que envolve a CDE/2015, observou-se que pode haver acréscimo de R\$ 1,8 bilhão a ser suportado, em sua maior parte, aos consumidores do ACR.

VI. PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

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

a) remeter ao Presidente da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, Excelentíssimo Deputado Federal Eli Correa Filho, bem como ao autor da Proposta de Fiscalização e Controle 2/2015, Excelentíssimo Deputado Federal Weliton Prado, cópia das instruções, relatórios, votos e acórdãos referentes ao presente processo e ao TC-003.346/2015-3, informando-lhes que este último se encontra em andamento;

b) considerar a solicitação em tela integralmente atendida; e

c) arquivar o presente processo, por ter cumprido os fins para que foi constituído.”

É o relatório.

VOTO

A Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados solicitou a este Tribunal que investigasse os processos de definição das cotas da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para 2015 e das bandeiras tarifárias. O pedido foi motivado pelo expressivo aumento ocorrido nas contas de energia de todos os consumidores em 2015 e teve por objetivo apurar possível falta de transparência ou irregularidade no processo de definição das novas tarifas.

2. Preliminarmente, cumpre lembrar que a CDE foi instituída pelo art. 13 da Lei 10.438/2002 e destina-se ao desenvolvimento energético dos estados, à universalização dos serviços de energia elétrica, à subvenção social das tarifas dos consumidores de baixa renda, aos dispêndios de combustível de empreendimentos termelétricos, à compensação do efeito da não adesão à prorrogação das concessões de geração de energia elétrica, entre outros. Seus recursos são provenientes das cotas anuais pagas pelos agentes que fornecem energia ao consumidor final, mediante encargo específico incluído nas tarifas.

3. Já o sistema de bandeiras tarifárias permite equalizar o valor pago pelo consumidor e o custo de geração da energia, transferindo às tarifas eventuais aumentos decorrentes de variações na matriz de geração, como, por exemplo, quando há necessidade de acionamento das termelétricas, cujo megawatt gerado é mais dispendioso em comparação com as hidrelétricas, responsáveis pela maior parte da geração de energia no País.

4. Como já adiantado, a preocupação da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados em relação a esses temas decorre de uma percepção de aumentos exorbitantes nas contas de energia dos usuários e da mudança das bandeiras tarifárias apenas um mês depois de começarem a ser aplicadas.

5. Ao avaliar a matéria, a SeinfraElétrica assinalou que parte do pedido já poderia ser atendida com base nos dados coletados no TC-003.346/2015-3, que trata de monitoramento dos itens 9.2 e 9.4 do Acórdão 2.565/2014 – Plenário e que tratou da avaliação da realidade tarifária do setor elétrico. Esse trabalho já foi concluído e encontra-se pendente de apreciação pelo Tribunal.

6. Contudo, para que todas as questões postas fossem completamente elucidadas, a unidade técnica alertou para a necessidade de desenvolver uma série de ações, que seriam melhor estruturadas no âmbito de auditoria operacional específica na Agência Nacional de Energia Elétrica. Essa fiscalização foi autorizada pelo Acórdão 356/2016 – Plenário e os resultados obtidos encontram-se reproduzidos no relatório que precede este voto.

7. De forma sintética, a unidade técnica concluiu que não houve desconformidades na fixação das cotas da CDE e na definição das bandeiras tarifárias, uma vez que foram atendidas todas as condicionantes estabelecidas no arcabouço normativo que rege a matéria.

8. Especificamente em relação às cotas da CDE/2015, foram cumpridos os preceitos da Lei 9.427/1996 e o rito interno da Aneel, descrito na Resolução Normativa 273/2007, inclusive com a realização de audiência pública prévia (AP 3/2015).

9. Importante observar que as mudanças sofridas ao longo dos anos no cálculo da CDE decorrem da extensa alteração legislativa, consubstanciada em oito medidas provisórias e vários decretos, que acabaram por modificar a finalidade, as fontes de receita e os itens de despesa da conta. Para 2015, as rubricas que mais aumentaram em relação ao ano anterior foram os restos a pagar, a indenização das concessões, os subsídios tarifários e os repasses para a CCC, sendo que o maior peso em relação aos restos a pagar de 2014 deve-se à subvenção de modicidade para redução da tarifa aplicada em exercícios anteriores. Além disso, a oneração expressiva, manifestada no cômputo da CDE/2015, deve-se à redução da arrecadação, que ficou comprometida pelo fim dos repasses do Tesouro Nacional.

10. No que se refere às bandeiras tarifárias, elas foram implantadas como forma de sinalizar o aumento do custo de geração ao consumidor final, sendo que, no período em exame, a Aneel adotou

como pressuposto um cenário hidrológico desfavorável, com o despacho do parque térmico na totalidade de sua disponibilidade. Essa previsão, bem como outras premissas eleitas de forma conservadora, privilegiaram a segurança energética e foram responsáveis pelo acionamento das bandeiras vermelha ou amarela durante todo o ano de 2015. De qualquer modo, a unidade técnica concluiu que o aumento dos adicionais de bandeira tarifária encontra-se devidamente fundamentado.

11. Por fim, a SeinfraElétrica alerta para os efeitos de possível impacto na CDE de ação ajuizada pela Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace), em que é questionada a contribuição de seus associados. Se vitoriosa, essa demanda pode importar em déficit de R\$ 1,8 bilhão, a ser suportado, em grande parte, pelos consumidores residenciais.

12. Feitas essas breves considerações, gostaria de parabenizar a equipe da SeinfraElétrica pela qualidade do trabalho produzido e manifesto-me inteiramente de acordo com sua proposta de encaminhamento, no sentido de enviar à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados e ao Deputado Federal Weliton Prado, autor da PFC 2/2015, cópia integral desta decisão e do relatório de auditoria operacional que a subsidia, bem como juntar o acórdão ora proferido ao TC-003.346/2015-3, para que os estudos lá desenvolvidos também sejam fornecidos aos solicitantes após sua apreciação pelo TCU.

Ante o exposto, voto por que o Tribunal adote o acórdão que ora submeto à consideração do Plenário.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 3 de agosto de 2016.

JOSÉ MÚCIO MONTEIRO
Relator

ACÓRDÃO Nº 2001/2016 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 019.065/2015-9
2. Grupo I – Classe de Assunto: II – Solicitação do Congresso Nacional
3. Solicitante: Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados
4. Unidade: Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)
5. Relator: Ministro José Múcio Monteiro
6. Representante do Ministério Público: não atuou
7. Unidade Técnica: Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura Elétrica (SeinfraElétrica)
8. Representação legal : não há

9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos que tratam de auditoria operacional no processo de definição das cotas anuais da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e das bandeiras tarifárias em atendimento à Solicitação do Congresso Nacional (SCN) encaminhada a este Tribunal pela Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, motivada pelo expressivo aumento nas contas de energia de todos os consumidores ocorrido no ano de 2015 e com o objetivo de apurar possível falta de transparência ou irregularidade no processo.

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão Plenária, ante as razões expostas pelo relator, e com fundamento no art. 71, inciso IV, da Constituição Federal; no art. 38, inciso I, da Lei 8.443/1992; nos arts. 169, inciso V, e 232, inciso III, do Regimento Interno; e nos arts. 4º, inciso I, e 17, inciso I, da Resolução-TCU 215/2008, em:

9.1. encaminhar à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados e ao Deputado Federal Weliton Prado, autor da PFC 2/2015, cópia integral desta decisão e do relatório de auditoria operacional que a subsidia, informando-os, adicionalmente, que, quando o monitoramento do Acórdão 2.565/2014 – Plenário (TC-003.346/2015-3) for apreciado, lhes será enviado o resultado;

9.2. juntar cópia desta decisão ao TC-003.346/2015-3 para que possa oportunamente ser encaminhada cópia da decisão aos solicitantes;

9.3. considerar integralmente atendida a presente solicitação, determinando o arquivando deste processo.

10. Ata nº 30/2016 – Plenário.

11. Data da Sessão: 3/8/2016 – Ordinária.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-2001-30/16-P.

13. Especificação do quorum:

13.1. Ministros presentes: Aroldo Cedraz (Presidente), Walton Alencar Rodrigues, Raimundo Carreiro, José Múcio Monteiro (Relator) e Bruno Dantas.

13.2. Ministros-Substitutos convocados: Augusto Sherman Cavalcanti, Marcos Bemquerer Costa e Weder de Oliveira.

(Assinado Eletronicamente)
AROLDO CEDRAZ
Presidente

(Assinado Eletronicamente)
JOSÉ MÚCIO MONTEIRO
Relator

Fui presente:
(Assinado Eletronicamente)
PAULO SOARES BUGARIN
Procurador-Geral

