

GRUPO II – CLASSE V – Plenário

TC 003.346/2015-3 [Apensos: TC 025.684/2015-9, TC 021.611/2016-5].

Natureza: Monitoramento.

Órgãos/Entidades: Agência Nacional de Energia Elétrica; Centrais Elétricas Brasileiras S.A.; Ministério da Fazenda; Ministério de Minas e Energia; e Secretaria do Tesouro Nacional.

Representação legal: Maria Cristina Lopes Girão Moreira.

SUMÁRIO: MONITORAMENTO. CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO. DELIBERAÇÕES CUMPRIDAS. CONSIDERAÇÕES SOBRE O REALISMO TARIFÁRIO. ESTUDO COMPARATIVO DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA PRATICADAS EM DIVERSOS PAÍSES. ERRO NO CÁLCULO DE INDENIZAÇÕES ÀS CONCESSIONÁRIAS. INCORPORAÇÃO INDEVIDA DE VALORES À TARIFA. NECESSIDADE DE REGULAMENTAÇÃO. DETERMINAÇÕES. CIÊNCIA.

RELATÓRIO

Adoto como relatório a instrução produzida por equipe da Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica - SeinfraElétrica (peça 122), a seguir transcrita com ajustes de forma, que contou com a anuência do corpo diretivo daquela unidade (peças 123/124):

I. INTRODUÇÃO

1. Trata-se de monitoramento dos itens 9.2 e 9.4 do Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário, com o escopo estendido pelo Acórdão 993/2015-TCU-Plenário.

II. HISTÓRICO

2. Em 2014 foi realizada auditoria operacional acerca dos impactos da Medida Provisória 579/2012 na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

3. A auditoria constatou o descumprimento do art. 4º da Portaria Interministerial 580/MME/MF, de 1º/11/2012, tendo em vista que os valores parcelados das indenizações das concessionárias que renovaram as concessões não estavam sendo honrados no prazo estabelecido.

4. Adicionalmente, foram constatados atrasos sistêmicos nos repasses de recursos do tesouro para atendimento dos compromissos da CDE, o que levou o caixa da Eletrobras, gestora do encargo e responsável pelo repasse dos recursos para os agentes, a ficar constantemente deficitário.

5. Observou-se, ainda, um atraso geral da Eletrobras no repasse de recursos para o pagamento de todas as rubricas, sendo a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), a mais afetada.

6. As referidas constatações deram origem ao Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário, que, em seu item 9.2, 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 1º/11/2012; e ii) 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.

7. O supracitado acórdão também determinou que fosse realizado, em 2015, o seu monitoramento por esta Secretaria.

8. Por meio do item 9.2 do Acórdão 993/2015-TCU-Plenário, foi determinado à SeinfraElétrica que atualizasse o escopo do monitoramento retromencionado para que contemplasse apuração mais abrangente do atual momento de realismo tarifário presente no setor elétrico, bem como a realização de 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.

9. Dessa forma, a equipe de auditoria buscou ampliar o escopo do monitoramento e dividi-lo para a melhor compreensão dos temas em:

a) Monitoramento do item 9.2 do Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário, que consiste em avaliar os esforços empreendidos pelo MME para a regularização do pagamento das indenizações das concessionárias que renovaram as concessões, nos termos do art. 4º da Portaria Interministerial 580/MME/MF, de 1º/11/2012, e dos repasses da CDE à Eletrobras, bem como o monitoramento do item 9.4 do Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário, que trata da atuação da Aneel para mitigar a exposição involuntária das distribuidoras.

b) Avaliação das medidas adotadas em prol do realismo tarifário e de outras utilizadas para mitigá-lo, abrangendo:

b.1) Bandeiras Tarifárias;

b.2) Revisões e Reajustes extraordinários autorizados pela Aneel;

b.3) Empréstimo da CDE e da Conta Ambiente de Contratação Regulado (CACR)

b.4) Fim dos aportes de recursos do Tesouro Nacional na CDE;

b.5) Subvenção para equalização da redução tarifária;

c) Estudo comparativo sobre as diferenças entre os preços nacionais de energia elétrica e os preços praticados em outros países.

III. EXAME TÉCNICO

III.1. Monitoramento dos itens 9.2 e 9.4 do Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário

Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário:

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 enviem 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 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;

10. O advento da MP 579/2012 modificou a forma de cálculo das quotas da CDE e, principalmente, as fontes de recursos arrecadados pela Conta.

11. Sobre os encargos, tem-se, com a nova legislação, que:

a) a Reserva Global de Reversão (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;

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

c) o encargo tarifário da CDE, repassado para a tarifa, foi reduzido em 75% de 2012 para 2013, sendo mantidas as destinações para tarifa social, Programa Luz Para Todos, carvão mineral e fontes alternativas;

12. Como contrapartida para o aumento dos gastos da CDE, foi estipulada a possibilidade de aporte do Tesouro Nacional à Conta, lastreado nos recebíveis do serviço da dívida de Itaipu.

13. De forma geral, o que gerou as determinações contidas no item 9.2 do Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário foi o risco de não haver ou de serem atrasados os repasses de recursos do Tesouro Nacional para a CDE, conforme constatado pela equipe de auditoria em relação aos anos de 2013 e 2014.

III.1.1. Regularização das indenizações às concessionárias que renovaram as concessões.

14. A Tabela 1 mostra a movimentação financeira da CDE em 2015.

Tabela 1: Movimentação financeira da CDE (Valores em R\$ x 1.000.000)

Demonstração Saldo Inicial em	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
1 - Saldo Inicial Disponível (A+B)	161,7	326,0	170,2	96,9	114,5	31,9	92,6	164,9	254,3	38,2	71,9	362,2	
A - Saldo Dispon Conta Corrente	6,7	101,3	2,2	0,8	7,2	5,2	7,5	0,0	6,7	0,6	18,2	122,7	
B - Saldo Dispon Conta Aplicação	155,0	224,7	168,0	96,1	107,3	26,7	85,1	164,9	247,7	37,6	53,7	239,4	SOMA
2 - Entradas	1.550,3	285,8	459,9	1.902,5	1.963,2	1.503,4	1.879,6	2.610,0	1.934,4	1.934,5	2.357,3	2.066,4	20.447,2
Quotas CDE- Empréstimos p/ distribuidoras - Comp. c/ Enc. Contas (Liberac. PDP's)	78,2	14,7	19,4	168,3	60,1	0,0	251,2	1.201,3	553,3	473,5	483,3	281,7	3.584,9
Quotas CDE- Distribuidora	110,1	188,4	188,0	1.653,0	1.824,8	1.378,8	1.547,4	1.335,1	1.248,5	1.330,4	1.331,7	1.648,1	13.784,3
Quotas CDE- Cooperativas Permissonárias	1,0	1,0	1,0	1,7	1,7	2,4	2,5	7,2	6,9	7,5	12,1	11,2	56,4
Quotas CDE- Transmissora	6,7	1,6	11,9	6,5	1,5	12,4	7,0	7,1	0,0	30,4	15,8	15,6	116,3
Quotas UBP	92,0	46,3	48,3	48,3	43,8	49,5	49,2	0,0	96,8	48,7	48,4	49,6	621,1
Resgate conta aplicação Uso de Bens Públicos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	446,1	0,0	446,1
Multas ANEEL	1,3	23,8	12,0	15,4	23,1	36,1	19,3	1,0	23,0	27,4	8,0	43,6	233,9
Parcelamento - CDE	7,0	7,0	6,7	7,0	6,8	23,0	1,5	1,2	2,0	1,4	1,3	2,4	67,2
Crédito Transf. da RGR p/ CDE	0,0	0,0	170,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	170,5
Crédito Transferido do Tesouro Nac.	1.250,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1.250,0
MME - Obras Olímpicas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,8	0,0	0,0	10,8
Restituição de parte CDE-LPT	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	54,5	0,0	0,0	0,0	0,0	54,8
Parcelamento - REST. Parte CDE- Luz para Todos	1,5	1,5	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	3,1	9,5	7,3	27,1
Rendimentos de Aplicações Financeiras	2,4	1,4	0,5	1,1	1,2	1,1	1,5	2,6	1,2	1,2	1,1	6,7	22,1
Reposição Econômica de CARVÃO MINERAL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Outras Entradas	0,0	0,1	0,0	1,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	1,7
3 - Saídas	1.386,0	441,6	533,2	1.884,9	2.045,8	1.442,7	1.807,4	2.520,5	2.150,5	1.900,8	2.067,0	1.533,7	19.713,9
Pagto - Baixa Renda	265,5	154,9	30,3	356,7	258,9	133,7	187,9	167,1	136,5	204,4	161,4	157,4	2.214,8

Pagto - Carvão Mineral	91,7	89,8	0,0	68,9	89,8	71,5	233,5	164,4	176,8	75,5	17,2	145,7	1.224,8
Pagto - Luz p/ Todos (UPP)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pagto - Luz p/ Todos (ECFS)	0,0	65,4	0,0	76,7	102,3	33,7	141,3	32,9	120,5	26,1	47,5	10,5	656,8
Pagto - Kit Instalação	0,0	1,6	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	5,5	0,0	0,1	0,0	9,0
Pagto - Comp. não adesão prorrogação da Concessão Geração	104,7	0,8	2,5	125,9	33,6	0,0	51,3	49,9	24,7	24,0	40,7	126,2	584,3
Pagto - Modicidade Tarifária	697,3	31,2	341,0	142,6	324,4	233,8	491,1	1.341,4	698,3	659,3	796,0	513,3	6.269,8
Pagto - Custos Termelétricas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pagto - Cobertura CVA	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
Pagto - Obras Olímpicas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,4	5,4	10,8
Transferência de Recursos p/ Fundo CCC	0,0	0,0	159,4	645,7	750,9	573,8	243,5	369,7	654,8	889,6	613,6	575,0	5.475,9
Transferência de Recursos p/ Fundo RGR	226,0	98,0	0,0	468,2	484,0	396,0	458,8	395,0	333,5	22,0	385,0	0,0	3.266,5
Outras Saídas	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,7
Saldo Final Disponível (1 + 2 - 3)	326,0	170,2	96,9	114,5	31,9	92,6	164,9	254,3	38,2	71,9	362,2	894,9	894,9

Fonte: Site da Eletrobrás (peça 92).

15. A RGR, criada por meio do Decreto 41.019/1957, tinha, inicialmente, a finalidade de constituir um fundo para cobertura de gastos da União com indenização de eventuais reversões de concessões vinculadas ao serviço de energia elétrica. A rubrica “Transferência de recursos para o fundo RGR” representa esses valores na tabela 1.

16. A partir de 2013, o encargo RGR passou a não ser 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.

17. A MP 579/2012 também alterou a forma de cálculo das quotas anuais da CDE, pois deixou de resultar da mera atualização pela inflação e pelo 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 (Multas, Uso de Bem Público - UBP, aporte da União e outras).

18. Adicionalmente, a CDE teve redução de 75% no encargo repassado para a tarifa e, ainda assim, assumiu diversas obrigações, como o pagamento das indenizações relativas aos investimentos não amortizados das concessionárias com contratos renovados, nos termos da MP 579, se valendo de aportes do Tesouro para a cobertura da diferença entre o devido e o arrecadado.

19. Ocorre que atrasos no repasse de recursos do Tesouro à CDE geraram atrasos nos diversos pagamentos dessa conta às concessionárias, inclusive quanto aos recursos relativos às indenizações dos investimentos não amortizados, comprometendo a saúde financeira do Grupo Eletrobras, grande credora desses recursos. Nessa linha, o voto condutor do Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário assim descreveu o problema:

“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”.

20. Dessa forma, a partir de 2015, com a adoção do “realismo tarifário”, o Tesouro Nacional não mais se comprometeu a realizar aportes na CDE e, dada a sistemática de confronto entre receitas e despesas previstas da CDE, toda a diferença foi repassada para a tarifa, via encargo. Isso eliminou o risco de atrasos nos repasses dos recursos do Tesouro para a CDE para o pagamento das indenizações, visto não haver mais repasses, o que torna cumprida a determinação do item 9.2.1 do Acórdão supracitado.

21. Todavia, durante a análise do pagamento das indenizações, a equipe de auditoria obteve informação de que a Eletrobras constatou erro na forma de cálculo dessa rubrica (peça 109), o que resultou em pagamento a maior para as concessionárias indenizadas, em sua maioria do próprio grupo Eletrobras, num montante de R\$ 570 milhões, em 2015, havendo, portanto, ocorrido a quitação dos pagamentos referentes às indenizações e, ainda, saldo credor, e não devedor, da CDE em relação a essas empresas, no início de 2016.

22. De acordo com a Aneel, o saldo devedor das indenizações, em 31/12/2014, atualizado monetariamente e acrescido dos juros acordados, totalizava R\$ 4,89 bilhões, sendo R\$ 3,51 bilhões referentes aos ativos de transmissão e R\$ 1,38 bilhão relativos aos ativos de geração (peça 71, p. 13).

23. Importante ressaltar que aqui se trata apenas da indenização dos investimentos feitos em ativos de transmissão posteriores a 31/5/2000.

24. A tabela 1 mostra que até o fim do exercício de 2015 foram transferidos R\$ 3,27 bilhões da CDE para o fundo RGR, com objetivo de promover amortizações das indenizações, que se somaram a saldo existente e outras receitas próprias.

25. Segundo o balanço da RGR expedido pela Eletrobras (peça 104), foram pagos R\$ 5,15 bilhões em indenizações de concessões com recursos desse fundo no ano de 2015, frente a um saldo devedor de aproximadamente R\$ 4,89 bilhões (peça 86, p.8) no início daquele ano, isto é, pagou-se, sem considerar atualização do saldo, aproximadamente, R\$ 260 milhões a maior.

26. Não obstante as informações relatadas, o MME informou à Aneel (peça 105), em novembro de 2015, que o valor total destinado ao pagamento de indenizações no ano de 2016 a ser inserido na CDE desse ano seria ainda de R\$ 1,242 bilhão, sendo R\$ 295,548 milhões para ativos de transmissão e R\$ 946,178 milhões para ativos de geração, valor sem aparente justificativa, adotando-se como base o próprio balanço da RGR.

27. Acresça-se a já aparente desconformidade do valor repassado pelo MME à Aneel para pagamento das indenizações em 2016 via CDE (peça 105), o erro acusado pela Eletrobras, posterior à manifestação do MME, que evidenciou que as indenizações não somente estavam quitadas, mas também que houve pagamento a maior no valor de R\$ 570 milhões para as concessionárias indenizadas.

28. Analisando-se a nota técnica da Eletrobras, verificou-se que, na apuração original do valor devido das indenizações, efetivamente foram cometidos erros:

a) mês de referência para a utilização do indexador de atualização monetária: a regra estabelecida pela Portaria Interministerial 580/2012 definiu que os valores das indenizações deveriam ser atualizados até a data de seu efetivo pagamento pelo IPCA, relativo ao mês anterior ao do pagamento. Foi utilizado IPCA de dois meses anteriores;

b) utilização de taxa proporcional ($IPCA\ dia = IPCA\ mês / n^{\circ}\ dias$) ao invés de taxa equivalente ($IPCA\ dia = 1 - \frac{n^{\circ}\ dias}{\sqrt[12]{1 + IPCA\ mês}}$) para a definição de IPCA diário, além de incorreção na contagem da quantidade de dias de atualização diária;

c) incorreção na contagem da quantidade de parcelas para o pagamento a prazo das indenizações, para aquelas concessionárias que optaram por essa forma de pagamento, que, segundo a Portaria

Interministerial 580/2012, deveriam ser pagas até o vencimento do contrato de concessão vigente antes da renovação das concessões;

d) utilização equivocada de mês de referência para cálculo do início das parcelas mensais, pelo método SAC.

29. Além desses apontamentos, a nota técnica elenca, ainda, outros erros, que, por falta de dados, não foram passíveis de análise por esta unidade instrutiva.

30. A Tabela 2 mostra o resultado dos estudos da Eletrobras que ensejaram alteração nos saldos devedores para cada concessionária e evidencia o beneficiamento das empresas do próprio grupo Eletrobras por terem recebido a mais.

Tabela 2: Saldo Credor da CDE após erro de cálculo

Empresa	Indenização Geração	Indenização Transmissão	Total de Indenização (G + T)	Total de Pagamentos Previsão	Total de pagamentos após cálculo do erro	Valor efetivamente pago	Saldo Credor/Devedor da CDE	Saldo Credor/Devedor da CDE, considerando o IPCA
CEEE	-	661.085.854,71	661.085.854,71	848.854.703,52	790.110.374,07	802.172.016,12	-12.061.642,05	-7.079.340,17
CELG	-	98.740.514,73	98.740.514,73	128.679.760,14	116.914.731,63	118.360.453,31	-1.445.721,68	239.625,63
CHESF	5.178.303.136,00	1.587.160.434,07	6.765.463.570,07	8.256.142.546,19	7.458.671.315,63	7.756.901.231,73	-298.229.916,10	-121.304.900,10
COPEL	-	893.922.937,78	893.922.937,78	1.147.824.726,41	1.053.354.820,31	1.084.700.209,74	-31.345.389,43	-15.822.859,09
CTEEP	-	2.891.290.828,50	2.891.290.828,50	3.335.664.257,25	3.149.122.863,15	3.233.579.766,37	-84.456.903,22	-24.513.345,68
ELETRONORTE	35.492.480,00	1.682.267.636,86	1.717.760.116,86	2.031.291.939,74	1.867.777.017,05	1.971.895.135,51	-104.118.118,46	-68.783.704,81
ELETROSUL	-	1.985.568.720,82	1.985.568.720,82	2.349.699.647,96	2.162.632.618,44	2.279.594.015,55	-116.961.397,11	-76.739.752,28
FURNAS	744.247.950,00	2.878.027.799,89	3.622.275.749,89	4.755.104.402,72	4.239.299.155,12	4.551.871.991,92	-312.572.836,80	-256.143.441,11
Total							-570.147.717,61	

Fonte: Nota Técnica Eletrobras (peça 109, p. 13)

31. Muito embora a nota técnica evidencie o cometimento de erros nos cálculos dos saldos devedores das indenizações, não foi possível nesta auditoria, com os dados até então disponíveis, identificar o valor exato dos saldos devedores ou credores de cada concessionária, bem como o montante incluído indevidamente na CDE.

32. Entretanto, partindo-se da premissa de que o novo cálculo da Eletrobras esteja correto, houve lançamento a maior de R\$ 1,812 bilhão (R\$ 1,242 bilhão + R\$ 570 milhões) nas quotas da CDE, valor que corresponde a 9,34% do orçamento da CDE para o ano de 2016, refletido indevidamente na tarifa de energia.

33. Em reunião realizada com servidores da Aneel em 9/6/2016 (peça 110), constatou-se que tanto a Eletrobras como o MME foram omissos na obrigação de relatar à Agência o erro encontrado pela Empresa no cálculo das indenizações devidas, embora houvesse decorrido quase seis meses da descoberta do erro, evidenciado pelo documento datado de 27/1/2016 (peça 109).

34. Questionada sobre a ausência de comunicação para a Aneel, a Eletrobras informou que “ainda não comunicou formalmente à Aneel o problema verificado, tendo em vista que os valores envolvidos ainda se encontram em fase de apuração e discussão junto às empresas” (peça 117).

35. O MME foi questionado sobre o próprio procedimento adotado para o estabelecimento do valor de indenizações que compõe o orçamento da CDE. Em resposta, o MME descreveu os procedimentos realizados na origem para a apuração dos valores devidos decorrentes das indenizações dos ativos não amortizados (peça 114). Não se pronunciou, entretanto, sobre a realização de procedimentos próprios de verificação da acuidade dos valores repassados pela Eletrobras, referentes a pagamentos já realizados e saldos devedores.

36. Além disso, o Ministério informou que aguarda a finalização das análises por parte da Eletrobras para que sejam tomadas as devidas providências, evidenciando não deter conhecimento do fluxo de pagamentos realizados e saldos devedores das indenizações devidas pela União, demonstrando se valer exclusivamente das informações repassadas pela Eletrobras.

37. Ocorre que o devedor das indenizações dos ativos não amortizados é a União, representada pelo MME, e não a Eletrobras, mera gestora dos recursos da conta. Logo a União é quem deve deter o controle de todos os pagamentos e do saldo devedor.
38. Dessa forma, é o MME que tem a obrigação legal de zelar pelos interesses e responsabilidades financeiras da União e se certificar da correção dos cálculos e dos pagamentos realizados pelo gestor da CDE, em seu nome, e a todo momento.
39. Por esse motivo, pertinente expedir determinação ao MME para que adote procedimentos próprios e de forma permanente para se certificar da correção dos pagamentos realizados por terceiros, em seu nome, e de saldos devedores das obrigações da União pagas por meio de repasse tarifário.
40. Por sua vez, a Aneel foi questionada se audita os dados informados pelo MME (indenizações, Luz para Todos, entre outros) anteriormente à realização do cálculo anual do orçamento da CDE.
41. Em sua resposta (peça 119), a Aneel informou que:
- (...) faz uma análise crítica preliminar da razoabilidade técnica e legal das informações prestadas pela Eletrobras, MME e MF, mas não há uma fiscalização/auditoria prévia das informações prestadas. Como fatores impeditivos para essa fiscalização **ex-ante** destacamos o atraso no envio das informações pelos órgãos responsáveis, que inclusive causaram a fixação em atraso das quotas dos anos de 2014, 2015 e 2016, bem como a falta de competência da Aneel para fiscalizar o Poder Executivo.
- Entretanto, considerando que o orçamento trata de previsão de gastos e receitas, a fiscalização **ex-ante** pode não ser totalmente eficaz para a identificação de problemas e inconsistências se não for acompanhada de outras medidas que garantam a transparência, previsibilidade e segurança jurídica dos pagamentos realizados e futuros da conta.
42. A agência relatou que realiza audiência pública prévia para a divulgação dos valores que repassa via encargo tarifário para a CDE, mas que encontra dificuldades relacionadas ao prazo de encaminhamento das informações e com os dados fornecidos pelo MME, como o pagamento das indenizações, pois os recebe de forma agregada e sem as memórias de cálculos necessárias para uma mínima revisão. Acrescenta que por este órgão não ser seu jurisdicionado, não possui instrumentos para exigir maior abertura dos números (peça 119, p. 2).
43. A Agência ressalta a necessidade de atualização da regulamentação da CDE, em decorrência de lacunas e revogações tácitas no Decreto 4.541/2002. Segundo a Aneel, o regulamento estabelece competências, procedimentos e prioridades na destinação dos recursos da CDE, mas está totalmente desatualizado no contexto do novo regime, em razão das alterações legislativas posteriores, em especial as impostas pela Lei 12.783/2013, sobretudo em relação à ampliação dos usos e fundos da Conta e ao processo de fixação da Cota, o que insere fator de complexidade ao processo e fragiliza a atuação das instituições envolvidas, o que tem, inclusive, motivado ações judiciais em curso.
44. De acordo com a Aneel, o Decreto 5.451/2002 é omissivo em relação às competências para a definição de cada um dos itens que compõem o orçamento anual da CDE, à priorização de gastos - sobretudo na insuficiência de recursos -, à atualização monetária de repasses efetuados em atraso, à necessidade de formação de saldo para contingências, à prestação de contas pela gestora da conta, dentre outros.
45. A Aneel entende que, a exemplo da gestão da CCC e do PROINFA, a responsabilidade para a elaboração do orçamento anual da CDE deve ser atribuída à própria gestora da Conta, que deveria realizar uma prestação de contas periódica à Aneel, previamente à apresentação do orçamento para o ano subsequente. Além disso, a Agência pontua a necessidade de regulamentar a transparência, publicidade, previsibilidade e a fiscalização do processo orçamentário. Nesse sentido, defende a regulamentação da responsabilidade para a elaboração do orçamento anual e a prestação de contas pela gestora da CDE, com a fixação de prazos e procedimentos para o envio e publicação das informações e memórias de cálculo em sítio eletrônico na internet.

46. Por fim, a Aneel informou que, quanto ao erro identificado pela Eletrobras no pagamento das indenizações, a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF) programou uma fiscalização específica, já tendo iniciado o processo com a expedição do Ofício 325/2016-SFF/ANEEL, datado em 17/06/2016, em anexo, que objetiva buscar informações e esclarecimentos da Eletrobras sobre o tema (peça 113).

47. Examinando-se a legislação sobre o tema, conclui-se que há, de fato, deficiência na regulamentação da CDE. As leis 10.438/2002, 12.783/2013 e 5.655/1971 enumeram algumas competências dos agentes do setor em relação à CDE e à RGR. Contudo, o Decreto 4.541/2002 não é claro ao regulamentar as competências legais dos entes envolvidos na CDE, principalmente em relação à prestação de contas dos recursos públicos movimentados nessa Conta, o que poderia evitar o erro cometido nos cálculos das indenizações.

48. Como exemplo, pode-se citar a elaboração do orçamento da CDE.

49. Atualmente a Aneel solicita informações a diversos Entes, conforme exposto na tabela 3, e consolida esses dados para realizar o cálculo da cota anual e formalizar o orçamento da CDE.

Tabela 3: Composição do Orçamento da CDE 2016, origem e base legal das informações:

Item do Orçamento da CDE	Fundamento Legal	Responsável pela Informação	Documento de solicitação da informação	Documento de recebimento da informação
Despesas				
Universalização - PLpT	inciso I, art. 13, Lei 10.438/2002	MME	Ofício 160/2015-SGT/ANEEL	Ofício 298/2015-SE-MME
Baixa Renda	inciso II, art. 13, Lei 10.438/2002	ANEEL/SRD	Memorando 412/2015-SGT/ANEEL	Memorando 470/2015-SRD/ANEEL
CCC	inciso III, art. 13, Lei 10.438/2002	GTON, Eletrobras e ANEEL/SRG	Memorando 411/2015-SGT/ANEEL	Nota Técnica 143/2015-SRG/ANEEL e Nota Técnica 10/2016-SRG/ANEEL
Indenização de Concessões	inciso IV, art. 13, Lei 10.438/2002	MME	Ofício 160/2015-SGT/ANEEL	Ofício 298/2015-SE-MME e Ofício 303/2015-SE-MME
Subvenção Carvão Mineral Nacional	inciso V, art. 13, Lei 10.438/2002	ONS, Eletrobras e ANEEL/SRG	Memorando 411/2015-SGT/ANEEL	FAX DFT - 0493/2015, Nota Técnica 143/2015-SRG/ANEEL e Nota Técnica 10/2016-SRG/ANEEL
Descontos Tarifários	inciso VII, art. 13, Lei 10.438/2002	ANEEL/SGT	-	Nota Técnica 329/2015-SGT/ANEEL e Nota Técnica 21/2016-SGT/ANEEL
Subvenção RTE	inciso VIII, art. 13, Lei 10.438/2002	ANEEL/SGT	-	Notas Técnicas 329/2015-SGT/ANEEL e Nota Técnica 21/2016-SGT/ANEEL
Restos a pagar do ano anterior	§2º, art. 13, Lei 10.438/2002,	Eletrobras	Ofício 158/2015-SGT/ANEEL	CTA-DFT-4795/2015
Verba MME	§ 6º, art. 4º, da Lei 5.655/1971	Fórmula	-	Nota Técnica 143/2015-SRG/ANEEL e Nota Técnica 10/2016-SRG/ANEEL
Financiamentos RGR	Art. 4º da Lei 5.655/1971 e art. 33 do Decreto n. 41.019/1957	MME/Eletrobras	-	Carta DFT-4795/2015, Carta DFT-5042/2015 e Ofício 22/2016-SE-MME
Recitas				
UBP	§ 1º, art. 13, Lei 10.438/2002	ANEEL/SCG	Memorando 408/2015-SGT/ANEEL	Memorando 464/2015-SCG/ANEEL
Multas	§ 1º, art. 13, Lei 10.438/2002	ANEEL/SAF	Memorando 409/2015-SGT/ANEEL	Memorando 710/2015-SAF/ANEEL
Recursos da União	§ 1º, art. 13, Lei 10.438/2002	MF/STN	Ofício 159/2015-SGT/ANEEL	Ofício 4/2015/SUPOF/STN/MF
RGR - Quotas	inciso IV e §6º, art. 13, Lei 10.438/2002	ANEEL/SFF	Memorando 410/2015-SGT/ANEEL	Memorando 725/2015-SFF/ANEEL
RGR - Reposição de Financiamentos	inciso IV e §6º, art. 13, Lei 10.438/2002	Eletrobras	Ofício 158/2015-SGT/ANEEL	CTA-DFT-4795/2015
RGR e CDE - Parcelamentos a receber	inciso IV e §6º, art. 13, Lei 10.438/2002	Eletrobras - CTA-DFT-4795/2015	Ofício 158/2015-SGT/ANEEL	CTA-DFT-4795/2015
Saldo em Conta	§2º, art. 13, Lei 10.438/2002	Eletrobras	Ofício 158/2015-SGT/ANEEL	CTA-DFT-4795/2015 e Carta CTA-DF-395/2016
Quotas CDE - Energia	inciso IV, art. 13, Lei 10.438/2002 e Dec.	MME e ANEEL/SGT	Ofício 160/2015-SGT/ANEEL	Ofício 298/2015-SE-MME, Nota Técnica 143/2015-SRG/ANEEL e Nota Técnica

Quotas CDE - Uso	7.945/2013 §§ 1º e 2º, art. 13, Lei 10.438/2002	Fórmula	-	10/2016-SRG/ANEEL Nota Técnica 143/2015-SRG/ANEEL e Nota Técnica 10/2016-SRG/ANEEL
---------------------	---	---------	---	--

Fonte: Aneel (peça 119)

50. A legislação estabelece apenas que a Aneel fixará as quotas da CDE, e que esse valor corresponderá à diferença entre as necessidades de recursos e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes. Não há, na legislação em vigor, regramentos que estabeleçam quem deve fornecer as informações para a Agência e nem os prazos em que isso deve ser feito, o que tem ocasionado constantes atrasos no estabelecimento das quotas desde a edição da MP 579/2012.

51. Ademais, ainda que a Eletrobras seja o ente responsável por gerenciar a CDE, trata-se de uma sociedade de economia mista que compete em igualdade de condições com os demais agentes privados do setor. Decisões da Eletrobras podem beneficiar empresas do seu próprio grupo, como de fato ocorreu, em detrimento da modicidade tarifária.

52. Registre-se que a Medida Provisória 735/2016 estabeleceu que, a partir de 1/1/2017, a CDE e a CCC passarão a ser administradas pela CCEE e não mais pela Eletrobras.

53. Isso posto, faz-se necessária regulamentação sobre o tema de forma a disciplinar a prestação de contas dos recursos da CDE, com o objetivo de estabelecer prazos e procedimentos a serem observados pelos diversos agentes envolvidos, bem como a publicação das informações e memórias de cálculo em sítio eletrônico na internet, em data compatível com os procedimentos de audiência pública e definição das quotas da CDE para o ano subsequente.

54. Como trata-se de valores extremamente elevados, pois a CDE 2015 movimentou cerca de R\$ 19 bilhões, entende-se pertinente determinar ao MME, com fundamento nos princípios da transparência, da prestação de contas e da modicidade tarifária, que expeça regulamentação sobre o tema no prazo de noventa dias, de tal forma a não comprometer o processamento dos cálculos da CDE para o exercício de 2017.

55. Em relação ao caso concreto de provável inclusão indevida de aproximadamente R\$ 1,8 bilhão na CDE, entende-se necessário determinar ao MME que se manifeste conclusivamente sobre a matéria no prazo de quinze dias, encaminhando a este Tribunal, à Aneel e à Eletrobras, planilha eletrônica em formato compatível com o Excel, os valores inicialmente devidos, suas atualizações, multas, juros e pagamentos realizados, com os respectivos saldos devedores, ano após ano, acompanhados de memória de cálculo e notas explicativas, para cada concessionária credora de indenizações referentes a ativos não amortizados após 2000.

56. Quanto à Aneel, sabendo-se da existência de fiscalização em curso sobre a matéria, sugere-se determinar que apresente, no prazo de sessenta dias, os procedimentos a serem adotados para o abatimento ou compensação dos valores indevidamente repassados para as tarifas, via CDE, explicitando o prazo de correção e se esses procedimentos são suficientes para o saneamento total da CDE e se, efetivamente, zeram os recebimentos a maior pelas concessionárias indevidamente beneficiadas.

III.1.2. Regularização dos repasses da CDE à Eletrobras para o pagamento dos fornecedores de combustíveis e energia na Região Norte.

57. O que gerou a determinação constante do item 9.2.2 do Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário, foi o atraso no repasse dos recursos do Tesouro para que a CDE efetuasse a transferência desses valores para as distribuidoras, que os utilizam para o pagamento dos fornecedores dos combustíveis que garantem o abastecimento da região Norte.

58. Questionada sobre esse atraso, a Eletrobras confirmou que ele decorreu da falta de aporte de recursos do Tesouro na CDE, pela falta de recursos no fundo RGR e pela falta de recursos na própria CDE (peça 64).

59. Contudo, a situação começou a se normalizar a partir de abril de 2015, após a edição da Resolução Homologatória - Aneel 1.857/2015, que aprovou o orçamento da CDE para 2015 e os valores das quotas mensais a serem recolhidas pelas distribuidoras de energia.
60. Da mesma forma que no item anterior, eventuais atrasos nos aportes do Tesouro Nacional não mais implicam ausência de recursos na CDE para o repasse para as distribuidoras de energia, no que se considera o item cumprido.
61. Todavia, permanece elevado o risco ao abastecimento de energia nos sistemas isolados devido ao não pagamento dos fornecedores de combustíveis e produtores independentes de energia.
62. Recentemente, a BR Distribuidora declarou que irá interromper o fornecimento de combustível para a geração de energia que atende a distribuidora Amazonas Energia (AME), por falta de pagamento. A distribuidora se comprometeu a pagar R\$ 433 milhões para que não fosse tomada a medida drástica por parte da fornecedora de gás (peça 120), que poderia comprometer o abastecimento de energia da cidade de Manaus.
63. Ocorre que algumas distribuidoras da região Norte passaram a receber os recursos da CDE/CCC e utilizá-los para outros fins que não o repasse aos fornecedores de combustíveis e produtores independentes de energia, às vezes de forma compulsória decorrente de decisões judiciais, devido à precária situação econômico-financeira em que se encontram.
64. A situação de inadimplência gerou decisão excepcional da Aneel em relação à Companhia de Energia do Acre (CEA). A Agência decidiu que a Eletrobras repassasse os recursos da CCC diretamente para a Oiapoque Energia, produtora independente que atende a CEA (peça 111).
65. Outra questão é que a Aneel estabelece limites de eficiência de motorização e de preços de combustíveis para a definição dos repasses via CDE. Acima desses limites, as concessionárias deverão renegociar contratos ou obter outras fontes de recursos para o adimplemento dos contratos com seus fornecedores. Portanto, nem todas as despesas com o fornecimento de combustíveis e energia são reembolsadas via CDE e várias distribuidoras têm elevado passivo decorrente dessa diferença.
66. A MP 736/2016 [leia-se 735/2016], ainda não convertida em lei na data desta instrução, trouxe emenda à Lei 10.438/2002, que prevê cobertura tarifária de até R\$ 3,5 bilhões a esses passivos constituídos. Ainda que tal medida possa diminuir os passivos existentes, transferindo a ineficiência dessas empresas para o usuário de energia, não é capaz de resolver as causas que conduziram à atual situação.
67. Registra-se que o TCU realizou auditoria sobre os investimentos no setor elétrico e evidenciou a difícil situação financeira de diversas distribuidoras de energia, em particular as do grupo Eletrobras (TC 030.656/2015-0), que produzem prejuízos bilionários ano após ano.
68. Ademais, o Tribunal está realizando ampla auditoria nas distribuidoras de energia elétrica com enfoque na qualidade da prestação dos serviços, na eficiência operacional, no combate às perdas e na sustentabilidade financeira dessas empresas (TC 020.416/2016-4), com o objetivo de ter um diagnóstico mais preciso da situação e dos problemas dessas distribuidoras.
69. Há também fiscalização em andamento conduzida pela SecexEstataisRJ (TC 004.981/2011-1), que aborda a questão da dívida de valores aproximados a R\$ 10 bilhões que a BR distribuidora (maior fornecedora de combustíveis para os sistemas isolados) tem a receber de distribuidoras de energia da Região Norte (peça 121).
70. Portanto, embora o item 9 do Acórdão tenha sido atendido na perspectiva da resolução do problema de atrasos dos recursos do Tesouro para a CDE, persistem riscos de desabastecimento de energia decorrentes do não pagamento, por parte das distribuidoras de energia elétrica, a fornecedores de combustível e a produtores independentes de energia nos sistemas isolados.
71. Como a solução desse problema perpassa por inúmeras variáveis, a exemplo da sustentabilidade econômico-financeira, gestão/governança, readequação de dívidas com

fornecedores, privatizações, entre outros, e essas variáveis estão sendo atacadas, em boa medida, em processos específicos já em andamento, não se vislumbra, no momento, a realização de medidas adicionais.

III.1.3. Atuação da Aneel para mitigar a exposição involuntária das distribuidoras.

72. O item 9.4 do Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário trouxe a seguinte recomendação:

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 5.163/2004.

73. Conforme exposto no relatório de auditoria operacional que deu origem a esse acórdão (peça 124 do TC 011.223/2014-6), a exposição involuntária das distribuidoras é o montante de energia necessária ao abastecimento do mercado da distribuidora não coberta por contratos de fornecimento de longo prazo, em decorrência da não adesão de concessionárias de geração de energia elétrica à prorrogação antecipada dos contratos de concessões vincendas e consequente obrigação de disponibilização da respectiva energia ao mercado regulado, conforme os termos da MP 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013, bem como em razão da frustração de leilões de energia e dos atrasos nas obras de expansão do parque gerador.

74. Em resposta a diligência (peça 37), a Aneel afirma (peça 39) que tem atuado em consonância com as diretrizes estabelecidas pelo MME para fins de mitigar a situação de subcontratação das distribuidoras, por meio da realização de leilões de compra de energia elétrica nova e existente.

75. Nesse sentido, a Aneel já realizou, desde 2013, dez leilões de compra dentre energia nova e energia existente (A0, A-1, A-3 e A-5) em que foram negociados 11 mil MW médios para início de suprimento entre julho de 2013 e janeiro de 2019 (peça 39, p. 2). Em 2015 foram realizados dois leilões de energia nova (A-3 e A-5)

76. A agência esclarece que, conforme a legislação atual, existe a necessidade de os consumidores livres e as distribuidoras contratarem 100% de sua carga, porém não existe a obrigação de o agente de geração vender toda sua garantia física, o que cria uma dificuldade adicional para eliminar a exposição (peça 81).

77. No cálculo das exposições involuntárias das distribuidoras, efetuados conforme os critérios estabelecidos na Resolução Normativa 453/2011, o montante total de exposição involuntária identificado para o ano de 2014 é dado pela tabela 3 [leia-se tabela 4]:

Tabela 4: Montante de exposição involuntária no ano de 2014

Item da exposição	MW médios	%
Não implantação e atrasos de empreendimentos vencedores de Leilões de energia nova	4.363,66	66,8
Recálculo de Perdas nas DIT	114,50	1,8
Realocação de Cotas Itaipu/Angra/Proinfa	214,13	3,3
Não adesão de usinas à MP 579/2012	1.565,95	24,0
Frustração de Leilões de energia existente	315,92	4,8
Retorno de consumidores livres e especiais	-46,51	-0,7
total	6.527,65	100,0

Fonte: Aneel (peça 81, p. 2).

78. Observa-se que a principal fonte do déficit (66,8%) são os atrasos e a não implantação de empreendimentos vencedores de leilões de energia nova. A não adesão de usinas à MP 579/2012, motivo preponderante apontado no relatório de auditoria original de 2013, é influência secundária, responsável por 24% da exposição até o final de 2014.

79. A Aneel observa que esses atrasos e impedimentos nos empreendimentos de geração contratados em leilões de energia nova são tratados caso a caso pela Aneel, em decorrência de

inúmeras especificidades. Nesse sentido, a agência tem atuado de modo a mitigar o impacto dos atrasos nos contratos de venda para as distribuidoras, negando pedidos de excludente de responsabilidade dos agentes pelos atrasos de cronograma, decisões que foram tomadas nos empreendimentos das UHE Jirau, Santo Antônio e Belo Monte, assunto em análise no âmbito do TC 016.658/2015-9.

80. A Agência ainda ressalta que a exposição real das distribuidoras no Mercado de Curto Prazo supera os valores da tabela 4, em decorrência de liminares judiciais obtidas por empreendimentos de geração estruturantes com cronogramas em atraso, cujos montantes, por força dessas decisões cautelares, não podem ser considerados como exposição involuntária.

81. De forma a prever os custos a serem cobertos pelo sistema de bandeiras tarifárias, a Aneel realizou uma estimativa dessa exposição em janeiro de 2015, cujo cálculo é detalhado na seção II.1 desta instrução. Por essa estimativa da Aneel, a exposição para o ano de 2015 totalizaria 10 TWh (peça 75, p. 7), o que representa 1.141,5 MW médios, redução significativa frente a 2014.

82. Nesses cálculos, a Aneel listou com preocupação o efeito da “judicialização do setor de energia elétrica” (peça 78, p. 5) como fator agravante para o aumento da exposição involuntária, o que se trata de decisões judiciais que beneficiam agentes de geração em detrimento do equilíbrio entre a demanda e a contratação de energia. Como exemplo dessas principais decisões, que também prejudicariam o equilíbrio do sistema de bandeiras tarifárias, citam-se as decisões cautelares que desobrigam agentes de geração hidráulica a pagarem os seus respectivos déficits de geração hídrica (diferença entre energia garantida e efetivamente gerada de todo o sistema de geração hidroelétrica), ou fator de rateio de geração (fator GSF) e a decisão que indeferiu a correção do cronograma de obras e responsabilização dos agentes contratados para a execução do empreendimento de UHE Jirau, que gerou um impacto negativo de R\$ 3,4 bilhões na Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT – peça 78, p. 5).

83. Importante ressaltar que a resposta da Aneel é datada de março de 2015, e que o cenário foi completamente alterado após o período de chuvas de 2015 e da queda na demanda de energia, devido à retração da economia, resultando em um atual panorama de sobrecontratação de energia pelas concessionárias distribuidoras.

84. Ante o exposto, considera-se atendida a recomendação do item 9.4 do Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário.

III.2. Realismo Tarifário

85. A MP 579/2012 reduziu o valor das tarifas de energia para os consumidores finais em até 20%, ao permitir a antecipação da captura do benefício da amortização dos investimentos em favor desses consumidores.

86. Além disso, havia previsão de aporte de recursos do Tesouro para compensar essa redução.

87. Todavia, devido ao desequilíbrio do mercado causado pela não adesão de algumas concessionárias à renovação proposta nos termos da MP 579/2012, aliado à crise hídrica ocorrida nos anos de 2013 e 2014, o governo foi obrigado a adotar diversas medidas que elevaram o custo da tarifa de energia, levando ao que foi então denominado de realismo tarifário. Dessa forma, para fins desta análise, realismo tarifário é a expressão do valor da tarifa de energia elétrica que contempla todos os custos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

III.2.1. Medidas que conduziram ao realismo tarifário

III.2.1.1. Bandeiras Tarifárias

88. 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 definido em regulamentos do setor. 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.

89. 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.

90. 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, que entrou em vigor após períodos de teste a partir de janeiro de 2015.

91. 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.

92. 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. No modelo adotado, a bandeira vigente é definida mensalmente para cada subsistema – Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte – o que permite acréscimos diferenciados por cada região a depender das condições de geração.

93. Conforme estabelecido no Decreto 8.401/2015, os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelos agentes de distribuição deverão ser revertidos à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT), sendo posteriormente repassados pela CCEE aos agentes de distribuição, considerando a diferença para cada distribuidora entre o seu total arrecadado no sistema e os seus custos de geração por fonte termelétrica e de sua exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo.

94. Regulamento da Aneel, submódulo 7.1 do PRORET, definiu que o sistema de bandeiras tarifárias seria aplicado a partir no ano de 2015 às concessionárias do Sistema Interligado Nacional – 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.

95. Com a criação da CCRBT a partir de 2015, os custos de geração por fonte termelétrica e da exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo passaram a ser compartilhados entre todas as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional (SIN). Dessa forma, a Aneel decidiu mudar, por meio da Resolução Normativa Aneel 649, de 27/2/2015, o critério de acionamento das bandeiras, que passou a se dar da seguinte forma (peça 74, p. 2):

- 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.

96. As receitas das bandeiras tarifárias são utilizadas para financiar os custos de uma série de itens relacionados aos custos de geração. Para o ano de 2015, a Nota Técnica 28/2015-SGT/Aneel (peça 74, p. 3) listou os seguintes itens a serem financiados:

- 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;
- 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.

97. Para as estimativas dos itens acima, 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.

98. A estimativa de custos para a parcela variável dos CCEARs foi obtida comparando-se os custos variáveis dos contratos a um PLD no valor teto (R\$ 388,48/MWh) e à 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 5: 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\$ 200,00/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 (peça 75, p. 3)

99. 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.

100. 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.

101. No caso das usinas que não venderam sua energia por meio de CCEARs por disponibilidade, 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 6: 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 (peça 75, p. 4)

102. 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).

Tabela 7: 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 (peça 75, p. 4)

103. 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 8: 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 (peça 75, p. 5)

104. 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.

105. 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 9: 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 (peça 75, p. 6)

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

107. 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 [leia-se tabela 10]:

Tabela 10: 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
Mai	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 (peça 75, p. 6)

108. A seguir a agência listou todos os contratos vigentes para o ano de 2015, conforme tabela 10 [leia-se tabela 11] a seguir.

Tabela 11: 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. 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 (peça 75, p. 7).

109. A diferença entre a carga prevista (418 TWh) e o total dos contratos (408 TWh) é a 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 (peça 75, p. 7).

110. Ao se consolidar todas as estimativas de custos mencionadas nos parágrafos anteriores, a Aneel chegou aos valores listados na tabela 11 [leia-se tabela 12]:

Tabela 12: Estimativa dos custos a serem cobertos pela receita das bandeiras tarifárias (2015)

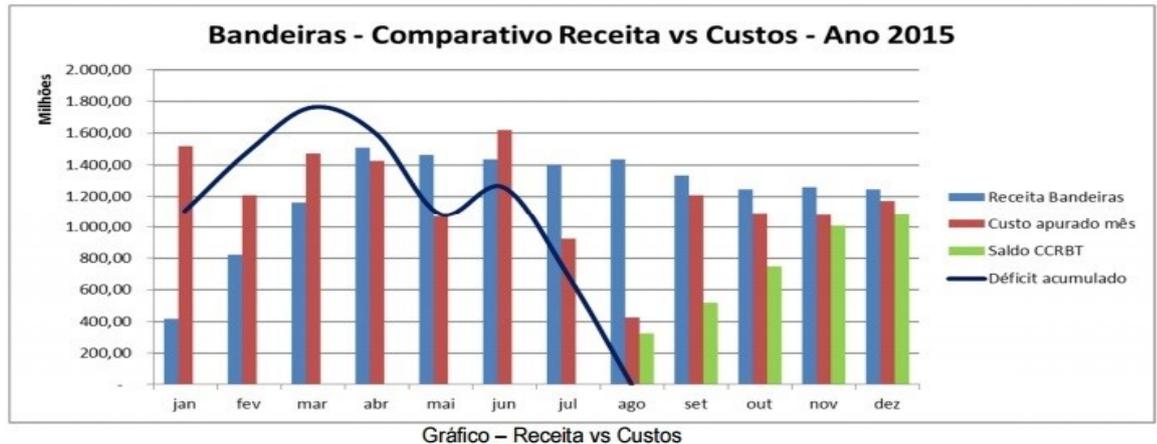
Item	Custo (R\$)
Parcela variável CCEARs	3.645.109.990,13
ESS usinas com CVU > PLD	8.342.439.776,66
ESS segurança energética	2.162.865.710,74
Exposição involuntária de curto prazo	2.261.788.521,11
Risco Hidrológico CCGF	2.832.024.018,69
Risco Hidrológico Itaipu	2.169.683.618,52
Coner	-4.399.217.755,76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

Fonte: Aneel (peça 75, p. 8)

111. De posse dessa estimativa de custos (R\$ 17,01 bilhões), a Aneel calculou o valor dos adicionais das bandeiras amarela e vermelha a serem aplicados aos consumidores cativos em 2015. Para calcular esses valores, a agência se baseou na estimativa de crescimento do mercado cativo (3%) e no subsídio previsto aos consumidores de baixa renda. 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 (Peça 75, p. 9).

112. Para verificar a realização da projeção da Aneel durante o ano de 2015, buscaram-se os dados efetivos da arrecadação e custos do sistema de bandeiras tarifárias. A Nota Explicativa de apuração da Conta Bandeiras de dezembro de 2015 trouxe o gráfico 1, que mostra o saldo da CCRBT durante o ano de 2015:

Gráfico 1: Conta Bandeiras Tarifárias/2015



Fonte: Nota Explicativa Aneel (Peça 103)

113. Durante o ano de 2015, devido aos elevados custos de geração térmica e à judicialização quanto aos critérios de rateio do GSF, a conta chegou a ficar deficitária em quase R\$ 1,8 bilhão.

114. Segundo a Aneel, R\$ 945 milhões (apenas nos meses de maio e junho) desse déficit eram produto de liminares judiciais obtidas por diversos agentes de geração hidráulica para não pagarem os seus respectivos déficits de geração hídrica, ou fator de rateio de geração (fator GSF), o que desobriga os agentes de geração a cobrirem seus déficits no mercado de curto prazo e efetivamente repassa esse ônus ao consumidor final. Tais custos resultantes dessas medidas judiciais não foram considerados na previsão do sistema de bandeiras tarifárias.

115. Essas decisões judiciais, ainda liminares, feitas no âmbito de contratos de energia na modalidade quantidade, transferem ao consumidor parte da exposição ao mercado de curto prazo que os geradores hidrelétricos teriam em razão da conjuntura hidrológica adversa, afastando a assunção desse risco hidrológico aos geradores, o que, para a Aneel, contraria o disposto no art. 2º da Lei 10.848/2014.

116. Em agosto de 2015, foi publicada a Medida Provisória 688/2015, convertida na Lei 13.203/2015, que determina novas condições de repactuação do risco hidrológico das geradoras, cuja exposição passa a ser arcada pela CCRBT. Esse novo cenário elevou o risco do aumento do déficit da conta.

117. Adicionalmente, a referida lei enuncia que o agente de geração que possuir ação judicial em curso na qual requeira isenção ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE deverá, como condição para valer-se da repactuação prevista no novo formato, desistir da ação judicial e renunciar a qualquer alegação de direito sobre a qual se funde a referida ação.

118. Ao longo de 2015, a Aneel observou que os custos da CCRBT foram se reduzindo e continuaram abaixo do previsto no segundo semestre. Isso ocorreu tendo em vista que, desde o mês de agosto de 2015, o PLD se encontra abaixo do seu valor teto, o crescimento da demanda projetada (3%) no início do ano não se realizou, havendo uma previsão de retração da carga do segundo semestre de 2015 em 4 a 7% em relação ao mesmo período de 2014, e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) decidiu desligar os geradores termelétricos com CVU superior a R\$ 600/MWh a partir de agosto de 2015, considerando a melhora no nível dos reservatórios e a redução da carga (peça 77, p. 2).

119. Baseado nessas expectativas iniciais de redução dos custos, a Aneel abriu audiência pública (AP 53/2015) em agosto de 2015 para decidir sobre uma possível redução dos adicionais do sistema de bandeiras ainda este ano.

120. Após avaliação dos cenários atualizados para a arrecadação e gastos da CCRBT, a Aneel concluiu que a volatilidade para os valores do PLD, previsão de custos de futuras decisões cautelares concedidas sobre o fator GSF e o risco hidrológico ainda são bastante elevados, e, por

meio da Nota Técnica 212/2015-SGT (peça 77), anterior às contribuições da AP, recomendou-se a não alteração dos valores dos adicionais das bandeiras.

121. Portanto, apesar da redução da demanda, redução do valor do PLD e desligamento das térmicas mais caras, ao se considerar os riscos supracitados, a área técnica da Aneel, na Nota Técnica 226/2015/SGT/Aneel, após as contribuições dos agentes, recomendou a não redução dos adicionais das bandeiras tarifárias vigentes (peça 78, p. 9), de forma a reduzir o risco de que a CCRBT fechasse o ano de 2015 com déficit.

122. Outro ponto que merece destaque na NT 226/2015/SGT/Aneel é que a equipe técnica comenta que foram recebidas diversas contribuições solicitando que o valor adicional das bandeiras fosse mantido até o final do ano de 2015, tendo em vista a segurança regulatória, uma vez que revisões de valores dos adicionais das bandeiras em prazo inferior a um ano não estão previstas na regra vigente. (Peça 78, p.7)

123. No entanto, a despeito do parecer da área técnica, o relator do processo na agência, Diretor Reive dos Santos, decidiu em sentido contrário no seu voto, propondo uma redução nos adicionais a partir de setembro de 2015 com a seguinte justificativa (peça 79, p. 2):

Sobre as simulações efetuadas pela SGT, entendo que o mecanismo de bandeiras tarifárias foi desenvolvido com o propósito de sinalizar, mês a mês, o custo de geração da energia elétrica que será cobrada dos consumidores. Essa é a filosofia do mecanismo. Não se pode desprezar a delicada situação financeira enfrentada pelas distribuidoras, entretanto o mecanismo de bandeiras tarifárias, conceitualmente, não se presta a ajustes ou compensações diversas do propósito para a qual foram instituídas.

Dessa forma, entendo que as bandeiras devam refletir, essencialmente, o cenário de disponibilidade de geração de energia. Diante da decisão do CMSE, a qual considerou a redução do consumo (esforço empreendido pelo consumidor) e a melhora nas condições hidrológicas, o papel da ANEEL é de refletir na tarifa tais resultados. Ou seja, o benefício devido ao esforço da redução de consumo (que contribuiu para a decisão de desligamento das UTEs com o CVU maior do que R\$ 600,00/MWh) deve ser repassado aos consumidores.

Trata-se de uma questão de coerência regulatória não confundir o conceito que fundamenta o sistema de bandeiras tarifárias (sinaliza aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica) com alívio financeiro do caixa das distribuidoras. O valor arrecadado pelo acionamento da bandeira deve cobrir o gasto devido com a operação termelétrica e com a exposição ao mercado de curto prazo, os ajustes na arrecadação das distribuidoras devidos a outras razões não devem ser efetuados por meio do recurso proveniente do acionamento das bandeiras.

124. Com isso, a Aneel decidiu reduzir, a partir de setembro de 2015, os adicionais da bandeira vermelha de R\$ 55/MWh para R\$ 45/MWh. A bandeira amarela permaneceu com adicional de R\$ 25/MWh, conforme a Resolução Homologatória 1.945, de 28/8/2015 (peça 80).

125. A princípio, os argumentos elencados pelo Diretor Reive dos Santos são pertinentes, porém essa redução aprovada neste momento levanta diversos problemas para o setor.

126. Primeiramente, o art. 2º do Decreto 8.401/2015 estabelece que as bandeiras tarifárias serão homologadas pela Aneel a cada ano civil, inexistindo, portanto, previsão legal para alteração do valor dos adicionais dentro do mesmo ano.

127. No mesmo sentido, o módulo 6.8 do Proret diz que a Aneel deve fixar em Resolução Homologatória específica os valores das Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha, bem como as faixas de acionamento, para cada ano civil, a partir da previsão dos custos relativos à geração de energia por fonte termelétrica e exposições ao mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição.

128. É importante a construção de um ambiente de previsibilidade regulatória para todos os agentes do setor elétrico e os consumidores, de forma a garantir maior segurança no planejamento dos investimentos pelos agentes e na previsão de repasse de custos para os consumidores.

129. Quando a Aneel homologa as condições do sistema de bandeiras para um exercício financeiro, essas condições são absorvidas pelos agentes na previsão dos seus fluxos de caixa, viabilizando seus planejamentos financeiros. Se a qualquer momento a Aneel desfizer sua decisão antes do prazo legalmente estabelecido, essa previsibilidade deixa de existir, o que se refletirá nas decisões dos agentes, aumentando o risco regulatório em seus planejamentos financeiros e potencialmente reduzindo os investimentos necessários para a evolução do setor. Tal decisão, que a princípio visa beneficiar os consumidores, na realidade pode provocar o efeito contrário, fazendo-os arcar com maiores custos no futuro.

130. Adicionalmente, a área técnica da Aneel concluiu (peça 78) que a redução dos adicionais traria uma elevação substancial do risco de déficit da CCRBT para o ano de 2015. Se a CCRBT fechasse o ano com déficit, esses custos seriam arcados pelos consumidores nas próximas revisões e reajustes tarifários. Ou seja, nesse cenário, a redução dos adicionais apenas transferiria o ônus para os consumidores no futuro, ônus este a ser corrigido pela Selic quando de seu repasse às tarifas.

131. Os mesmos argumentos valeriam se a Aneel houvesse identificado a necessidade de elevar o valor dos adicionais antes do prazo legal, uma vez que isso traria custos não previstos aos consumidores. Ou seja, a previsibilidade regulatória é importante tanto para os agentes quanto para os consumidores.

132. Por fim, em que pese serem pertinentes os argumentos apresentados no voto do Diretor Reive dos Santos, houve flagrante descumprimento do art. 2º do Decreto 8.401/2015 que estabelece como anual a periodicidade estabelecida para as correções no sistema de bandeiras.

133. Diante do exposto, propõe-se, nos termos do art. 7º da Resolução TCU 265/2014, dar ciência, à Diretoria da Aneel, a respeito do descumprimento do art. 2º do Decreto 8.401/2015.

III.2.1.2. Revisões extraordinárias

134. A partir de 2013, vários eventos impactaram os custos das concessionárias distribuidoras de energia elétrica (peça 72), o que ensejou pleitos por reequilíbrio econômico dos contratos via revisões tarifárias extraordinárias (RTE).

135. A piora do cenário hidrológico ocorrida em 2014 interferiu sensivelmente nos reajustes tarifários realizados naquele ano. Adicionalmente, o despacho pleno das termelétricas no ano de 2015 aumentou consideravelmente os custos com o ESS por Segurança do Sistema.

136. Outro item que impacta significativamente o custo de um conjunto de distribuidoras é o risco hidrológico dos CCGF (Contratos de Quotas por Garantia Física). Com os baixos níveis de geração hidráulica frente à energia assegurada das usinas “cotistas”, houve mais exposição destas ao PLD. Como o risco hidrológico desses contratos é dos consumidores, quem arca com esse custo, inicialmente, é a distribuidora, até o repasse desses custos ao consumidor na precificação da tarifa na ocasião do reajuste anual.

137. Foi realizado, ainda, o 14º Leilão de Energia Existente, que teve como objetivo substituir os contratos de compra de energia que venceriam em dezembro de 2014 e contratar um volume de energia equivalente à exposição ao mercado de curto prazo. O resultado desse leilão não alcançou completamente o objetivo. Ademais, a energia contratada nesse leilão foi superior ao preço médio de compra de energia considerado nos reajustes.

138. Já no 18º Leilão de Ajuste, ocorrido em 15/1/2015, o preço médio da energia contratada foi de aproximadamente R\$ 387/MWh, valor muito próximo ao patamar máximo de PLD fixado para 2015 (R\$ 388/MWh).

139. Além disso, em dezembro de 2014, a Aneel reajustou a tarifa de repasse da potência da Usina Hidrelétrica de Itaipu em 46,14%, tornando o impacto desse aumento mais um fator de pressão sobre os custos das distribuidoras.

140. O principal motivo para a variação da tarifa de Itaipu foi o cenário hidrológico adverso de 2014. Em razão das vazões abaixo das médias históricas, as usinas que compõem o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) geraram 91% de sua garantia física. Ocorre que toda a garantia física de Itaipu é alocada às distribuidoras na forma de quotas. Por isso, a energia decorrente da diferença entre a garantia física (100%) e a geração efetiva (91%) deve ser adquirida por Itaipu ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). A combinação de geração baixa e PLD elevado gerou um custo que foi absorvido por Itaipu ao longo de 2014 e que teve que ser repassado em 2015.

141. Ademais, no início de 2015, ocorreu a alteração das quotas de CDE para as distribuidoras de energia elétrica. Os novos valores são mais de doze vezes superiores aos de 2014.

142. É normal que haja descasamento entre as receitas e o aumento dos custos das distribuidoras, e as regras atuais do setor elétrico preveem que as empresas são responsáveis pelo financiamento desse descasamento até o reajuste tarifário subsequente, quando então o diferencial é repassado para as tarifas por meio do mecanismo da Conta de Compensação de Valores de Itens da Parcela A (CVA). Todavia, os custos decorridos dos eventos supracitados atingiram patamares fora do padrão, o que tornou inviável para as distribuidoras esperar pelo próximo ajuste tarifário. Dessa forma, 62 concessionárias de distribuição de energia elétrica solicitaram a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE). Em março de 2015 foi concedida a RTE para 58 empresas. Ampla (RJ), Amazonas Energia, Boa Vista Energia e Companhia Energética de Roraima não tiveram reajuste.

143. Destaca-se que, por meio do Decreto 8.401/2015, passaram a fazer parte do rol de despesas cobertas pelas Bandeiras Tarifárias os custos com Exposição Involuntária, Risco Hidrológico das CCGF, ESS por Segurança Energética, parcela variável dos custos de geração que ultrapasse os valores considerados nos reajustes tarifários e o Risco Hidrológico da Usina de Itaipu.

144. Dessa forma, o RTE alcançou as novas quotas da CDE, o aumento da tarifa de Itaipu e os contratos de compra de energia obtidos no 14º Leilão de Energia Existente e no 18º Leilão de Ajuste.

145. Assim, a nova receita requerida resultante da RTE foi obtida pela soma das variações de receita requerida decorrentes da quota de CDE, da devolução de CDE e da compra de energia.

146. Para os custos de CDE, a nova quota anual de 2015 foi comparada com a quota de CDE considerada no último processo tarifário. A diferença entre as duas foi apropriada como componente financeiro nessa receita requerida, já que o componente financeiro não entra na base econômica do Reajuste Anual.

147. A devolução da CDE consiste no 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. Sua receita requerida é a própria parcela anual de devolução fixada para o ano de 2015.

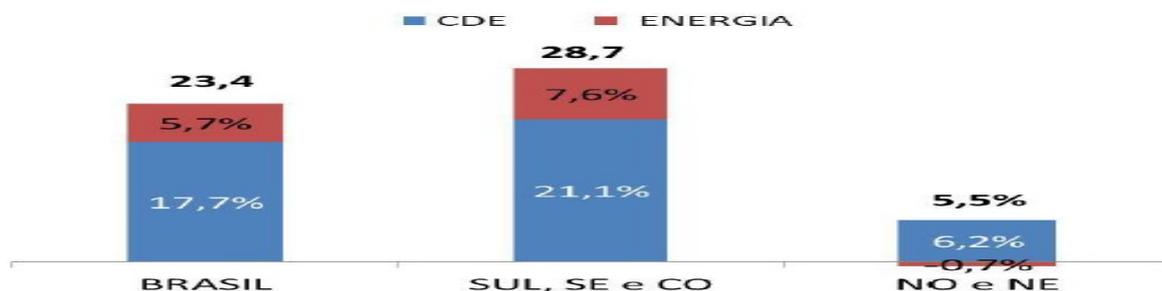
148. Quanto ao reposicionamento dos custos com aquisição de energia, suas variações abrangem os seguintes efeitos: alteração do dólar e da tarifa de Itaipu; alteração do preço médio de compra em razão de montantes de contratos não considerados no último processo tarifário, como os decorrentes dos Leilões A-0 e A-1 de 2014, do Leilão de Ajuste de 2015 e da realocação de quotas da Resolução Normativa Aneel 631/2014; e alteração na fonte de recursos para pagamento de custos termoeletrônicos ou de exposição ao mercado de curto prazo, nos termos do Decreto 8.401/2015, que enseja o reposicionamento da cobertura dos produtos termoeletrônicos ao custo variável teto da bandeira verde (R\$ 200/MWh) e a exclusão do financeiro de previsão de exposição/sobrecontratação da Resolução Normativa Aneel 609/2014.

149. A RTE não afeta os cálculos de CVA, Sobrecontratação, Neutralidade de Encargos Setoriais e Parcela B.

150. Destaca-se que os efeitos tarifários da RTE apresentaram diferenças conforme a Região em que a distribuidora atua. Para as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, o impacto médio, ponderado pela receita das distribuidoras, foi de 28,7% e, para as distribuidoras das regiões Norte e Nordeste,

o impacto médio foi de 5,5%. Essa diferença ocorreu, principalmente, por causa da CDE, de Itaipu e do 18º leilão de ajuste (peça 102).

Figura 1: Efeitos do RTE separados por regiões e por custos de energia e CDE



Fonte: Voto do relator da AP 7/2015 (peça 102).

151. Por lei, a cota da CDE cobrada nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste é 4,3 vezes maior que a cota cobrada nas Regiões Norte e Nordeste.

152. Com relação a Itaipu, somente as distribuidoras das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste são cotistas da usina.

153. Ademais, o aumento do custo de compra de energia ocorreu, também, em função da maior presença de contratos oriundos do 18º Leilão de Ajuste nas empresas que atuam nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

III.2.1.3. Impacto da retirada dos recursos do Tesouro Nacional;

154. Uma das principais ações que refletiram no realismo tarifário foi o fim do aporte de recursos do Tesouro Nacional na CDE.

155. A MP 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013, autorizou a União a destinar à CDE os créditos que possui junto a Itaipu Binacional.

156. Posteriormente, a MP 615/2013, convertida na Lei 12.865/2013, autorizou a União a emitir, sob a forma de colocação direta, em favor da CDE, títulos da Dívida Pública Mobiliária Federal, a valor de mercado até o limite dos créditos da União com a Eletrobrás e Itaipu.

157. A inclusão, a partir de 2013, dos descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de geração, bem como do efeito da não adesão das concessionárias de geração das condições então estabelecidas para a prorrogação de suas concessões como despesas da CDE criou a possibilidade de o Tesouro Nacional arcar com esses subsídios, inclusive por meio de aporte direto.

158. Conforme Nota Técnica da Aneel (peça 86, p. 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 na Previsão de Lei Orçamentária Anual (PLOA) de 2015 (peça 86, p. 15).

III.2.1.4. Impacto da subvenção para a e qualização da redução tarifária

159. De acordo com o balanço financeiro da CDE disponibilizado pela Eletrobrás (tabela 1), a Conta arrecadou, em 2015, R\$ 12,24 bilhões e teve dispêndios de R\$ 12,14 bilhões, gerando superávit de R\$ 895 milhões.

160. Constam na CDE dois grupos de subsídios referentes a reduções tarifárias.

161. O primeiro trata da “modicidade tarifária” (tabela 1 - Eletrobras) nos termos do inciso VII do art. 13 da Lei 10.438/2002, que serve para custear descontos incidentes nas tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica que se enquadram no art. 1º do Decreto 7.891/2013. Segundo a tabela 1, os gastos para esse subsídio foram de R\$ 6,27 bilhões.

162. O segundo grupo de subsídios se refere à rubrica “compensação para a não adesão da prorrogação das concessões das geradoras”, também conhecido como equalização da redução tarifária, criado por meio da MP 605/2013, e regulamentado pelo art. 4º do Decreto 7.891/2013, e 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.

163. O valor gasto com a equalização da redução tarifária para o ano de 2015 foi de R\$ 548 milhões, o que corresponde a 2,7% do orçamento da CDE para o ano (peça 72, p. 5).

164. Um comparativo dos dispêndios efetivamente realizados da Conta CDE, subdivididos entre os dois grupos de subsídios tarifários já expostos para anos de 2013, 2014 e 2015 pode ser observado na tabela 12 [leia-se tabela 13].

Tabela 13: Dispêndios Conta CDE (em R\$ milhões)

	2013	2014	2015
Modicidade Tarifária	2.845 (14,72%)	2.085 (16,64%)	6.269 (31,80%)
Subvenção para Equalização	260 (1,35%)	188 (1,5%)	548 (2,78%)
Total Dispêndios CDE	19.323	12.528	19.713

Fonte: Eletrobrás.

III.2.2. Medidas que prejudicaram o realismo tarifário

III.2.2.1 Empréstimos da CDE e da Conta Ambiente de Contratação Regulado (ACR)

165. Em 2014 foram realizados empréstimos via CDE e CCEE para cobrir os desequilíbrios das distribuidoras que têm um efeito contrário ao realismo tarifário, considerando que são empréstimos que visam cobrir custos incorridos em 2013 e em 2014 e que deveriam ser repassados aos consumidores no ano seguinte, via RTA, sendo, ao contrário, diferido ao longo de até 5 anos, com pagamento de juros e correções monetárias.

III.2.2.1.1. Empréstimo da CDE

166. O Decreto 7.945/2013 inseriu o art. 4º-A ao Decreto 7.891/2013, permitindo o repasse de recursos da CDE para a cobertura dos seguintes custos das distribuidoras, no período de janeiro a dezembro de 2013:

- a) exposição ao mercado de curto prazo das usinas hidrelétricas contratadas em regime de quotas de garantia física de energia e de potência por insuficiência de geração alocada no âmbito do Mecanismo de Relocação de Energia – MRE;
- b) exposição ao mercado de curto prazo das distribuidoras, por insuficiência de lastro contratual em relação à carga realizada, relativa ao montante de reposição não recontratado em função da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica;
- c) custo adicional relativo ao acionamento de usinas termelétricas fora da ordem de mérito por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, cobrado mediante Encargo de Serviço do Sistema por razão de Segurança Energética (ESS – SE);
- d) resultado positivo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, decorrentes do custo de aquisição de energia elétrica e do Encargo de Serviços do Sistema – ESS.

167. Exclusivamente para competência de janeiro de 2014, o Decreto 8.203/2014 permitiu o repasse de recursos da CDE para a cobertura das exposições involuntárias das distribuidoras no mercado de curto prazo decorrente da compra frustrada no leilão de energia de empreendimentos existentes realizado em dezembro de 2013.

168. Os repasses de recursos às distribuidoras efetuados em atendimento aos Decretos 7.945 e 8.203, de 2013, totalizam R\$ 11 bilhões, e foram viabilizados com a utilização de saldo existente

nas contas correntes dos fundos setoriais e com aportes adicionais de recursos da União na CDE, devendo os consumidores recompor a Conta em até 5 anos, com atualização dos valores pela variação do IPCA (peça 86, p. 16).

169. De acordo com a Resolução Normativa Aneel 612/2014, a Aneel homologou, a partir dos respectivos processos tarifários de 2015, encargo setorial de CDE cobrado nas tarifas de energia elétrica, a ser recolhido pelas concessionárias de distribuição à CDE.

170. O valor estabelecido na CDE 2015 para a rubrica “Devolução Decreto 7.945/2013” foi de R\$ 3,14 bilhões, que correspondem a 25% do valor emprestado pela CDE às distribuidoras, já atualizado pelo IPCA (peça 71, p. 8).

171. Dessa forma, R\$ 11 bilhões (valor nominal) que seriam pagos em 2013 e 2014 foram diluídos em cinco anos para atenuar o impacto na tarifa de energia elétrica. Como consequência os anos de 2013/14 foram beneficiados por uma tarifa artificialmente baixa em detrimento dos anos seguintes.

III.2.2.1.2. Empréstimo da conta ACR

172. O ano de 2014 apresentou uma condição hidrológica desfavorável. Em função disso, o Decreto 8.221/2014 criou a Conta Ambiente de Contratação Regulada (Conta-ACR), sob a gestão da Câmara de Comercialização de energia elétrica (CCEE), com a finalidade de cobrir, total ou parcialmente, as despesas incorridas pelas concessionárias de distribuição no período de fevereiro a dezembro de 2014, em decorrência da exposição involuntária no Mercado de Curto Prazo e do despacho termoeletrico vinculado aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado na modalidade por disponibilidade (CCEAR-D).

173. Os recursos da Conta-ACR foram viabilizados por meio da contratação de operações de crédito com os Bancos Financiadores, ao custo de CDI mais sobretaxa de 2,74%, amortizadas no prazo de 54 meses a partir de novembro de 2015.

174. A operacionalização da Conta-ACR funciona em três etapas. Primeiramente, a CCEE apura a necessidade de recursos para as distribuidoras que serão cobertas pelo financiamento. Depois, a Aneel homologa mensalmente os valores a serem repassados a cada distribuidora. Por fim, o banco designado a gerir a conta recolhe os valores dos bancos concedentes dos financiamentos, repassa à Conta-ACR e efetua o pagamento nas contas das distribuidoras naqueles valores homologados pela Aneel. A CCEE é responsável pela gestão de todo esse processo, bem como pelo monitoramento da auditoria financeira independente que acompanha todas as etapas.

175. Conforme os dados da Aneel, os dispêndios da Conta-ACR totalizaram R\$ 20,67 bilhões no exercício de 2014, sendo R\$ 15,15 bilhões referentes aos custos de exposição involuntária das distribuidoras e R\$ 5,52 bilhões referentes aos despachos vinculados aos CCEAR-D.

176. Para custeio dos dispêndios supracitados, a CCEE obteve três financiamentos junto a instituições financeiras. O primeiro, cujo principal é de R\$ 11,2 bilhões, foi contratado em abril de 2014 junto a um consórcio formado por nove bancos, a uma taxa de juros pós-fixada no valor da CDI mais 2,52% a.a. e carência até outubro de 2015.

177. O segundo financiamento, no valor de R\$ 6,57 bilhões, foi contratado em agosto de 2014 junto a um consórcio de oito bancos a uma taxa de juros pós-fixada no valor da CDI mais 2,9% a.a. e carência até outubro de 2015.

178. Por fim, o terceiro financiamento (R\$ 3,98 bilhões) foi assinado em março de 2015 junto a sete bancos a uma taxa pós-fixada de CDI mais 3,15% a.a. e carência até outubro de 2015.

179. A CCEE, por meio do Ofício 1.629/2015 (peça 59), enviou a posição destes financiamentos até 30/6/2015:

Tabela 14: Valores consolidados dos financiamentos da Conta ACR

Valores Consolidados dos Financiamentos - CONTA ACR (Posição em 30/06/2015)				
Operações Contratadas	Valor Principal (R\$)	Juros (R\$)	Encargos Financeiros (R\$)	Valor Atual da Dívida (R\$)
1º Financiamento	11.200.000.000,01	1.513.333.626,74	277.407.299,15	12.990.740.925,90
2º Financiamento	6.578.887.694,91	581.797.544,00	127.763.194,12	7.288.448.433,03
3º Financiamento	3.398.031.734,03	103.151.762,09	25.992.286,05	3.527.175.782,17
Total	21.176.919.428,95	2.198.282.932,83	431.162.779,32	23.806.365.141,10

Fonte: CCEE (peça 59, p. 2).

180. Observa-se da tabela 13 [leia-se tabela 14] que o valor atual da dívida (até junho de 2015) a ser pago pelos consumidores por meio da conta CDE é de R\$ 23,8 bilhões. Esse montante, no entanto, varia com o tempo, uma vez que os financiamentos foram realizados a taxas pós-fixadas e dependem, portanto, do comportamento da taxa CDI ao longo do horizonte de pagamento destas operações de crédito.

181. Os custos das operações de crédito contratadas pela CCEE na gestão da Conta-ACR devem ser amortizados até 15/4/2020, por meio do recolhimento de quotas anuais da CDE pagas por todas as concessionárias de distribuição, na proporção de seus mercados cativos, mediante encargo tarifário a ser incluído nas tarifas de energia elétrica (peça 106, p. 33).

182. Dessa forma, R\$ 23,8 bilhões (valor nominal em julho/2015) que seriam incluídos em RTA ou RTE em 2015 foram diluídos em cinco anos para atenuar o impacto na tarifa de energia elétrica. Dessa forma, a tarifa de 2015 foi artificialmente reduzida em detrimento dos anos seguintes.

III.2.2.2. Indenização dos ativos não amortizados de transmissão existentes em 31/5/2000

183. Inicialmente é necessário esclarecer a diferença entre os ativos de transmissão já existentes em 31/5/2000 e os investimentos realizados após essa data.

184. De acordo com o art. 15 da MP 579/2012, a parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, não depreciados ou não indenizados pelo poder concedente, seria coberta pela tarifa ou pela receita a ser auferida pelas concessionárias renovadas, sendo utilizada a metodologia de valor novo de reposição para o cálculo desses valores.

185. Em sua edição, a MP 579/2012 enunciou em seu § 2º do supracitado art. 15, que os bens reversíveis vinculados às concessões de transmissão de energia elétrica existentes em 31/5/2000, independentemente da vida útil remanescente do equipamento, seriam considerados totalmente amortizados pela receita auferida pelas concessionárias de transmissão, não sendo indenizados ou incluídos na receita de que trata o **caput**.

186. Todavia, a MP 591/2012 alterou a MP 579/2012, esclarecendo que fica o poder concedente autorizado a pagar, para as concessionárias que optarem pela prorrogação prevista pela MP 579/2012, o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31/5/2000, registrados pela concessionária e reconhecidos pela Aneel.

187. Esses ativos são conhecidos como Rede Básica do Serviço Existente (RBSE). Embora prevista a indenização, a forma como se daria foi resolvida apenas por meio da edição da Portaria MME 120/2016, em 20/4/2016, que permitiu que os valores relativos a esses ativos passassem a compor a Base de Remuneração Regulatória das concessionárias de transmissão de energia elétrica e que seu custo de capital fosse adicionado às respectivas Receitas Anuais Permitidas.

188. Esses valores serão reconhecidos a partir do processo tarifário de 2017 e incorporados às tarifas pelo prazo de oito anos.

Tabela 15: Situação das indenizações dos ativos de transmissão (RBSE e RPC)

Empresas	Valor pleiteado à Aneel (R\$ bilhões)	Valor homologado pela Aneel (R\$ bilhões)	Situação do pleito
Furnas	10,70	9,00	Despacho-Aneel 4.042, de 15/12/2015
Chesf	5,63	-	Fiscalização da Aneel em andamento
Eletronorte	2,93	-	Fiscalização da Aneel em andamento
Eletrosul	1,06	1,01	Despacho-Aneel 2.296, de 14/7/2015
Ceteep	5,19	3,90	Despacho-Aneel 4.036, de 15/12/2015
Total	24,21	13,91	

Fonte: Eletrobras (peças 107 e 108). Situação em 31/5/2016.

189. Até o mês de maio de 2015 foi homologado o montante de R\$ 13,91 bilhões, ficando pendentes de deliberação os pedidos da Chesf e da Eletronorte, que somam R\$ 8,56 bilhões.

190. Importante ressaltar que esses valores estavam incorporados nos cálculos da tarifa à época da edição da MP 579/2012, e o fim da cobrança da RGR, que é uma das fontes para o pagamento de indenizações, foi um dos motivos que proporcionou a redução tarifária proposta pelo Governo em 2012.

191. Dessa forma, observa-se que o diferimento do pagamento dessas indenizações foi uma medida que reduziu artificialmente as tarifas de 2013, 2014, 2015 e 2016 em detrimento dos anos seguintes, e a reincorporação desses valores, somados a juros e correções monetárias, representará um aumento mais que proporcional na tarifa de energia elétrica.

III.3. Estudo comparativo das diferenças entre os preços nacionais de energia elétrica e os preços praticados em outros países.

III.3.1. Introdução

192. Realizar comparações entre produtos de diferentes países é uma tarefa difícil. No caso de tarifas de energia elétrica, as dificuldades não ficam restritas a aspectos técnicos da estrutura tarifária, mas passam por diferenças associadas à disponibilidade de fatores de produção, aos marcos regulatórios e às políticas fiscais, tributárias, energéticas e ambientais.

193. As diversas maneiras de encarar o planejamento da oferta e da demanda e os incentivos a determinadas fontes de geração (ou restrição a algumas outras) influenciam os custos de produção e conseqüentemente as tarifas finais. Fatores regionais e culturais também afetam as tarifas. Por exemplo, o clima afeta a sazonalidade da oferta e da demanda. Aspectos culturais e econômicos afetam a maneira como a energia é utilizada e a oferta de energéticos complementares ou substitutos.

194. Fatores sociais também influenciam a formação das tarifas pela capacidade ou não de a sociedade pagar pelos serviços de eletricidade, requerendo subsídios ou em alguns casos incentivando conexões ilegais que oneram os consumidores regulares.

195. Aspectos técnicos como qualidade requerida, redes subterrâneas, linhas com grandes extensões rurais, perdas técnicas, perdas comerciais e grandes distâncias entre a geração e os centros de consumo também afetam custos e, conseqüentemente, tarifas, dificultando ainda mais sua comparação (peça 91, p. 11-12).

196. A determinação, no voto condutor do Acórdão do FiscEnergia, da realização de estudo comparativo entre os preços nacionais e internacionais de energia elétrica, foi baseada em estudo realizado pela Federação das Indústrias do Rio de Janeiro (Firjan), que concluiu que a energia brasileira para a indústria possuía a tarifa mais elevada do mundo.

197. Para o cumprimento do item 9.2.2 do Acórdão 993/2015-TCU-Plenário, a equipe de auditoria realizou pesquisa bibliográfica sobre o tema e encontrou estudos elaborados no país e no exterior por organismos como a OCDE, o Banco Mundial e a Agência Internacional de Energia.

198. Como fonte de dados desta instrução, utilizou-se do livro “As tarifas de energia elétrica no Brasil e em outros países: o porquê das diferenças” - publicado em maio de 2015 - que resume pesquisa conduzida pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico (Gesel), realizada no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel com o título “Panorama e Análise Comparativa da Tarifa de Energia Elétrica do Brasil com as Tarifas Praticadas em Países Selecionados, considerando o Modelo Institucional Vigente”.

199. O estudo utilizou uma amostra de 26 países e/ou estados. No caso dos Estados Unidos (Califórnia, Illinois, Nova York e Texas) e Canadá (Quebec), foram selecionados estados ou províncias representativas, pois os sistemas elétricos destes dois países não são regulados em escala nacional. Os dados utilizados abrangem o período de 2008 até 2013.

200. Para a realização de uma comparação efetiva das tarifas de energia nos diferentes países, utilizou-se a taxa de câmbio real média de dez anos, ou seja, descontando sempre a inflação de todos os países para apurar a taxa de câmbio (peça 91, p. 15).

201. Os dados apresentados são expressos em centavos de dólar por quilowatt hora (cUSD/kWh).

202. Na última parte do presente trabalho, esta unidade técnica incorpora análise que evidencia o impacto dos aumentos tarifários ocorridos nos anos de 2014 e 2015 nas comparações com os demais países.

III.3.2. Análise

III.3.2.1. Análise Geral

203. Uma importante variável no custo da energia elétrica é a fonte utilizada. A Tabela 14 [leia-se tabela 16] apresenta a matriz elétrica dos países selecionados por tipo de fonte, no ano de 2012.

Tabela 16: Matriz elétrica por tipo de fonte, 2012

País		Capacidade Instalada Total (GW)	Hídrica (%)	Térmica (%)	Nuclear (%)	Eólica (%)	Solar (%)	Outros (%)
Colômbia	COL	14,4	68,1	31,3	0	0	-	0,6
Finlândia	FIN	16,9	18,9	63,2	16,3	1,5	0	0,1
Chile	CHL	17,7	33,9	64,3	-	1,6	-	0,2
Portugal	PRT	19,8	28,8	47,5	0	22,2	1	0,5
Rep. Tcheca	CZE	21,6	15,7	55,1	18,5	1,5	9,2	0
Argentina	ARG	30,9	35,9	60,6	3,2	0,3	0	0
Noruega	NOR	32,3	92,8	4,9	0	2,2	-	0,1
Suécia	SWE	37,9	43,5	22,1	24,9	9,5	0	0
Nova York	USA-NY	39,5	14,4	66,8	13,4	4,1	0,1	1,2
África do Sul	ZAF	41,6	4,8	90,8	4,4	0	0	0
Québec*	CAN-QBC	42,5	90,4	4,2	1,6	3,8	-	-
Illinois	USA-ILL	45,2	0	66,2	25,6	7,8	0	0,4
México	MEX	52,5	21,9	72,4	3,1	1,1	-	1,5
Califórnia	USA-CAL	71,3	19,6	59,6	6,2	7,7	1,7	5,2
Coreia do Sul	KOR	81,8	7,9	60,6	25,3	3	-	3,2
Reino Unido	UK	97,3	7,4	71,5	10,2	9,1	1,8	0
Espanha	ESP	107,6	19,5	46,3	6,9	21,2	6,1	0
Texas	USA-TEX	109,7	0,6	83	4,6	11,1	0,1	0,6
Brasil*	BRA	126,7	67,8	28,8	1,6	1,8	-	-
Itália	ITA	128,2	20,2	59,9	-	6,3	12,8	0,8
França	FRA	131,0	19,4	22,7	48,2	5,7	3,1	0,9
Alemanha	DEU	182,9	9,3	49	6,6	17,1	17,8	0,2
Índia*	IND	223,3	17,7	67,4	2,1	8,3	0,8	3,7
Rússia	RUS	242,0	19,8	69	10,3	-	-	0,9
Japão	JPN	284,0	17,2	66,5	16,3	-	-	-
China*	CHN	1.247,3	22,4	69,1	1,2	6,1	1,2	0

* dados de 2013

Fonte: Peça 91, p. 29.

204. A geração hidrelétrica tem a característica de requerer um alto investimento e apresentar custos afundados, mas com custos variáveis baixos ou nulos. Cabe, no entanto, a ressalva que a característica de variabilidade de produção da fonte hídrica, em decorrência do regime hidrológico, leva à necessidade de fontes complementares, como reserva para períodos secos.

205. Já a geração térmica, em geral, tem um custo de investimento menor (embora este varie bastante de acordo com o tipo de tecnologia usado), mas custos variáveis altos, que são função do

custo do combustível usado na geração e da procedência deste combustível. A geração nuclear requer um elevado investimento, mas o custo variável é menor que nas térmicas a gás, carvão ou óleo.

206. A fonte eólica requer investimentos altos, mas tem custo variável baixo ou nulo. Para uma maior inserção desta fonte na matriz, vários países, principalmente da Europa, adotaram políticas de incentivo às fontes eólicas e solares, contratando volumes relevantes de capacidade instalada a despeito do custo relativamente mais alto desta fonte.

207. A geração solar caracteriza-se por ter um custo de investimento por MW elevado, maior que o custo de investimento das outras fontes. A despeito do custo variável baixo ou nulo, o alto nível de investimentos faz com que esta fonte ainda seja bastante cara (peça 91, p. 29-31).

208. Outro fator fundamental no custo da eletricidade é o custo das redes de transmissão e distribuição. Países que têm uma maior superfície requerem uma maior extensão das redes, aumentando, assim, o custo quando comparados com países de menor extensão. O custo depende também da quantidade de energia transmitida por km de rede. Dessa forma, a intensidade de uso da rede mede a eficiência de uso da rede: quanto mais MWh transitam por um quilômetro de rede, menor será o custo unitário (peça 91, p. 34).

209. A tabela 15 [leia-se tabela 17] ilustra a composição das redes de transmissão dos países.

Tabela 17: Extensão de rede de distribuição e transmissão, intensidade de uso e densidade da rede

País	Rede - 2012(km)	Intensidade de uso da rede 2012 (Consumo - MWh/Km rede)	Densidade da rede 2012 (Km rede/superfície Km2)
Colômbia *** COL	608.500	83,6	0,5
Índia ** IND	8.970.112	96,8	2,7
Brasil ** BRA	3.600.620	138,4	0,4
Portugal * PRT	232.268	198,9	2,5
Finlândia ** FIN	390.100	207,1	1,2
Rep. Tcheca ** CZE	244.143	232,2	3,1
Suécia * SWE	545.000	233,6	1,2
Itália ** ITA	1.173.412	252,9	3,9
México * MEX	853.490	273,9	0,4
Alemanha * DEU	1.788.131	294,1	5,0
Argentina * ARG	399.197	303,6	0,1
França * FRA	1.419.584	305,8	2,6
Chile ** CHL	200.530	306,7	0,3
Nova York *** USA-NY	429.200	333,6	3,0
Reino Unido ** UK	862.156	368,4	3,5
Espanha * ESP	639.506	375,8	1,3
África do Sul *** ZAF	359.337	548,5	0,3
Califórnia *** USA-CAL	462.355	561,3	1,1
Japão * JPN	1.532.581	602,1	4,1
Illinois *** USA-ILL	192.800	744,3	1,3
Noruega *** NOR	139.591	779,4	0,4
Coreia do Sul * KOR	470.375	1.023,4	4,7
Québec ** CAN-QBC	148.456	1.134,3	0,1

* km rede para ano 2012

** km rede para ano 2013

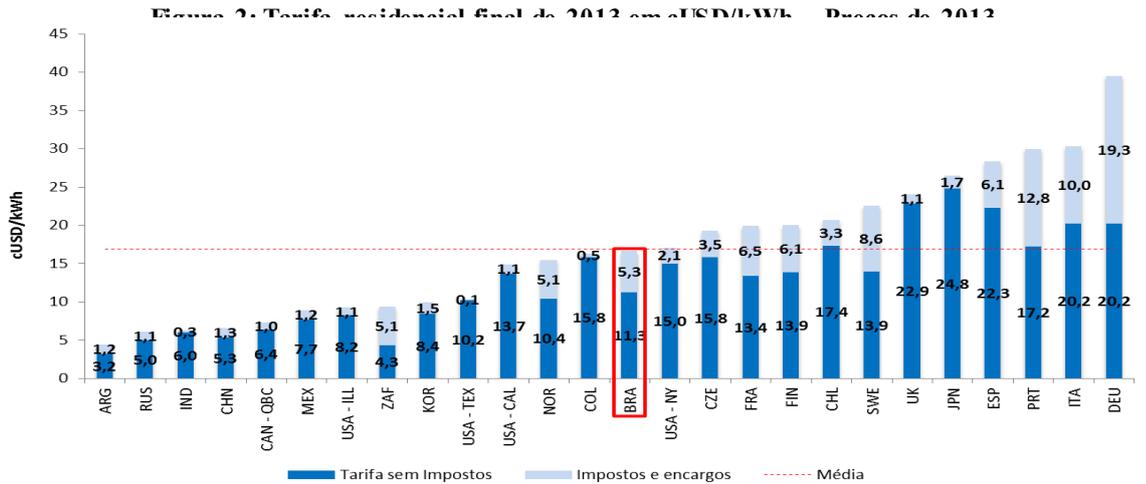
2012 *** km rede para ano 2014

Fonte: Peça 91, p. 37.

210. Na amostra da tabela 16 [leia-se tabela 17], o Brasil é o segundo país com maior extensão de redes de transmissão e distribuição, apesar de ser o maior país em superfície.

III.3.2.1.1. Tarifas Residenciais

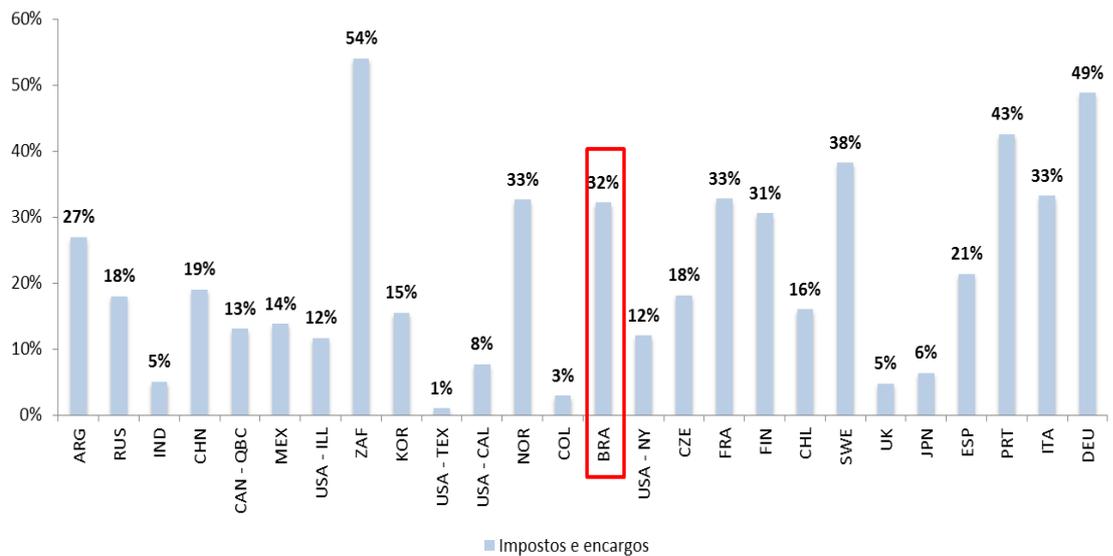
211. A seguir, serão apresentados os dados sobre as tarifas residenciais de energia elétrica para os países selecionados, em centavos de dólares americanos por kWh.



Fonte: Peça 91, p. 42.

212. A tarifa média de 2013 dos 26 países é de 16,9 cUSD/kWh, colocando esta média entre a tarifa do estado de Nova York (17,1 cUSD/kWh) e do Brasil (16,6 cUSD/kWh).

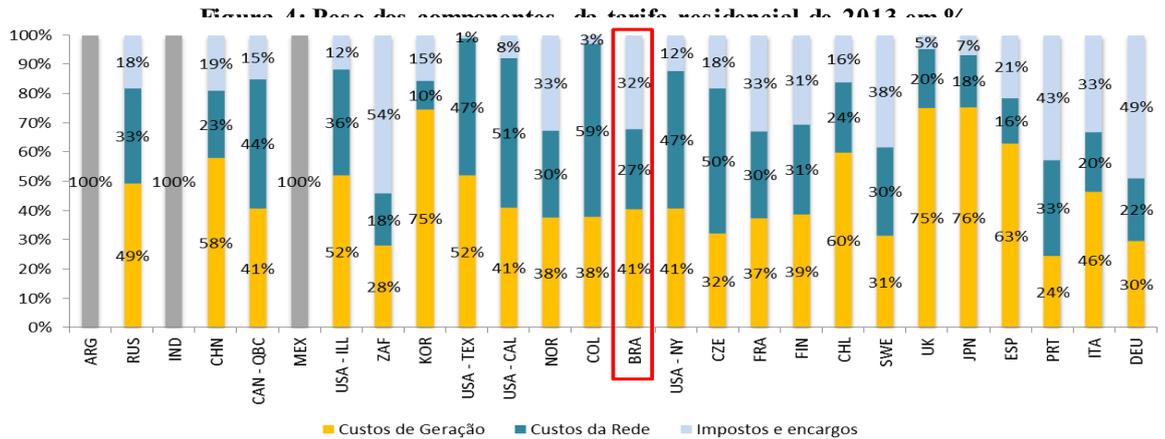
Figura 3: Peso dos impostos e encargos na tarifa residencial de 2013 em %



Fonte: Peça 91, p. 44.

213. Os impostos e encargos médios em 2013 são de 21% e apresentam uma grande heterogeneidade entre os países: por exemplo, os impostos para os consumidores residenciais no Texas representam um peso de apenas 1%, enquanto os impostos e os encargos na África do Sul representam 54% da tarifa final.

214. Em análise à Figura 3, pode-se destacar que o peso médio dos impostos e encargos nos países europeus é de 31%, mesmo nível encontrado para o Brasil (32%), enquanto representa 18% da tarifa nos países da América Latina e apenas 9% nos quatro estados norte-americanos do estudo.



Fonte: Peça 91, p. 49.

215. A Figura 4 ressalta o peso de cada componente na tarifa final de energia elétrica residencial. Entre outros, destacam-se os casos da Coreia do Sul, do Reino Unido e do Japão, cujos custos de geração representam cerca de 75% da tarifa final.

216. As médias apresentadas para os países da amostra são 46% da tarifa para os custos com geração, 31% da tarifa para os custos da rede e 22% da tarifa para os custos com impostos em encargos.

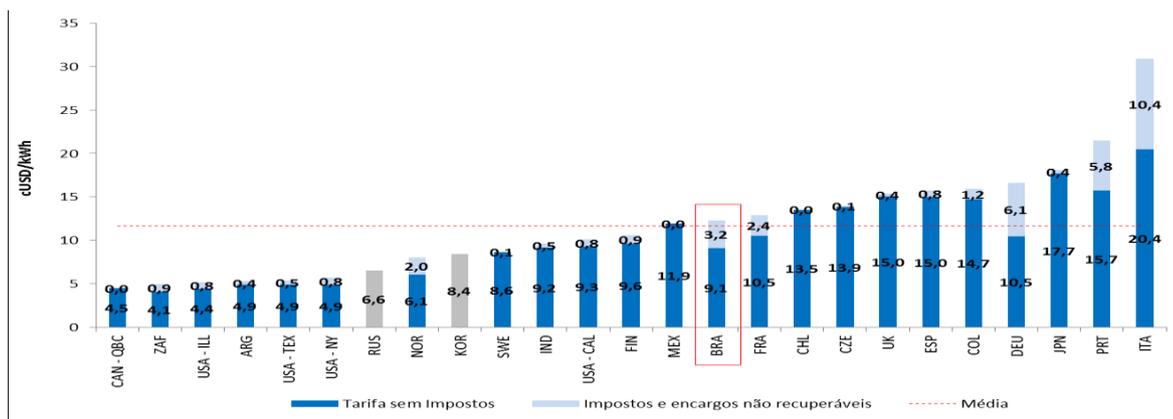
217. Em todas as figuras apresentadas nesta seção, com exceção da Figura 2, que apresenta os pesos dos impostos e encargos na tarifa residencial, observa-se que o Brasil encontra-se próximo à média dos países selecionados.

218. Quanto ao peso dos impostos e encargos, o Brasil alinha-se aos países europeus.

III.3.2.1.2. Tarifas Industriais

219. A figura 5 representa o **ranking** das tarifas de energia elétrica para 2013, incluindo os impostos e encargos não recuperáveis pagos pelos clientes industriais. Os impostos que, como o ICMS brasileiro, são recuperáveis, foram retirados da comparação.

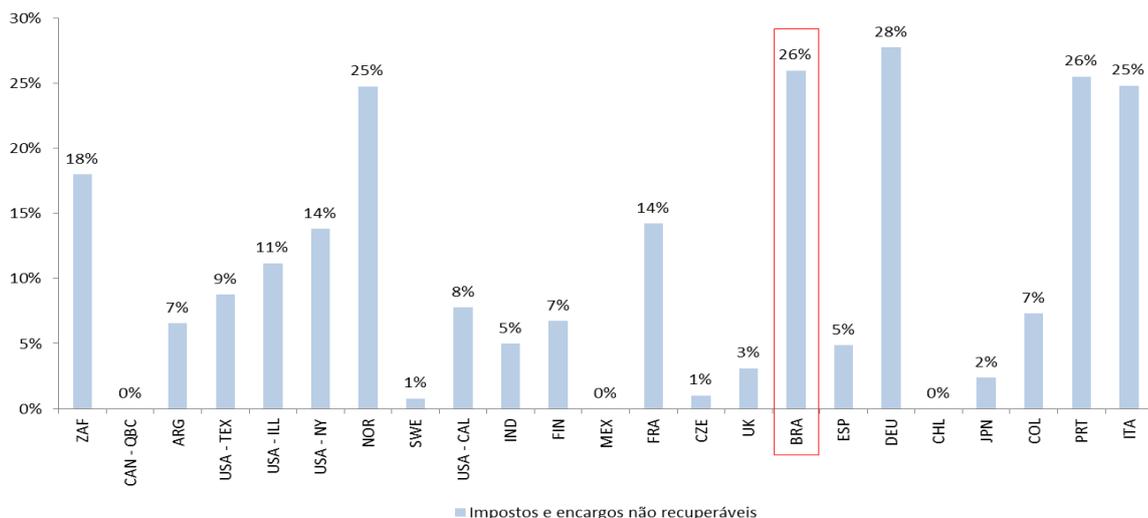
Figura 5: Tarifa industrial final de 2013 em cUSD/kWh – Preços de 2013



Fonte: Peça 91, p. 53.

220. De acordo com a figura 5, mais uma vez o Brasil aproximou-se da média dos países selecionados, com uma tarifa de 12,3 cUSD/kWh.

Figura 6: Peso da carga tributária média entre 2009 e 2013 em %



Fonte: Peça 91, p. 54.

221. Observa-se na Figura 6, que o peso médio dos impostos e encargos não recuperáveis é de 10% para o período de 2009-2013. Nesses 5 anos, o Brasil apresentou o segundo maior peso relativo de impostos e encargos não recuperáveis, com 26% da tarifa final, mesmo considerando ICMS e PIS/Cofins como plenamente recuperáveis, o que na prática nem sempre é verdade.

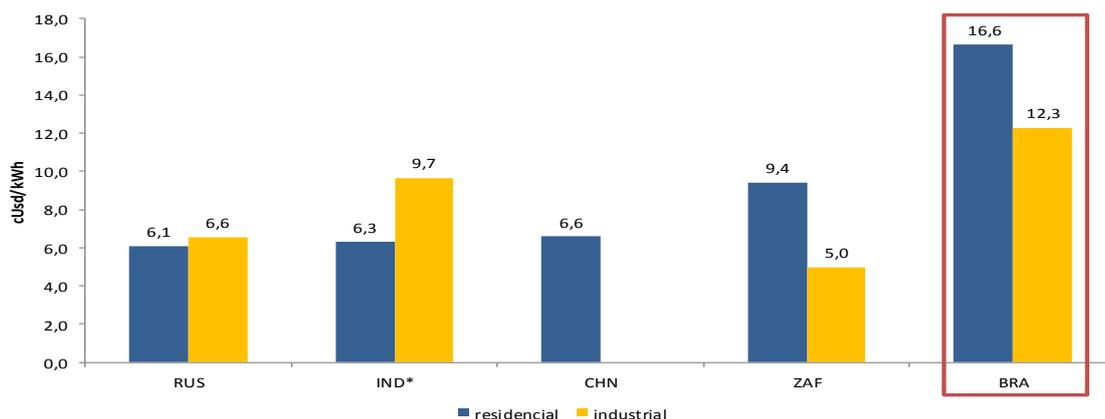
222. Observa-se, portanto, que a tarifa industrial brasileira se aproxima da média da amostra, conforme a Figura 4, e, de acordo com a Figura 5, a soma de encargos e impostos na tarifa industrial é a segunda maior do grupo selecionado.

III.3.2.2. Caso do Brasil

III.3.2.2.1. Brasil x BRICS

223. A comparação das tarifas do Brasil com as praticadas nesses países foi realizada pelas características socioeconômicas que os grupos têm em comum.

Figura 7: Tarifas residencial e industrial dos BRICS, 2013



Fonte: Peça 91, p. 141.

224. O Brasil possui as tarifas residenciais e industriais menos competitivas dos BRICS (Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul), conforme se observa na Figura 7. Isso decorre das diferenças na atuação do Estado no setor elétrico, principalmente em nível regulatório.

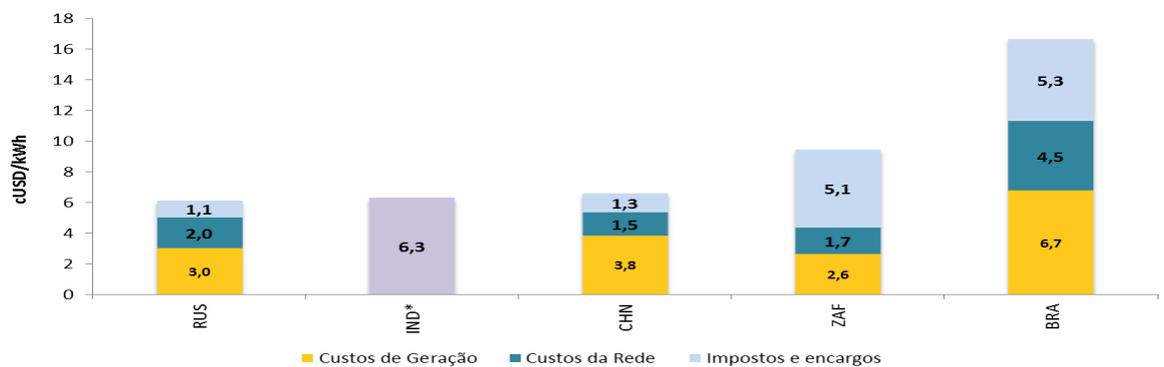
225. Enquanto o Brasil liberalizou a indústria de energia, nos demais países dos BRICS, o setor elétrico opera sob forte controle do Estado. Além disso, o maior volume absoluto de impostos e encargos que incidem sobre a tarifa brasileira reduz substancialmente a competitividade nacional.

226. Outra diferença consiste no fato de as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização serem separadas no Brasil, ao contrário do que ocorre em outros países do grupo.

227. Dessa forma, observa-se que há claramente um maior grau de liberalização do sistema brasileiro em relação aos demais BRICS e a tarifa nacional reflete uma remuneração do capital de mercado em toda a cadeia de produção. Segundo o estudo, essa questão é fundamental para que se compreenda o valor mais elevado da tarifa brasileira quando comparada aos demais países dos BRICS, pois, nestes outros, as empresas estatais nem sempre recebem uma remuneração de mercado.

228. Em relação à carga tributária, observa-se que a brasileira é a segunda maior dos BRICS, alcançando 32%, apenas menor que na África do Sul onde os impostos representam 54% da tarifa residencial.

Figura 8: Composição tarifaria residencial dos BRICS, 2013

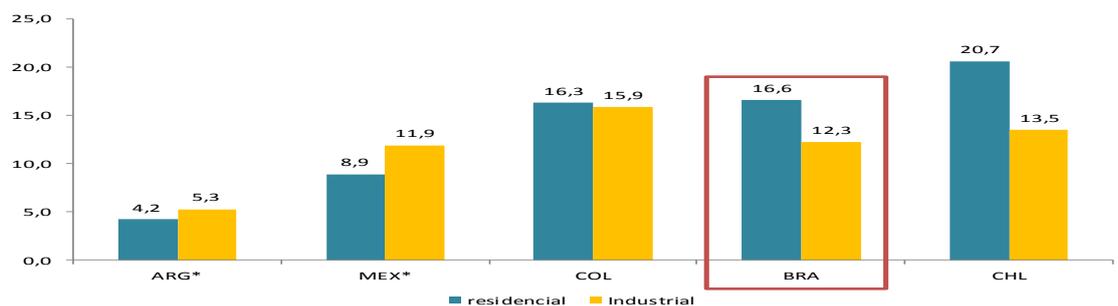


Fonte: Peça 91, p. 153.

III.3.2.2.2. Brasil x América Latina

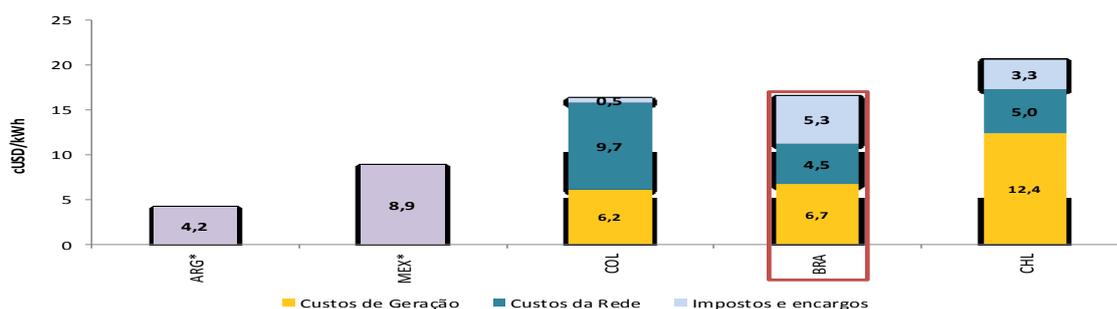
229. Dentre os países da América Latina, o Brasil tem a segunda maior tarifa residencial, enquanto a tarifa industrial se encontra próxima da tarifa mexicana, conforme se observa na figura 9. Constata-se ainda que o Brasil e o Chile são os dois únicos países da América Latina estudados que não apresentam um esquema de subsídios cruzados entre indústrias e residências.

Figura 9: Tarifa residencial e industrial nos países de América Latina, 2013



Fonte: Peça 91, p. 154.

230. Segundo o trabalho, tanto o Chile quanto a Colômbia têm mercados de energia elétrica mais liberalizados do que o Brasil. Por outro lado, o México se caracteriza por ter a atuação de uma única empresa no setor em nível nacional.

Figura 10: Composição da tarifa residencial 2013


Fonte: Peça 91, p. 161.

231. Uma característica que distingue o Brasil dentre os países da região é a carga de impostos e encargos sobre as tarifas de energia elétrica, que é a mais alta do grupo, chegando ao montante de 32,1% da tarifa residencial conforme a Figura 10.

232. Importante entender a diferença entre um imposto e um encargo. Imposto é um tipo de tributo que não tem um fim específico, enquanto um encargo tem o objetivo de arrecadar recursos para financiar uma necessidade específica de um setor, neste caso para financiar necessidades específicas relacionadas ao setor elétrico brasileiro, como, por exemplo, os recursos para viabilizar a universalização do atendimento.

233. No que diz respeito especificamente aos encargos, a Tabela 17 [leia-se tabela 18] mostra a evolução da arrecadação de cada encargo entre 2009 e 2013. Observa-se que a arrecadação da RGR, CCC e CDE, encargos que foram desonerados em 2012 teve queda total de R\$ 8,6 bilhões.

234. A queda do total dos encargos acabou sendo menor, em razão do aumento do volume de Encargos de Serviços de Sistema, associados ao acionamento maciço de termelétricas durante boa parte do ano de 2013.

Tabela 18: Encargos arrecadados entre 2009 e 2013 (em R\$ milhões)

Encargos Setoriais	2009	2010	2011	2012	2013
Reserva Global de Reversão – RGR Fonte: SFF-ANEEL	1.629,60	1.594,1	1.724,9	2.311,5	608,9
Conta de Consumo de Combustível – CCC Fonte: SRE -ANEEL	3.021,0	5.173,4	5.571,7	3.223,0	-
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE Fonte: SRE - ANEEL	2.841,8	2.960,6	3.313,8	3.722,6	1.024,0
Subtotal	5.862,8	9.728,1	10.610,4	9.257,1	1.632,9
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE Fonte: SRE / SAF-ANEEL (Valores Realizados)	375,3	385,7	464,7	195,9	467,2
PROINFA Fonte: SRE -ANEEL	1.573,0	1.816,0	1.794,3	2.252,7	2.589,7
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH Fonte: SFF / SRG-ANEEL	1.338,5	1.514,9	1.635,8	1.727,0	1.590,9
Encargos de Serviços do Sistema – ESS Fonte: Relatório Anual da CCEE	527,7	1.731,5	1.416,6		6.259,3
Encargos de Energia de Reserva – EER Fonte: Relatório Anual da CCEE	31,7	311,9	321,0	867,0	295,2
Operador Nacional do Sistema - ONS Fonte: ONS / SFF-ANEEL	12,10	12,80	13,6	14,3	15,0
Total	9.709,0	15.488,1	16.256,4	14.313,9	12.850,2

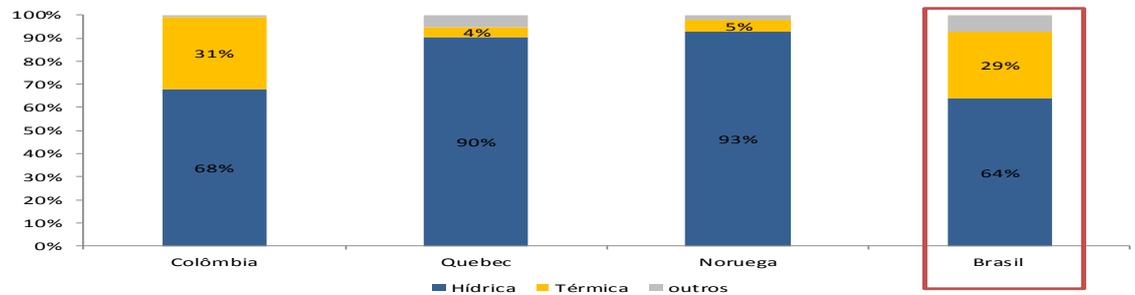
Fonte: Peça 91, p. 165.

235. Apesar da redução de encargos, que implicou na queda na tarifa energia elétrica, o Brasil tem a maior incidência de impostos e encargos dentre os países da América Latina. Enquanto em 2009 eles representavam 37,9% da tarifa final do consumidor residencial, em 2013, logo após a redução apresentada, eles passaram a representar 32,1%.

III.3.2.2.3. O Brasil X Países Hídricos

236. Na figura 11 observa-se que a matriz elétrica do Brasil é similar à matriz colombiana, que também possui uma significativa participação de fontes térmicas. Em ambos os casos, o uso das termoeletricas tende a ser volátil ao longo dos anos, fazendo com que os custos de geração também oscilem de forma pronunciada ao longo do tempo.

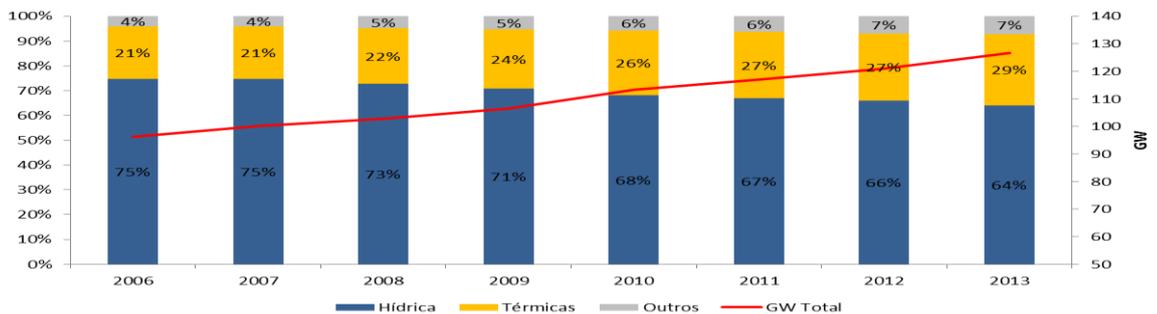
Figura 11: Composição da matriz elétrica dos países majoritariamente hídricos, 2013



Fonte: Peça 91, p. 166.

237. A matriz brasileira vem mudando nos últimos anos, deixando de ser quase exclusivamente hídrica e passando a constituir uma matriz hidrotérmica. Na Figura 12, verifica-se que entre 2006 e 2013 a fonte hídrica passou de representar 75% da capacidade instalada no Brasil para 64% em 2013, enquanto houve um aumento considerável da capacidade térmica nacional.

Figura 12: Composição da matriz elétrica do Brasil, 2006-2013

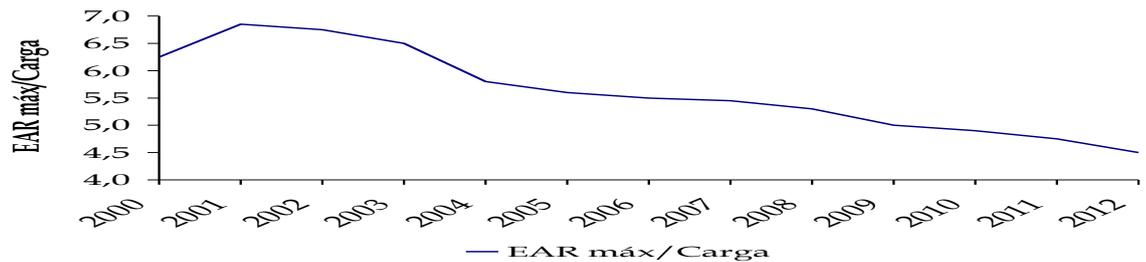


Fonte: Peça 91, p. 167.

238. A expansão da geração hídrica tem ocorrido preponderantemente com a construção de usinas a fio d'água ou com pequenos reservatórios. Como a demanda por energia elétrica no país é, via de regra, crescente, a capacidade de regularização da disponibilidade de energia do país ao longo do ano e entre anos tem sofrido uma progressiva diminuição.

239. A Figura 13 ilustra a evolução da capacidade de regularização dos reservatórios de 2000 a 2012. Observa-se que a proporção entre energia armazenada e carga cai continuamente. Esta particularidade faz com que a matriz elétrica brasileira esteja mudando progressivamente de um sistema essencialmente hídrico para um sistema hidrotérmico. O parque gerador nacional terá de contar com outras fontes para operação de base durante o período seco, a fim de atender a demanda crescente.

Figura 13: Evolução da capacidade de regularização dos reservatórios: 2000-2012



Fonte: Peça 91, p. 168.

240. O perfil do parque térmico contratado pelo Brasil, com grande concentração de termoeletricas com custos variáveis elevados, induz a uma grande volatilidade de custos. Isso pode ser constatado pela Figura 14, que mostra o custo variável mensal da geração térmica flexível em função da geração efetiva.

241. Em dezembro de 2014 o **deck** do ONS contava com quase 15 GWméd de termoeletricas flexíveis, isto é, que geram com ordem de despacho do ONS (estão excluídas portanto plantas de cogeração e outras térmicas que tenham sido contratadas com geração mínima e que produzem energia mesmo a despeito da hidrologia). O custo mensal de um despacho pleno destas usinas é de quase R\$ 4,5 bilhões, cinco vezes mais do que o custo de um despacho de metade das térmicas disponíveis (R\$ 0,9 bilhão). Isso faz com que, em situações de seca, quando se faz necessário utilizar as termoeletricas de forma intensa, o custo de operação do sistema suba de forma acentuada.

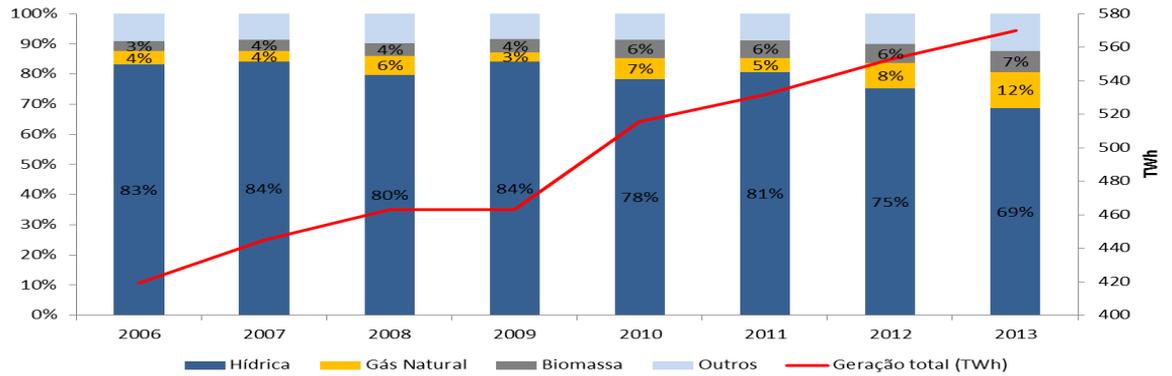
Figura 14: Custo variável mensal do parque térmico brasileiro em função da geração térmica flexível



Fonte: Peça 91, p. 169.

242. Outro fator a ser levado em conta é o custo dos combustíveis usados na geração térmica. A Figura 15 mostra que, embora a geração térmica a partir da biomassa tenha uma participação importante, o Brasil tendeu a incrementar a geração a partir de gás natural, que representou 12% da geração total de 2013. Em anos de seca severa, a tendência é que haja um incremento não só da geração a gás, como também da geração a óleo, que tem uma capacidade instalada expressiva no Brasil.

Figura 15: Geração elétrica no Brasil por tipo de fonte, 2006-2013

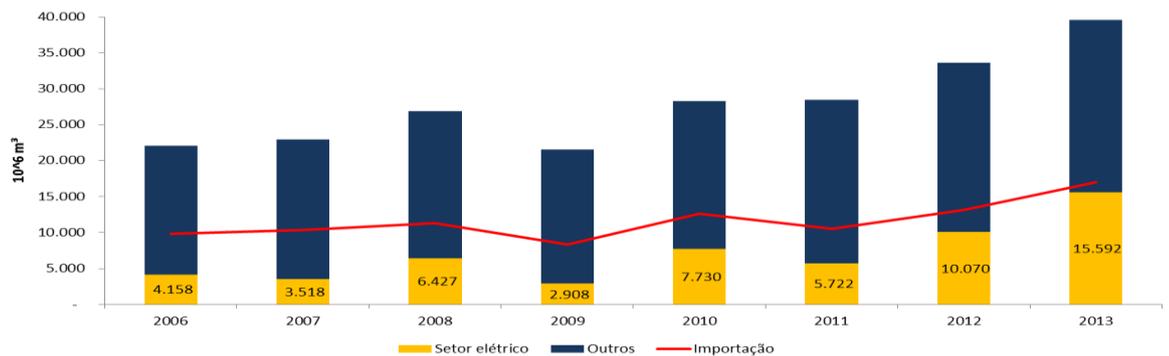


Fonte: Peça 91, p. 170.

243. Embora o Brasil tenha produção de gás natural, esta não é suficiente para cobrir toda a demanda da economia por este combustível. Sendo assim, o país deve importá-lo, principalmente da Bolívia através do Gasbol, e também por meio de terminais de GNL.

244. A Figura 16 mostra que o consumo de gás natural por parte do setor elétrico aumentou consideravelmente, quase triplicando entre 2011 e 2013, devido principalmente à crise hidrológica a qual o país atravessava. Da mesma forma, observa-se que a importação deste combustível também aumentou em 62% neste período.

Figura 16: Consumo e importação de gás natural no Brasil, 2006-2013



Fonte: Peça 91, p. 170.

III.3.3. Conclusões

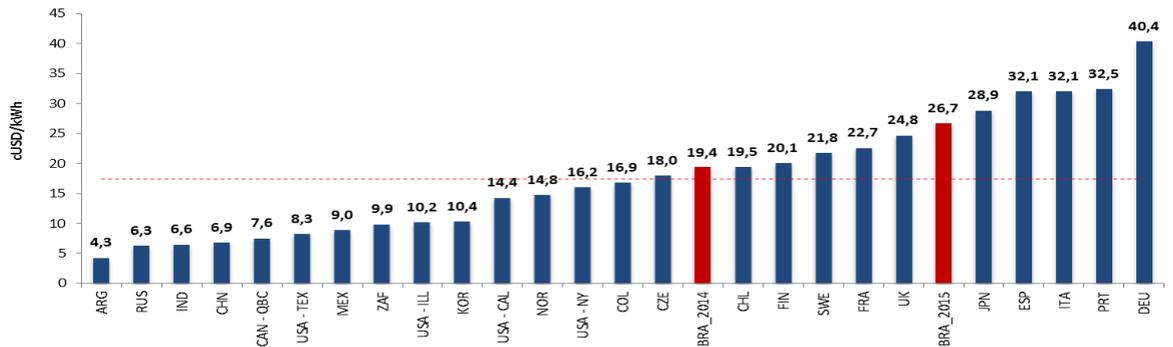
245. As tarifas brasileiras de 2013 estão próximas à média dos países estudados.

246. A situação do Brasil no **ranking** das tarifas elétricas piora nos anos seguintes a 2013, devido ao forte aumento de tarifas decorrente do repasse aos consumidores da alta dos custos de geração provocada pela crise hidrológica e da redução do uso de recursos fiscais para subsidiar as tarifas de energia.

247. As figuras 16 e 17 ilustram as tarifas de 2014 e uma projeção para as tarifas de 2015, utilizando a mesma metodologia já explicitada.

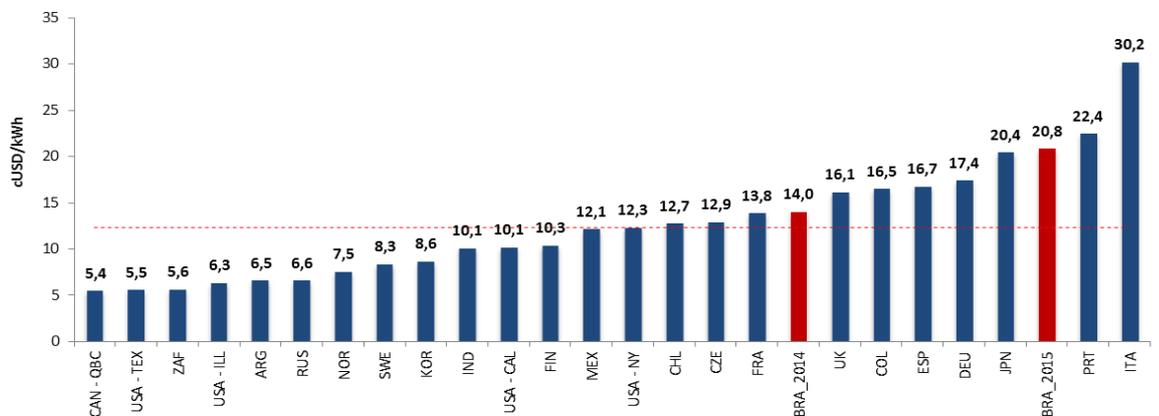
248. Para a tarifa de 2015, foram considerados os impactos do reajuste tarifário extraordinário (24,2% para o setor industrial e 20,1% no setor residencial), da nova bandeira tarifária (11,2%) e da conta ACR (6,5%).

Figura 17: Tarifa residencial final de 2014 e 2015 em cUSD/kWh



Fonte: Peça 91, p. 237.

Figura 18: Tarifa industrial final de 2014 e 2015 em cUSD/kWh



Fonte: Peça 91, p. 238.

249. O desenho geral do setor elétrico brasileiro é mais próximo dos países com mercados liberalizados, sobretudo dos europeus, do que dos BRICS e de outros países em desenvolvimento, embora tenha algum nível intervenção estatal.

250. Nota-se que o planejamento é indicativo, mas existem leilões organizados centralizadamente para a contratação de energia para o mercado regulado, que viabiliza a expansão da geração, realizada por agentes privados em competição pelo mercado, no sentido do planejamento. Ademais, a comercialização de energia para a baixa tensão permanece regulada no Brasil, enquanto a Europa implementa progressivamente a liberalização total da comercialização no varejo.

251. Quanto à alta volatilidade no custo da energia, que culminou em significativo aumento após 2013, observa-se que é fruto do modelo de geração predominantemente hídrico com **backup** térmico, que em grande parte possui baixa eficiência na conversão de combustíveis em eletricidade. Esta volatilidade dos custos da energia no Brasil traz desvantagem comparativa ao país, sobretudo para indústrias eletrointensivas, que tendem a ter dificuldades adicionais nos momentos de restrição hídrica.

252. Finalmente, pesa contra a tarifa brasileira a política fiscal adotada no Brasil para o setor elétrico, com alto volume de encargos e impostos, influenciando fortemente no nível geral de tarifas.

253. Apesar da elevada carga de tributos, o Brasil não chega a ter o maior peso de impostos e encargos na tarifa residencial, sendo ultrapassado, por exemplo, por Alemanha, Portugal e Suécia.

254. No que se refere ao peso dos tributos na tarifa da indústria, a situação comparativa do Brasil é pior. Somente a Alemanha ultrapassa o Brasil em participação de impostos e encargos no consumo industrial, mesmo considerando o ICMS e o PIS/Cofins totalmente recuperáveis, o que não é verdadeiro para todas as empresas. Isso porque algumas indústrias, sobretudo as

exportadoras, geram mais créditos tributários do que conseguem aproveitar, fazendo que sua carga tributária efetiva seja ainda maior.

IV. CONCLUSÃO

255. Em conformidade com a Portaria-Segecex 27, de 19/10/2009, a tabela que segue apresenta o resumo com o grau e respectivo percentual de atendimento das deliberações dos Acórdãos 2.565/2014-TCU-Plenário e 993/2015-TCU-Plenário.

Tabela 19: Grau de implementação das determinações e recomendações

Deliberação	Cumprida	Em cumprimento	Não cumprida
9.2.1 Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário MME e MF	X		
9.2.2 Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário MME e MF	X		
9.4 Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário Aneel	X		
9.2.1 Acórdão 993/2015-TCU-Plenário SeinfraElétrica	X		
9.2.2 Acórdão 993/2015-TCU-Plenário SeinfraElétrica	X		
Quantidade	5	0	0
Percentual	100%	0%	0%

Fonte: elaboração própria.

256. De forma geral, o que gerou as determinações contidas no item 9.2 do Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário, foi o risco de não haver ou de serem atrasados os repasses de recursos do Tesouro Nacional para a CDE em 2015, de modo semelhante ao ocorrido em 2013 e 2014.

257. Ocorre que atrasos no repasse de recursos do Tesouro à CDE geraram atrasos nos diversos pagamentos da CDE, tanto em relação aos recursos relativos às indenizações dos investimentos não amortizados quanto aos repasses da Eletrobras às concessionárias que reembolsam os produtores independentes de energia e o combustível fornecido para a geração nos sistemas isolados.

258. Dessa forma, a partir de 2015, com a adoção do “realismo tarifário”, o Tesouro Nacional não mais se comprometeu a realizar aportes na CDE e, dada a sistemática de confronto entre receitas e despesas prevista pelo novo arcabouço legal da CDE, toda a diferença foi repassada para a tarifa, via encargo.

259. Isso eliminou o risco de atrasos nos repasses dos recursos do Tesouro à CDE para o pagamento das indenizações e para o pagamento das demais rubricas da CDE, em especial a CCC, visto não haver mais os repasses supracitados, o que torna cumprida a determinação dos subitens 9.2.1 e 9.2.2 do Acórdão supracitado.

260. Todavia, durante a análise dos itens supracitados, a equipe de auditoria constatou a existência de erros nos cálculos, por parte da Eletrobras, dos pagamentos destinados às indenizações dos ativos não amortizados, após 2000, das concessões renovadas com amparo na MP 579/2012, o que expôs fragilidades normativas e na sistemática de governança dos agentes do setor em relação à CDE.

261. Ocorre que nota técnica da Eletrobras, datada de 27/1/2016, evidenciou erro de cálculo que demonstrou não haver saldo devedor, no final de 2015, de pagamentos referentes às indenizações, mas sim credor, de R\$ 570 milhões, resultado de pagamentos a maior que beneficiaram principalmente as concessionárias de seu próprio grupo. A Eletrobras, entretanto, não informou ao MME, nem à Aneel esse fato.

262. O MME, munido de informações equivocadas, para o estabelecimento das quotas da CDE/2016, informou à Agência que seriam ainda necessários R\$ 1,2 bilhão para a quitação das indenizações. Considerando a nota técnica da Eletrobras, isso resultou em um repasse indevido à tarifa de aproximadamente R\$ 1,77 bilhão (R\$ 1,2 bilhão + R\$ 570 milhões) a ser suportado pelos consumidores de energia elétrica.

263. Esses fatos relatados e as respostas às diligências evidenciam que o MME não possui procedimentos próprios de controle em relação aos pagamentos das indenizações supracitadas, dependendo exclusivamente de informações prestadas pela Eletrobras, mera gestora da CDE. Como o devedor das indenizações é a União e o MME a representa, cabe a este Ministério deter o controle de todos os pagamentos e dos saldos devedores dessa rubrica.

264. Dessa forma, é o MME que tem a obrigação legal de zelar pelos interesses e responsabilidades financeiras da União e se certificar da correção dos cálculos e dos pagamentos realizados pelo gestor da CDE, em seu nome, e a todo momento, no que se sugere determinação corretiva.

265. Ainda sobre as fragilidades de governança na CDE, a Aneel relatou que encontra dificuldades relacionadas ao prazo de encaminhamento das informações e aos dados fornecidos pelo MME, pois os recebe de forma agregada e sem as memórias de cálculo necessárias para uma mínima revisão. Acrescenta que, por esse órgão não ser seu jurisdicionado, não possui instrumentos para exigir maior abertura dos números.

266. A Agência ressalta, ainda, a necessidade de atualização da regulamentação da CDE, em decorrência de lacunas e revogações tácitas no Decreto 4.541/2002, decorrentes de alterações legislativas posteriores, em especial as impostas pela Lei 12.783/2013, sobretudo em relação à ampliação dos usos e fundos da Conta e ao processo de fixação da Cota, o que insere fator de complexidade ao processo e fragiliza a atuação das instituições envolvidas.

267. Efetivamente, a insuficiência de regulamentação que discipline a prestação de conta dos recursos da CDE, a ausência de definição de prazos e procedimentos a serem observados pelos diversos agentes envolvidos, a insuficiente abertura de valores e cálculos realizados para apuração dos encargos, bem como pouca publicidade e transparência dada a essa apuração de valores tornaram possível o repasse tarifário, via CDE, de aproximadamente R\$ 1,8 bilhões, segundo cálculos da Eletrobras.

268. Dessa forma, entende-se pertinente a expedição de determinações aos órgãos competentes visando a regulamentação adequada da matéria, bem como a apuração do valor exato e a realização de compensações tarifárias.

269. Quanto à Regularização dos repasses da CDE à Eletrobras para o pagamento dos fornecedores de combustíveis e energia na Região Norte, verificou-se que o risco de prejuízos decorrentes de atraso ou não repasse dos recursos do Tesouro para a CDE não existe mais, na medida em que, com a adoção do realismo tarifário, a CDE passou a contar com o repasse tarifário para saldar esse tipo de pagamento.

270. Todavia, permanece elevado o risco ao abastecimento de energia nos sistemas isolados devido ao não pagamento dos fornecedores de combustíveis e produtores independentes de energia por parte das concessionárias distribuidoras de energia naqueles sistemas, decorrente da precária situação econômico/financeira dessas distribuidoras.

271. Como a solução desse problema perpassa por inúmeras variáveis, a exemplo da sustentabilidade econômico-financeira, gestão/governança, readequação de dívidas com fornecedores, privatizações, entre outros, e essas variáveis estão sendo atacadas, em boa medida, em processos específicos já em andamento no Tribunal, não se vislumbra, no momento, a realização de medidas adicionais.

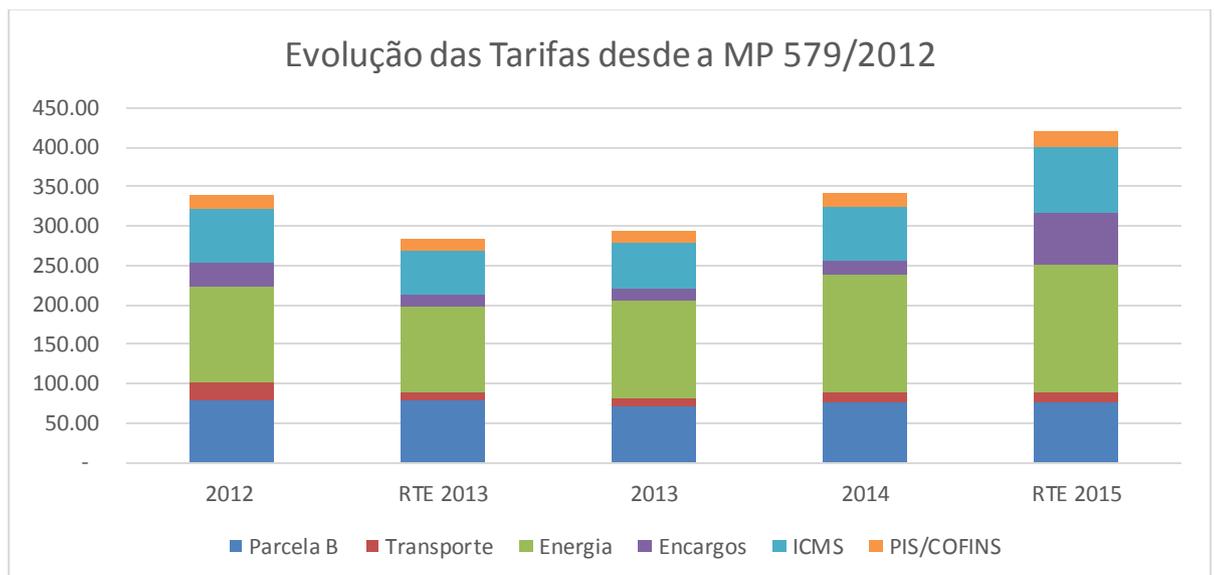
272. Quanto ao item 9.4 do Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário, que trata de recomendação à Aneel para que atue no sentido de mitigar a recorrente exposição involuntária das distribuidoras, a Agência atuou no sentido de promover leilões, entre outras ações, para combater a exposição involuntária das distribuidoras. Além disso, a diminuição da demanda por energia, decorrente da retração macroeconômica, gerou sobrecontratação de energia por parte das distribuidoras, alterando radicalmente o cenário antes existente.

273. Para cumprimento do item 9.2 do Acórdão 993/2015-TCU-Plenário ampliou-se o escopo deste monitoramento para que contemplasse apuração mais abrangente do atual momento do realismo tarifário presente no setor elétrico, bem como se apresentou um estudo comparativo em que foram explicitadas as diferenças entre os preços nacionais de energia elétrica e os preços praticados em outros países.

274. Apurou-se que efetivamente foram adotadas medidas de realismo tarifário, quais sejam: sistema de bandeiras tarifárias, revisões tarifárias extraordinárias autorizadas pela Aneel, retirada dos recursos do Tesouro Nacional e subvenção para a redução equilibrada das tarifas. Apurou-se, todavia, que outras medidas foram na contramão do realismo tarifário como os empréstimos da CDE e da Conta ACR e o pagamento diferido dos ativos de transmissão existentes até 31/5/2000. Essas medidas, embora decorram de ocorrências relativas aos anos de 2013 e 2014, resultarão em elevações tarifárias significativas, neste e nos próximos anos, de forma a possibilitar o pagamento de dezenas de bilhões de reais.

275. O efeito de tais medidas pode ser observado pela evolução da tarifa após a edição da MP 579/2012. A revisão tarifária extraordinária (RTE) subsequente a essa medida provisória reduziu as contas de energia, em média, em 19,74%. No entanto, o reajuste tarifário anual (RTA) de 2013 gerou aumento médio de 4%. Por sua vez, o RTA de 2014 gerou aumento médio de 16%. No caso da RTE de 2015, o efeito percebido pelos consumidores foi um aumento médio de 23,4% nas contas de luz, como se pode ver na figura 19 abaixo (peça 73, p. 2).

Figura 19: Evolução das tarifas desde a edição da MP 579/2012



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Aneel.

276. No entanto, o aumento tarifário deveria ter sido ainda maior, não fossem as medidas tomadas para mitigar o realismo tarifário, que gerarão impactos da ordem de R\$ 50 bilhões nos próximos oito anos (RBSE – aproximadamente R\$ 20 bilhões –, e empréstimos da conta ACR – R\$ 23 bilhões e da CDE – R\$ 11 bilhões).

277. Na avaliação do sistema de bandeiras tarifárias, constatou-se a revisão dos valores dos adicionais das bandeiras com prazo inferior a um ano, contrariando previsão regulamentar. Dessa forma, propõe-se dar ciência à Aneel para que, nas próximas alterações dos valores de adicionais do sistema de bandeiras tarifárias e nos critérios de acionamento das bandeiras, se atente para a periodicidade anual estabelecida no art. 2º do Decreto 8.401/2015, de forma a garantir a previsibilidade regulatória a todos os agentes do setor.

278. Quanto ao comparativo internacional de preços apresentado, constatou-se que as tarifas de energia elétrica brasileiras estavam em um nível médio, comparadas com as tarifas de outros

países, até 2013. Contudo, os sucessivos reajustes, revisões e repasses ocorridos desde então elevaram as tarifas brasileiras para níveis acima da média da amostra do estudo.

279. Observa-se assim, conforme já apontado em outros trabalhos desta Corte, que intervenções recorrentes nos fundamentos do setor elétrico brasileiro, como a edição da MP 579/2012 e as demais alterações advindas dela, aliadas a questões estruturais e conjunturais, como os constantes atrasos nas obras do setor e recorrentes judicializações, têm trazido incertezas aos agentes e elevação de custos ao consumidor.

V. PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

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

a) Determinar ao Ministério de Minas e Energia, com fulcro art. 43, inciso I da Lei 8.443/1992 e no art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, que:

a.1) adote procedimentos próprios e de forma permanente para se certificar da correção dos pagamentos realizados por terceiros, em seu nome, e de saldos devedores das obrigações da União pagas por meio de repasse tarifário;

a.2) em relação à provável inclusão indevida de aproximadamente R\$ 1,8 bilhão na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), se manifeste conclusivamente sobre a matéria no prazo de quinze dias, encaminhando a este Tribunal, à Agência Nacional de Energia Elétrica e à Eletrobras, planilha eletrônica em formato compatível com o Excel, os valores inicialmente devidos, suas atualizações, multas, juros e pagamentos realizados, com os respectivos saldos devedores, ano após ano, acompanhados de memória de cálculo e notas explicativas, para cada concessionária credora/devedora de indenizações referentes a ativos não amortizados após 2000;

a.3) com fundamento nos princípios da publicidade, da transparência, da prestação de contas e da modicidade tarifária, consubstanciados nos arts. 37 da Constituição Federal, art. 6º da Lei 10.438/2002 e art. 14 da Lei 8.987/1995, expeça regulamentação, no prazo de noventa dias, de tal forma a não comprometer o processamento dos cálculos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para o exercício de 2017, definindo procedimentos e prazos a serem observados pelos agentes que fiscalizam, calculam, programam e movimentam a referida conta, de forma a promover transparência, publicidade, previsibilidade, adequada prestação de contas, segurança jurídica e correta orçamentação da CDE.

b) Determinar à Agência Nacional de Energia Elétrica, com base no art. 43, inciso I da Lei 8.443/1992 e no art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, que apresente, no prazo de sessenta dias, os procedimentos a serem adotados para o abatimento ou compensação dos valores indevidamente repassados para as tarifas, via CDE, por ocasião do erro cometido pela Eletrobras no cálculo das indenizações devidas para as concessionárias que renovaram suas concessões nos termos da Medida Provisória 579/2012, explicitando o prazo de correção e se esses procedimentos são suficientes para o saneamento total da CDE e se, efetivamente, zeram os recebimentos a maior pelas concessionárias indevidamente beneficiadas;

c) considerar cumpridas as seguintes determinações/recomendações: subitem 9.2.1 do Acórdão 993/2015-TCU-Plenário; subitem 9.2.2 do Acórdão 993/2015-TCU-Plenário; itens 9.2 e 9.4 do Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário;

d) dar ciência à Agência Nacional de Energia Elétrica, com base no art. 7º da Resolução - TCU 265/2014, sobre o descumprimento do disposto no art. 2º do Decreto 8.401/2015, tendo em vista a ocorrência de duas alterações, no mesmo ano civil, do adicional das bandeiras tarifárias;

e) remeter ao Presidente da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, Excelentíssimo Senhor Deputado Federal Eli Correa Filho, bem como ao Excelentíssimo Senhor Deputado Federal Weliton Prado, cópia das instruções, relatórios, votos e acórdãos referentes ao presente processo;

f) arquivar o presente processo, por ter cumprido os fins para os quais foi constituído, nos termos do art. 169, inciso V, do Regimento Interno do TCU.

2. Após concluída a etapa de instrução, estando os autos no gabinete do relator, foi prolatado o Acórdão 2.001/2016-TCU-Plenário, no âmbito do processo TC 019.065/2015-9, cujo item 9.1 assim dispôs:

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;

É o relatório.

VOTO

Trata-se de monitoramento do cumprimento dos itens 9.2 e 9.4 do Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário, a seguir reproduzidos:

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 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;

(...)

9.4. 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 5.163/2004;

2. O item 9.2 do Acórdão 993/2015-TCU-Plenário acrescentou:

9.2. determinar à Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica do TCU que, no âmbito do TC-003.346/2015-3, destinado a monitorar a gestão da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, atualize o escopo da aludida 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;

3. O Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário apreciou relatório de auditoria operacional cujo objetivo era avaliar o impacto da Medida Provisória 579/2012 – convertida na Lei 12.783/2013 – na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e no Sistema Elétrico Brasileiro. 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.

4. De acordo com o sítio eletrônico da Aneel, a CDE “é um encargo setorial que possui diversos objetivos, como: promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; conceder descontos tarifários a diversos usuários (baixa renda, rural, irrigante, etc); custear a geração de energia nos sistemas elétricos isolados (Conta de Consumo de Combustíveis – CCC); pagar indenizações de concessões; garantir a modicidade tarifária; promover a competitividade do carvão mineral nacional; entre outros”.

5. A MP 579/2012, editada em 11/9/2012, tinha por objetivo viabilizar redução de 20%, em média, do custo da energia elétrica para o consumidor brasileiro, buscando tornar o setor produtivo mais competitivo, com reflexos positivos sobre os níveis de emprego e renda.

6. Entre outras medidas, foi antecipado o vencimento das concessões que expirariam entre 2015 e 2017, para as concessionárias que aceitaram receber pela energia gerada/transportada uma tarifa mais baixa, que apenas cobriria a manutenção e a operação das concessões. Os investimentos

não amortizados das concessionárias passaram a ser remunerados mediante repasses do Tesouro Nacional.

II

7. Aquela auditoria operacional, no entanto, constatou que houve atrasos e cortes no repasse de recursos do Tesouro à CDE, que se refletiram nos pagamentos dessa conta às concessionárias, comprometendo a saúde financeira do Grupo Eletrobras, grande credor desses recursos. O relatório da fiscalização apontou:

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.

8. Por essa razão, o item 9.2 do Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário determinou ao MME e ao MF a adoção de medidas corretivas para sanar os impactos dos atrasos no repasse dos recursos à CDE e à Eletrobras.

9. Ocorre que, a partir de 2015, com a adoção do “realismo tarifário” implantado pela equipe do ex-Ministro da Fazenda Joaquim Levy, o Tesouro Nacional não mais se comprometeu a realizar aportes à CDE, e toda a diferença entre receitas e despesas foi incorporada à tarifa, via encargo. Isso eliminou o risco de atrasos nos repasses, cumprindo-se, assim, o objetivo das determinações do referido item 9.2.

III

10. Outra consequência da MP 579/2012 foi a ocorrência de exposição involuntária das distribuidoras de energia elétrica.

11. As geradoras que não aderiram à proposta de antecipação do vencimento das concessões (Cesp, Copel e Cemig) ficaram com montantes expressivos de energia descontratados pelo mercado regulado. Com o agravamento da crise hidrológica em 2013, tais empresas encontraram preços de energia muito favoráveis no mercado de curto prazo, em razão do aumento da participação das usinas termelétricas, mais caras que as hidrelétricas.

12. No outro polo da relação comercial, as distribuidoras passaram a não ter cobertura contratual de longo prazo para considerável montante de energia necessária ao abastecimento de seus mercados consumidores, vendo-se obrigadas a pagar esses altos preços cobrados pelas geradoras. O desequilíbrio levou as distribuidoras à beira da insolvência.

13. O monitoramento efetuado pela SeinfraElétrica demonstra que esse preocupante quadro já foi revertido, graças aos leilões promovidos pela Aneel e, principalmente, ao volume de chuvas verificado em 2015, somado à queda da demanda por energia elétrica em virtude da crise econômica. O panorama atual é de sobrecontratação de energia pelas concessionárias distribuidoras, o que me leva a concordar com a unidade técnica e dar por cumprida a determinação do item 9.4 do Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário.

IV

14. Quando da apreciação do relatório sistêmico Fisc-Energia Elétrica (Acórdão 993/2015-TCU-Plenário), sugeri a este Plenário que fosse determinada a realização de uma avaliação mais abrangente dos efeitos do chamado “realismo tarifário”, implantado a partir de 2015.

15. A instrução reproduzida no relatório que precede este voto conclui que, de fato, foram adotadas medidas que promoveram a incorporação à tarifa dos diversos componentes do custo da energia, a saber: sistema de bandeiras tarifárias, revisões tarifárias extraordinárias autorizadas pela Aneel e fim dos repasses do Tesouro Nacional.

16. O sistema de bandeiras tarifárias prevê que o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS indique 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 ONS na geração.

17. Essa indicação de custo é traduzida por uma “bandeira” – verde, amarela ou vermelha –, a indicar que os custos de geração de energia elétrica estão sendo considerados baixos, médios ou elevados pelo ONS, dadas as características do sistema. No modelo adotado, a bandeira vigente é definida mensalmente para cada subsistema – Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte – o que permite acréscimos diferenciados por região a depender das condições de geração.

18. Entretanto, a unidade técnica constatou a revisão dos valores dos adicionais das bandeiras com prazo inferior a um ano, contrariando previsão do art. 2º do Decreto 8.401/2015. Por isso, acolho a proposta da SeinfraElétrica de dar ciência à Aneel da irregularidade cometida, para que, nas próximas alterações dos valores de adicionais do sistema de bandeiras tarifárias e dos critérios de acionamento das bandeiras, atente para a periodicidade anual, de forma a garantir a previsibilidade regulatória a todos os agentes do setor.

19. Ainda no contexto do realismo tarifário, tornaram-se necessárias revisões tarifárias extraordinárias, principalmente em virtude da crise hídrica. A unidade técnica analisou cuidadosamente esses eventos e não identificou erros graves.

20. Também não resta dúvida de que a principal ação que refletiu no realismo tarifário foi o fim do aporte de recursos do Tesouro Nacional à CDE. Essas transferências totalizaram R\$ 19 bilhões nos anos de 2013 e 2014 e havia uma previsão inicial de transferência de R\$ 9 bilhões no Projeto de Lei Orçamentária Anual (PLOA) de 2015.

21. O efeito de tais medidas pode ser observado pela evolução da tarifa após a edição da MP 579/2012. A revisão tarifária extraordinária (RTE) subsequente a essa medida provisória reduziu as contas de energia, em média, em 19,74%. No entanto, o reajuste tarifário anual (RTA) de 2013 gerou aumento médio de 4%. Por sua vez, o RTA de 2014 gerou aumento médio de 16%. No caso da RTE de 2015, o efeito percebido pelos consumidores foi um aumento médio de 23,4% nas contas de luz.

22. No sentido contrário, promoveram-se medidas que impediram que a tarifa refletisse todo o custo real.

23. A necessidade de minorar os efeitos da exposição involuntária das distribuidoras fez com que fossem repassados às concessionárias recursos de duas fontes: R\$ 11 bilhões da CDE e R\$ 23,8 bilhões da conta Ambiente de Contratação Regulada, estes últimos obtidos mediante financiamentos bancários. Com isso, evitou-se impacto imediato sobre a tarifa, mas o valor será cobrado dos consumidores em até cinco anos, com correção monetária.

24. Outro valor diferido refere-se ao pagamento dos ativos de transmissão existentes até 31/5/2000. Tais investimentos, da ordem de R\$ 22 bilhões, serão reconhecidos a partir de 2017 e incorporados às tarifas pelo prazo de oito anos, acrescidos de juros e correção monetária, causando um aumento mais que proporcional da tarifa de energia elétrica.

25. Essas medidas, embora decorram de ações e eventos relativos aos anos de 2012 a 2014, resultarão em elevações tarifárias significativas neste e nos próximos anos, correspondentes à liquidação de dezenas de bilhões de reais pendentes.

26. Cabe, portanto, recordar e reafirmar a conclusão expendida pelo relator do Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário, Ministro José Jorge:

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.

V

27. Em atenção ao item 9.2.2 do Acórdão 993/2015-TCU-Plenário, a SeinfraElétrica elaborou estudo comparativo das diferenças entre os preços nacionais de energia elétrica e os praticados em outros países, ressaltando que tais comparações estão sempre sujeitas a erros de interpretação, em virtude de diferenças associadas à disponibilidade dos fatores de produção, aos marcos regulatórios e às políticas fiscais, tributárias, energéticas e ambientais.

28. O estudo teve por fonte o livro “As tarifas de energia elétrica no Brasil e em outros países: o porquê das diferenças” - publicado em maio de 2015 - que resume pesquisa conduzida pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico (Gesel), realizada no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel com o título “Panorama e Análise Comparativa da Tarifa de Energia Elétrica do Brasil com as Tarifas Praticadas em Países Selecionados, considerando o Modelo Institucional Vigente”.

29. Após analisar uma amostra de 21 países, quatro estados americanos (Califórnia, Illinois, Nova Iorque e Texas) e uma província canadense (Quebec), a unidade técnica concluiu que as tarifas de energia elétrica brasileiras estavam em um nível compatível com a média internacional, porém, após 2013, os sucessivos reajustes, revisões e repasses ocorridos elevaram as tarifas brasileiras para níveis acima da média da amostra do estudo.

VI

30. Por fim, destaco que a SeinfraElétrica registrou relevante achado de auditoria, correspondente a erro cometido pela Eletrobras nos cálculos dos pagamentos destinados às indenizações dos ativos não amortizados, após 2000, das concessões renovadas com amparo na MP 579/2012.

31. O MME informou à Aneel, em novembro de 2015, com base em informações recebidas da Eletrobras, que o valor total destinado ao pagamento de indenizações no ano de 2016, a ser inserido na CDE deste ano, seria de R\$ 1,242 bilhão, sendo cerca de R\$ 296 milhões para ativos de transmissão e aproximadamente R\$ 946 milhões para ativos de geração.

32. Posteriormente, em janeiro de 2016, a própria Eletrobras acusou erro nesses valores, registrando, em nota técnica (peça 109), não somente que as indenizações estavam quitadas, mas que houve pagamento a maior no valor de R\$ 570 milhões para as concessionárias indenizadas. Desse montante, a nota estima que mais de 90% correspondem a valores repassados a maior para empresas do Grupo Eletrobras (Chesf, Eletronorte, Eletrosul, Furnas e Celg).

33. Caso o novo cálculo da Eletrobras esteja correto, terá havido lançamento a maior de R\$ 1,812 bilhão (R\$ 1,242 bilhão + R\$ 570 milhões) nas quotas da CDE, valor que corresponde a 9,34% do orçamento da CDE para o ano de 2016, refletido indevidamente na tarifa de energia.

34. A unidade técnica aponta omissão tanto da Eletrobras quanto do MME na obrigação de relatar o erro à Aneel. Mesmo decorridos vários meses da descoberta do equívoco, não há nos autos menção a qualquer providência para estancar a cobrança indevida nas tarifas de energia elétrica. Sabe-se apenas que a Aneel, ao ser informada dos fatos pela equipe do TCU, iniciou uma fiscalização específica com o objetivo de buscar informações e esclarecimentos da Eletrobras sobre o tema.

35. Ainda mais preocupante é constatar a absoluta falta de controles no processo de aferição e comunicação desses valores devidos a título de indenização dos ativos não amortizados após 31/5/2000. Com base numa planilha elaborada no âmbito do Departamento de Administração de Recursos de Terceiros da Eletrobras (peça 128), a qual aparentemente não foi submetida a conferência ou revisão, estabeleceu-se uma troca informal de mensagens eletrônicas que foi suficiente para que o

secretário executivo do MME enviasse ofício à Aneel, informando a necessidade de incorporar aproximadamente R\$ 1,2 bilhão nas tarifas de energia elétrica em 2016.

36. Não há nos autos qualquer indício de que o Ministério tenha tomado alguma providência para validar os valores, mesmo tendo em conta que o Grupo Eletrobras seria o maior interessado no recebimento dessas indenizações.

37. Por sua vez, a Aneel não contesta os dados informados pelo MME, pois os recebe com atraso e de forma agregada, sem as memórias de cálculo necessárias para uma mínima revisão.

38. A agência aponta falhas na regulamentação da CDE, conforme reportou a unidade técnica:

43. A Agência ressalta a necessidade de atualização da regulamentação da CDE, em decorrência de lacunas e revogações tácitas no Decreto 4.541/2002. Segundo a Aneel, o regulamento estabelece competências, procedimentos e prioridades na destinação dos recursos da CDE, mas está totalmente desatualizado no contexto do novo regime, em razão das alterações legislativas posteriores, em especial as impostas pela Lei 12.783/2013, sobretudo em relação à ampliação dos usos e fundos da Conta e ao processo de fixação da Cota, o que insere fator de complexidade ao processo e fragiliza a atuação das instituições envolvidas, o que tem, inclusive, motivado ações judiciais em curso.

44. De acordo com a Aneel, o Decreto 5.451/2002 é omissivo em relação às competências para a definição de cada um dos itens que compõem o orçamento anual da CDE, à priorização de gastos - sobretudo na insuficiência de recursos -, à atualização monetária de repasses efetuados em atraso, à necessidade de formação de saldo para contingências, à prestação de contas pela gestora da conta [Eletrobras], dentre outros.

45. A Aneel entende que, a exemplo da gestão da CCC e do PROINFA, a responsabilidade para a elaboração do orçamento anual da CDE deve ser atribuída à própria gestora da Conta, que deveria realizar uma prestação de contas periódica à Aneel, previamente à apresentação do orçamento para o ano subsequente. Além disso, a Agência pontua a necessidade de regulamentar a transparência, publicidade, previsibilidade e a fiscalização do processo orçamentário. Nesse sentido, defende a regulamentação da responsabilidade para a elaboração do orçamento anual e a prestação de contas pela gestora da CDE, com a fixação de prazos e procedimentos para o envio e publicação das informações e memórias de cálculo em sítio eletrônico na internet.

39. Por isso, a SeinfraElétrica propõe a expedição das seguintes determinações:

a) ao MME:

a.1) que adote procedimentos próprios e de forma permanente para se certificar da correção dos pagamentos realizados por terceiros, em seu nome, e de saldos devedores das obrigações da União pagas por meio de repasse tarifário;

a.2) que expeça regulamentação sobre o tema no prazo de noventa dias, de tal forma a não comprometer o processamento dos cálculos da CDE para o exercício de 2017;

a.3) que se manifeste conclusivamente, no prazo de quinze dias, quanto à provável inclusão indevida de aproximadamente R\$ 1,8 bilhão na CDE, encaminhando a este Tribunal, à Aneel e à Eletrobras, em planilha eletrônica em formato compatível com o MS Excel, os valores inicialmente devidos, suas atualizações, multas, juros e pagamentos realizados, com os respectivos saldos devedores, ano após ano, acompanhados de memória de cálculo e notas explicativas, discriminados por concessionária credora de indenizações referentes a ativos não amortizados após 2000; e

b) à Aneel, que apresente, no prazo de sessenta dias, os procedimentos a serem adotados para o abatimento ou compensação dos valores indevidamente repassados para as tarifas, via CDE, explicitando o prazo de correção e se esses procedimentos são

suficientes para o saneamento total da CDE e, ainda, se efetivamente zeram os recebimentos a maior pelas concessionárias indevidamente beneficiadas.

40. Acolho as propostas da unidade técnica e incorporo às minhas razões de decidir os fundamentos apresentados na instrução transcrita no relatório que precede este voto, sem prejuízo de acrescentar determinação de apuração de responsabilidade pela irregularidade detectada.

41. Entendo que o erro de cálculo cometido pela Eletrobras e a inação do MME após tomar conhecimento dos fatos, associados ao descontrole constatado pelos auditores do TCU, caracterizam grave infração a norma legal, ou seja, às Portarias Interministeriais MF/MME 580/2012 e outras, que definiriam os valores das indenizações a serem pagas às concessionárias.

42. A gravidade da infração mede-se por suas consequências, que, no caso concreto, significaram a incorporação indevida de aproximadamente R\$ 1,8 bilhão ao valor da tarifa de energia elétrica. Embora haja a expectativa de que tais valores venham a ser compensados no futuro breve, não se pode negar que o imbróglio impactou o patrimônio dos consumidores, além de contribuir para aumentar a incerteza entre os agentes do setor.

43. Por isso, sou pela expedição de determinação à Segecex para que apure as responsabilidades pela incorporação de valor indevido à tarifa de energia elétrica, decorrente de erro na previsão do montante das indenizações dos ativos não amortizados após 2000, e promova as audiências cabíveis, a fim de colher as razões de justificativa dos responsáveis, devendo os autos, em seguida, ser submetidos ao relator com proposta de mérito.

Ante o exposto, VOTO no sentido de que o Tribunal adote a deliberação que ora submeto a este Colegiado.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 5 de outubro de 2016.

Ministro VITAL DO RÊGO
Relator

ACÓRDÃO Nº tagNumAcordao – TCU – tagColegiado

1. Processo nº TC 003.346/2015-3.
- 1.1. Apensos: 025.684/2015-9; 021.611/2016-5.
2. Grupo II – Classe de Assunto: V – Monitoramento.
3. Responsáveis: Romeu Donizete Rufino; e Wilson Ferreira Júnior.
4. Órgãos/Entidades: Agência Nacional de Energia Elétrica; Centrais Elétricas Brasileiras S.A.; Ministério de Minas e Energia.
5. Relator: Ministro Vital do Rêgo.
6. Representante do Ministério Público: não atuou.
7. Unidade Técnica: Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura Elétrica (SeinfraElétrica).
8. Representação legal: Maria Cristina Lopes Girão Moreira.

9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de monitoramento do cumprimento dos itens 9.2 e 9.4 do Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário;

ACORDAM os ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em sessão do Plenário, diante das razões expostas pelo relator, em:

9.1. determinar ao Ministério de Minas e Energia, com fulcro art. 43, inciso I da Lei 8.443/1992 e no art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, que:

9.1.1. adote procedimentos de controle permanentes para se certificar da correção dos valores pagos e dos saldos devedores das obrigações da União saldadas mediante repasse tarifário, em especial as da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), informando ao TCU, no prazo de noventa dias, as providências adotadas;

9.1.2. em relação à provável inclusão indevida de aproximadamente R\$ 1,8 bilhão na CDE, manifeste-se conclusivamente sobre a matéria no prazo de quinze dias, encaminhando a este Tribunal, à Agência Nacional de Energia Elétrica e à Eletrobras, em planilha eletrônica em formato compatível com o MS Excel, os valores inicialmente devidos, suas atualizações, multas, juros e pagamentos realizados, com os respectivos saldos devedores, ano após ano, acompanhados de memória de cálculo e notas explicativas, para cada concessionária credora/devedora de indenizações referentes a ativos não amortizados após 2000;

9.1.3. com fundamento nos princípios da publicidade, da transparência, da prestação de contas e da modicidade tarifária, consubstanciados nos arts. 37 da Constituição Federal, 6º da Lei 10.438/2002 e 14 da Lei 8.987/1995, expeça regulamentação, no prazo de noventa dias, de tal forma a não comprometer o processamento dos cálculos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para o exercício de 2017, definindo procedimentos e prazos a serem observados pelos agentes que fiscalizam, calculam, programam e movimentam a referida conta, de modo a promover transparência, publicidade, previsibilidade, adequada prestação de contas, segurança jurídica e correta orçamentação da CDE;

9.2. determinar à Agência Nacional de Energia Elétrica, com base no art. 43, inciso I, da Lei 8.443/1992 e no art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, que apresente, no prazo de sessenta dias, os procedimentos a serem adotados para o abatimento ou compensação dos valores indevidamente repassados para as tarifas, via CDE, por ocasião do erro cometido pela Eletrobras no cálculo das indenizações devidas para as concessionárias que renovaram suas concessões nos termos da Medida Provisória 579/2012, explicitando o prazo de correção e se esses procedimentos são suficientes para o saneamento total da CDE e, ainda, se efetivamente zeram os recebimentos a maior pelas concessionárias indevidamente beneficiadas;

9.3. considerar cumpridas as seguintes determinações/recomendações: itens 9.2 e 9.4 do Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário e subitens 9.2.1 e 9.2.2 do Acórdão 993/2015-TCU-Plenário;

9.4. determinar à Segecex que apure as responsabilidades pela incorporação de valor indevido à tarifa de energia elétrica, decorrente de erro na previsão do montante das indenizações dos ativos não amortizados após 2000, e promova as audiências cabíveis, a fim de colher as razões de justificativa dos responsáveis, submetendo os autos, em seguida, ao relator com proposta de mérito;

9.5. dar ciência à Agência Nacional de Energia Elétrica, com base no art. 7º da Resolução - TCU 265/2014, sobre o descumprimento do disposto no art. 2º do Decreto 8.401/2015, tendo em vista a ocorrência de duas alterações, no mesmo ano civil, do adicional das bandeiras tarifárias; e

9.6. remeter à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, bem como ao Excelentíssimo Senhor Deputado Federal Weliton Prado, cópia das instruções, relatórios, votos e acórdãos referentes ao presente processo.