TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO
Secretaria-Geral de Controle Externo
Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica

RELATÓRIO DE FISCALIZAÇÃO

TC n. 025.919/2017-2 Fiscalização n. 372/2017

Relator: Aroldo Cedraz

DA FISCALIZAÇÃO

Modalidade: Operacional

Ato originário: Despacho de 22/08/2017 do Min. Aroldo Cedraz (TC 018.178/2017-0)

Objeto da fiscalização: Sistema de Bandeiras Tarifárias da conta de energia elétrica

Ato de designação: Portaria de designação-planejamento - SeinfraElétrica 924/2017, de 11/9/2017 (peça 1); Portaria de fiscalização-fases execução e relatório – SeinfraElétrica 1.013/2017, de 28/9/2017 (peça 25).

Composição da equipe: Marcelo Leite Freire – matrícula 10203-2 (coordenador)
Helena Magalhães Mian – matrícula 11090-6

DOS ÓRGÃOS E ENTIDADES FISCALIZADOS

Órgãos/entidades fiscalizados: Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Operador Nacional do Sistema (ONS)

Vinculação (ministério): MME

Vinculação TCU (unidade técnica): SeinfraElétrica

Responsáveis pelo órgão/entidade:

Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)

Nome: Romeu Donizete Rufino (CPF: 143.921.601-06)

Cargo: Diretor-Geral da Aneel

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Nome: Rui Guilherme Altieri Silva (CPF: 091.740.012-72)

Cargo: Presidente do Conselho de Administração da CCEE

Operador Nacional do Sistema (ONS)

Nome: Luiz Eduardo Barata Ferreira (CPF: 246.431.577-04)

Cargo: Diretor-Geral do ONS

Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Nome: Luiz Augusto Nóbrega Barroso (CPF: 068.345.967-80)

Cargo: Presidente da EPE

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

Resumo

Trata-se de auditoria operacional autorizada pelo Exmo. Sr. Ministro Aroldo Cedraz, por meio do Despacho de 22/8/2017, e realizada pela Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica (SeinfraElétrica) na Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), na Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no Operador Nacional do Sistema (ONS) e outros órgãos.

A presente auditoria tem o objetivo de verificar, por meio da avaliação do Sistema de Bandeiras Tarifárias na conta de energia elétrica, a efetividade dessa medida como sinal de preços ao consumidor e mecanismo indutor de eficiência nos reajustes tarifários de energia elétrica, bem como a sua condução por parte do Poder Público.

O Sistema consiste na definição de cores (verde, amarela e vermelha) que indicam se a tarifa de energia (TE) terá um valor adicional de forma a demonstrar o custo mais elevado da geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) devido a condições hidrológicas desfavoráveis.

Buscando o alcance do objetivo da fiscalização, foram desenvolvidas questões de auditoria que avaliassem o referido Sistema em suas diversas perspectivas, são elas: (i) O Sistema de Bandeiras Tarifárias é efetivo em dar um sinal de preços de curto prazo ao consumidor?; (ii) O Sistema de Bandeiras Tarifárias se mostra como um mecanismo efetivo de indução de eficiência nos reajustes tarifários das distribuidoras de energia elétrica?; (iii) A metodologia utilizada para acionamento das Bandeiras Tarifárias é adequada?; e (iv) A administração da Conta Centralizadora dos Recursos das Bandeiras Tarifárias (CCRBT) é feita de maneira eficiente e econômica?

De maneira a responder às questões propostas, os seguintes métodos e técnicas de auditoria foram utilizados no decorrer da presente fiscalização: análise documental, processual e de normativos; entrevista com servidores dos órgãos e entidades fiscalizadas; consulta a artigos acadêmicos; reunião com especialistas; e elaboração de modelo estatístico.

Como principal achado desta auditoria foi possível concluir que o Sistema de Bandeiras Tarifárias tem assumido um papel cada vez mais importante de antecipar receitas para evitar um acúmulo de custos para as distribuidoras de energia, deixando o papel de sinalizador para redução de consumo em segundo plano.

Desde a implantação do Sistema, novos custos foram incorporados ao mesmo. Esse fato, além de previsões de geração que não se realizaram, fizeram com que a CCRBT tivesse déficits cada vez maiores o que implicou em um mau desempenho (*underperforming*) do mecanismo, prejudicando a política de realismo tarifário proposta pelo Governo e mantendo a lógica anterior de repasses intempestivos ao consumidor, conduzindo a alterações na metodologia e nos valores dos adicionais em desrespeito aos normativos vigentes.

Devido às diferentes datas dos eventos tarifários de cada distribuidora associado às alterações mensais do resultado da Conta Bandeiras, os benefícios do sistema são distintos para cada área de concessão, significando um subsídio cruzado entre os consumidores do País.

Espera-se com a presente auditoria ampliar a transparência e eficiência relativas ao Sistema de Bandeiras Tarifárias, trazendo benefícios aos usuários do sistema elétrico brasileiro. Para tanto, são propostas determinações e recomendações ao Ministério de Minas e Energia (MME) e à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

Lista de Siglas e Abreviações

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
BDMEP	Banco de Dados Meteorológico para Ensino e Pesquisa
BT	Bandeira Tarifária
CAFT	Custos Administrativos, Financeiros e Tributáveis
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEAR-D	Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Regulada na Modalidade por Disponibilidade
CCRBT	Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias
CMO	Custo Mensal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CONER	Conta de Energia de Reserva
CVA	Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A
CVU	Custo Variável Unitário
DECOMP	Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ENA	Energia Natural Afluente
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS_SE	Encargos de Serviço do Sistema por Segurança Energética
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
FERC	*Federal Energy Regulatory Comission*
FTP	*File Transfer Protocol*
GF	Garantia Física
GLD	Gerenciamento pelo Lado da Demanda
GSF	*Generation Scaling Factor*
ICMS	Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual, Intermunicipal e de Comunicação
Inmet	Instituto Nacional de Meteorologia
IPMO	Informe do Programa Mensal de Operação
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
NEWAVE	Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PEE	Programa de Eficiência Energética
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PMO	Programa Mensal da Operação

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

PO	Procedimento Operacional
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
REN	Resolução Normativa
RTP	*Real Time Pricing*
SELIC	Taxa Referencial do Sistema Especial de Liquidação e Custódia
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TEO	Tarifa de Energia de Otimização
TOU	*Time of Use*
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

Lista de Figuras

Figura 1 – Patamares e valores atuais das Bandeiras Tarifárias 13
Figura 2 – Classificação dos programas de reação da demanda 16
Figura 3 – Diagrama de Ishikawa. 18
Figura 4 – Consumo do mercado cativo vs Bandeiras Tarifárias 22
Figura 5 – Distribuição do erro para o modelo 24
Figura 6 – Comparativo Receita vs Custos – ano 2016/2017).....37
Figura 7 – Contabilização indevida do risco hidrológico de Itaipu 39
Figura 8 – Acionamento das bandeiras tarifárias conforme o parque gerador térmico 42
Figura 9 – Mapa do Processo – Etapa de Definição das Bandeiras 52
Figura 10 – Mapa do Processo – Etapa de Contabilização do Resultado das Bandeiras.....53
Figura 11 – CAFT 2016: Previsto vs Realizado 55
Figura 12 – CAFT 2017: Previsto vs Realizado 56

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Mecanismos de reação de demanda mais utilizados nos principais países 16

Tabela 2– Impacto do Sistema de Bandeiras Tarifárias nos eventos tarifários em 2016.....31

Tabela 3 – Impacto do Sistema de Bandeiras Tarifárias nos eventos tarifários em 2017.....32

Tabela 4 – Adicionais e faixas de acionamento das Bandeiras Tarifárias entre janeiro e março de 2015. 41

Tabela 5 – Gatilhos para acionamento de cada patamar das Bandeiras Tarifárias 44

Tabela 6 –Dados que subsidiaram a definição das Bandeiras Tarifárias de abr/2015 a jul/2017. 46

Tabela 7 – Comparação da metodologia preditiva e a embasada na operação do mês anterior para o ano de 2016 47

Lista de Equações

Equação 1 – Fórmula para definição da Bandeira Tarifária a ser acionada.....43

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

Sumário

1. INTRODUÇÃO 9
1.1. Objetivo e questões de auditoria 9
1.2. Metodologia utilizada 9
1.3. Limitações inerentes à auditoria 10
1.4. Volume de recursos fiscalizados 10
1.5. Benefícios estimados da fiscalização 10
1.6. Deliberação que originou o trabalho 10
2. VISÃO GERAL DO OBJETO 12
2.1. Tarifa de energia 12
2.2. O Sistema de Bandeiras Tarifárias 12
2.3. Mecanismo de reação da demanda 15
2.4. Diagrama de Ishikawa 17
3. A BANDEIRA COMO SINAL DE PREÇO 19
3.1. A criação do Sistema de Bandeiras Tarifárias 19
3.2. Campanhas e Pesquisas de efetividade 20
3.3. Análises estatísticas de dados de consumo e alterações ocasionadas pelas bandeiras 21
3.3.1. Análise estatística com base em modelo autorregressivo 23
3.3.2. Estudo de regressão linear múltipla a fim de avaliar a correlação das Bandeiras Tarifárias com o consumo residencial 24
3.4. Achado: Ausência de comprovação das Bandeiras Tarifárias como mecanismo efetivo de modulação do consumo de energia elétrica 26
4. IMPACTOS DAS BANDEIRAS NO REAJUSTE TARIFÁRIO 29
4.1. Influência do Sistema de Bandeiras Tarifárias nos eventos tarifários 29
4.1.1. Subsídios cruzados decorrentes do Sistema de Bandeiras Tarifárias 33
4.2. Achado: *Underperforming* do Sistema de Bandeiras Tarifárias em relação aos ajustes tarifários 35
5. METODOLOGIA UTILIZADA PARA ACIONAMENTO DAS BANDEIRAS TARIFÁRIAS .41
5.1. Histórico das metodologias para acionamento das Bandeiras Tarifárias 41
5.2. Metodologia atual 42
5.3. A metodologia preditiva associada às Bandeiras Tarifárias 45
5.4. Achado: Mais de uma mudança de metodologia e valores do adicional no mesmo ano civil, em desacordo com o Decreto 8.401/2015 48
5.5. Achado: Falta de Publicidade e Transparência das informações que subsidiam o funcionamento do Sistema de Bandeiras Tarifárias 49
6. GOVERNANÇA DO SISTEMA 52
6.1. Transparência global do Sistema de Bandeiras Tarifárias 53

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

6.2. Processo de Administração da CCRBT pela CCEE e interação com a Aneel 54
6.2.1. Boas Práticas: Controle Interno da CCEE 56
7. ANÁLISE DOS COMENTÁRIOS DOS GESTORES 57
8. CONCLUSÃO 59
9. PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO 63

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

1. INTRODUÇÃO

1.1. Objetivo e questões de auditoria

2. A auditoria tem o objetivo de verificar a efetividade das Bandeiras Tarifárias como sinal de preços ao consumidor e mecanismo indutor de eficiência nos reajustes tarifários de energia elétrica, bem como a sua condução por parte do Poder Público.

3. Para tanto, pode-se subdividir os objetivos da auditoria nos diferentes aspectos: transparência da política e seus resultados; efetividade em induzir uma resposta da demanda frente ao aumento de custos operacionais do sistema; melhoria do processo de reajuste tarifário; melhoria no fluxo de caixa das concessionárias e permissionárias de distribuição; e governança do processo de arrecadação de receitas e quantias repassadas às distribuidoras através da Conta Centralizadora dos Recursos da Bandeiras Tarifárias (CCRBT), administrada pela CCEE.

4. A partir das análises realizadas durante o planejamento da auditoria e tendo em vista os objetivos do trabalho, formularam-se as questões de auditoria adiante indicadas:

> Questão 1: O Sistema de Bandeiras Tarifárias é efetivo em dar um sinal de preços de curto prazo ao consumidor?
>
> Questão 2: O Sistema de Bandeiras Tarifárias se mostra como um mecanismo efetivo de indução de eficiência nos reajustes tarifários das distribuidoras de energia elétrica?
>
> Questão 3: A metodologia utilizada para acionamento das Bandeiras Tarifárias é adequada?
>
> Questão 4: A administração da CCRBT é feita de maneira eficiente e econômica?

5. A Matriz de Planejamento desta auditoria encontra-se consolidada na peça 29.

1.2. Metodologia utilizada

6. A metodologia aplicada no presente trabalho consistiu inicialmente em levantar e avaliar todo o arcabouço normativo (legal e infralegal) que define as regras relativas à implantação e ao funcionamento do Sistema de Bandeiras Tarifárias, de maneira a entender, de acordo com os normativos, qual deveria ser o seu desempenho.

7. Uma vez identificadas as normas e verificada a sistemática de operacionalização das Bandeiras Tarifárias, foram realizadas entrevistas com os gestores responsáveis pela política e encaminhados ofícios de requisição buscando avaliar, de maneira prática, como se dava a execução e o acompanhamento do referido Sistema. Ainda, buscaram-se informações relacionadas aos impactos do Sistema no consumo e dos resultados da Conta Centralizadora dos Recursos da Bandeiras Tarifárias (CCRBT).

8. Reunidos todos os dados e informações de caráter normativo e prático, passou-se à etapa de análise do desempenho do Sistema de Bandeiras Tarifárias frente aos objetivos definidos para a política: sinalização de preço ao consumidor no curto prazo; mecanismo voltado a ampliar a eficiência dos eventos tarifários (reajustes e revisões); e ferramenta de auxílio ao fluxo de caixa das distribuidoras de energia elétrica.

9. Para tanto, buscou-se avaliar a correlação entre as Bandeiras Tarifárias e o consumo de energia elétrica, o desempenho da CCRBT desde a criação dessa política pública, os impactos nos eventos tarifários decorrentes da implantação desse sistema, a adequação da metodologia de acionamento das Bandeiras Tarifárias e a conformação da administração da CCRBT.

10. Os seguintes métodos e técnicas de auditoria foram utilizados no decorrer da presente fiscalização: análise documental, processual e de normativos; entrevista com servidores dos órgãos e entidades fiscalizadas; consulta a artigos acadêmicos; reunião com especialistas; e elaboração de modelo

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

estatístico.

11. Por fim, cabe destacar que os trabalhos foram realizados em conformidade com as Normas de Auditoria do Tribunal de Contas da União (Portaria-TCU 280/2010, alterada pela Portaria-TCU 168/2011) e com observância ao Manual de Auditoria Operacional editado pelo TCU (Portaria-Segecex 144/2000, alterado pela Portaria-Segecex 4/2010).

1.3. Limitações inerentes à auditoria

12. A equipe de auditoria se deparou com a ausência de dados históricos referentes ao Sistema em análise, o qual passou a vigorar a partir de janeiro de 2015 e permaneceu no seu patamar neutro por oito meses durante o ano de 2016. Além disso, mudança recente da metodologia (outubro de 2017) não propiciou tempo hábil para avaliar os resultados dessa alteração.

13. Quanto ao mais, não foram identificadas limitações significativas ao longo dos trabalhos.

1.4. Volume de recursos fiscalizados

14. O volume arrecadado pelos adicionais de Bandeiras Tarifárias, desde o início da implantação do sistema em 2015 até julho de 2017, soma cerca de R$ 20,5 bilhões.

15. Afora o significativo montante envolvido na política pública em questão, cumpre-se destacar que a presente fiscalização se mostra relevante também em decorrência do aspecto social e do alcance das Bandeiras Tarifárias. Idealizadas como um sinalizador do preço da geração de energia elétrica no País durante determinado período, as Bandeiras Tarifárias são pagas por todos os consumidores nacionais conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN), tendo, na sua gênese, o objetivo primordial de provocar consumo consciente de energia nos períodos em que a geração está mais cara.

1.5. Benefícios estimados da fiscalização

16. Entre os benefícios estimados desta fiscalização pode-se mencionar a efetivação de uma orientação adequada da política de Bandeiras Tarifárias, permitindo que os respectivos processos de execução e avaliação sejam adequadamente estabelecidos, aumentando o nível de conhecimento da população acerca do tema – e, por conseguinte, tornando as Bandeiras Tarifárias um mecanismo mais efetivo em estimular uma reação do consumo –, além de um desempenho mais eficiente do referido sistema, conduzindo a benefícios na realização dos eventos tarifários (reajustes e revisões).

1.6. Deliberação que originou o trabalho

17. Em cumprimento ao Despacho de 22/8/2017 do Exmo. Sr. Ministro Relator Aroldo Cedraz (TC 018.178/2017-0, peça 4), realizou-se auditoria operacional na Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), na Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no Operador Nacional do Sistema (ONS) e outros órgãos, no período compreendido entre 11/9/2017 e 15/12/2017.

18. A presente fiscalização se mostra oportuna pois o mecanismo das Bandeiras Tarifárias foi recentemente implantado (janeiro de 2015) pela Aneel e ainda se encontra em fase de ajustes. Desde sua implantação, a metodologia utilizada para acionamento das Bandeiras foi alterada três vezes.

19. Inclusive, em outubro de 2017, a Aneel anunciou nova metodologia que entrou em vigor, de maneira extraordinária, já em novembro de 2017, concomitantemente à Audiência Pública para colher subsídios para a revisão da metodologia (AP 61/2017). Isso se deu em decorrência do saldo registrado na Conta Centralizadora dos Recursos das Bandeiras Tarifárias (CCRBT), que apresentava, em outubro de 2017, um déficit aproximado de R$ 4,4 bilhões (peça 27, p. 1).

20. Nessa oportunidade, além da alteração ocorrida na metodologia, foram alterados os valores

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

relativos a cada um dos patamares existentes das Bandeiras Tarifárias, tendo sido reduzido o valor adicional da bandeira amarela (de R$ 0,020/kWh para R$ 0,010/kWh) e elevado o referente à bandeira vermelha patamar 2 (de R$ 0,035/kWh para R$ 0,050/kWh) (peça 28, p. 7).

21. Dessa feita, uma fiscalização voltada ao desempenho dessa política pública mostra-se capaz de induzir o aperfeiçoamento do Sistema de Bandeiras Tarifárias, em período inicial da sua implantação, auxiliando na definição adequada da sua prioridade central, com efeitos diretos na conta de energia elétrica paga pelos cidadãos, bem como primando pela eficiência na gestão dos recursos energéticos do País.

22. Outrossim, o próprio TCU recomendou, por meio do Acordão 1.196/2010-TCU-Planário, de relatoria do Min. Augusto Sherman, no item 9.2.3.3, que a Aneel "aprimore a regulação setorial no que se refere à pública divulgação dos aumentos dos encargos setoriais, em especial em relação aos custos associados à segurança do sistema (sinal de preço defasado) ". O Sistema de Bandeiras Tarifárias veio ao encontro da necessidade de corrigir esse sinal de preço atrasado.

23. Sendo assim, a relevância do presente tema é assentada em três pilares: (i) aspecto social: impacto direto ao consumidor de energia elétrica; (ii) aspecto financeiro: montante de recursos financeiros arrecadados por meio desse sistema, da ordem de R$ 3,5 bilhões somente em 2016; e (iii) aspecto setorial: implicação no consumo total de energia elétrica, na sustentabilidade das distribuidoras de energia elétrica e no despacho ótimo de geração.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

2. VISÃO GERAL DO OBJETO

2.1. Tarifa de energia

24. Segundo a Aneel, "a tarifa visa assegurar aos prestadores dos serviços receita suficiente para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade" (site http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa, acessado em 28/11/2017). Os custos e investimentos repassados às tarifas são calculados pelo órgão regulador, e podem ser maiores ou menores do que os custos praticados pelas empresas.

25. Para fins de cálculo tarifário, os custos das distribuidoras de energia elétrica são classificados em dois tipos: parcela "A", ou custos não gerenciáveis pela distribuidora, referente à compra de energia, transmissão e encargos setoriais; e parcela "B", referente aos custos operacionais eficientes com a distribuição de energia.

26. A homologação da tarifa de energia para cada concessionária é estabelecida a partir de um misto entre a composição dos custos da mesma e custos referenciais, visando assegurar a prestação do serviço adequado e o equilíbrio financeiro de cada concessão.

27. São dois os eventos tarifários ordinários: a revisão e o reajuste tarifário. A revisão tarifária é realizada a cada quatro anos e se aplica a determinar o reposicionamento tarifário (consiste na definição de tarifas compatíveis com a cobertura dos custos operacionais eficientes para um dado nível de qualidade do serviço e com uma remuneração justa e adequada sobre investimentos realizados com prudência) e o fator X aplicável (reflete metas de produtividade). Já no reajuste tarifário, parte da tarifa é corrigida pela variação do IGP-M do ano anterior, bem como são reconhecidos os custos a mais ou a menos, em relação ao previstos no reajuste tarifário anterior, da parte não gerenciável (Parcela "A"). A utilização desses mecanismos tarifários combinados estimulam a concessionária a reduzir custos de operação que serão parcialmente capturados para o consumidor no próximo ciclo tarifário.

28. Como os reajustes tarifários ocorrem apenas uma vez ao ano, aumentos expressivos de preços da aquisição de energia (custo não gerenciável pela distribuidora) não são repassados aos consumidores de imediato, mas somente na data dos eventos tarifários de cada empresa distribuidora.

2.2. O Sistema de Bandeiras Tarifárias

29. Desde 1º de janeiro de 2015, vigora no Brasil o Sistema de Bandeiras Tarifárias, conceituado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) como o Sistema que tem a finalidade de sinalizar aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica, tornando a conta de luz mais transparente e permitindo que o consumidor tenha a melhor informação para usar a energia elétrica de forma mais consciente (site www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias, acessado em 13/10/2017).

30. O Sistema de Bandeiras Tarifárias consiste em um adicional para antecipação de um custo futuro e incerto para o consumidor final, com base no cenário atual de geração. O repasse dos custos com geração termelétrica que seria feita considerando o lapso temporal para reajuste/revisão da tarifa passa a ocorrer mensalmente com as bandeiras.

31. O funcionamento do Sistema consiste na definição de cores (verde, amarela e vermelha) que indicam se a tarifa de energia (TE) terá um valor adicional de forma a demonstrar o custo mais elevado da geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). A Figura 1 ilustra os diferentes patamares de Bandeiras Tarifárias e os valores dos adicionais de cada patamar atualmente.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

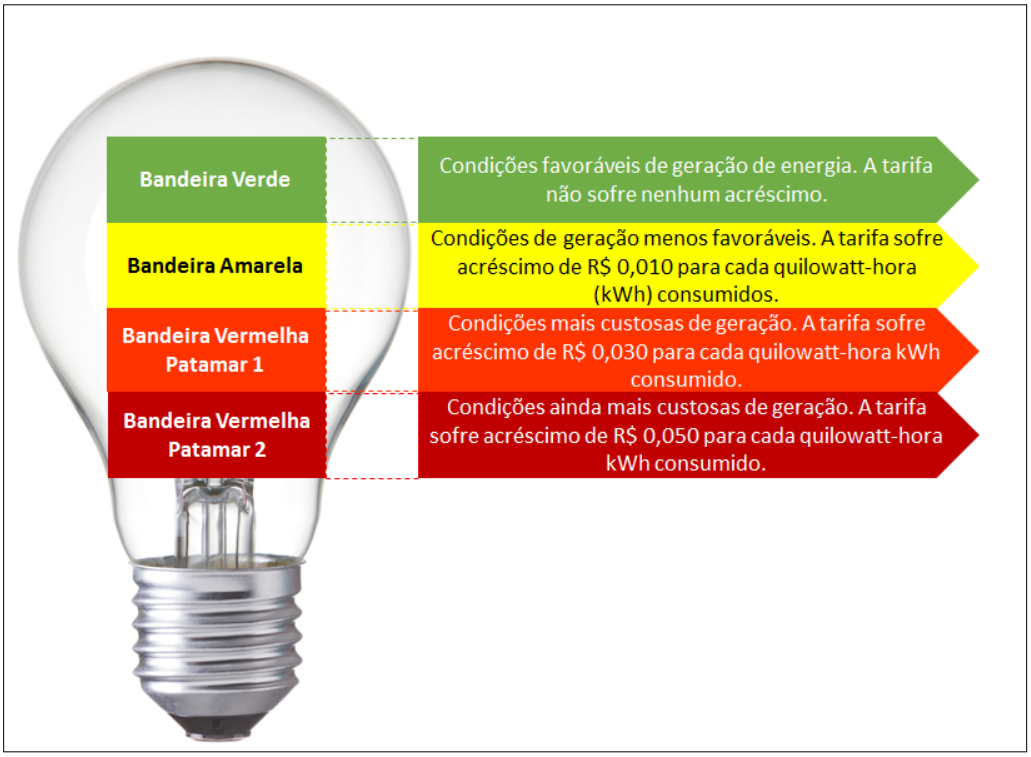

Figura 1 – Patamares e valores atuais das Bandeiras Tarifárias (elaboração própria).

32. Todos os consumidores atendidos por meio de concessionárias e permissionárias de distribuição conectados ao SIN pagam os adicionais de Bandeira Tarifária, com exceção às distribuidoras Amazonas Energia e CERON que, mesmo estando interligadas, possuem decisões judiciais liminares no sentido de isentá-las da cobrança (peça 22, p.3). As distribuidoras não interligadas ao SIN não participam do Sistema de Bandeiras Tarifárias, como ocorre com a distribuidora Boa Vista Energia e a permissionária CERR, localizadas no Estado de Roraima (http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias, acessado em 8/12/2017).

33. Durante os anos de 2013 e 2014, o Sistema vigorou apenas com caráter informativo, não resultando em nenhum acréscimo à tarifa do consumidor. Esse período de testes teve como objetivos: (i) simular os resultados obtidos com a aplicação hipotética das bandeiras amarela e vermelha; e (ii) divulgar aos consumidores os procedimentos de aplicação do Sistema de Bandeiras (anexo à Resolução Normativa nº 593, de 17 de dezembro de 2013).

34. Desde o início de sua aplicação efetiva, em 2015, os valores adicionais das Bandeiras Tarifárias já foram alterados cinco vezes, foi criado um novo patamar de bandeira (vermelha patamar 2) e a metodologia de acionamento foi revista em três oportunidades.

35. Inicialmente, a metodologia adotada para estabelecer a bandeira para o mês subsequente estava associada aos valores do Custo Marginal de Operação (CMO) e do Encargo de Serviço de Sistema por Segurança Energética (ESS_SE) de cada subsistema.

36. A partir de março de 2015, foi adotada metodologia que utilizava o valor do Custo Variável Unitário (CVU) da última térmica com previsão de despacho para o mês, por ordem de mérito ou segurança energética, como balizador para definição da cor da bandeira. Ademais, a partir de então, foram inseridas outras componentes de custos cobertas pelas Bandeiras Tarifárias, a exemplo dos custos relacionados ao risco hidrológico, fazendo com que o sistema sob análise deixasse de ressarcir somente os custos relacionados à geração térmica e passasse a considerar outros custos do mercado de energia de curto prazo (MCP).

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

37. No final de outubro de 2017, a Aneel apresentou nova metodologia, que passou a ser utilizada, em caráter extraordinário, a partir de novembro de 2017. Concomitantemente, a Agência abriu a Audiência Pública 61/2017 para obter subsídios para a revisão da metodologia, com prazo para recebimento de contribuições de 26/10/2017 a 27/12/2017.

38. O capítulo 6 do presente relatório tratará, de forma mais detalhada, sobre as diferentes metodologias de acionamento das Bandeiras Tarifárias que já vigoraram desde a sua criação.

39. Atualmente, o submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret), de responsabilidade da Aneel (peça 30, p. 5-6), estabelece quais custos das distribuidoras relativos à geração de energia por fonte termelétrica e exposições ao mercado de curto prazo devem estar previstos na definição dos valores das Bandeiras Tarifárias:

> a) Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Regulada na Modalidade por Disponibilidade – CCEAR-D;
>
> b) Exposição Involuntária ao mercado de curto prazo por insuficiência de lastro contratual em relação à carga realizada;
>
> c) Encargo de Serviços do Sistema – ESS decorrentes das usinas despachadas fora da ordem de mérito e por ordem de mérito com Custo Variável Unitário – CVU acima do valor-teto do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD;
>
> d) Exposição ao mercado de curto prazo decorrente de insuficiência de geração alocada no âmbito do Mecanismo de Relocação de Energia – MRE – das usinas hidrelétricas contratadas em regime de cotas, de que trata o art. 1º da Lei 12.783, de 2013 (Risco Hidrológico das Cotas);
>
> e) Exposição ao mercado de curto prazo decorrente de insuficiência de geração alocada das usinas hidrelétricas no âmbito do MRE, cuja energia foi contratada no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, e que firmaram Termo de Repactuação de Risco Hidrológico em conformidade com a Lei 13.203, de 8 de dezembro de 2015 (Risco Hidrológico dos CCEARs); e
>
> f) Exposição ao mercado de curto prazo decorrente de insuficiência de geração alocada no âmbito do MRE de Itaipu Binacional (Risco Hidrológico de Itaipu), bem como o correspondente alívio de exposições à diferença de preços entre submercados.

40. Além dos custos estimados, para a definição dos valores das Bandeiras Tarifárias, deverão ser consideradas as receitas decorrentes do pagamento de prêmio de risco a serem aportados pelos geradores na Conta Bandeiras em virtude de repactuação do risco hidrológico de que trata a Lei 13.203/2015, a estimativa de Ressarcimento da Conta de Energia de Reserva – CONER, o recebimento de eventuais inadimplências e o saldo remanescente na Conta Bandeiras relativo ao ano anterior (peça 30, p. 6).

41. O Decreto 8.401, de 4 de fevereiro de 2015, criou a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT) com o objetivo de administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras. Tal medida se mostrou necessária já que os portfólios de compra de energia das distribuidoras são diferentes e a arrecadação por meio das bandeiras poderia ser superior (ou inferior) aos custos decorrentes de exposição ao mercado de curto prazo.

42. A administração da CCRBT ficou a cargo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Além de administrar a conta, a CCEE é responsável pela operacionalização dos débitos e créditos, por distribuidora, conforme apuração realizada pela Aneel com base nos custos (cobertos pelas bandeiras) incorridos pelas distribuidoras e se cada uma delas é credora ou devedora da conta naquele

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

mês apurado.

43. A CCRBT funciona, portanto, como um instrumento entre os consumidores do Sistema Interligado Nacional (SIN) de compartilhamento dos custos decorrentes da exposição ao mercado de curto prazo; ou seja, decorrentes principalmente de geração termelétrica de alto custo e do risco hidrológico.

2.3. Mecanismo de reação da demanda

44. O Sistema de Bandeiras foi criado como mecanismo de reação da demanda frente um sinal de preço mais elevado da energia elétrica (peça 31). No mundo, existem diferentes ferramentas ou mecanismos que buscam, por meio da resposta da demanda, uma melhor operação do sistema elétrico.

45. O Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) refere-se ao planejamento, à implementação e ao acompanhamento de atividades ou de estratégias que têm por objetivo modificar a curva de carga dos consumidores. A modificação da curva de carga pode ser realizada por meio de equipamentos, tecnologias e processos com maior eficiência ou através de técnicas de gestão e planejamento de recursos, como a geração de energia pelo próprio consumidor (microgeração ou minigeração) ou junto à rede de distribuição ou transmissão (geração distribuída).

46. Segundo a *Federal Energy Regulatory Comission* (FERC) (peça 32, p. 21):

> A reação da demanda pode ser definida como uma alteração no perfil padrão de consumo do usuário final de energia elétrica em resposta a alterações de preços da eletricidade ao longo do tempo. A reação da demanda também pode se dar a partir de incentivos financeiros estabelecidos com o objetivo de induzir a um menor consumo de energia elétrica em momentos cujo preço de mercado se encontra elevado ou quando o sistema elétrico está comprometido fisicamente devido a alguma contingência. (Tradução livre)

47. A maioria desses mecanismos tem como objetivo principal uma redução da demanda quando há problemas na operação, principalmente nas redes de transmissão ou distribuição, ou saída intempestiva de alguma usina geradora. São, portanto, ferramentas que atuam mais sobre o aspecto de potência de um sistema. Para precificar essa resposta, normalmente são criados programas ou contratos de adesão voluntária, em que o consumidor é instado a reduzir a sua carga e auxiliar na operação do sistema.

48. Os mecanismos de reação da demanda buscam tanto a redução do consumo total de energia elétrica, por um determinado período, quanto um deslocamento do consumo no tempo, de forma a contribuir com a redução da ponta do sistema ou para evitar o colapso de sistemas sobrecarregados.

49. Comparativamente, mecanismos de reação da demanda mostram-se mais eficientes em provocar mudanças no panorama do sistema, uma vez que permitem atingir a redução da carga necessária em menos de cinco minutos, enquanto adicionar geração ao sistema, por meio de usinas termelétricas a ciclo aberto, por exemplo, pode levar até oito horas para atingir a capacidade de geração desejada.

50. A Figura 2 apresenta uma classificação dos programas de reação da demanda, ao passo que a Tabela 1 mostra os mecanismos mais utilizados em alguns países.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

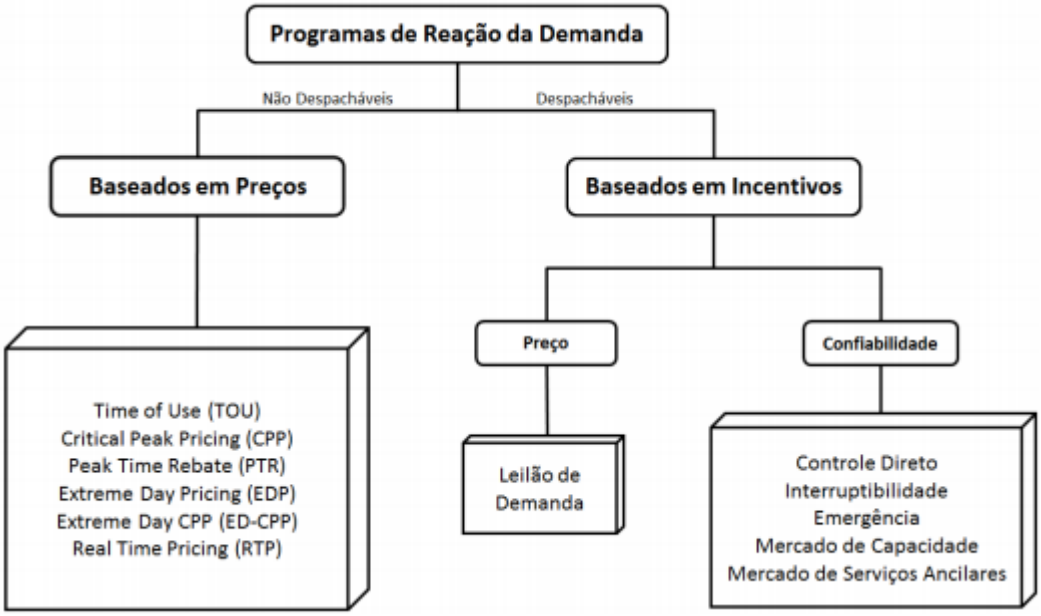

Figura 2 – Classificação dos programas de reação da demanda (fonte: peça 33, p. 22).

Tabela 1 – Mecanismos de reação de demanda mais utilizados nos principais países (elaboração própria, com base em SOUZA, 2013 – peça 33).

País	Programas de reação da demanda utilizados	Participação	Tipo
Estados Unidos	-	Voluntária	Baseados em incentivos
França	Controle direto de interruptibilidade	Voluntária	Baseados em incentivos
Reino Unido	TOU e interruptibilidade	Voluntária	Baseados em incentivos e preços
Itália	Controle direto de carga - medidores eletrônicos para baixa tensão e interruptibilidade para industrial	Voluntária	Baseados em incentivos
Espanha	Controle direto de carga	Voluntária	Baseados em incentivos
Chile	Sistemas de medição que permitem à demanda interagir com o sistema, possibilitando a tomada de decisão pelo lado da demanda, venda de energia pelo lado da demanda	Programas desenvolvidos pelas próprias distribuidoras em contratos bilaterais	

51. No Brasil, um mecanismo de GLD está iniciando sua implementação. Com vigência a partir de 2018, a **tarifa branca** é ferramenta que possibilita uma resposta da demanda no sentido de alterar o perfil de consumo, não tendo como objetivo a redução total da energia. Ela possibilita ao pequeno consumidor responder a um sinal horário de forma a contribuir com a otimização da utilização das redes. De acordo com a Resolução Normativa Aneel 414/2010, ela é formada por três postos tarifários: ponta – três horas consecutivas definidas pela distribuidora e aprovadas pela Aneel; intermediário – uma hora

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

anterior e uma posterior ao horário de ponta; fora ponta – demais horas do dia.

52. Distintamente, o Sistema das Bandeiras Tarifárias, objeto desta auditora, tem sua efetividade dirigida para redução da energia em determinado mês, como resposta às condições hidrológicas em que o sistema elétrico se encontra, não sendo um mecanismo que prevê deslocamento de carga no tempo.

53. Dessa forma, esses dois sistemas vigorarão simultaneamente na tarifa de energia do consumidor cativo e se complementarão como mecanismos de reação da demanda.

54. Ambos os mecanismos podem ser classificados como programa de reação da demanda do tipo *Time of Use* (TOU), já que consistem na precificação da capacidade ou da energia consumida durante diferentes blocos de tempo (peça 33, p. 25). Essa diferenciação da cobrança pode ser horária – como no caso da tarifa branca, mas também podem ocorrer cobranças distintas dependendo do dia da semana ou do período do ano – exemplificada pelas bandeiras mensais.

55. No Brasil, embora o atendimento da ponta no SIN exija atenção, o grande desafio está centrado na segurança energética. Nos últimos anos, registrou-se a relativa redução da capacidade de armazenamento de água dos reservatórios brasileiros. Associado a isso, a ocorrência de hidrologia desfavorável acarreta em maior nível de despachos termelétricos, impactando os custos agregados da geração.

56. Outrossim, a gestão pelo lado da demanda é uma medida que, além de contribuir com a redução das necessidades de investimentos na expansão do setor de energia elétrica, eleva a segurança do sistema, com a operação das novas modalidades de geração (micro e mini geração ou geração distribuída) e com a eficiência econômica do mercado.

2.4. Diagrama de Ishikawa

57. Para facilitar a compreensão do conjunto de fatores que afetam o alcance dos objetivos do Sistema de Bandeiras Tarifárias, utilizou-se a ferramenta do Diagrama de Ishikawa, também conhecido como Espinha de Peixe ou Diagrama Causa-Efeito, que se trata de uma representação das causas que impactam os resultados de determinado problema, política pública ou sistema, e pode ser observado na Figura 3.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

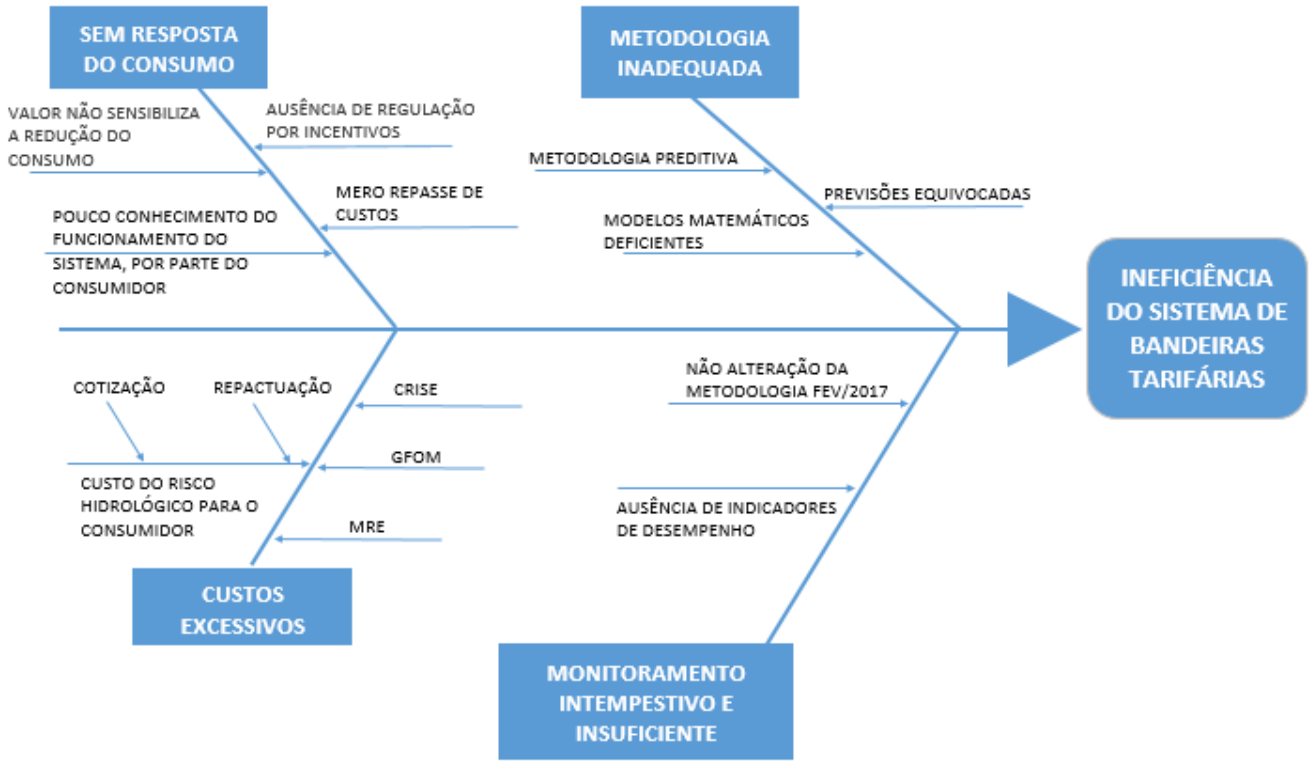

Figura 3 – Diagrama de Ishikawa, com relacionamentos entre causas que impactam os resultados das Bandeiras Tarifárias (elaboração própria).

58. Os elementos que podem interferir nos resultados do Sistema de Bandeiras Tarifárias foram agrupados nas seguintes temáticas: falta de resposta do consumo; metodologia inadequada; custos excessivos; e monitoramento intempestivo e insuficiente.

59. O Capítulo 3 abordará as causas relativas a falta ou baixa resposta do segmento de consumo ao Sistema e as lacunas no monitoramento da Agência; o capítulo 4 trata dos altos custos arcados pelo Sistema que impactam nos reajustes tarifários das distribuidoras; e o capítulo 5 versa sobre características e falhas relativas à metodologia utilizada. Por fim, no capítulo 6 são apresentados os mecanismos de administração e governança da política de Bandeiras Tarifárias.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

3. A BANDEIRA COMO SINAL DE PREÇO

60. Esse capítulo tem o objetivo de apresentar o Sistema de Bandeiras Tarifárias como um mecanismo de sinalização de preço de curto prazo ao consumidor de energia elétrica, ao passo que se analisa a sua efetividade nessa seara, sinalizada por meio de alterações na curva de consumo.

61. Para tanto, mostra-se a gênese do Sistema de Bandeiras, evidenciando o processo de criação da política, bem como seus normativos e objetivos, para então apontar o primeiro achado da auditoria: a ausência de comprovação de efetividade das Bandeiras Tarifárias como mecanismo de resposta do consumo.

62. De forma a evidenciá-lo, serão apresentados testes estatísticos e estudo acadêmico realizados, bem como a comprovação de ausência de acompanhamento da eficácia dos resultados da política no viés de mecanismo de reação da demanda por parte da Aneel.

3.1. A criação do Sistema de Bandeiras Tarifárias

63. A Aneel, no ano de 2010, colocou em Audiência Pública (AP 120/2010) a Nota Técnica 363/2010-SRE/Aneel (peça 31), documento que apresentou propostas para a reestruturação da tarifa de energia elétrica no País.

64. Dentre as propostas apresentadas, estava o Sistema de Bandeiras Tarifárias, que teria por finalidade dar um sinal tarifário ao consumidor no próprio mês em que ocorrer a elevação dos custos de geração, em especial, em decorrência do acionamento de termelétricas, facultando ao cidadão adequar seu consumo, ou seja, permitindo "um melhor gerenciamento da carga, por parte do consumidor", já que o Sistema viria em substituição ao sinal horossazonal (sazonalidade definida em função das horas do dia) de energia vigente à época, funcionando como um sinal econômico de curto prazo (peça 31, p. 31).

65. Assim, por meio das Bandeiras Tarifárias, os consumidores cativos seriam estimulados a reduzir seu consumo quando as condições de geração hídrica não fossem favoráveis, condições essas que implicam em custo mais elevado da energia.

66. Em que pesem as discussões ocorridas no âmbito da referida audiência pública, somente em abril de 2013 a Aneel aprovou a Resolução Normativa 547/2013, que estabelecia os procedimentos comerciais para aplicação do Sistema de Bandeiras Tarifárias.

67. De acordo com a redação original do art. 6º do referido normativo, as Bandeiras Tarifárias seriam implantadas em período de testes durante o restante do ano de 2013, sendo efetivamente implantadas a partir de janeiro de 2014. Contudo, em novembro de 2013, por meio da Resolução Normativa 593/2013, a Aneel optou por ampliar o período de testes do referido sistema, o qual foi estendido até dezembro de 2014, com as bandeiras sendo efetivamente operacionalizadas em janeiro de 2015.

68. O Decreto 8.401/2015 dispõe sobre a criação da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT) e, em seu art. 2º, estabelece regra temporal voltada à atualização das Bandeiras Tarifárias, as quais devem ser homologadas pela Aneel a cada ano civil.

69. Nessa esteira, foi editada a Resolução Normativa Aneel 649, de 27 de fevereiro de 2015, responsável por aprovar o Submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret), que trata das definições, metodologias e procedimentos de aplicação das Bandeiras Tarifárias (peça 30, p. 3).

70. De acordo com os Procedimentos de Regulação Tarifária, as bandeiras "têm como finalidade sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica no SIN, por meio da cobrança de valor adicional à Tarifa de Energia – TE" (peça 30, p. 3).

71. Contudo, ao se analisar o funcionamento dessa política, observa-se que os objetivos da

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

implantação do sistema vão além, servindo, em síntese, para: (i) aumentar a sincronização de preços e custos de energia no curto prazo, sinalizando aos consumidores quando há escassez na oferta de energia e, por consequência, maiores custos de geração; (ii) melhorar o balanço entre os pagamentos das distribuidoras com aquisição de energia e as tarifas cobradas dos consumidores, evitando que as empresas sofram impactos financeiros e tenham sua capacidade de investimento afetada; e (iii) mitigar o impacto dos custos com a compra de energia no mercado de curto prazo pelas distribuidoras nos eventos tarifários – reajustes e revisões.

72. Assim, ao se implantar efetivamente as Bandeiras Tarifárias, era esperada uma redução do consumo quando os custos de geração se elevassem, em consequência de o consumidor ter sido alertado quanto a isso por meio dos mecanismos informacionais do sistema.

73. O alcance desse objetivo, todavia, somente poderia ser viabilizado caso o consumidor não só estivesse ciente das Bandeiras Tarifárias e fosse conhecedor de seu funcionamento, mas que o sistema fosse de fato um mecanismo de incentivos (e não de mero repasse de custos) o que permitiria a ele responder adequadamente aos sinais fornecidos.

74. Dessa maneira, em março de 2015, foi veiculada campanha nacional de divulgação do Sistema de Bandeiras Tarifárias visando disseminar as informações necessárias ao seu adequado funcionamento. Posteriormente à realização dessa campanha, foi realizada pesquisa de opinião junto aos consumidores, com o intuito de verificar a efetividade da campanha e o nível de conhecimento da população.

3.2. Campanhas e Pesquisas de efetividade

75. A campanha de divulgação das bandeiras e do uso consciente de energia foi iniciada no dia 2/3/2015, com veiculação durante trinta dias no rádio, televisão aberta e fechada, além de cartilhas, *banners*, ações em redes sociais e outros. O custo total da campanha, rateado entre as distribuidoras, foi de R$ 20,6 milhões, sendo que 60% desses custos foram considerados como aplicação para cumprimento da Lei 9.991/2000, referente ao Programa de Eficiência Energética – PEE (peça 22, item não digitalizável, arquivo "Memorando 138_2017_SCR.pdf ").

76. Como forma de avaliar o alcance da campanha e o nível de conhecimento da população acerca das Bandeiras Tarifárias, foi realizada pesquisa de opinião, cujo relatório final foi enviado pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee) à Aneel, por meio da Carta iABRADEE B22.CT2015-0011, de 22 de julho de 2015 (peça 22, item não digitalizável, arquivo "Carta ABRADEE.pdf "). Nesse expediente, afirma-se que "o assunto Bandeiras Tarifárias ainda é de difícil compreensão pelo consumidor, exigindo, portanto, que sejam mantidas ações de esclarecimento junto aos consumidores" (peça 22, item não digitalizável, arquivo "Carta ABRADEE.pdf ", p. 1).

77. Ainda, a pesquisa pós-campanha trouxe o seguinte relato (Anexo - peça 22, item não digitalizável, arquivo "Carta ABRADEE.pdf ", p. 104-105-110):

> O conteúdo, no entanto, **não ficou sedimentado ou esclarecido na memória dos pesquisados**.
>
> (...)
>
> No que se refere ao esclarecimento das bandeiras tarifárias, mais especificamente, as peças publicitárias ainda não foram capazes de solucionar todas as dúvidas, uma vez que **persistem erros de entendimento sobre o tema. Não é raro atrelar a cor da bandeira ao consumo, seja o do seu domicilio ou do país**. Outra questão merecedora de destaque é o sentimento de revolta e injustiça que a Campanha gera, favorecido pelo **pouco conhecimento que se tem sobre as bandeiras**.
>
> (...)
>
> **Menos de 10% dos entrevistados sabem ao certo o significado da bandeira vermelha**. Mais da

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

> metade limita-se a dizer que é um sinal de que a energia está mais cara, sem especificar os motivos disso (57,1%). Não é raro encontrar pessoas que erram ao afirmar que a bandeira vermelha indica um alto consumo de energia (33,3%). Outros aspectos que geram confusão: (i) considerar que cada domicilio tem a sua cor de bandeira tarifaria (45,5% dizem que essa afirmação é verdadeira); (ii) **ver nas bandeiras tarifarias uma conta a mais para o consumidor pagar (68,9% dizem que tal afirmação é verdadeira)**. (Grifos acrescidos)

78. Interessante destacar que a pesquisa apontou para um amplo predomínio do desconhecimento, por parte da população, acerca do funcionamento das Bandeiras Tarifárias, o que reduz sobremaneira a capacidade desse sistema em surtir os efeitos desejados. Considerando-se que as bandeiras se mostram como um mecanismo de controle da demanda, faz-se primordial que aqueles responsáveis por aumentar ou reduzir tal demanda tenham pleno conhecimento da ferramenta aplicada, de maneira a contribuir com seu melhor desempenho.

79. Mesmo com os resultados apresentados pela pesquisa, depois da campanha realizada em 2015, somente em novembro de 2017 foi lançada nova peça publicitária – organizada pela Abradee, em parceria com a Aneel –, voltada, principalmente, para o uso consciente de energia elétrica (http://www.poupestar.com.br). Devido à recentidade da pesquisa, ainda não há novos dados acerca do conhecimento da população sobre as Bandeiras Tarifárias.

80. Embora, desde 2015, o Governo não tenha realizado nova companha ou pesquisa específica, a divulgação acerca das Bandeiras vem ocorrendo de maneira voluntária pela mídia como uma informação de utilidade pública divulgada periodicamente, a exemplo da previsão climática.

81. No entanto, se a ideia do Sistema em questão é a de ser um "mecanismo de incentivos" para redução do consumo, é mister acompanhar (i) o nível de conhecimento daqueles que deveriam responder ao sinal econômico; e (ii) se ele gera os incentivos necessários parar sensibilizar o consumidor e, de fato, alterar o seu comportamento da maneira esperada.

82. Frente à importância desse fato, considera-se salutar a postura da agência em buscar ampliar o nível de conhecimento acerca do sistema, realizando nova campanha. Contudo, com os resultados da última pesquisa apontando para um baixíssimo nível de entendimento da parte dos consumidores, entende-se que há a necessidade de tornar tal prática algo recorrente e com periodicidade menor (campanhas semestrais ou anuais), utilizando-se, inclusive, dos recursos do Programa de Eficiência Energética (assim como fora feito em 2015).

83. Assim, entende-se oportuno recomendar à Aneel que realize, com periodicidade mínima anual, campanhas publicitárias voltadas à divulgação do Sistema de Bandeiras Tarifárias, buscando seu melhor entendimento pela população e, por conseguinte, ampliando a efetividade dessa política, sendo recomendável, também, estabelecer mecanismos de acompanhamento dos resultados das campanhas junto aos consumidores.

3.3. Análises estatísticas de dados de consumo e alterações ocasionadas pelas bandeiras

84. O Sistema de Bandeiras Tarifárias, como política instituída pelo Poder Público, por meio da Aneel, deve ter sua efetividade examinada. Importante, então, avaliar seus resultados e aferir se as Bandeiras Tarifárias atuaram, de fato, como sinalizador econômico de curto prazo e, consequentemente, lograram êxito em induzir modificações significativas nos padrões de consumo de energia elétrica.

85. Dessa maneira, foi solicitado à Aneel e à EPE, por meio dos Ofícios de Requisição 001-372/2017/SeinfraElétrica e 004-372/2017/SeinfraElétrica, respectivamente (peças 7 e 10), que encaminhassem dados e estudos voltados a verificar os efeitos no consumo de energia elétrica decorrentes da aplicação das Bandeiras Tarifárias. Em suas respostas (peças 20 e 22, respectivamente), a EPE e a Aneel afirmaram não realizar e/ou não ter conhecimento de estudos com esses conteúdos, o

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

que, por si só, já sinaliza uma deficiência quanto ao monitoramento de um dos objetivos do Sistema de Bandeiras.

86. Frente à ausência de dados e informações nesse sentido, na tentativa de identificar possíveis impactos no padrão de consumo a partir da implantação do Sistema de Bandeiras Tarifárias, foram realizadas análises dos dados de consumo e a relação do consumo com a bandeira vigente.

87. Na Figura 4, pode-se observar os dados de consumo no mercado cativo *versus* a bandeira vigente, de janeiro de 2015 a junho de 2017, sendo que zero equivale à bandeira verde, um à bandeira amarela e dois à bandeira vermelha (sem distinção entre patamar 1 e 2).

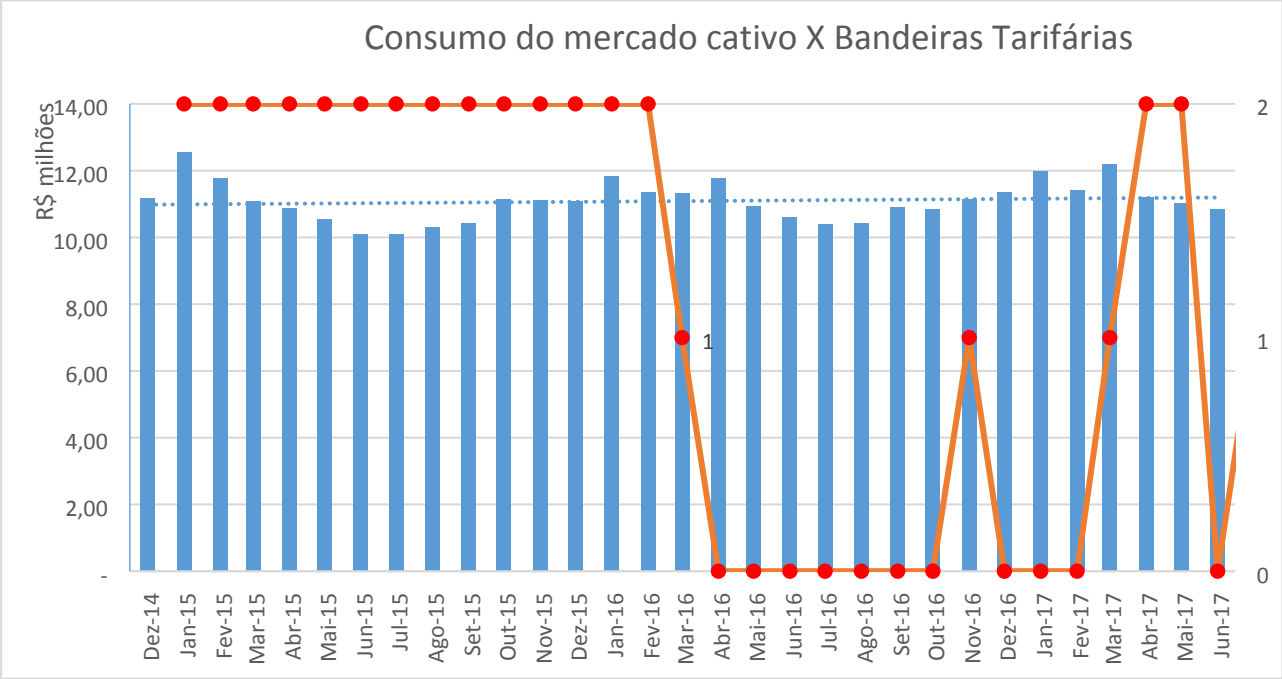

Figura 4 – Consumo do mercado cativo vs Bandeiras Tarifárias (elaboração própria com dados da Aneel).

88. Intuitivamente, o gráfico parece mostrar que o acionamento das bandeiras que trazem um adicional à conta de energia elétrica (patamares amarelo e vermelho) não teve repercussão significativa no consumo de energia elétrica, uma vez que não se observa uma variação direta (redução ou aumento) na demanda em momentos de transição entre diferentes patamares (não há aumento evidente quando a bandeira entre um mês e outro é alterada de vermelha para verde, como ocorreu entre abril e maio de 2017, por exemplo).

89. Seguindo essa lógica, o Instituto Ilumina Brasil – Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico, publicou estudo, em 19/10/2017, com o título "A ineficiência da bandeira tarifária como sinal econômico", apontando que "o efeito principal que se percebe no comportamento do consumo médio está muito mais ligado à temperatura de verão e inverno do que a uma pretensa reação ao 'sinal econômico' das bandeiras" (peça 34, p. 4).

90. Contudo, conforme apontado no próprio estudo do Instituto Ilumina, tal análise depende de diversos outros fatores – como as estações do ano, a situação econômica do país, a temperatura, a hidrologia, entre outros –, não sendo possível afirmar categoricamente, somente através da comparação do consumo ao longo dos meses, que as Bandeiras Tarifárias não vêm atuando efetivamente para reduzir o consumo.

91. Assim, buscando verificar se houve influência da bandeira no consumo de energia, foi realizado estudo, utilizando-se da construção de um modelo estatístico autorregressivo, de forma a tentar

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

prever o consumo de energia elétrica com base nos dados históricos de variáveis tipicamente influentes (consumo efetivamente medido em meses anteriores, PIB e temperatura), para então realizar a comparação com o consumo verificado de fato.

92. Além da análise interna realizada, foi consultado artigo acadêmico com estudo estatístico, focado nos efeitos das Bandeiras Tarifárias no consumo de energia elétrica de unidades consumidoras residenciais, o qual foi realizado com base no método de regressão linear múltipla (peça 35).

3.3.1. Análise estatística com base em modelo autorregressivo

93. Buscando construir um modelo estatístico que tivesse uma capacidade preditiva do consumo de maneira mais fiel ao consumo efetivamente medido, elaborou-se modelo autoregressivo com entrada exógena de polinômio de sete dimensões, escolhido em virtude do menor erro médio quadrático para o período utilizado para identificação.

94. Para realização dos testes, foram utilizados os seguintes dados:

a. Dados de consumo mensal de energia elétrica e de número de unidades consumidoras (UCs), fornecidos pela EPE, de janeiro de 2004 a abril de 2017 (peça 20, item não digitalizável, arquivo "SIMPLES consumo cativo 2006 a 2016.xls"), separado por região geográfica (Norte, Nordeste, Sudeste, Sul e Centro-Oeste) e classe de consumo (residencial, industrial, comercial e outros);

b. Dados de temperatura, obtidos no site do Banco de Dados Meteorológico para Ensino e Pesquisa – BDMEP do Instituto Nacional de Meteorologia – Inmet, de janeiro de 2005 a abril de 2017. Foram extraídos os dados de temperatura média compensada (medida meteorológica que utiliza a média de três leituras, mais a máxima e a mínima), de cada capital de estado do País e calculada a média por região geográfica; e

c. Dados de PIB – indicador de Atividade Econômica (PIB mensal a preços de mercado com ajuste sazonal) retirado do site do SERASA Experian, de janeiro de 1991 a abril de 2017.

95. Os dados foram tabulados em arquivo único, de janeiro de 2005 a abril de 2017 e foi gerado modelo de predição do consumo mediante os dados históricos pré-bandeiras. Focou-se a análise nas unidades consumidoras residenciais, já que essas são a maior parte do mercado cativo (no ano de 2016, 39,4% do mercado cativo foi residencial, 15,7% industrial e 23,4% comercial), além de possuírem consumo mais estável que os outros tipos de unidades consumidoras. Por sua vez, o mercado cativo representa 73% do consumo total de energia elétrica (peça 36).

96. Os testes foram realizados avaliando a distribuição de erro no período utilizado para identificação, abril de 2005 a abril de 2017, comparativamente ao período pós a entrada em operação das Bandeiras Tarifárias, janeiro de 2015 em diante. Foi utilizado o software *Rstudio* para construir o modelo estatístico, o qual foi comparado com os dados efetivamente aferidos para verificar a sua aderência. A Figura 5 exibe os erros calculados para as duas etapas.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

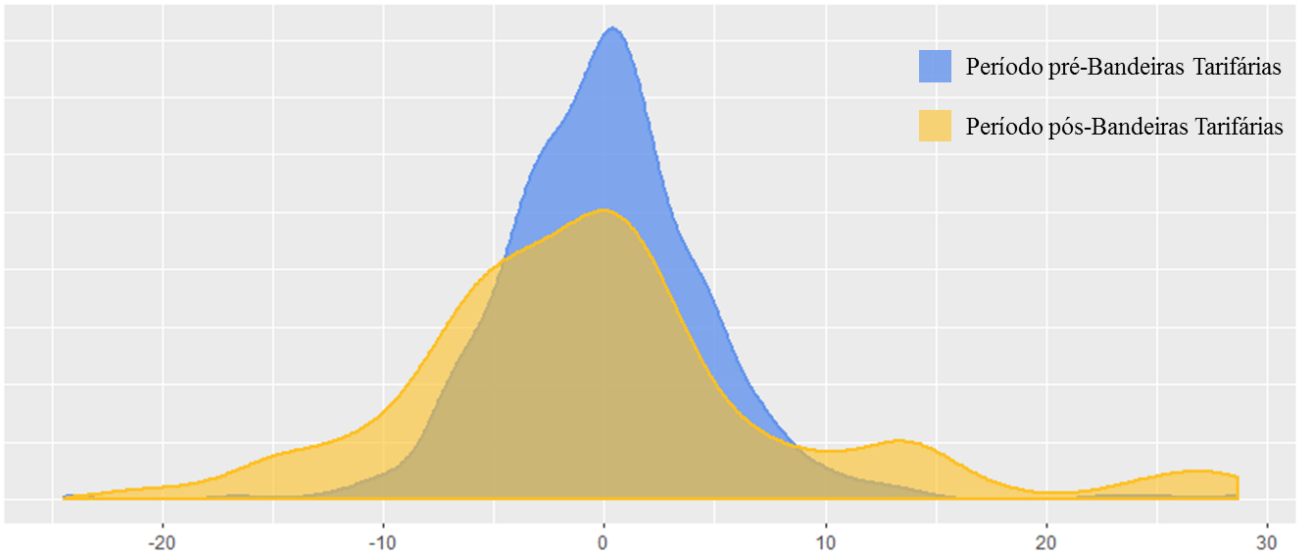

Figura 5 – Distribuição do erro para o modelo antes (curva azul) e depois (curva amarela) da implantação efetiva das bandeiras tarifárias (elaboração própria).

97. Todo o mais constante, o aumento do erro após 2015 representa um indício de que o Sistema de Bandeiras Tarifárias possivelmente teve algum impacto no consumo das unidades residenciais. Contudo, também a partir de janeiro do ano indicado, tem início um comportamento inédito na curva de consumo da amostra selecionada: a tendência de queda.

98. Assim, não é possível afirmar inequivocamente que a elevação ocorrida no erro do modelo estatístico se deu exclusivamente devido à atuação das Bandeiras Tarifárias, uma vez que pode ser resultado, também, de um novo comportamento do modelo decorrente da tendência de queda, uma vez que não se tem parâmetro de comparação dentro da série amostral analisada.

99. O tamanho da amostra é outro fator limitador da presente análise. Por se tratar de mecanismo implantado recentemente (apenas dois anos de amostras), não há grande quantidade de dados de consumo disponíveis após a efetivação das Bandeiras Tarifárias e, ainda, em oito meses do ano de 2016, a bandeira esteve verde (sem cobrança adicional na tarifa de energia).

100. Ademais, outras variáveis não consideradas na análise podem interferir no resultado obtido, tais como as mudanças nos valores das tarifas, que sofreu fortes variações no período; o PIB regionalizado; e os impactos da crise econômica que afetou, e ainda afeta, o País.

101. Como resultado do estudo, portanto, não é possível afirmar conclusivamente que há correlação estatisticamente significativa entre o comportamento do consumo e a bandeira tarifária, da mesma maneira que não se pode descartar que não haja influência, restando o teste inconclusivo.

3.3.2. Estudo de regressão linear múltipla a fim de avaliar a correlação das Bandeiras Tarifárias com o consumo residencial

102. Os dados tabulados por esta equipe de auditoria, por se tratarem de informações públicas e disponíveis a toda a sociedade brasileira, foram disponibilizados a especialistas para exploração em um contexto acadêmico. Foi elaborado, então, artigo com estudo estatístico para "avaliar a variação do consumo de energia elétrica das unidades residenciais brasileiras com a aplicação das Bandeiras Tarifárias" (disponível em http://bd.camara.gov.br/bd/handle/bdcamara/34979 , peça 35, p. 3).

103. Vianna e Hofmann (2017) modelaram equações de previsão de consumo de energia elétrica, por meio da consideração de variáveis tipicamente influentes, tais como número de unidades consumidoras, temperatura, mês de medição, Produto Interno Bruto (PIB) e a Bandeira Tarifária

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

aplicável, utilizando-se do método de regressão linear múltipla. Esse modelo "permite verificar a existência ou não de relacionamento ou dependência entre uma variável independente selecionada e diversas outras variáveis dependentes, também chamadas preditoras ou variáveis explicativas" (peça 35, p. 8). A ferramenta se mostra útil para avaliar a influência de determinadas variáveis em outras e medir essa dependência.

104. Por se tratar de um modelo, uma representação simplificada da realidade, são consideradas apenas algumas das variáveis que interferem no consumo de energia elétrica e, portanto, a análise tem limitações. O escopo escolhido para análise foi um tipo de consumo, o residencial, e foi desenvolvido um modelo para cada uma das cinco regiões geográficas do País, já que "há significativas diferenças sociodemográficas e econômicas entre as cinco regiões geográficas brasileiras, especialmente no que se refere às variáveis que potencialmente explicam o padrão do consumo de energia elétrica, tais como população residente e temperatura média" (peça 35, p. 12).

105. Por meio dos testes realizados, com Índice de Confiança (IC) de 95%, os resultados das análises empreendidas revelaram que, para todas as regiões do País, foi possível observar influência consistente do número de unidades consumidoras, da temperatura e da variável "mês", ou seja, em todas as regiões, essas variáveis apresentaram coeficientes de regressão estatisticamente significantes. O PIB, por sua vez, não mostrou influência estatisticamente significativa no consumo residencial das regiões Norte e Nordeste, apresentando-se como variável significativa para as demais regiões.

106. Em relação à variável "Bandeira Tarifária", observou-se que, "com exceção da Região Centro-Oeste, em nenhuma região foi possível detectar coeficientes de regressão estatisticamente significativos (IC = 95%, $p < 0,05$)" (peça 35, p. 24). Relativamente à região Centro-Oeste, foram detectados valores de coeficientes positivos, resultado esse oposto ao esperado, já que a existência da bandeira busca a redução do consumo de energia elétrica, "assim, para a Região Centro-Oeste, a aplicação da bandeira não só teria sido ineficaz em reduzir o consumo, como também coincide com aumento no período" (peça 35, p. 24).

107. Os resultados obtidos, portanto, não identificaram influência significativa do Sistema de Bandeiras Tarifárias no padrão de consumo das unidades residenciais brasileiras (peça 35, p. 26).

108. Ratifica-se que, por se tratar de um modelo simplificado, a ausência de uma correlação estatisticamente significativa entre o comportamento do consumo e da Bandeira Tarifária pode ser justificada pela desconsideração de outras variáveis influentes, além do pequeno período de tempo da implantação da política, período esse que coincide com alterações significativas no consumo, muito provavelmente, associado a fatores exógenos às Bandeiras Tarifárias.

109. Observa-se, portanto, que, além de não haver, por parte do Poder Público, estudos e análises voltados à verificação da efetividade das Bandeiras Tarifárias como mecanismo de controle da demanda, os estudos estatísticos referidos no âmbito da presente fiscalização não foram capazes de comprovar que o sistema tenha impacto no consumo residencial de energia elétrica.

110. A ausência dessa comprovação faz com que a política tenha seu viés de ferramenta voltada a incentivar uma mudança de comportamento dos consumidores (regulação por incentivo) minimizado, visto que não há avaliação disponível que permita realimentar adequadamente o Sistema de Bandeiras Tarifárias. Tal fato conduz a uma estagnação dessa ferramenta e a impossibilita de alcançar minimamente um de seus principais objetivos, sendo mister que o Poder Público atue de forma a reverter esse quadro, conforme será tratado no subtópico a seguir.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

3.4. Achado: Ausência de comprovação das Bandeiras Tarifárias como mecanismo efetivo de modulação do consumo de energia elétrica

111. Em que pese o Sistema de Bandeiras Tarifárias ter sido idealizado tendo como foco fornecer um sinal econômico de curto prazo para o consumidor, conforme se observa na Nota Técnica 363/2010-SRE/Aneel (peça 31), o que se verifica é que não há nenhuma avaliação, por parte dos órgãos competentes, acerca da efetividade dessa medida como mecanismo de controle da demanda. Ademais, o comportamento observado com o desenvolvimento dessa política, em realidade, é voltado para o acompanhamento da arrecadação dos valores relacionados, em atenção à situação deficitária das distribuidoras de energia elétrica, o que a mantem em um patamar estrito de regulação por custos, sem a evolução para um modelo de regulação por incentivos para que também a demanda seja racional e eficiente. A regulação por incentivos do setor elétrico integra a gênese do modelo regulatório adotado no País com seus primórdios registrado no final da década de 90 e é a principal ferramenta do regulador.

112. A Aneel coloca em seu site (disponível em http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias, visitado em 28/11/2017):

> Porque saber a cor da bandeira é importante para o consumidor?
>
> > Com as Bandeiras Tarifárias, o consumidor ganha um papel mais ativo na definição de sua conta de energia. Ao saber, por exemplo, que a bandeira está vermelha, o consumidor pode adaptar seu consumo e diminuir o valor da conta (ou, pelo menos, impedir que ele aumente). Pela regra anterior, que previa o repasse somente nos reajustes tarifários anuais, o consumidor não tinha a informação de que a energia estava cara e, portanto, não tinha um sinal para reagir a um preço mais alto.

113. No item 3 do Submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret (peça 30, p. 3), a Aneel define o objetivo do Sistema de Bandeiras Tarifárias como "sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica no SIN, por meio da cobrança de valor adicional à Tarifa de Energia – TE".

114. Conforme já relatado, em atenção a esses mandamentos, solicitou-se à EPE e à Aneel dados e estudos voltados à identificação de efeitos decorrentes das bandeiras tarifárias no consumo de energia elétrica, oportunidade na qual ambas entidades relataram não deter tais informações (peças 20, p. 2 e 22, p. 3).

115. Por sua vez, o Diretor-Geral da Aneel, em entrevista à rádio CBN, no dia 2/10/2017, foi questionado sobre a real finalidade das bandeiras (trecho transcrito do áudio, item não digitalizável atrelado à peça 37):

> Questão 1: (entre 0:49 e 1:15)
>
> **CBN**: Romeu Rufino, o preço mais alto, essa tarifa no patamar mais alto é pra conter consumo ou é pra remunerar o maior custo pelo uso das termelétricas? (sic)
>
> **Diretor-Geral da Aneel, Romeu Rufino**: Não, é pra remunerar o maior custo de geração, mas evidentemente sendo o maior o valor e a tarifa vermelha tem um pouco essa sinalização de que o preço está alto e o consumidor deve fazer um uso mais racional da energia elétrica. (sic)

116. Pode-se constatar, portanto, que nem a Agência, nem a Empresa de Pesquisa Energética desenvolveram indicadores e métricas que possam indicar a efetividade e impacto dessa política pública sob o enfoque do consumidor, por mais que esse fosse um dos principais motivadores da sua implantação.

117. O uso de indicadores de desempenho para aferir os resultados alcançados de determinada política pública é preconizado pelas doutrinas de gerenciamento voltado para resultados. Portanto, dados

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

sobre desempenho são fundamentais para a avaliação dos aspectos da eficiência, eficácia e efetividade do Sistema de Bandeiras.

118. Sendo assim, faz-se necessário avaliar a efetividade do Sistema de Bandeiras Tarifárias como indutor de uma mudança do consumo.

119. Para mensurar os resultados do Sistema como mecanismo de reação da demanda e a efetividade dessa política, pesquisas com os consumidores e análises estatísticas do consumo seriam possíveis ferramentas a serem utilizadas pela Aneel.

120. Como já relatado, embora tenha sido realizada campanha publicitária de divulgação da cobrança adicional em 2015, a campanha não foi repetida, nem outras formas de difusão e esclarecimentos foram realizados de maneira sistemática e planejada. A campanha veiculada em novembro de 2017 não tinha como foco difundir informações acerca das Bandeiras Tarifárias (http://www.poupestar.com.br/).

121. As restrições orçamentárias não podem ser utilizadas como justificativa da ausência de divulgação e monitoramento, já que recursos do Programa de Eficiência Energética, à semelhança da campanha coordenada pela Abradee em 2015, seriam passíveis de utilização para financiar estudos de impacto/efetividade e novas campanhas de conscientização.

122. Em que pese inicialmente o objetivo do Sistema tenha sido o de mecanismo de sinal de preço, com o passar do tempo e as dificuldades de cobrir os custos de geração, esse objetivo foi se tornando menor e até mesmo colocado à margem frente à necessidade de arrecadar recursos para equilibrar o caixa das distribuidoras.

123. A Nota Técnica 133/2017-SRG-SEM-SGT/ANEEL, de 23/10/2017, sinaliza o destaque do Sistema de Bandeiras como mecanismo de arrecadação, relegando a segundo plano sua utilização como sinalizador de preços ao consumidor (peça 28, p. 2):

> As Bandeiras Tarifárias são um mecanismo de arrecadação de recursos que visa fazer frente a importantes obrigações financeiras de curto prazo que recaem sobre o fluxo de caixa das Distribuidoras, vinculados a custos variáveis (custos de geração por fonte termelétrica e da exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo) decorrentes do resultado da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN.
>
> (...)
>
> Outra importante dimensão das Bandeiras diz respeito ao seu potencial de repercussão sobre o segmento da demanda, enquanto mecanismo de sinalização econômica das condições de escassez por que passa o suprimento de energia do país. Essa dimensão cumpre relevante papel de informar o consumidor acerca da ordem de grandeza do custo incremental que irá recair sobre a tarifa de energia elétrica, facultando-lhe margem de reação em termos de mitigação desse impacto sobre seu padrão de consumo de eletricidade.

124. O texto, bem como a fala do Diretor-Geral, demostra o papel secundário da sinalização ao consumidor do custo da energia, evidenciando a mudança do objetivo principal da Política, a qual se distancia da noção de regulação por incentivo, uma vez que vem se perdendo o foco no estímulo à redução do consumo pelo cidadão.

125. Outrossim, a metodologia utilizada para definição da cor da bandeira, tanto a atual (em vigência extraordinária) quanto a anterior, se baseia nos custos que serão arcados pelo Sistema (regulação por custos), sendo indiferente ao impacto no consumo, fazendo com que a agência reguladora deixe de ter uma atuação mais estratégica ao tratar do tema, atuando de forma a meramente repassar recursos entre os agentes. A entrada em vigor da nova metodologia de forma extraordinária, ainda com audiência pública em andamento, se deu em grande medida em função de a conta estar deficitária,

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

alcançando, em outubro de 2017, R$ 4,4 bilhões.

126. A falta de aferição dos resultados e da clara definição dos objetivos do Sistema acarretaram prejuízos quanto à transparência e à gestão do Sistema, especialmente em razão da não comprovação do atingimento dos objetivos almejados e do desvirtuamento das finalidades da Política.

127. O Referencial para Avaliação de Governança em Políticas Públicas do TCU estabelece, dentre os seus componentes para avaliação de políticas públicas, a necessidade dessas possuírem coesão interna, devendo as políticas se orientarem por uma lógica de intervenção e por planos que permitam operacionalizar as ações necessárias, em acordo com as diretrizes, os objetivos e as metas propostos, sendo essencial que as prioridades sejam explícitas.

128. Nessa esteira, faz-se mister destacar a componente de monitoramento e avaliação, a qual estabelece que uma política pública deve possuir rotina de acompanhamento de suas ações, para aferir seus resultados e os utilizar para promoção de aperfeiçoamentos.

129. Dessa maneira, mostra-se oportuno recomendar à Aneel que, em parceria com a EPE, realize estudos voltados a avaliar o Sistema de Bandeiras Tarifárias como sinal de preço ao consumidor, buscando identificar, prioritariamente, os impactos dessa política no consumo de energia elétrica, bem como a definição de indicadores aplicáveis que permitam o acompanhamento dos resultados.

130. Ainda com base no Referencial para Avaliação de Governança em Políticas Públicas do TCU, há que se falar, também, na necessidade de coordenação e coerência no desenvolvimento das políticas públicas, sem as quais não se consegue garantir que as ações e os objetivos das intervenções realizadas sejam alinhados de maneira a se reforçarem mutuamente. Do contrário, a fragmentação da missão e a sobreposição de programas acabam por se tornar realidade generalizada.

131. Tendo em vista que a base legal para a política das Bandeiras Tarifárias é o Decreto 8.401/2015, que dispõe sobre a instituição, pela Aneel, das Bandeiras Tarifárias, as quais serão homologadas pela Agência considerando a previsão das variações relativas aos custos de geração por fonte termelétrica e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN, é mister concatenar os objetivos e metas da política aos normativos infra legais que a regulamentará.

132. Outrossim, considera-se conveniente determinar ao Ministério de Minas e Energia (MME) e à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) que promovam, em até 180 dias, o realinhamento do Sistema de Bandeiras Tarifárias aos objetivos e propósitos almejados para a política, sejam eles o repasse tempestivo de custos para o consumidor, de forma a não impactar no fluxo de caixa da distribuidora, permanecendo com um viés de regulação por custos; ou efetivamente promover uma resposta do consumo frente às variações dos cenários de geração, adotando uma regulação por incentivos.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

4. IMPACTOS DAS BANDEIRAS NO REAJUSTE TARIFÁRIO

133. Esse capítulo tem o objetivo de analisar o Sistema de Bandeiras Tarifárias como indutor de eficiência nos eventos tarifários das distribuidoras, os seus impactos nesses processos e os respectivos reflexos para o consumidor.

134. Para tal, é descrito como as Bandeiras Tarifárias afetam os eventos tarifários das distribuidoras (reajuste e revisão) e se demonstra, por meio de informações repassadas pela Aneel, o impacto real do Sistema nos eventos tarifários de 2016 e 2017.

135. É então apresentado o achado referente a essa temática: o baixo desempenho (*underperforming)* do Sistema em relação aos ajustes tarifários e o impacto da má performance para as distribuidoras e para o consumidor.

4.1. Influência do Sistema de Bandeiras Tarifárias nos eventos tarifários

136. Como debatido no capítulo anterior, embora, de acordo com a Aneel, o objetivo principal do Sistema de Bandeiras Tarifárias seja o de sinalizar o preço de curto prazo de energia elétrica, o mecanismo possui também o intuito de atribuir aos consumidores, mais tempestivamente, o ônus do acionamento das usinas térmicas para a geração de energia, os quais já seriam repassados aos consumidores no evento tarifário (reajuste ou revisão) seguinte, porém com um atraso de até doze meses da ocorrência do fato gerador.

137. Com esses repasses mensais na conta de luz, há um reforço do caixa das empresas distribuidoras de energia elétrica, uma vez que tais recursos se prestam a custear, entre outras coisas, suas despesas com compra de energia no mercado de curto prazo e decorrentes da geração termelétrica. Esses custos passaram a ser bastante significativos, quando foram incorporadas, em abril de 2015, parcelas referentes ao risco hidrológico de Itaipu, das usinas contratadas em regime de cotas, e das hidrelétricas que aderiram à repactuação do risco hidrológico naquele ano.

138. Importa destacar que essas receitas obtidas pelas distribuidoras com a aplicação das Bandeiras Tarifárias são consideradas no momento do cálculo de reajuste ou revisão das tarifas, uma vez que já ressarcem parte dos custos não gerenciáveis incorridos pelas concessionárias e/ou permissionárias. Nos termos do submódulo 6.8 do Proret (peça 30, p. 14):

> No reajuste tarifário anual e/ou revisão tarifária periódica das distribuidoras de energia elétrica, a receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha e os repasses da Conta Bandeiras serão considerados na apuração da CVA e da Sobrecontratação para as concessionárias de distribuição, e como componente financeiro específico para as permissionárias de distribuição (…)

139. Ou seja, os custos que não sejam cobertos pelas receitas usuais, acrescidas daquelas provenientes do Sistema de Bandeiras Tarifárias, serão compensados no processo tarifário subsequente, por meio da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela "A" (CVA), parcela que representa os custos não gerenciáveis aos quais estão expostas as distribuidoras de energia elétrica.

140. Ademais, o mecanismo das Bandeiras Tarifárias, além de reduzir os valores referentes à CVA, mitigando os impactos bruscos, incluindo custos financeiros, na conta de luz decorrentes dos eventos tarifários, serve como ferramenta de auxílio ao fluxo de caixa das distribuidoras. Na ausência da CCRBT ter-se-ia a mesma dinâmica vigente até o ano de 2015, em que a totalidade dos custos incorridos pelas distribuidoras durante o exercício de doze meses era repassada aos consumidores somente ao término desse período, com os valores corrigidos pela taxa de juros Selic (peça 38).

141. Além daquela sistemática fornecer um sinal atrasado para os consumidores, conforme discutido no capítulo anterior, o repasse desses valores somente no momento do evento tarifário acabava

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

resultando em valores absolutos maiores do que aqueles pagos mensalmente por meio das bandeiras tarifárias, uma vez que era aplicada a correção por meio da taxa Selic.

142. Assim, pode-se dizer que o consumidor, com o Sistema de Bandeiras Tarifárias, efetua mensalmente pequenos pagamentos à vista, evitando que, ao término de um período de doze meses, seu reajuste tarifário venha a ser maior, devido ao pagamento "em atraso", arcando, além do principal (custos incorridos pelas distribuidoras), com uma parcela de juros (taxa Selic).

143. De maneira a verificar o real impacto das Bandeiras Tarifárias nos eventos tarifários ocorridos após o início de sua vigência, foi solicitado à Aneel, por meio do Ofício de Requisição 001-372/2017-TCU/SeinfraElétrica (peça 7), que simulasse, para cada distribuidora, os reajustes tarifários que teriam ocorrido caso não vigorassem as BTs, destacando os impactos na tarifa de energia elétrica e realizando comparação com os reajustes tarifários efetivamente realizados.

144. Em sua resposta à solicitação (peça 22), a Aneel encaminhou planilha eletrônica contendo as informações para os anos de 2016 e 2017 (até o mês de outubro), na qual é possível verificar o efeito médio dos eventos tarifários de cada distribuidora, tanto os efetivamente realizados (ou seja, considerando as Bandeiras Tarifárias), como aqueles que teriam ocorrido caso não houvesse sido implantado o sistema sob análise. As Tabelas 2 e 3, a seguir, exibem os resultados apresentados pela Agência, em que a primeira coluna representa o nome da distribuidora; a segunda, o respectivo impacto no reajuste tarifário, em pontos percentuais, devido à arrecadação dos adicionais de Bandeiras Tarifárias; a terceira coluna exibe o respectivo reajuste tarifário médio ocorrido; e a quarta o reajuste médio que ocorreria caso não houvesse as Bandeiras Tarifárias.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

Tabela 2 – Impacto do Sistema de Bandeiras Tarifárias nos eventos tarifários em 2016 (fonte: Aneel).

Distribuidora	Redução Bandeira base Financeiros	Efeito Médio	Efeito Médio sem bandeira
Ceal	25,87%	-1,29%	24,58%
Cemar	19,66%	8,24%	27,90%
Eletroacre	18,17%	8,37%	26,54%
ESE	17,66%	5,24%	22,90%
CEEE-D	16,59%	-16,28%	0,30%
EPB	16,39%	5,13%	21,53%
Cepisa	16,20%	0,44%	16,65%
RGE	15,96%	-7,51%	8,45%
Celpa	15,89%	7,55%	23,44%
Celg-D	15,60%	-9,53%	6,07%
Celpe	13,97%	10,00%	23,96%
Elektro	13,59%	-13,40%	0,19%
EBO	13,58%	6,91%	20,48%
Escelsa	13,55%	-2,80%	10,74%
ETO	13,53%	12,81%	26,34%
Ampla	13,33%	7,38%	20,72%
Coelba	13,30%	10,25%	23,55%
Celesc-DIS	13,23%	-4,16%	9,07%
Coelce	13,05%	12,97%	26,02%
EMS	13,00%	7,19%	20,20%
Eletropaulo	12,88%	-8,10%	4,78%
Copel-DIS	12,75%	-12,87%	-0,12%
AES Sul	12,53%	-0,33%	12,20%
Cemig-D	12,45%	3,78%	16,23%
CEA	12,17%	46,46%	58,63%
Bandeirante	11,88%	-23,53%	-11,66%
Cosern	11,80%	7,73%	19,53%
CNEE	11,78%	-0,37%	11,41%
CPFL Piratininga	11,73%	-24,21%	-12,48%
Caiuá	11,16%	-0,94%	10,22%
CEB-DIS	10,77%	3,42%	14,19%
CPFL Santa Cruz	10,55%	7,15%	17,70%
CPFL Jaguari	10,39%	13,25%	23,64%
CPFL Paulista	10,01%	7,55%	17,56%
EDEVP	9,13%	1,69%	10,82%
EEB	9,08%	1,84%	10,91%
Ienergia	9,05%	-4,80%	4,25%
EMG	8,28%	2,16%	10,44%
DMED	8,10%	-29,13%	-21,03%
CPFL Sul Paulista	7,16%	0,00%	7,16%
Demei	6,96%	-7,66%	-0,70%
CPFL Mococa	6,94%	9,02%	15,96%
CPFL Leste Paulista	6,85%	13,32%	20,16%
MuxEnergia	6,78%	-15,03%	-8,26%
Eflul	6,64%	-6,23%	0,41%
Hidropan	6,62%	-10,27%	-3,66%
Ceron	6,58%	-6,32%	0,26%
Eletrocar	6,57%	-14,12%	-7,55%
Forcel	6,56%	-16,66%	-10,10%
Cocel	6,31%	-17,47%	-11,16%
EFLJC	6,31%	-1,76%	4,55%
CFLO	6,03%	-17,60%	-11,57%
Chesp	5,63%	-12,03%	-6,40%
ENF	5,57%	7,03%	12,60%
ELFSM	5,31%	-9,52%	-4,21%
EMT	5,10%	8,60%	13,71%
Uhenpal	4,99%	1,31%	6,29%
Cooperaliança	4,79%	-6,18%	-1,39%
Boa Vista	0,00%	-19,72%	-19,72%
MÉDIA	**10,78%**	-1,41%	9,38%

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

Tabela 3 – Impacto do Sistema de Bandeiras Tarifárias nos eventos tarifários em 2017 (até outubro) (fonte: Aneel).

Distribuidora	Redução Bandeira base Financeiros	Efeito Médio	Efeito Médio sem bandeira
Light	20,62%	10,62%	31,25%
Cepisa	10,66%	27,63%	38,29%
Sulgipe	7,21%	6,65%	13,87%
Ceal	5,86%	21,60%	27,47%
EBO	4,59%	0,43%	5,02%
CPFL Jaguari	4,42%	0,00%	4,42%
Caiuá	4,11%	0,00%	4,11%
EEB	3,96%	0,00%	3,96%
Cemar	3,62%	12,88%	16,51%
CPFL Sul Paulista	3,56%	-4,15%	-0,59%
Ampla	3,48%	-6,51%	-3,02%
EPB	3,25%	14,55%	17,80%
Bandeirante	3,24%	0,00%	3,24%
CPFL Mococa	3,24%	-2,56%	0,68%
CPFL Santa Cruz	3,18%	-10,37%	-7,19%
CPFL Leste Paulista	3,14%	-3,28%	-0,14%
CNEE	3,03%	0,00%	3,03%
EDEVP	3,02%	0,00%	3,02%
AES Sul	2,89%	-6,43%	-3,54%
EMS	2,78%	-1,92%	0,86%
CPFL Paulista	2,71%	-10,50%	-7,79%
Coelba	2,61%	3,00%	5,60%
Celpe	2,58%	7,62%	10,20%
Cosern	2,57%	3,38%	5,94%
Coelce	2,51%	0,15%	2,66%
ESE	2,23%	9,29%	11,52%
EMT	2,14%	-2,10%	0,03%
Elektro	2,08%	10,40%	12,47%
Celpa	1,91%	7,19%	9,09%
Celesc-DIS	1,83%	7,85%	9,68%
Cooperaliança	1,78%	-24,93%	-23,15%
Escelsa	1,66%	9,34%	11,00%
Ienergia	1,45%	7,17%	8,62%
ETO	1,40%	6,02%	7,42%
EMG	1,35%	0,76%	2,11%
RGE	1,06%	5,00%	6,07%
Copel-DIS	1,04%	5,85%	6,89%
ELFSM	0,99%	16,48%	17,47%
Eletropaulo	0,96%	4,48%	5,44%
Uhenpal	0,53%	-19,24%	-18,71%
Cemig-D	0,52%	-10,66%	-10,14%
Cocel	0,16%	13,34%	13,50%
CFLO	0,13%	0,00%	0,13%
ENF	0,10%	-4,32%	-4,22%
Eflul	0,00%	11,14%	11,14%
EFLJC	0,00%	16,65%	16,65%
Forcel	0,00%	-14,61%	-14,61%
Hidropan	0,00%	12,85%	12,85%
MuxEnergia	0,00%	5,44%	5,44%
Eletrocar	0,00%	14,92%	14,92%
Demei	0,00%	20,89%	20,88%
MÉDIA	**2,67%**	3,37%	6,04%

145. Das tabelas apresentadas, pode-se observar que, em 2016, as Bandeiras Tarifárias tiveram um impacto maior nos eventos tarifários, reduzindo-os, em média, em 10,78 p. p. Já para o ano de 2017, sem desconsiderar a limitação temporal existente, verifica-se uma redução significativa nos resultados do sistema, com uma redução média de 2,67 p. p.

146. Dois principais fatores podem explicar tamanha diferença entre os dois anos: o fato de os

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

impactos das bandeiras referentes ao ano de 2015 terem sido considerados somente nos eventos tarifários de 2016; e o histórico de acionamento do sistema durante os anos de 2015 e 2016.

147. Quanto ao primeiro ponto, a Aneel esclareceu em sua resposta (peça 22, p. 4-5) que os efeitos das bandeiras tarifárias nos processos tarifários de 2015 não foram informados em decorrência da necessidade de se efetuar um novo cálculo do saldo da CVA a partir da competência de janeiro de 2015, visando aplicar aperfeiçoamentos metodológicos oriundos de revisões no Proret. Assim, "os processos tarifários de 2016 contemplam os efeitos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias desde janeiro de 2015 até o trigésimo dia anterior" à data do evento tarifário da respectiva distribuidora em 2016.

148. Soma-se a isso, conforme salientado, o histórico de acionamento das bandeiras tarifárias verificado para os anos de 2015 e 2016. Enquanto o primeiro apresentou a bandeira vermelha vigorando durante todos os seus doze meses – essa categoria ainda não havia sido segregada em dois patamares, fato que ocorreu em fevereiro de 2016 –, o segundo apresentou um perfil mais moderado, tendo a bandeira verde predominado (oito meses com bandeira verde; dois com bandeira amarela; e dois com bandeira vermelha, sendo um deles janeiro, antes da segregação em dois patamares, e o outro no patamar um).

149. Isso faz com que os valores arrecadados em 2015, os quais vão impactar no reajuste tarifário seguinte, somassem um montante superior àquele reunido durante 2016, conduzindo, comparativamente, a um impacto maior no momento de realização dos eventos tarifários.

150. Outro ponto que merece destaque faz referência à disparidade do impacto das bandeiras tarifárias nos diferentes processos tarifários de distintas distribuidoras, mesmo com os adicionais das bandeiras tarifárias sendo igualmente rateados por todos os consumidores nacionais, levando à ocorrência de subsídios cruzados.

4.1.1. Subsídios cruzados decorrentes do Sistema de Bandeiras Tarifárias

151. A CCRBT é um mecanismo de compartilhamento do risco de acionamento de termelétricas de custos elevados e de exposição ao mercado de curto prazo. Por isso, algumas distribuidoras são credoras e outras devedoras da CCRBT.

152. O Sistema redistribui a receita mensal com os adicionais das Bandeiras Tarifárias na proporção das despesas incorridas pelas distribuidoras no mês do faturamento das Bandeiras.

153. Em teleconferência realizada com especialistas em 9/10/2017 (peça 53) foi debatida característica do Sistema de Bandeiras que leva à ocorrência de subsídios cruzados entre os consumidores de diferentes distribuidoras, em virtude dessa redistribuição de receitas.

154. Acontece que cada distribuidora do SIN possui uma data específica para seu evento tarifário, datas essas definidas nos seus contratos de concessão ou permissão. Ou seja, as distribuidoras terão suas tarifas ajustadas em diferentes meses ao longo do ano. O Anexo I traz as datas dos processos tarifários de cada concessionária de distribuição.

155. Outrossim, embora todos os consumidores, independentemente da sua localização geográfica, paguem o mesmo valor de adicional relativo à Bandeira, cada distribuidora recebe, na apuração mensal, um valor proporcional à sua contabilização naquele mês, apurados pela CCEE. Assim, o saldo para cada distribuidora em determinado mês pode ser positivo ou negativo e em montantes diversos, resultante da apuração do balanço final realizado pela Aneel, que considera a cobertura tarifária homologada para cada distribuidora.

156. Assim, a depender do resultado da Conta Bandeiras para determinada distribuidora no mês de seu evento tarifário, os consumidores de cada distribuidora poderão ter impacto diferentes nos reajustes devido às Bandeiras Tarifárias.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

157. Isso pode ser confirmado pelas Tabelas 2 e 3. Na primeira, referente ao ano de 2016, os consumidores da distribuidora Ceal, por exemplo, foram mais beneficiados pelo sistema de BT (25,87%) do que os consumidores da Cemig (12,45%).

158. Já no ano de 2017, os consumidores da Light tiveram uma redução devido às BT de 20,62% enquanto para os consumidores da Eletropaulo a redução foi de apenas 1%.

159. Sendo assim, embora todos os consumidores cativos paguem os adicionais das BT no mesmo montante, os benefícios do sistema são diferentes para cada área de concessão, representando um subsídio cruzado entre os consumidores de diferentes distribuidoras.

160. Além do impacto nas tarifas da conta de luz, o sistema também distorce as receitas dos estados devido aos impostos estaduais (ICMS) que incidem na conta.

161. Os tributos cobrados sobre a fatura de energia elétrica são: o Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual, Intermunicipal e de Comunicação (ICMS), estadual, e o PIS/Cofins, federal. Juntos, esses tributos representam cerca de 29,5% da tarifa de energia elétrica.

162. Quando o consumidor de um estado A paga, por meio de Bandeira Tarifária, parte dos gastos com a exposição ao mercado de curto prazo de uma distribuidora que atende a um outro estado B, a concessionária do estado A arrecada um montante que será posteriormente transferido para a concessionária localizada no estado B através da Conta Bandeiras, e o estado A recolhe ICMS sobre esse montante.

163. No próximo evento tarifário da distribuidora do estado B, o consumidor terá sua tarifa ajustada a menor devido a essas transferências do Sistema de Bandeiras e, portanto, o estado B deixa de recolher ICMS sobre essa diferença a menor na tarifa de energia elétrica.

164. Dessa forma, há transferência de arrecadação do ICMS do estado B para o estado A. Isso ocorre porque um estado atendido por uma distribuidora credora da CCRBT arrecada menos ICMS do que ocorreria na sua ausência, embora, em decorrência, seus consumidores paguem tarifa menor; o contrário acontece com o estado atendido por uma distribuidora devedora da CCRBT.

165. Diante do exposto, observa-se a necessidade de maior transparência ao fato de que consumidores de determinadas distribuidoras subsidiam a tarifa de outros usuários do sistema elétrico em diferente área de concessão, bem como a sistemática do Sistema de Bandeiras causa efeitos no recolhimento do ICMS.

166. Nos termos do Referencial para Avaliação de Governança em Políticas Públicas do TCU, uma política pública deve primar pela publicidade em todos os seus aspectos, visto que a informação é essencial para a comunicação, que deve ser transparente e acessível em tempo real para todos.

167. Ante o exposto, propõe-se recomendar à Aneel que dimensione o efeito que os subsídios cruzados ora evidenciados possuem nas tarifas dos consumidores cativos de energia elétrica, demonstrando a relevância desses valores ante os impactos positivos do Sistema de Bandeiras Tarifárias, dando a publicidade devida aos resultados alcançados com essa avaliação.

168. Como destacado, mesmo que a receita arrecadada por meio dos adicionais das bandeiras seja relevantemente inferior aos custos cobertos pelo Sistema de Bandeiras, e que ocorram subsídios cruzados entre as distribuidoras, pode-se observar que, quando há impactos do sistema nos reajustes tarifários, ele sempre é positivo, reduzindo os valores que seriam aplicáveis caso não houvesse bandeiras tarifárias. Em outras palavras, sem os adicionais das bandeiras, o impacto para o consumidor seria ainda maior.

169. Apesar desse impacto positivo sempre presente, é possível que, a depender do

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

desbalanceamento ocorrido na conta Bandeiras, o sistema não consiga cumprir o seu propósito de dar um sinal tempestivo ao consumidor (afora a discussão ocorrida no capítulo 3 do presente relatório), carregando para o momento dos eventos tarifários parte relevante dos custos não gerenciáveis incorridos pelas distribuidoras. Isso acabaria por manter, portanto, a lógica de sinalização defasada para o consumo, vigente à época em que não havia Bandeiras Tarifárias, ainda que em um patamar inferior.

170. É o que se tem verificado atualmente, levando a um desempenho do sistema aquém do esperado (*underperforming*), conforme será explicitado no subtópico a seguir.

4.2. Achado: *Underperforming* do Sistema de Bandeiras Tarifárias em relação aos ajustes tarifários

171. Além de sua função de sinalizador das condições da geração de energia elétrica no curto prazo, o Sistema de Bandeiras Tarifárias também se presta a tornar mais eficientes os processos tarifários, reduzindo o peso dos custos não gerenciáveis (parcela "A") na definição da nova tarifa. Contudo, caso o Sistema não consiga atuar de maneira efetiva, acumulando relevantes déficits no decorrer dos meses, essa vertente da política restará prejudicada, uma vez que o montante a ser compensado nos eventos tarifários será consideravelmente superior aos valores arrecadados mensalmente. É o que se tem observado atualmente ao se analisar o desempenho do Sistema de Bandeiras Tarifárias, o qual apresentou, em outubro de 2017, um déficit acumulado de R$ 4,4 bilhões.

172. Conforme já destacado no capítulo 2 deste relatório, o Sistema de Bandeiras Tarifárias abarca seis diferentes custos, os quais podem ser agrupados em quatro diferentes variáveis de custos (peça 28, p. 3): (i) Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Regulada na modalidade por Disponibilidade (CCEAR-D); (ii) Mercado de Curto Prazo (MCP); (iii) Encargos de Serviço do Sistema (ESS); e (iv) *Generation Scaling Factor* (GSF), também denominado de risco hidrológico.

173. O risco hidrológico das usinas hidrelétricas decorre do modelo de despacho centralizado adotado no Brasil. Como é o ONS que decide quais usinas irão gerar – objetivando minimizar o custo de operação do sistema, presente e futuro –, os geradores não têm liberdade para selecionar de forma individualizada sua geração, dependendo da autorização do ONS para tanto.

174. Os modelos matemáticos computacionais utilizados no Brasil para otimizar o despacho de geração se devem a preponderância do parque hidrelétrico na matriz do País. Eles têm como objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água, diminuindo o despacho termelétrico (mais caro), e o benefício futuro de seu armazenamento, de forma a minimizar o risco de déficits futuros.

175. Para determinar o despacho ótimo e produzir o Programa Mensal de Operação (PMO), são utilizadas as informações de condições hidrológicas, demanda de energia, preço dos combustíveis, custo de déficit, entradas de novos projetos e disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão. Como resultados, são calculados os Custos Marginais de Operação (CMO) e o Preço de Liquidação de Diferença (PLD).

176. Portanto, o cálculo do preço baseia-se no despacho "*ex-ante*", ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema.

177. Acontece que as previsões das condições hidrológicas utilizadas no modelo reproduzem tendências sazonais de longo prazo do regime hidrológico, porém são bastante impactadas pela conjuntura fluviométrica de curto prazo, tornando suas estimativas mais voláteis e podendo se distanciar das condições estruturais de suprimento energético do sistema.

178. As imperfeições dos modelos computacionais de formação do CMO resultam na criação de

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

mecanismos adicionais para reduzir o risco de déficit e garantir a segurança energética do País, que causam distorções no mercado.

179. Os modelos, critérios e parâmetros empregados na elaboração do PMO não incorporam em sua totalidade o padrão de segurança de suprimento que as Autoridades do Setor Elétrico consideram na prática. Se estes padrões de segurança fossem incorporados aos modelos, parâmetros e critérios por ocasião da elaboração do PMO, só existiria "geração fora da ordem de mérito" nos casos de restrições locais, ou seja, por motivos elétricos.

180. Devido a essa característica do Sistema Elétrico Brasileiro, foi criado, pela Lei 9.648/1998, o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que consiste em uma realocação, contábil, da energia gerada entre as usinas hidrelétricas, de forma a transferir o excedente daquelas que geraram além da sua garantia física (máxima quantidade de energia que cada empreendimento pode vender em contratos) para aquelas que geraram aquém. Dessa forma, o MRE permite o compartilhamento do risco hidrológico entre os agentes de geração hidrelétrica.

181. A geração alocada contabilmente dentro do MRE para cada usina é ajustada por meio de um fator conhecido como GSF, o qual representa a relação entre o volume de energia efetivamente gerado dentro do MRE e a garantia física total do conjunto das hidrelétricas inseridas nesse mecanismo. Desde 2014, quando o País passou por uma crise hídrica, o GSF vem tendo valores abaixo da média histórica, elevando o risco hidrológico e o nível de exposição dos agentes geradores ao Mercado de Curto Prazo (MCP), devido à necessidade desses cumprirem com seus contratos já firmados.

182. Tal necessidade acabou levando a uma elevação dos custos incorridos por esses agentes de geração hidrelétrica, uma vez que os preços da energia comercializada no MCP encontravam-se muito altos (balizados pelo Preço de Liquidação das Diferenças – PLD), e os agentes se viram obrigados a pagá-los. Para as usinas hidrelétricas em regime de cotas de energia, para a usina de Itaipu e as usinas que repactuaram o risco hidrológico, esse risco foi transferido ao consumidor por meio da tarifa de energia. Dessa forma, o consumidor cativo absorve os riscos hidrológicos do gerador, ou seja, tem custos com aquisição de energia no MCP quando a geração real for abaixo da energia contratada e terá receitas com a venda da energia excedente quando o sistema gerar além do contratado.

183. Com a publicação da Lei 13.203 em dezembro de 2015, foi permitida a repactuação do risco hidrológico pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do MRE. Assim, quando começou a vigorar efetivamente o Sistema de Bandeiras Tarifárias, em janeiro de 2015, o risco hidrológico não estava inserido nos custos cobertos pela política. Já os riscos hidrológicos referentes a Itaipu compuseram o Sistema de Bandeiras desde a edição do Decreto 8.401, em fevereiro de 2015. De acordo com informações da Aneel (peça 28, p. 3), o risco hidrológico representa a maior parcela dos custos totais ressarcidos pelas bandeiras – cerca de 63%, em valores históricos.

184. A negociação do risco hidrológico ocorreu em um momento em que o nível de inadimplência chegou ao recorde de 77,94% junto à CCEE em razão de liminares na Justiça de geradores hidrelétricos para não arcarem com o risco hidrológico acima de 5% (peça 39). Na ocasião, acordou-se que os custos referentes ao risco hidrológico, acima dos 5% que permaneceriam com os geradores, seriam repassados para a Conta Bandeiras mediante pagamento de um prêmio de risco por parte dos geradores, a ser aportado em favor da CCRBT, de acordo com o nível de proteção que o gerador desejasse obter. Os valores e demais condições da repactuação foram determinadas na Resolução Normativa Aneel 684/2015.

185. Os geradores que optaram por repactuar seu risco hidrológico tiveram seus termos de repactuação aprovados por despacho da Aneel constando a data de início e término de recolhimento, o valor do prêmio de risco (em R$/MWh) e o montante de energia repactuado. Os recolhimentos se

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

iniciaram em março de 2016 para alguns geradores e irão até 2046 (peça 40). Até agosto de 2017, foram recebidos, a título de prêmio na Conta Bandeiras, R$ 12.611.485,50 (peça 41), o que representa menos de 0,1% do montante arrecadado nessa conta no mesmo período.

186. O custo referente ao risco hidrológico significa um passivo mensal médio de cerca de R$ 1 bilhão para o consumidor cativo, enquanto, a título de exemplo, em julho de 2017, o montante arrecadado com os prêmios de risco somou R$ 1.816.489,04 (peça 41), ou seja, menos de 0,2% do custo arcado pelo consumidor.

187. A Figura 6 mostra o comparativo entre receitas e custos do Sistema de Bandeiras Tarifárias nos anos de 2016 e 2017.

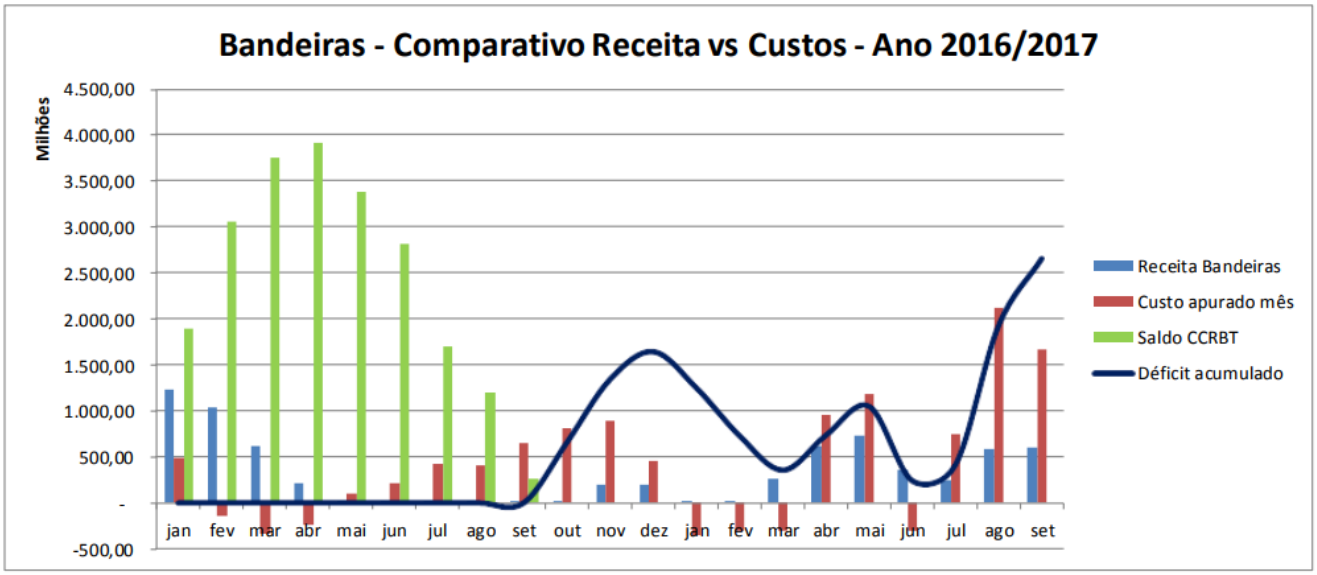

Figura 6 – Comparativo Receita vs Custos – ano 2016/2017 (fonte: Aneel).

188. Nota-se, pela figura, que desde setembro de 2016, o sistema vem acumulando déficits mensais, chegando ao total no mês de setembro de 2017 de R$ 2,657 bilhões.

189. Quando do encerramento da Audiência Pública 91/2016, que estabeleceu as faixas de acionamento e adicionais das Bandeiras Tarifárias para o ano de 2017, devido à deterioração da previsão de risco hidrológico (GSF), a Diretoria da Agência determinou a instauração de uma nova audiência pública, propondo que fosse considerado nos processos tarifários um componente financeiro relativo à previsão de parte dos custos associados ao risco hidrológico.

190. Como consequência foi realizada a Audiência Pública 4/2017, com a finalidade de obter subsídios para o tratamento da cobertura tarifária da previsão de risco hidrológico, conforme a Nota Técnica 291/2017-SGT/ANEEL (peça 42) disponibilizada na audiência pública.

191. Dessa forma, nos processos tarifários a partir de março de 2017, as distribuidoras receberam como cobertura tarifária uma previsão de 50% do GSF previsto para os doze meses subsequentes, considerando o teto da bandeira verde (R$ 211,28/MWh), o que resulta em um custo total em torno de R$ 5,0 bilhões ao ano.

192. Foi verificado que a metodologia utilizada não se mostrou adequada a tornar os processos de reajustes tarifários mais eficientes, uma vez que os valores arrecadados se mostraram consideravelmente aquém dos custos incorridos pelas distribuidoras, provocando alterações substanciais nos valores das tarifas de energia quando da realização dos referidos reajustes.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

193. Esse resultado deficitário da CCRBT se deve ao fato da receita arrecadada por meio dos adicionais das Bandeiras ser inferior ao montante de custos arcados pelo Sistema.

194. A baixa receita da conta se deve aos seguintes fatores, majoritariamente:

a. Metodologia preditiva vinculada ao despacho realizado pelos modelos matemáticos de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo (Newave) e de Curto Prazo (Decomp), que demonstram fragilidades; resultando em previsões que se mostraram equivocadas quando comparadas ao despacho realizado;

b. Valores dos adicionais não suficientes para sensibilizar o consumidor a fim de reduzir o consumo; e

c. Baixo valor do prêmio de risco pago pelos geradores hidráulicos que adeririam à repactuação nos termos da Lei 13.203/2015.

195. Os principais motivos dos elevados custos arcados pela Conta Bandeiras são:

a. Incorporação dos custos referentes ao risco hidrológico das usinas hidrelétricas cotizadas, repactuadas e Itaipu pelos consumidores a partir de 2015;

b. Geração de termelétricas fora da ordem de mérito (GFOM);

c. Fatores que reduziram o GSF e impactaram o MRE:

c.1. Atraso das linhas de transmissão que escoariam a energia das hidrelétricas da região norte, sendo repassada a obrigação de fornecimento para os demais integrantes do MRE;

c.2. Antecipação de Garantia Física de usinas estruturantes;

c.3. Custos de operação devido aos limites de intercâmbio entre submercados repassados aos geradores hidráulicos;

c.4. Implantação de usinas hidrelétricas sem capacidade de regularização (sem reservatório); e

c.5. Realização da primeira etapa de revisão de garantia física limitada a variáveis econômicas (e não físicas) e com limites definidos por decreto.

d. Condições hidrológicas severas.

196. Os custos referentes ao risco hidrológico da usina de Itaipu merecem destaque devido à inconsistência verificada na sua contabilização, uma vez que a energia excedente gerada, não vinculada à potência contratada, é repassada aos demais participantes do MRE e compensada por meio Tarifa de Energia de Otimização de Itaipu – TEO Itaipu – pela "cessão" da energia dentro do mecanismo de realocação. A TEO é utilizada para cobrir os custos incrementais de operação e manutenção das usinas e pagar a compensação financeira referente à realocação dessa energia entre as usinas do MRE.

197. No entanto, desde fevereiro de 2015, com a publicação do Decreto 8.401/2015, quando o risco hidrológico de Itaipu passou a ser assumido diretamente pelas concessionárias de distribuição, na proporção de suas cotas de energia, com direito de cobertura pela Conta Centralizadora dos Recursos das Bandeiras Tarifárias – Conta Bandeiras, a receita proveniente do pagamento da TEO de Itaipu está sendo contabilizada indevidamente como risco hidrológico dessa usina, sendo alocado às distribuidoras cotistas (distribuidoras do Sul, Sudeste e Centro-Oeste) e, portanto, arcado pelo consumidor cativo por meio das Bandeiras Tarifárias (peças 43, p. 12, e 44, p. 7).

198. Esse custo, além de ser indevidamente repassado ao mercado cativo das distribuidoras

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

cotistas, é integralmente arcado pela Eletrobras sem que essa companhia receba qualquer contrapartida, visto que a estatal deve pagar mensalmente à Itaipu os encargos relativos a toda energia disponibilizada ao Brasil, contratada e excedente.

199. Essa exposição da Eletrobras é computada na Conta de Comercialização de Itaipu, podendo resultar em déficit ao final do ano, corrigido pela taxa Selic, sendo considerado no cálculo da tarifa de repasse do ano subsequente.

200. Assim, quando há energia excedente de Itaipu, a Eletrobras acaba sendo desfalcada, já que, desde fevereiro de 2015, está sem receber a TEO Itaipu que deveria ser paga pelos demais participantes do MRE, erroneamente contabilizada como risco hidrológico da empresa binacional. A Figura 7, a seguir, busca ilustrar graficamente essa situação.

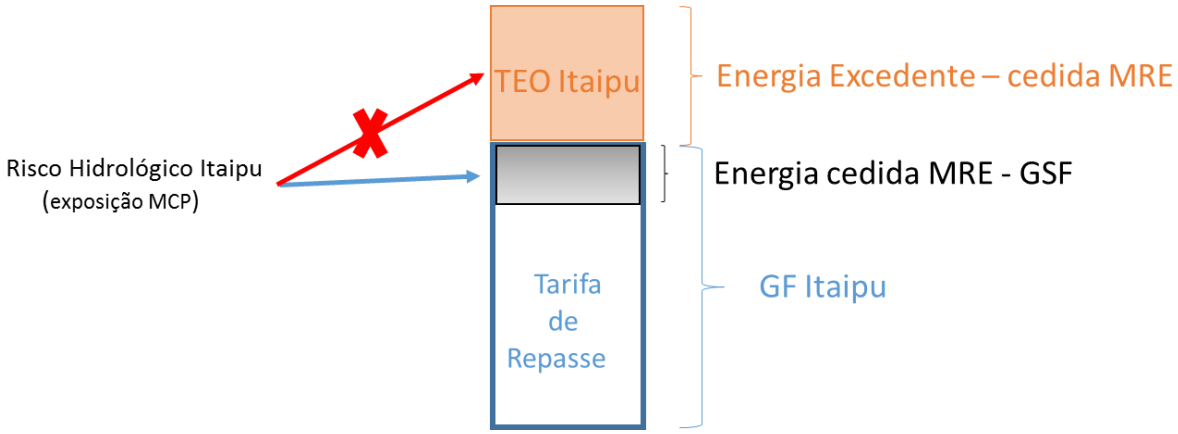

Figura 7 – Contabilização indevida do risco hidrológico de Itaipu (elaboração própria).

201. Para o ano de 2017, esse custo foi de US$ 85.719.234,91 e foi considerado no cálculo da tarifa de repasse de Itaipu, fazendo com que o real risco hidrológico referente à Itaipu esteja sendo sobredimensionado na Conta Bandeiras, contribuindo, por um lado, para a elevação do seu déficit (peça 44, p. 7).

202. Esse, e outros assuntos relacionados à Usina Binacional de Itaipu, estão sendo abordados no TC 022.634/2017-7, que trata de fiscalização em andamento por esta SeinfraElétrica, com a colaboração da SecexEstatais, acerca da UHE Itaipu, particularmente quanto à política, à regulação e às regras de comercialização aplicáveis à energia oriunda dessa UHE no contexto brasileiro.

203. Outra evidência do baixo desempenho do sistema é a decisão recente da Aneel (peça 45) de permitir, cautelarmente, que as distribuidoras utilizem o saldo da Conta de Energia de Reserva (Coner) para reduzir o déficit da CCRBT.

204. Ante o exposto, pode-se afirmar que o desempenho insuficiente das Bandeiras Tarifárias prejudica a política de realismo tarifário proposta pelo Governo, sendo incapaz de funcionar como mecanismo indutor de resposta do consumo.

205. A metodologia preditiva utilizada acabou por manter a sistemática de sinalização ao consumidor atrasada em relação às condições de geração do sistema elétrico, razão principal pela qual o sistema foi idealizado em 2010 e implantado em 2013.

206. Ao atuar de maneira intempestiva, a mesma lógica empregada com os empréstimos às distribuidoras e o aporte do Tesouro para arcar com os custos advindos da MP 579, convertida na Lei 12.783/2013, se mantém. As tarifas não refletem o custo real que será compulsoriamente repassado ao consumidor.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

207. Por fim, esse baixo desempenho do sistema, substanciado no déficit da CCRBT, levou a alterações de metodologia em periodicidade acima da permitida nos normativos da Aneel, ponto que será abordado com mais detalhes no subtítulo 5.4.

208. Ciente da necessidade de se manter acompanhamento próximo e constante acerca do desempenho do Sistema de Bandeiras Tarifárias, principalmente frente à mudança recente da metodologia de acionamento das bandeiras, a Aneel já incluiu na Análise de Impacto Regulatório (AIR) contida na Audiência Pública 61/2017, a necessidade de realizar um acompanhamento permanente "em face da conjuntura energética do SIN, de sua própria dinâmica financeira e da evolução legal e regulatória que pode repercutir sobre seus mecanismos de formação" (peça 28, p. 17), razão pela qual deixar-se-á de propor encaminhamento específico quanto a esse ponto, cabendo ao Tribunal acompanhar as ações da Aneel com vistas a monitorar a nova metodologia e fazer ajustes na mesma, com ampla participação da sociedade e dos agentes do setor, para que os recursos arrecadados por meio das Bandeiras Tarifárias sejam compatíveis com os custos extras de geração que serão repassados aos consumidores *a posteriori*.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

5. METODOLOGIA UTILIZADA PARA ACIONAMENTO DAS BANDEIRAS TARIFÁRIAS

209. O presente capítulo tem o objetivo de relatar a análise quanto à adequação da metodologia de acionamento das Bandeiras Tarifárias, em especial, sua capacidade de traduzir de maneira efetiva as condições e os custos de geração existentes a cada mês, impactando diretamente na performance do sistema sob análise.

210. Para isso, serão expostas as diversas metodologias de acionamento das Bandeiras Tarifárias que já vigoraram desde o início efetivo desse sistema (janeiro de 2015), dando-se ênfase na sistemática recém aprovada pela Aneel (outubro de 2017).

211. Em seguida, são apresentados os achados de auditoria referentes a essa temática: (i) múltiplas mudanças, em desacordo com os normativos vigentes; e (ii) falta de publicidade das informações que subsidiam a definição da bandeira tarifária a ser acionada.

5.1. Histórico das metodologias para acionamento das Bandeiras Tarifárias

212. Durante o período de testes, anos de 2013 e 2014, e de janeiro a março de 2015, a definição da cor se dava pela soma do CMO e do ESS_SE, de acordo com as seguintes faixas (peças 46 e 47), destacadas na Tabela 4.

Tabela 4 – Adicionais e faixas de acionamento das Bandeiras Tarifárias entre janeiro e março de 2015.

Bandeira	Adicional	X= CMO+ ESS_SE (MWh)	
		Limite Inferior	Limite Superior
Verde	-	-	X< 200,00
Amarela	R$0,015/kWh	X ≥ 200,00	X < 350,00
Vermelha	R$0,030/kWh	X ≥ 350,00	-

213. Para o acionamento das Bandeiras Tarifárias em determinado mês, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) calculava o valor para a soma do Custo Marginal de Operação (CMO) e dos Encargos de Serviço do Sistema – razão Segurança Energética (ESS_SE) – previstos no Programa Mensal de Operação (PMO) elaborado, informando os resultados à Aneel.

214. A partir de março de 2015 até outubro de 2017, o critério de acionamento de cada cor de bandeira correspondia a (peças 48,49,50 e 51):

a. Bandeira verde: indica que o sistema está operando em condições favoráveis de geração de energia e a tarifa não sofre nenhum acréscimo. A bandeira verde era acionada quando o Custo Variável Unitário (CVU) da última usina a ser despachada era inferior a um limite pré-estabelecido anualmente;

b. Bandeira amarela: indica condições menos favoráveis de geração, que resultava em um adicional (por kWh consumido) de menor proporção à TE. A bandeira amarela era acionada quando o CVU da última usina a ser despachada era igual ou superior ao limite para bandeira verde e inferior a um limite pré-estabelecido anualmente, limitado ao valor-teto do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) – atualmente estipulado em R$ 533,82/MWh (peça 52, p.3);

c. Bandeira vermelha

c.1. Patamar 1: indica condições de geração mais custosas, o que levava a um adicional (por kWh) de proporção moderada à TE. O patamar 1 da bandeira vermelha era acionado quando o CVU da última usina prevista a ser despachada era igual ou superior ao limite

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

da bandeira amarela e inferior a um limite pré-estabelecido anualmente pela Aneel;

c.2. Patamar 2: implicava em um adicional de maior proporção para cada kWh consumido. Era acionada nos meses em que o CVU da última usina a ser despachada era igual ou superior ao limite do CVU do patamar 1.

215. Entre abril de 2015 e outubro de 2017, os valores dos adicionais das bandeiras tarifárias foram alterados três vezes, tendo o adicional da bandeira amarela variado entre R$ 0,015/kWh e R$ 0,025/kWh, e os adicionais de bandeira vermelha (incluindo os dois patamares, distinção criada a partir de fevereiro de 2016), entre R$ 0,030/kWh e R$ 0,055/kWh.

216. Para o acionamento das Bandeiras Tarifárias, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) informava o maior CVU dentre as usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito ou segurança energética no Programa Mensal de Operação (PMO), indicando a qual geradora tal custo se referia.

217. Considerando-se o parque gerador térmico brasileiro e uma curva crescente de custos de cada planta geradora, podia-se afirmar que, sob as regras dessa metodologia até então vigente, os primeiros 18.500 MW, aproximadamente, de geração térmica implicariam em custos que demandariam a aplicação da bandeira tarifária amarela, enquanto os 7.000 MW termoelétricos excedentes conduziriam à aplicação da bandeira tarifária vermelha (patamar 1 ou 2, a depender dos custos associados às usinas geradoras) (peça 51).

218. A Figura 8, a seguir, exibe mais detalhadamente os dados que associavam o parque gerador térmico brasileiro às bandeiras tarifárias, de acordo com a metodologia vigente até outubro de 2017.

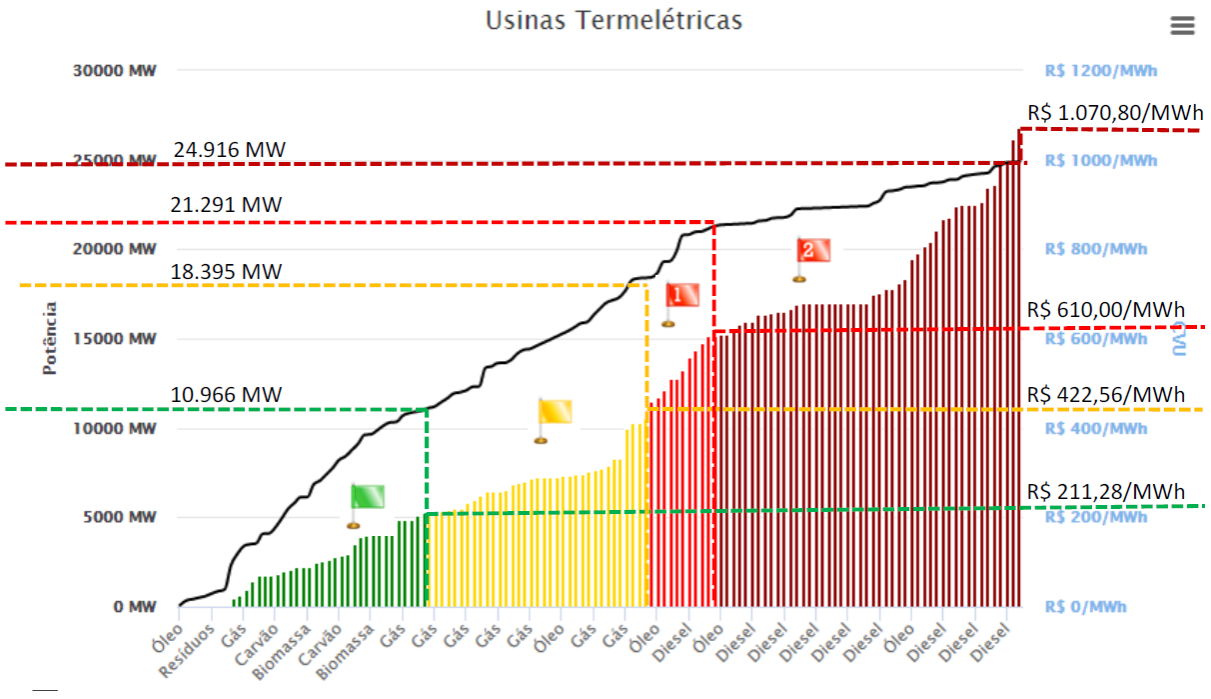

Figura 8 – Acionamento das bandeiras tarifárias conforme o parque gerador térmico (fonte: peça 53).

5.2. Metodologia atual

219. No final de outubro de 2017, a Aneel apresentou nova metodologia (peça 28), que passou a ser utilizada, em caráter extraordinário, em novembro de 2017, de acordo com decisão de sua diretoria colegiada (peça 54, p. 4-5). Concomitantemente, a Agência abriu a Audiência Pública 61/2017, para

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

obter subsídios para a revisão da metodologia, com prazo para recebimento de contribuições de 26/10/2017 a 27/12/2017 (peça 55).

220. A nova metodologia proposta buscar dar mais peso às rubricas de custos com maior impacto nas Bandeiras Tarifárias: o risco hidrológico das usinas hidrológicas repactuadas, as cotistas e Itaipu (peça 30, p. 5-6, parágrafo 19, itens (d), (e) e (f)). Para tanto, criou-se nova sistemática de acionamento das bandeiras que não se baseie tão somente nas previsões de despacho para o mês realizadas pelo ONS, mas que também considere a situação do despacho hídrico, das respectivas garantias físicas e do risco hidrológico.

221. O gatilho anterior de acionamento das Bandeiras era exclusivamente baseado no custo marginal da operação (CMO). Observou-se, porém, que "a exposição no mercado de curto prazo vinculada às frações de energia de hidrelétricas repactuadas, sob regime de cotas e da usina de Itaipu" (que compõem o GSF), têm papel central no resultado da conta Bandeiras. Em relação aos custos cobertos pelas Bandeiras, a variável GSF tem um peso médio histórico equivalente a 63% (peça 28).

222. A metodologia de acionamento das Bandeiras, que busca "levar à melhor vinculação entre a projeção de custos de GSF firmados para o mês operacional vindouro com o respectivo sinal arrecadatório proveniente do patamar acionado da Bandeira", é definida por meio da variável $PLD_{gatilho}$, assim definida na Nota Técnica nº133/2017-SRG-SRM-SGT/ANEEL (peça 28, p. 9):

$$PLDgatilho = min\left[PLD_{max}, max\left[PLD_{min}, \frac{ValorBandeira}{\left(1-\frac{GH_{pmo}}{GF_{sazo}}\right)}\right]\right]$$

Equação 1 – Fórmula para definição da Bandeira Tarifária a ser acionada.

Onde:

$PLD_{gatilho}$: referência de PLD médio mensal para o patamar de Bandeira Tarifária;

GH_{pmo}: geração hidráulica total do MRE sinalizada no PMO, levada ao centro de gravidade;

GF_{sazo}: Volume total de garantia física modulada e ajustada pelo fator de disponibilidade pelos geradores hidrelétricos participantes do MRE;

ValorBandeira: valor do adicional de Bandeira Tarifária;

PLD_{max}: valor máximo de PLD definido segundo regulação da Aneel; e

$PLD_{mín}$: valor mínimo de PLD definido segundo regulação da Aneel.

223. Nessa sistemática, o ONS deverá fornecer a previsão de geração hidráulica total do MRE sinalizada no PMO (GH_{pmo}); a CCEE deverá informar o volume total de garantia física modulada e ajustada pelo fator de disponibilidade pelos geradores hidrelétricos participantes do MRE, levado ao centro de gravidade (GF_{sazo}) e o PLD médio mensal, obtido através da ponderação do PLD médio mensal de cada submercado segundo sua respectiva participação na carga total do SIN (peça 28).

224. Os valores dos adicionais referentes a cada bandeira – informações necessárias à definição dos gatilhos para acionamento, conforme exposto na Equação 1 acima – foram fixados pela Aneel a partir dos custos relativos à geração de energia por fonte termelétrica e exposições ao mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição, observando limiares de risco definidos através do histórico operativo do SIN.

225. No estudo que definiu as alterações na metodologia sob análise, foram estabelecidos os

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

novos valores dos adicionais das Bandeiras Tarifárias para cada patamar, visando à adequada calibragem da metodologia. Dessa forma, a bandeira verde seguiu sem qualquer valor adicional vinculado; a bandeira amarela teve seu adicional reduzido (de R$ 0,020/kWh para R$ 0,010/kWh); o excedente da bandeira vermelha – patamar 1 permaneceu inalterado (em R$ 0,030/kWh); e o adicional da bandeira vermelha – patamar 2 foi elevado (de R$ 0,035/kWh para R$ 0,050/kWh).

226. Dessa maneira, o gatilho escolhido seria capaz de refletir a relação indireta que há entre a profundidade do déficit de geração hidráulica e o preço de curto prazo, sendo possível, ainda, estabelecer os valores dos gatilhos para acionamento de cada patamar das Bandeiras Tarifárias. A Tabela 5 ilustra essa variável, dada as possibilidades de valor de GSF.

Tabela 5 – Gatilhos para acionamento de cada patamar das Bandeiras Tarifárias (fonte: peça 28, p. 10).

GSF	Bandeira	Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
	Valor	0	10	30	50
	Profundidade da exposição	PLDgatilho-verde	PLDgatilho-amarela	PLDgatilho-vermelha1	PLDgatilho-vermelha2
0.99	0.01	500.00	PLDmax	-	-
0.98	0.02	250.00	500.00	PLDmax	-
0.97	0.03	166.67	333.33	PLDmax	-
0.96	0.04	125.00	250.00	PLDmax	-
0.95	0.05	100.00	200.00	PLDmax	-
0.94	0.06	83.33	166.67	500.00	PLDmax
0.93	0.07	71.43	142.86	428.57	PLDmax
0.92	0.08	62.50	125.00	375.00	PLDmax
0.91	0.09	55.56	111.11	333.33	PLDmax
0.90	0.10	50.00	100.00	300.00	500.00
0.89	0.11	45.45	90.91	272.73	454.55
0.88	0.12	41.67	83.33	250.00	416.67
0.87	0.13	38.46	76.92	230.77	384.62
0.86	0.14	35.71	71.43	214.29	357.14
0.85	0.15	PLDmin	66.67	200.00	333.33
0.84	0.16	PLDmin	62.50	187.50	312.50
0.83	0.17	PLDmin	58.82	176.47	294.12
0.82	0.18	PLDmin	55.56	166.67	277.78
0.81	0.19	PLDmin	52.63	157.89	263.16
0.80	0.20	PLDmin	50.00	150.00	250.00
0.79	0.21	PLDmin	47.62	142.86	238.10
0.78	0.22	PLDmin	45.45	136.36	227.27
0.77	0.23	PLDmin	43.48	130.43	217.39
0.76	0.24	PLDmin	41.67	125.00	208.33
0.75	0.25	PLDmin	40.00	120.00	200.00
0.74	0.26	PLDmin	38.46	115.38	192.31
0.73	0.27	PLDmin	37.04	111.11	185.19
0.72	0.28	PLDmin	35.71	107.14	178.57
0.71	0.29	PLDmin	34.48	103.45	172.41
0.70	0.30	-	PLDmin	100.00	166.67
0.69	0.31	-	PLDmin	96.77	161.29
0.68	0.32	-	PLDmin	93.75	156.25
0.67	0.33	-	PLDmin	90.91	151.52
0.66	0.34	-	PLDmin	88.24	147.06
0.65	0.35	-	PLDmin	85.71	142.86
0.64	0.36	-	PLDmin	83.33	138.89
0.63	0.37	-	PLDmin	81.08	135.14
0.62	0.38	-	PLDmin	78.95	131.58
0.61	0.39	-	PLDmin	76.92	128.21
0.60	0.40	-	PLDmin	75.00	125.00

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

227. Observa-se, portanto, a forte influência que a variável GSF possui nessa nova conformação, alterando os limites para acionamento das bandeiras a cada valor apresentado.

228. Em contrapartida, a metodologia atual deixa de refletir, diretamente, a ocorrência de despachos térmicos fora da ordem de mérito. Enquanto a metodologia anterior, por se utilizar do maior CVU das usinas térmicas despachadas por ordem de mérito ou em razão de segurança energética, apontava diretamente para a ocorrência de despachos térmicos, a presente foca na geração hídrica e no risco hidrológico.

229. Ainda, a Equação 1, ao centralizar a dependência de seus *outputs* no GSF, demonstra certa fragilidade ao ser bastante vulnerável à previsão de Energia Natural Afluente (ENA) e a alterações nas garantias físicas das usinas hidrelétricas, as quais possuem previsão legal de serem revistas pelo Poder Concedente.

230. Ao se reduzir a garantia física sazonalizada, consequentemente se elevará o GSF, o que ampliará os valores de PLD gatilho para todas as bandeiras, minimizando as chances de se acionar os patamares superiores.

231. Assim, considerando-se o fato de a revisão das garantias físicas estar em discussão no âmbito do Ministério de Minas e Energia (MME), e os possíveis impactos na metodologia decorrentes dessas possíveis alterações, faz-se mister que a Agência esteja atenta a tal questão, realizando tempestivamente as adaptações necessárias à manutenção dos objetivos do sistema das bandeiras.

232. Outrossim, a nova metodologia ainda não considera as condições dos reservatórios hidrelétricos de forma adequada, já que essa variável não é uns dos parâmetros que afeta diretamente a definição da Bandeira. Esse fato pode ser observado na definição da bandeira do mês de dezembro de 2017. Embora os níveis dos reservatórios (Energia Armazenada Máxima – EARs) continuassem abaixo das médias históricas (18,1% no Sudeste; 5,0% no Nordeste; 17,4% no Norte; e 60,4% no Sul) (peça 56, p.3), o GSF previsto subiu de 69% em novembro para 87% em dezembro e o PLD gatilho foi reduzido de R$ 533,82 para R$ 201,51, levando a bandeira vermelha a sair do patamar 2 para o patamar 1 (peça 57, p. 1).

5.3. A metodologia preditiva associada às Bandeiras Tarifárias

233. A metodologia utilizada de abril de 2015 a outubro de 2017 para definição da cor da bandeira funcionava da seguinte maneira: na última semana operativa de cada mês, o ONS realizava as previsões para geração de energia do mês seguinte, por meio do sistema Decomp; o modelo define o planejamento de operação das térmicas, ou seja, quais serão as térmicas que irão operar no período e, consequentemente, o CMO, que é o custo da unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de demanda de carga no sistema, respeitando a ordem de acionamento de usinas da geração mais barata para a geração mais cara (despacho segundo a ordem de mérito). O valor do CVU da usina mais cara com previsão de ser despachada balizava a Aneel na definição da cor da bandeira do mês seguinte.

234. Uma vez que a metodologia hoje vigente não possui dados suficientes para análise, devido ao pouco tempo de sua implementação, foram utilizados os dados referentes à metodologia anterior, vinculada ao CVU mais caro despachado.

235. Ao se analisar os dados de abril de 2015 a junho de 2017, resumidos na Tabela 6, nota-se que a previsão de geração não era um bom sinalizador para a adoção da bandeira do mês seguinte, pois em muitos meses a previsão foi diferente do despacho real, com base nas revisões semanais do PMO realizadas.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

Tabela 6 –Dados que subsidiaram a definição das Bandeiras Tarifárias de abr/2015 a jul/2017.

Acompanhamento dos maiores valores de CVU nos relatórios de PMO									
Mês	Informativo ONS para Aneel	1ºPMO (R$/MWh)	2ºPMO (R$/MWh)	3ºPMO (R$/MWh)	4ºPMO (R$/MWh)	5ºPMO (R$/MWh)	Maior CVU dos PMOs	Bandeira Tarifária com o custo real (1)	Bandeira Tarifária (PMO) (2)
abr/15	R$1.169,60	R$844,72	R$1.165,12	R$1.165,12	R$1.165,12	R$1.165,12	R$1.165,12	Vermelha	Vermelha
mai/15	R$1.169,60	R$449,98	R$449,98	R$449,98	R$449,98	-	R$449,98	Vermelha	Vermelha
jun/15	R$1.169,67	R$385,69	R$385,65	R$449,89	-	-	R$449,89	Vermelha	Vermelha
jul/15	R$1.170,29	R$385,69	R$314,63	R$805,90	R$805,90	R$439,34	R$805,90	Vermelha	Vermelha
ago/15	R$1.171,37	R$314,63	R$260,37	R$279,04	R$279,04	-	R$314,63	Amarela	Vermelha
set/15	R$595,11	R$259,80	R$260,37		R$279,04	-	R$279,04	Amarela	Vermelha
out/15	R$595,11	R$486,20	R$205,48	R$873,18	R$367,93	R$312,34	R$873,18	Vermelha	Vermelha
nov/15	R$595,11	R$486,20	R$486,20	R$268,98	R$486,20	-	R$486,20	Vermelha	Vermelha
dez/15	R$595,11	R$375,45	R$314,63	R$314,63	R$604,20	-	R$604,20	Vermelha	Vermelha
jan/16	R$595,11	R$353,05	R$399,73	R$556,28	R$314,63	R$575,00	R$575,00	Vermelha	Vermelha
fev/16	R$556,26	R$259,42	R$575,00	R$258,42	R$243,95	-	R$575,00	Vermelha 1	Vermelha 1
mar/16	R$249,83		R$243,95	R$841,64	R$841,64	-	R$841,64	Vermelha 2	Amarela
abr/16	R$303,49	R$303,49	R$303,49	R$867,33	R$867,33	R$282,80	R$867,33	Vermelha 2	Verde
mai/16	R$210,35	R$258,42	R$258,42	R$258,42	R$258,42	-	R$258,42	Amarela	Verde
jun/16	R$259,43	R$259,43	R$195,49	R$287,14	R$195,49	-	R$287,14	Amarela	Verde
jul/16	R$134,88	R$195,49	R$104,14	R$108,93	R$113,60	R$195,42	R$195,49	Verde	Verde
ago/16	R$113,60	R$113,60	R$113,60	R$105,75	R$105,75	-	R$113,60	Verde	Verde
set/16	R$125,27	R$125,27	R$125,27	R$125,27	R$126,74	R$176,74	R$176,74	Verde	Verde
out/16	R$195,63	R$195,63	R$205,48	R$139,88	R$139,88	-	R$205,48	Verde	Verde
nov/16	R$224,42		R$226,28	R$213,84	R$186,33	-	R$226,28	Amarela	Amarela
dez/16	R$169,54	R$169,54	R$139,88	R$139,88		R$138,51	R$169,54	Verde	Verde
jan/17	R$128,65	R$138,51	R$171,18	R$171,33	R$171,33	-	R$171,33	Verde	Verde
fev/17	R$179,74	R$179,74	R$179,74	R$168,79	R$159,77	-	R$179,74	Verde	Verde
mar/17	R$279,04	R$168,79	R$279,04	R$314,63	R$432,80	R$432,03	R$432,80	Vermelha 1	Amarela
abr/17	R$426,99	R$426,99	R$328,31	R$328,31	R$317,28	-	R$426,99	Vermelha 1	Vermelha 1
mai/17	R$447,61	R$399,02	R$399,02	R$409,06	R$409,07	-	R$409,07	Amarela	Vermelha 1
jun/17	R$155,85	R$155,85	R$145,62	R$141,98	R$151,95	R$200,28	R$200,28	Verde	Verde
jul/17	R$237,71	R$231,68	R$238,56	R$238,56	R$238,56		R$238,56	Amarela	Amarela

Notas: (1) Bandeira Tarifária que seria acionada caso fosse utilizada a previsão do maior CVU das revisões semanais do PMO.

(2) Bandeira Tarifária efetivamente aplicada, oriunda da previsão do PMO informada pelo ONS.

236. Pode-se observar, por exemplo, que no mês de agosto de 2015, a previsão do ONS era de despacho de térmicas até o valor de R$1.171,37, no entanto, a térmica mais cara despachada foi no valor de R$ 314,63, o que implicaria na mudança da bandeira de vermelha para amarela. Em abril de 2016, o valor previsto foi de R$ 303,49, quando o realizado foi de R$ 867,33, o que faria a bandeira ir de verde para vermelha patamar 2. Novamente, em março de 2017, a previsão era de despachar térmicas até

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

R$ 279,04 e foram despachadas térmicas com CVU até R$ 432,80, fato que mudaria a bandeira de amarela para vermelha patamar 1.

237. Esse descompasso entre previsto e realizado se deve a características do modelo de despacho que não levavam em consideração o nível de armazenamento dos reservatórios e era muito sensível à Energia Natural Afluente (ENA), decorrente do volume de chuvas registrados em algumas regiões nas semanas anteriores à de definição das bandeiras.

238. Com a recente mudança de metodologia, embora tenham sido feitas alterações nas informações que embasarão a definição, a característica preditiva da metodologia permanece. Portanto, ainda com o recente método implantado, há de se esperar comportamento similar.

239. Os erros de predição diminuem a credibilidade do Sistema e dificultam o planejamento dos agentes econômicos. Dessa forma, uma alternativa a metodologias preditivas, baseadas na expectativa de operação, é a utilização de valores reais verificados nos meses anteriores à definição da bandeira do mês subsequente.

240. Para o ano de 2016, por exemplo, todos os meses teriam valores diferentes e mais próximos da realidade operativa. O elevado montante apontado para a receita possível com as Bandeiras Tarifárias nessa alternativa de verificação do mês anterior – cerca de R$ 13,5 bilhões, muito superior ao déficit verificado na CCRBT em outubro de 2017 (R$ 4,4 bilhões) – ocorre caso fossem mantidos os adicionais estabelecidos até outubro de 2017, demonstrando que, inclusive, haveria uma margem considerável para redução desses valores incrementais cobrados a título de Bandeiras.

Tabela 7 – Comparação da metodologia preditiva e a embasada na operação do mês anterior para o ano de 2016 (fonte: peça 53).

Data	Bandeira com critério de previsão do CMO	Data	Receita Bandeira Faturada	Térmica mais cara Prevista	Térmica mais cara despachada	Qual seria a bandeira se olhássemos para o mês anterior?	Receita Bandeira Possível
jan/16	Vermelha	jan/16	R$ 1.286.188.245	R$ 595	R$ 1.135	Vermelha	R$ 1.286.188.245
fev/16	Vermelha1	fev/16	R$ 852.131.580	R$ 556	R$ 605	Vermelha2	R$ 1.278.197.370
mar/16	Amarela	mar/16	R$ 433.197.435	R$ 250	R$ 605	Vermelha1	R$ 866.394.870
abr/16	Verde	abr/16	R$ -	R$ 303	R$ 605	Vermelha1	R$ 889.898.580
mai/16	Verde	mai/16	R$ -	R$ 210	R$ 725	Vermelha1	R$ 836.310.480
jun/16	Verde	jun/16	R$ -	R$ 259	R$ 997	Vermelha2	R$ 1.205.203.680
jul/16	Verde	jul/16	R$ -	R$ 134	R$ 725	Vermelha2	R$ 1.176.885.000
ago/16	Verde	ago/16	R$ -	R$ 113	R$ 997	Vermelha2	R$ 1.179.950.580
set/16	Verde	set/16	R$ -	R$ 125	R$ 997	Vermelha2	R$ 1.202.121.135
out/16	Verde	out/16	R$ -	R$ 195	R$ 997	Vermelha2	R$ 1.198.130.130
nov/16	Amarela	nov/16	R$ 403.345.830	R$ 224	R$ 997	Vermelha2	R$ 1.210.037.490
dez/16	Verde	dez/16	R$ -	R$ 170	R$ 997	Vermelha2	R$ 1.219.143.375
		Total	R$ 2.974.863.090			Total	R$ 13.548.460.935

241. Mesmo depois da mudança de metodologia, em outubro de 2017, o mecanismo continua apresentando fortes alterações de um mês para o outro, além de previsões imprecisas. De novembro para dezembro de 2017, a bandeira saiu de vermelha patamar 2 para vermelha patamar 1, mesmo com os níveis de armazenamento dos reservatórios estando próximos aos valores do pior ano do histórico (2014). Isso porque o PLD gatilho passou de R$ 533,82 para R$ 201,51 e o GSF, de 69% para 87% (peça 57, p. 1).

242. Isso corrobora a necessidade de acompanhamento dos resultados da nova metodologia e a realização de possíveis aprimoramentos, já que as recentes mudanças não guardam relação com a situação fática dos reservatórios nem descolam completamente das falhas dos modelos do setor.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

243. Mesmo levando em consideração a recentidade das mudanças, a variação brusca das variáveis está relacionada com os modelos operacionais utilizados para previsão da geração.

5.4. Achado: Mais de uma mudança de metodologia e valores do adicional no mesmo ano civil, em desacordo com o Decreto 8.401/2015

244. A Aneel, em outubro de 2017, propôs nova metodologia, atualmente em fase de Audiência Pública, porém vigente em caráter extraordinário (peça 54), visando tornar a sistemática mais insensível às deficiências do modelo matemático de despacho e custo. No entanto, o art. 2º do Decreto 8.401/2015 estabelece que as Bandeiras Tarifárias serão homologadas pela Aneel a cada ano civil, considerando a previsão das variações relativas aos custos de geração.

245. Nessa esteira, o submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) estabelece 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.

246. Tais regramentos têm o intuito de trazer previsibilidade regulatória aos diferentes agentes do setor elétrico, para que possam garantir segurança nos seus planejamentos, tanto de investimento, como de repasse dos custos (fluxo de caixa).

247. Em que pese a existência de tais dispositivos, a Aneel, mesmo após ter optado por deixar inalterada a metodologia de acionamento das Bandeiras Tarifárias e por redefinir os valores dos adicionais em fevereiro de 2017, modificou a sistemática das bandeiras (e os respectivos adicionais) novamente em outubro de 2017 (peça 54) – frente ao desempenho atual do Sistema de Bandeiras Tarifárias, à relevância dos custos relacionados ao risco hidrológico nos custos cobertos pelas bandeiras, e à metodologia atual de acionamento dos diferentes patamares (calcada exclusivamente no PMO/CVU) – desrespeitando o que dispõe o Decreto 8.401/2015 e o submódulo 6.8 do Proret.

248. Essa alteração, além de transgredir os normativos vigentes, impacta, como dito, na previsibilidade dos agentes e no planejamento do setor.

249. Historicamente, os órgãos de defesa do Consumidor, IDEC, Proteste e PROCON, defendem que o repasse mensal dos custos de geração fere a lei que instituiu o Plano Real (Lei 9.069/1995), que estabelece que o reajuste e a revisão das tarifas de serviços públicos serão realizados anualmente, conforme estabelecido no §2º, do artigo 70, da referida lei.

250. Embora possa não se concordar com o entendimento dos adicionais serem equiparados a reajustes mensais das tarifas, a mudança dos valores referentes aos adicionais com periodicidade menor que um ano pode vir a levantar mais questionamentos judiciais quanto à validade do ato pela Aneel.

251. Tal conduta já fora constatada por este Tribunal no âmbito do TC 003.346/2015-3, o qual verificou que, no ano de 2015, foram realizadas duas alterações na metodologia e nos valores adicionais das Bandeiras Tarifárias. Naquela oportunidade, esta Corte de Contas deu ciência à Agência Nacional de Energia Elétrica sobre a realização dessa ação em desacordo com o Decreto 8.401/2015, alertando para a necessidade de cumprimento da regra exposta no seu art. 2º (Acórdão 2.736/2016-TCU-Plenário, de relatoria do Exmo. Sr. Ministro Vital do Rêgo).

252. Contudo, a nova metodologia proposta, por se distanciar do modelo de despacho operacional utilizado pelo ONS, prevê maior aderência com a realidade operacional e econômica do mercado, ampliando a efetividade do sistema e permitindo, em tese, que a política tenha maior efetividade no que se refere ao seu papel como indutor da eficiência nos processos de reajuste/revisão tarifária.

253. Embora o Tribunal já tenha dado ciência à Aneel acerca da necessidade de cumprimento do art. 2º do Decreto 8.401/2015, considerando-se o presente cenário, o qual aponta para a necessidade de alterações prementes nas Bandeiras Tarifárias – déficit de R$ 4,4 bilhões na CCRBT em outubro de

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

2017 –, e os efeitos esperados com a mudança na metodologia sob análise, entende-se não ser oportuno encaminhamento voltado à desconstituição desse ato, quão menos proposta direcionada à aplicação de medida sancionadora por parte do Tribunal de Contas da União aos responsáveis.

254. Mostra-se conveniente, todavia, recomendação ao MME e à Aneel no sentido de que avaliem, a necessidade de alterações na redação do Decreto 8.401/2015, em virtude da constatação que os prazos previstos no normativo não vêm sendo condizentes com as necessidades de aprimoramento do Sistema de Bandeiras Tarifárias em razão da curva de aprendizado do mecanismo e do fato que sua eficiência depende de condições do Setor Elétrico Brasileiro que carecem de acompanhamento e tratamento *pari passu*.

5.5. Achado: Falta de Publicidade e Transparência das informações que subsidiam o funcionamento do Sistema de Bandeiras Tarifárias

255. Na contramão do que se observa nos sítios da internet que se relacionam com o Sistema de Bandeiras Tarifárias (como aqueles hospedados em páginas da Aneel e da CCEE), e do que comandam os princípios da publicidade e transparência, não são facilmente encontradas as informações de responsabilidade do ONS que tenham correlação direta com esse mecanismo. Mesmo na área restrita aos agentes do setor elétrico, de acesso controlado, não se encontram relatórios atualizados, sendo a última edição referente ao mês de março de 2015 (área reservada para os agentes, site ONS, visitado em 27/11/2017).

256. De maneira a verificar como se dá a troca de informações entre Aneel e ONS visando à definição da Bandeira Tarifária a vigorar em cada mês, foi solicitado ao operador, por meio do Ofício de Requisição 003-372/2017-TCU/SeinfraElétrica (peça 9), que encaminhasse os relatórios repassados mensalmente à Agência com os dados necessários à referida definição.

257. Em sua resposta a essa solicitação (peça 23), o ONS entregou os relatórios enviados à Aneel, no final de cada mês, objetivando subsidiar a decisão da Agência. No entanto, nestes documentos apenas constam os valores brutos de CMO+ESS_SE (de janeiro de 2015 até março de 2015) e do maior custo variável unitário – CVU dentre as usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito ou segurança energética para o mês (de abril de 2015 a outubro de 2017), não apresentando os tratamentos realizados para que fossem alcançados aqueles resultados (como todas as usinas consideradas para determinação da UTE com o maior CVU com programação de ser despachado).

258. Assim, considerando que as informações repassadas não atendiam o solicitado, propugnou-se junto ao ONS a complementação da resposta, ocasião na qual o Operador informou que seria necessário refazer todas as simulações mensais, pois não é salvo o registro de saída do modelo Decomp, ferramenta que gera o *deck* previsto para o mês que se quer avaliar. Não haveria, portanto, mecanismo de rastreabilidade dos dados para conferência, conforme relatado pelo próprio operador (peça 58, p. 1).

> Como o ONS não emite relatório com visão mensal, mas sim relatórios semanais (cujo acesso através do site do ONS em área restrita está limitado aos agentes previamente cadastrados), não é possível aduzir diretamente a partir destes relatórios semanais os resultados utilizados como subsídio para determinação das Bandeiras Tarifárias.

259. Em que pese tal situação, o ONS alegou que a Aneel teria meios para verificar, caso fosse de seu interesse, os dados dos *decks* do Decomp, os quais são disponibilizados para a Agência (peça 58, p. 2).

> Os resultados mensais são obtidos e estão disponíveis a partir dos relatórios de saída do Modelo DECOMP, que são armazenados nos servidores do ONS, e que podem ser consultados pela ANEEL em processos de fiscalização. Ressalta-se que tanto a ANEEL como os agentes da operação dispõem de todas as bases de dados do Modelo DECOMP para reproduzir quaisquer resultados.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

260. É importante destacar que as informações entregues pelo Operador à Aneel não só auxiliavam na definição de qual bandeira tarifária seria acionada no mês seguinte, mas basicamente definiam por si só qual seria a bandeira a vigorar (seja por meio do que o PMO apresentava como sendo o valor do CMO+ESS_SE, até março de 2015, seja através do maior valor de CVU apresentado, até outubro de 2017).

261. Ademais, o ONS possui a praxe de atualizar constantemente valores que, porventura, foram calculados de maneira equivocada, perdendo-se o *log* de informações que, eventualmente, foram utilizadas, no passado, para definir as Bandeiras Tarifárias.

262. A falta de transparência desses dados e resultados causa dificuldades (ou até mesmo impossibilidade) em se verificar a conformidade das informações e a correição dos acionamentos das Bandeiras Tarifárias, impossibilitando o rastreamento dos resultados do Sistema de despacho por órgãos de controle e agentes.

263. Dessa forma, considerando-se a relevância dessas informações para o funcionamento das Bandeiras Tarifárias e, por conseguinte, para os consumidores que arcam com seus custos, era de se esperar que houvesse um adequado e completo histórico com essas informações, disponíveis em sítio eletrônico, que permitissem a verificação, a qualquer instante, e por qualquer interessado (agente do setor ou não), dos valores estimados utilizados para definir as Bandeiras Tarifárias estabelecidas pela Aneel para vigorarem nos diferentes meses.

264. Com a nova metodologia, o CVU deixa de ter importância direta para o modelo, sendo a geração hídrica prevista para o mês em questão (GH_{pmo}) a informação de responsabilidade do ONS a ser repassada à Aneel para acionamento da respectiva bandeira tarifária.

265. Ainda, a CCEE passa a ter também a responsabilidade – que nas metodologias anteriores não existia – de encaminhar informações (PLD previsto para o mês e a garantia física sazonalizada, GF_{sazo}) à Agência Reguladora para subsidiar a escolha da bandeira tarifária.

266. Foi observado no relatório de acionamento das bandeiras de dezembro de 2017, de autoria da Aneel, que a mesma postura em relação a transparência e rastreabilidade das informações permaneceu após a mudança de metodologia. O referido relatório não traz informações detalhadas que embasaram a definição da bandeira, apenas os valores finais de GSF e PLD gatilho (peça 57, p. 1).

267. Tais informações são geradas pelo ONS no PMO e pela CCEE. No entanto, no site dessas duas instituições não constam esses dados. No Informe do Programa Mensal de Operação (IPMO) referente a semana operativa de 25/11/2017 a 01/12/2017 (peça 56), não há informações relativas à previsão da geração hídrica para o mês e no site da CCEE não existe relatório com a garantia física sazonalidada do referido mês.

268. Contudo, acerca desse ponto, a câmara de comercialização comunicou que, ciente de suas novas responsabilidades nesse processo, está se estruturando para divulgar as informações adicionais em seu sítio eletrônico, em complemento aos informativos já disponibilizados ao mercado (peça 79, p. 1).

269. Ainda, no InformaCCEE de 27/11/2017, após o PMO relativo à primeira semana de dezembro (semana de 27/11 a 01/12), a previsão de GSF para dezembro estava em 78,4% (peça 59, p. 76), enquanto o GSF utilizado pela Aneel para dezembro foi de 87% (peça 57), o que, além de evidenciar a falta de transparência na publicação dos dados, sinaliza eventual falha de comunicação entre os agentes.

270. O efeito dessa diferença, aplicando-se a metodologia em vigor, seria a manutenção do patamar 2 da bandeira vermelha, em vez de sua alteração para patamar 1.

271. A Aneel se manifestou sobre o assunto (peça 82), informando que a diferença se deve a

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

"premissas distintas para a previsão da mesma variável, sobre as quais, a priori, não haveria hierarquia quanto à correição" (peça 82, p. 5), mas que quanto a variável GH_{pmo} a CCEE contribuiu à AP 61/2017 propondo que "além da atual consideração de um fator de perdas estimado em 2%, (...) a GH_{pmo} também considere a modulação dos finais de semana e feriados" (peça 82, p. 6). A proposta será avaliada pela Aneel quando do fechamento da referida Audiência Pública.

272. Outrossim, entende-se oportuno o presente momento – início de uma nova metodologia de acionamento do Sistema de Bandeiras Tarifárias – para que seja garantida uma prática de maior publicidade e transparência acerca desses dados. Não basta apenas publicar o resultado final das simulações realizadas, sem possibilitar que esse seja verificado e testado, mas também os dados e cenários que conduziram a esse resultado, em um relatório com horizonte mensal.

273. Considerando-se que a Aneel é o órgão responsável por receber essas informações do ONS e da CCEE, e também incumbe à Agência estabelecer qual será a bandeira tarifária para cada mês, propugna-se determinar à autarquia que, com base no princípio da transparência, ao receber dos demais órgãos as informações que subsidiam o acionamento de determinada bandeira tarifária, elabore e publique relatório com horizonte mensal que possua todas as informações necessárias à verificação, por qualquer interessado, dos dados repassados, disponibilizando para isso, não só os valores finais, mas os dados que os suportam.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

6. GOVERNANÇA DO SISTEMA

274. Esse capítulo tem o objetivo de avaliar a governança do Sistema de Bandeiras Tarifárias, em especial das ações que envolvem a operacionalização da Conta Centralizadora dos Recursos das Bandeiras Tarifárias (CCRBT).

275. Ademais, busca-se verificar, além da adequabilidade da governança do sistema, se a administração da CCRBT é feita de maneira econômica e eficiente e de forma transparente.

276. Para tal, foram levantadas informações, por meio dos sítios da internet das instituições responsáveis, sistemas internos disponibilizados aos auditores e requisição formal de informações, sobre os procedimentos realizados por Aneel, CCEE, ONS e distribuidoras de energia elétrica para apuração das receitas e despesas das bandeiras.

277. Inicialmente, foram elaborados mapas dos processos relativos à definição do patamar de bandeira tarifária vigente em cada mês e à contabilização do resultado da CCRBT, os quais estão dispostos nas Figuras 9 e 10, a seguir.

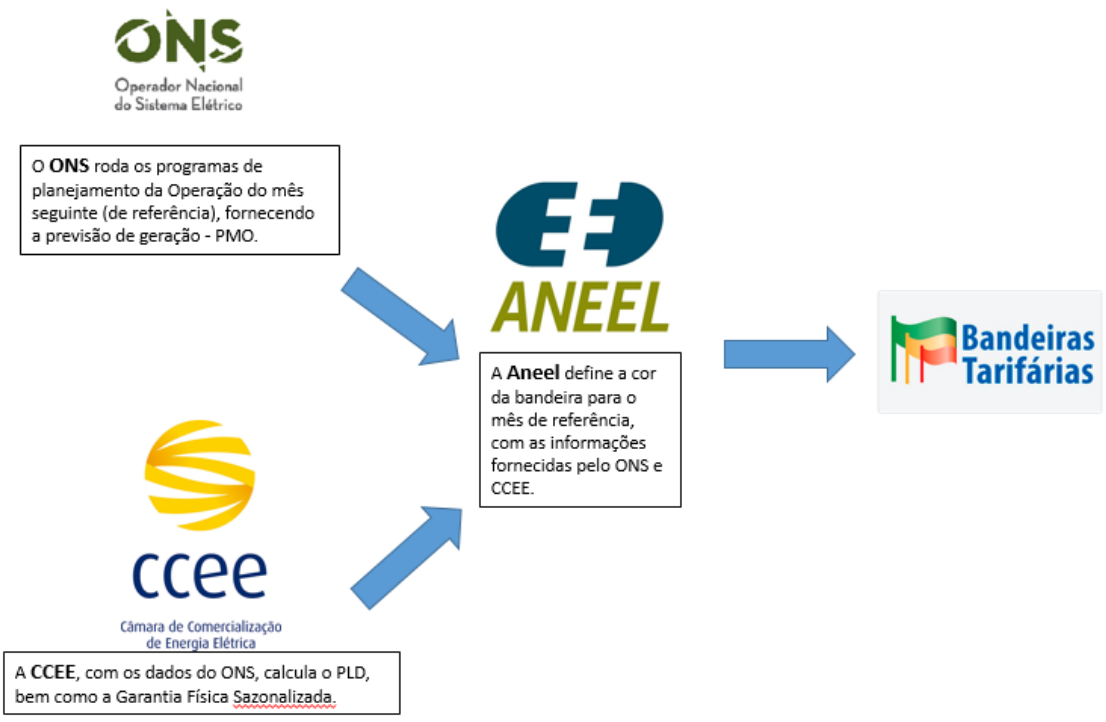

Figura 9 – Mapa do Processo – Etapa de Definição das Bandeiras (elaboração própria).

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

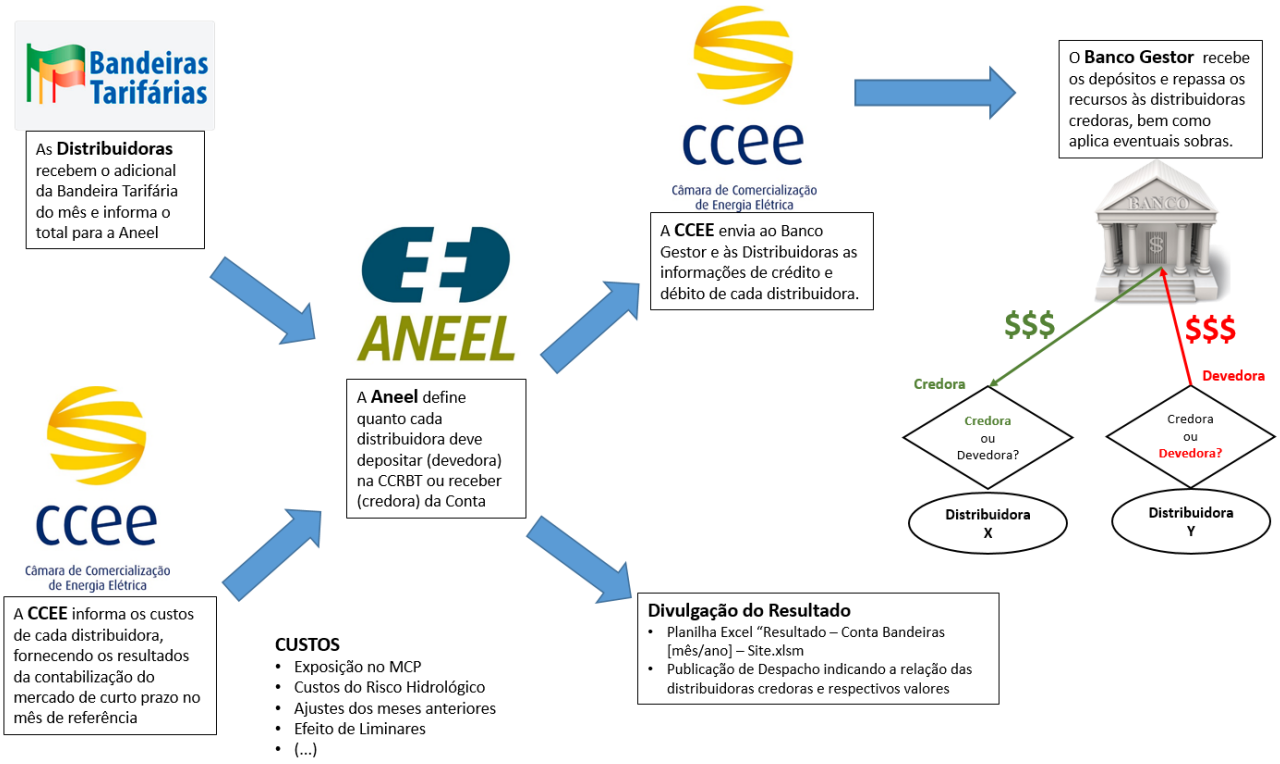

Figura 10 – Mapa do Processo – Etapa de Contabilização do Resultado das Bandeiras (elaboração própria).

278. Uma vez identificadas as principais etapas envolvidas na condução do Sistema de Bandeiras Tarifárias e na governança da CCRBT, foram avaliadas a transparência global do sistema, a administração da Conta Bandeiras por parte da CCEE (responsável por sua gestão) e a troca de informações entre os agentes partícipes, de maneira a verificar a regularidade e eficiência desses quesitos.

6.1. Transparência global do Sistema de Bandeiras Tarifárias

279. O primeiro ponto avaliado foi o nível de transparência das informações relativas ao Sistema.

280. Por se tratar de uma política recente (discutida desde 2010 e efetivamente implantada em 2015), em um cenário de ampla publicidade, principalmente através dos meios virtuais, espera-se que a Administração Pública proveja a transparência de suas ações para controle da sociedade.

281. Nessa toada, vale destacar a quantidade de informações disponíveis ao público no site dos auditados, em especial da Aneel e da CCEE. No endereço eletrônico da Agência constam informações legais e normativos sobre as Bandeiras Tarifárias, bem como o histórico de acionamentos mensais, as datas previstas de divulgação das bandeiras e perguntas e respostas acerca da política.

282. Já na página da CCEE, é possível acessar o procedimento operacional e os demonstrativos das movimentações da Conta Bandeiras, bem como os relatórios de conformidade emitidos por auditoria independente.

283. No entanto, faltam análises da efetividade da política como mecanismo de reação da demanda, conforme devidamente analisado no Capítulo 3. Além disso, conforme apresentado e discutido no Capítulo 5, faltam informações advindas do planejamento da operação utilizadas para definição das bandeiras, por parte do ONS e da CCEE, de maneira que há espaço para melhorias na transparência do sistema.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

6.2. Processo de Administração da CCRBT pela CCEE e interação com a Aneel

284. O submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret (peça 30) estabelece as definições, as metodologias e os procedimentos de aplicação das Bandeiras Tarifárias.

285. Conforme ilustrado na Figura 10, o processo de contabilização do resultado da Conta Bandeiras (ou CCRBT), realizado mensalmente, se inicia com o repasse da informação, das distribuidoras do SIN para a Aneel, acerca da receita faturada com os adicionais das bandeiras. A Aneel informou, por meio do Memorando 331/2017-SGT/Aneel (peça 22, p. 4):

> As receitas das distribuidoras relativas ao faturamento de bandeiras tarifárias são informadas mensalmente à ANEEL, para fins de cálculo dos repasses financeiros da Conta Bandeiras e consideração nos processos tarifários das distribuidoras, observando as regras definidas no submódulo 6.8 do Proret.
>
> A data limite para o encaminhamento mensal à ANEEL da receita faturada de bandeiras pelas distribuidoras é o décimo dia útil anterior à data fixada para o débito da liquidação financeiro no mercado de curto prazo, que, por sua vez, é definida pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, conforme cronograma definido nas Regras de Comercialização.

286. Uma vez recebidas essas informações oriundas das distribuidoras, as quais são repassadas por meio eletrônico, através de sistema específico (sistema Dutosnet), a Aneel realiza uma análise da consistência dos dados informados, considerando os valores dos adicionais vigentes em cada mês, o acompanhamento do mercado cativo de energia e os ciclos de faturamento de cada distribuidora (peça 22, p. 6).

287. Caso a informação da receita faturada decorrente da aplicação das Bandeiras Tarifárias não seja enviada pela distribuidora no prazo estipulado ou contenha valores incompatíveis com seu mercado, verificado pela Agência, a Aneel arbitra o valor para fins de repasse à Conta Bandeiras e caberá à distribuidora a retificação das informações e ajustes no mês subsequente (peça 30, p. 20).

288. Como disposto na Figura 10, além das informações recebidas pelas distribuidoras, a Aneel recebe da CCEE os dados relativos aos custos da compra de energia pelas distribuidoras no mercado de curto prazo a serem cobertos pelas bandeiras. A CCEE encaminha esses dados mensalmente à Aneel, no formato de planilha Excel, por meio de e-mail ou *File Transfer Protocol* (FTP), no sexto dia útil anterior à data prevista para o débito da liquidação financeira do MCP (peça 22, p. 7).

289. De posse desses dois conjuntos de informações, a Aneel define a situação de cada distribuidora, credora ou devedora, e o montante a ser recebido ou pago individualmente por todas elas. Posteriormente, essa consolidação é enviada à CCEE para contabilização da CCRBT (peça 30, p. 19).

290. Em resposta ao Ofício de Requisição 002-372/2017-TCU/SeinfraElétrica, de 25/09/2017 (peça 8), a CCEE informou, por meio do Ofício CT-CCEE – 1.424/2017 (peça 19), sua parte no processo de contabilização do Sistema de Bandeiras Tarifárias:

> O repasse dos custos relacionados às Bandeiras Tarifárias incorridos pelas distribuidoras são apurados pela CCEE, no processo mensal de contabilização, que incorpora as exposições ao risco hidrológico das usinas cotistas e Itaipu, eventuais ajustes do mês e de meses anteriores, efeito de liminares, exposição ao MCP, encargos aplicáveis, eventual recálculo do CNPE 03, repasse de prêmio de risco hidrológico das usinas do ACR que celebraram termo de repactuação e dos recursos da energia de reserva, além dos valores do Reajuste de Receita de Venda (RRV), por concessionaria e permissionária de distribuição de energia elétrica, cabendo à Aneel a apuração dos débitos e créditos por Agente, para a CCEE operacionalizar o recebimento dos depósitos referentes aos débitos, a serem aportados na CCRBT pelas distribuidoras devedoras do mês (MS +24d), e posteriormente efetuar os repasses dos créditos para as distribuidoras credoras do mês de referência (em MS+26du).

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

> As informações produzidas pela CCEE para contabilização do mês, bem como a informação sobre saldo existente do mês anterior na conta CCRBT (se houver) são encaminhadas, nos prazos definidos no parágrafo 57 do Submódulo 6.8 do Proret, via e-mail ou FTP, em planilha Excel, para a Superintendência de Gestão tarifárias da ANEEL (SGT/ANEEL) que as consolida incluindo as informações do recebimento dos encargos de bandeiras tarifárias encaminhadas diretamente pelos Agentes, levando em consideração também a cobertura tarifária de cada concessionárias e permissionária de distribuição de energia elétrica. Desse processamento, resulta uma planilha-resumo denominada "Resultado-Conta Bandeiras [mês/ano] – Site.xlsm", que são disponibilizadas no sítio eletrônico da ANEEL, que também pode ser acessada via *home page* da conta bandeira.

291. O procedimento operacional PO CCB-01 – Operacionalização da Conta Bandeiras (peça 19, item não digitalizável, arquivo "Procedimento de operacionalização da Conta Bandeiras - 002 – 2017.pdf"), de autoria da CCEE, trata, de maneira detalhada, das principais ações necessárias para o adequado funcionamento da Conta Bandeiras, não só da parte da câmara de comercialização, mas também dos demais agentes envolvidos.

292. Com vigência inicial de doze meses, a primeira versão, datada de 24/4/2015, estava desatualizada quando do início da presente fiscalização. Por meio do Ofício de Requisição 002-372/2017-TCU/SeinfraElétrica (peça 8), foram solicitados os procedimentos atualizados. A CCEE atualizou o documento em 29/9/2017, gerando a segunda edição (peça 19, p. 1).

293. Em relação aos custos incorridos pela CCEE para administrar a Conta, foi enviado, também em resposta a ofício de requisição, arquivo com os demonstrativos dos valores orçados e realizados dos Custos Administrativos, Financeiros e Tributários (CAFT) dos anos de 2015 (março a dezembro), 2016 e 2017 (até junho), bem como a documentação comprobatória do pleito orçamentário e da homologação dos valores pela Aneel (peça 19).

294. O CAFT de cada ano é recebido pela CCEE em parcela única, na apuração da Conta Bandeiras relativa ao mês de janeiro de cada ano, não estando sujeito à eventual inadimplência das concessionárias e permissionárias de distribuição. Os custos são rateados pelas distribuidoras, proporcionalmente ao mercado cativo e de suprimento relativo ao ano anterior (peça 30, p. 13).

295. Com base nos testes realizados, não foi evidenciada inconsistência nos dados enviados, destacando-se que os custos incorridos nos anos de 2015, 2016 e 2017 foram inferiores aos valores orçados anteriormente e aprovados pela Aneel (peça 19, item não digitalizável, arquivo "CAFT 2015 a 2017 CCRBT.xlsx"). Nas Figuras 11 e 12, pode-se observar o desvio entre o realizado e o previsto para os anos de 2016 e 2017 (até julho).

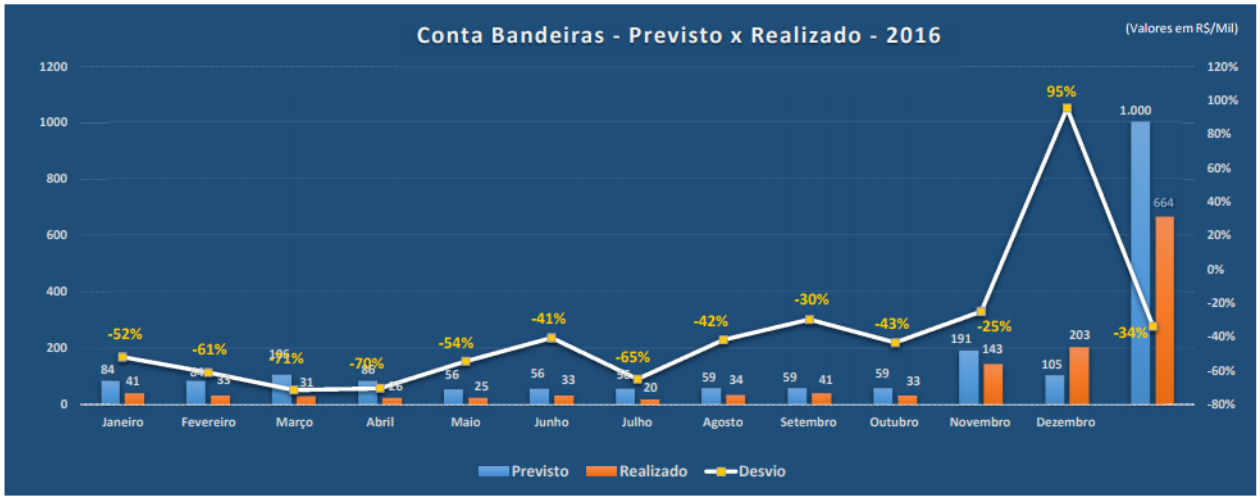

Figura 11 – CAFT 2016: Previsto vs Realizado (fonte: CCEE).

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

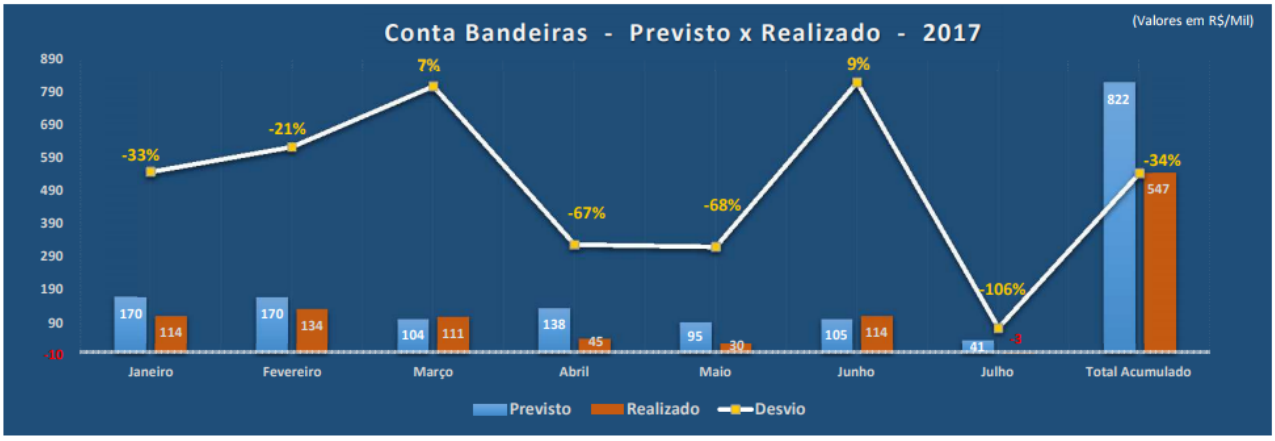

Figura 12 – CAFT 2017: Previsto vs Realizado (fonte: CCEE).

296. A CCEE aponta como principais razões para os desvios observados: a diminuição de pessoal para a operacionalização da Conta Bandeiras em virtude de atribuição outorgada à CCEE – gestão das Contas Setoriais, pela Medida Provisória 735/2016, convertida na Lei 13.360/2016; e a não realização de serviços jurídicos previstos (peça 19, item não digitalizável, arquivo "CAFT_CCRBT.xls").

297. Importa destacar que os custos referentes à administração da CCRBT representaram 26% do total dos custos incorridos pela CCEE no ano de 2016 referentes ao mercado regulado (peça 19, item não digitalizável, arquivo "Relatório CAFT 2017-2018_Final.pdf").

298. Salienta-se também que o valor estimado para operacionalização da Conta é de cerca de R$ 1 milhão de reais por ano, face a um recurso arrecadado pelas bandeiras de R$ 18 bilhões em 2015, R$ 4,7 bilhões em 2016 e R$ 2,2 bilhões em 2017 (até julho), representando menos de 0,1% dos montantes que a Conta Bandeiras transaciona anualmente. Em tempo, apenas a título de comparação, esses custos operacionais apresentaram, em 2017, a mesma ordem de grandeza do montante anual de prêmio de risco aportado pelos geradores na CCRBT.

6.2.1. Boas Práticas: Controle Interno da CCEE

299. Os controles realizados pela CCEE para gestão da conta mostram-se adequados e contam com auditoria independente, realizada para cada mês, com emissão/divulgação trimestral dos Relatórios de Asseguração e consolidação anual, não tendo sido verificadas, no âmbito dessa fiscalização e em resposta aos testes desempenhados, inconsistências.

300. Além do procedimento operacional específico para as operações da Conta Bandeiras (PO CCB-01), a CCEE possui certificação ISO 9001 de gestão da qualidade dos processos e auditorias independentes especializadas para asseguração da Conta Bandeiras e de outros sistemas, dados e processos de responsabilidade da instituição.

301. Cumpre relatar, ainda, a disponibilização de todos os relatórios de asseguração, mensais e anuais, no site da CCEE (endereço eletrônico do sítio).

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

7. ANÁLISE DOS COMENTÁRIOS DOS GESTORES

302. A versão preliminar deste relatório (peça 60), bem como as peças por ele mencionadas, foram remetidas aos órgãos e entidades envolvidas com os temas abordados, visando possibilitar o aporte dos comentários dos gestores sobre as questões analisadas durante a auditoria.

303. Os seguintes entes foram consultados: (i) MME (peça 65); (ii) Aneel (peça 61); (iii) CCEE (peça 64); (iv) EPE (peça 62); e (v) ONS (peça 63). Importa ressaltar que MME e EPE não apresentaram seus comentários à versão preliminar deste relatório.

304. A CCEE apresentou sua manifestação por meio da Carta CT-CCEE 1.884/2017 (peça 79), cujas contribuições foram analisadas e incorporadas ao texto deste relatório.

305. O ONS entregou a Carta ONS-19/DGL/2018 (peça 83), na qual afirma não ter contribuições a fazer sobre o conteúdo do presente relatório, uma vez que as atividades são de responsabilidade da Aneel (peça 83, p. 1).

306. A Aneel, por sua vez, encaminhou o Ofício 2/2018-AIN/Aneel (peça 82), o qual traz em anexo o Memorando 5/2018-SRG-SGT-SRM/Aneel, contendo os comentários da Agência acerca do relatório preliminar.

307. Sugestões de alterações na redação deste relatório foram avaliadas e, em caso de concordância, diretamente efetuadas no corpo do texto, razão pela qual não se desenvolve análise específica sobre essas proposições.

308. Em suma, a Agência Reguladora destaca o caráter sistêmico do sistema de Bandeiras Tarifárias, cujos riscos são compartilhados entre todas as distribuidoras do país, seguindo o comportamento integrado do SIN, bem como o contexto eminentemente preditivo dessa política. Ademais, a Autarquia enfatiza que as Bandeiras Tarifárias "são um mecanismo de arrecadação de custos que visa fazer frente a importantes obrigações financeiras de curto prazo que recaem sobre o fluxo de caixa das Distribuidoras" (peça 82, p. 4), sem mencionar o possível viés de mecanismo de controle da demanda.

309. São mencionadas, ainda, possíveis contradições existentes na versão preliminar deste relatório, as quais estariam calcadas em desconsideração, por parte da equipe técnica da SeinfraElétrica, da conclusão do processo de audiência pública ocorrido na Aneel voltado a discutir a nova metodologia de acionamento das Bandeiras Tarifárias.

310. Sobre a proposta de determinação à Agência, para que elabore e publique relatórios mensais, em articulação com o ONS e com a CCEE, visando ampliar a transparência dos dados que subsidiam as alterações da Bandeira Tarifária, a Aneel afirma que "promover a determinação é dizer que o TCU concorda tacitamente com a metodologia vigente, a qual utiliza dados do ONS e da CCEE. Contudo, não é isso o que afirma o relatório (5.2 Metodologia Atual), em que o TCU discorda do posicionamento da ANEEL" (peça 82, p. 7).

311. Explana-se, no entanto, que a proposta de determinação é no sentido de que, independente da metodologia utilizada, todas as informações necessárias para a rastreabilidade dos resultados sejam disponibilizadas. Se parte dessas informações for advinda de diferentes órgãos, é necessária articulação entre os entes para produzir os relatórios devidos. Ainda, mesmo que a metodologia atualmente em caráter provisório seja alterada, devem ser publicados, para o período em que ela esteve vigente, todas as premissas e dados utilizados para definição das Bandeiras acionadas, possibilitando mais transparência e controle por parte de agentes e interessados.

312. No que se refere à proposta de recomendação de avaliar alterações no Decreto 8.401/2015, já que a Agência descumpriu o normativo por duas vezes, alterando mais de uma vez no ano civil a

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

metodologia, a Aneel informa ter aprendido nesses três anos de sistema e que a recente mudança "fiou-se em simulação de performance retrospectiva" e que " o grau de maturação metodológica que pode ser conquistado ao se fazer uso de dados históricos leva a crer que a Agência poderá angariar mais sucesso na execução da nova metodologia ao longo de ciclos anuais" (peça 82, p. 8).

313. Embora a Agência indique que a nova metodologia parece ser mais robusta e que não voltarão a descumprir o Decreto 8.401/2015, essa equipe de auditoria permanece com o entendimento de ser salutar a revisão do dispositivo, já que ele foi por duas vezes descumprido pela Aneel em somente três anos de vigência do sistema em análise.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

8. CONCLUSÃO

314. A presente auditoria operacional foi realizada em cumprimento ao Despacho de 22/8/2017 do Exmo. Min. Aroldo Cedraz (TC 018.178/2017-0), com o objetivo de verificar, por meio da avaliação do Sistema de Bandeiras Tarifárias na conta de energia elétrica, a efetividade dessa medida como sinal de preços ao consumidor e mecanismo indutor de eficiência nos eventos tarifários de energia elétrica, bem como sua condução por parte do Poder Público.

315. O funcionamento do Sistema consiste na definição de cores (verde, amarela e vermelha, essa última segregada em dois patamares) que indicam se a tarifa de energia (TE) terá um valor adicional de forma a demonstrar custos mais elevados da geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN).

316. O sistema, quando idealizado em 2010, tinha o objetivo principal de "sinalizar aos consumidores os custos reais de geração de energia elétrica, tornando a conta de luz mais transparente e permitindo que o consumidor tenha a melhor informação para usar a energia elétrica de forma mais consciente" (site www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias, acessado em 13/10/2017).

317. Ademais, o funcionamento das Bandeiras Tarifárias, o qual conta com arrecadações e repasses mensais às distribuidoras de energia elétrica, também proporciona um auxílio ao fluxo de caixa dessas empresas, impactando, dessa forma, os eventos tarifários desempenhados anualmente pela Aneel.

318. De forma a avaliar e mapear os principais problemas relacionados às Bandeiras Tarifárias, foi elaborado Diagrama de Ishikawa (ou Diagrama de Causa-Efeito), destacando-se as principais causas identificadas pela equipe de auditoria que têm impactado os resultados esperados da política.

319. Foram levantadas quatro principais causas, quais sejam: (i) ausência de resposta do consumo; (ii) monitoramento intempestivo e insuficiente; (iii) metodologia inadequada; e (iv) custos excessivos. No decorrer da fiscalização, todas essas causas foram identificadas, confirmadas e devidamente trabalhadas nos quatro principais capítulos do presente relatório.

320. Frente às informações coletadas, e buscando atender aos objetivos da fiscalização, foram desenvolvidas questões de auditoria que buscavam avaliar o referido Sistema em suas diversas perspectivas. Cada capítulo deste relatório abordou um desses aspectos, são eles: (i) a Bandeira Tarifária como sinal de preço ao consumidor de energia elétrica; (ii) os impactos das Bandeiras Tarifárias nos eventos tarifários; (iii) as metodologias utilizadas para acionamento das Bandeiras; e (iv) a governança do Sistema.

321. Tratou-se, no capítulo 3 deste relatório, do Sistema de Bandeiras Tarifárias como sinal de preço ao consumidor, oportunidade na qual se buscou responder a seguinte questão: o Sistema de Bandeiras Tarifárias é efetivo em dar um sinal de preços de curto prazo ao consumidor? Para tanto, foi avaliado o processo de criação das Bandeiras Tarifárias; a sua difusão em meio à população por meio de campanhas publicitárias e o grau de conhecimento dela após as ações; e o nível e as ações de monitoramento do Poder Público voltados à comprovação da efetividade da medida como mecanismo de reação da demanda. Ademais, foram realizados estudos estatísticos voltados à verificação dos impactos que o Sistema tem sobre o consumo residencial.

322. Realizadas as análises elencadas, não foi possível concluir que as Bandeiras Tarifárias funcionem como um mecanismo efetivo de modulação do consumo de energia elétrica. Os resultados do Sistema como sinalizador e indutor de uma reação da demanda face a condições desaforáveis de geração não são mensurados ou analisados pela Aneel, não permitindo avaliar a efetividade desta política pública nesse importante viés.

323. Ainda, pode-se afirmar que o Sistema de Bandeiras Tarifárias tem assumido um papel cada

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

vez mais importante de antecipar receitas para evitar um acúmulo de custos para as distribuidoras de energia (regulação por custos), relegando o papel de sinalizador para redução de consumo (regulação por incentivos) a um segundo plano.

324. De maneira a reverter esse quadro, entende-se oportuno recomendar à Aneel que, em parceria com a EPE, realize estudos voltados a avaliar o Sistema de Bandeiras Tarifárias como sinal de preço ao consumidor, buscando identificar, prioritariamente, os impactos dessa política no consumo de energia elétrica, bem como definir indicadores aplicáveis que permitam o acompanhamento dos resultados.

325. Ainda, considerando-se a ausência de informações recentes acerca do nível de conhecimento da população sobre as Bandeiras Tarifárias (o qual havia sido considerado muito baixo, em pesquisa realizada em 2015), propõe-se recomendar à Aneel que realize, anualmente, campanhas publicitárias – utilizando-se, para tanto, de recursos do Programa de Eficiência Energética (PEE), se necessário – voltadas à divulgação do Sistema de Bandeiras Tarifárias, buscando seu melhor entendimento pela população e, por conseguinte, ampliando a efetividade dessa política, sendo recomendável, também, a realização de pesquisas para acompanhar e verificar os resultados dessas campanhas.

326. No capítulo 4, buscou-se responder à seguinte pergunta: o Sistema de Bandeiras Tarifárias se mostra como um mecanismo efetivo de indução de eficiência nos reajustes tarifários das distribuidoras de energia elétrica? Para tal, foram avaliados os ganhos em eficiência que o referido Sistema trouxe aos processos tarifários (reajustes e revisões), já que os custos de uma geração mais cara deixaram de ser repassados à tarifa de energia do consumidor ao final de doze meses, corrigidos pela inflação, e passaram a ser divididos mais tempestivamente, a cada mês, a depender da bandeira acionada.

327. Além de mitigar os impactos na conta de luz decorrentes dos custos mais elevados de geração, as Bandeiras Tarifárias servem como ferramenta de auxílio ao fluxo de caixa das distribuidoras, que arcariam com esses custos com recursos próprios, sendo ressarcidas apenas no próximo evento tarifário.

328. Assim, de forma a verificar a efetividade da política sob esse viés, foi solicitado à Aneel que realizasse simulação voltada a quantificar os efeitos do Sistema nas tarifas dos consumidores (peça 7). Em sua resposta (peça 22), a Aneel apresentou resultados relevantes, como o efeito observado no reajuste da Companhia Energética de Alagoas (Ceal) em 2016 – com uma redução de 25,87 p. p. – e da Light em 2017 – redução de 20,62 p. p.

329. No entanto, devido às diferentes datas dos eventos tarifários de cada distribuidora e às alterações mensais do resultado da Conta Bandeiras, os benefícios do sistema são diferentes para cada área de concessão, em que pese o fato de todos os consumidores nacionais pagarem o mesmo valor pelos adicionais. Dessa forma, tem-se um subsídio cruzado entre os consumidores de diferentes distribuidoras, uns pagando mais para que outros tenham maiores reduções em suas tarifas. Além do impacto nas tarifas da conta de luz, o sistema também distorce as receitas dos estados devido aos impostos estaduais que incidem na conta.

330. Além desse fato, ao se analisar o desempenho do Sistema de Bandeiras Tarifárias desde a sua criação, apesar de existirem situações bastante favoráveis como as indicadas para Ceal e Light, verificou-se que a Conta Centralizadora dos Recursos das Bandeiras Tarifárias (CCRBT) – também conhecida como Conta Bandeiras – registrou déficits cada vez maiores, implicando em uma má performance do Sistema em estudo.

331. Acontece que, desde a implantação das Bandeiras, novos custos vinculados à compra de energia no mercado de curto prazo foram incorporados à ferramenta. Esse fato, além de previsões de geração que não se realizaram, contribuiu para o mau desempenho (*underperforming*) do mecanismo, o

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

que prejudica a política de realismo tarifário proposta pelo Governo, mantendo a lógica anterior de repasses intempestivos ao consumidor e levando a alterações recentes na metodologia e nos valores dos adicionais em desrespeito aos normativos vigentes – fato abordado no capítulo 5, que tratou diretamente das metodologias utilizadas.

332. Considerando a recente alteração mencionada e o compromisso da Agência, que consta da Análise de Impacto Regulatório (AIR) levada à audiência pública, em realizar um acompanhamento próximo do desempenho da nova metodologia, deixa-se de propor encaminhamento específico quanto a esse ponto, cabendo ao Tribunal acompanhar as ações da referida Agência Reguladora com vistas a monitorar a nova metodologia e realizar ajustes nesta, com ampla participação da sociedade e dos agentes do setor, para que os recursos arrecadados por meio das Bandeiras Tarifárias sejam compatíveis com os custos extras de geração que serão repassados aos consumidores *a posteriori*.

333. No capítulo 5, que trata da metodologia utilizada para acionamento das Bandeiras Tarifárias, buscou-se responder se a sistemática utilizada para definição das Bandeiras é adequada. Assim, foram apresentadas as metodologias anteriores já utilizadas para definir qual patamar de bandeira tarifária seria acionado; o método atualmente em vigor (lançado em outubro de 2017); e avaliar o fator preditivo de todas as sistemáticas até então implantadas (inclusive a atual).

334. Merece atenção o fato de que a recente alteração na metodologia deu-se em desacordo ao que dispõe o art. 2º do Decreto 8.401/2015, que estabelece que as Bandeiras Tarifárias serão homologadas, a cada ano civil, pela Aneel. Ainda, os próprios Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) da Agência, em seu submódulo 6.8, vão ao encontro do definido pelo decreto, estabelecendo que deve ser fixada, a cada ano civil, Resolução Homologatória específica com os valores dos adicionais das bandeiras e com as respectivas faixas de acionamento.

335. Tal conduta já fora constatada por este Tribunal no âmbito do TC 003.346/2015-3, o qual verificou que, no ano de 2015, foram realizadas duas alterações na metodologia e nos valores adicionais das Bandeiras Tarifárias. Naquela oportunidade, esta Corte de Contas deu ciência à Agência Nacional de Energia Elétrica sobre a realização dessa ação em desacordo com o Decreto 8.401/2015, alertando para a necessidade de cumprimento da regra exposta no seu art. 2º (Acórdão 2.736/2016-TCU-Plenário, de relatoria do Exmo. Sr. Ministro Vital do Rêgo).

336. Contudo, a nova metodologia proposta, mesmo ao se distanciar do modelo de despacho operacional utilizado pelo ONS, prevê maior aderência com a realidade operacional e econômica do mercado, ampliando a efetividade do sistema e permitindo, em tese, que a política tenha maior capacidade de atuar como indutora de eficiência nos processos de reajuste/revisão tarifária.

337. Dessa maneira, frente à necessidade de alterações prementes nas Bandeiras Tarifárias – déficit de R$ 4,4 bilhões na CCRBT em outubro de 2017 –, e em que pese o fato desta Corte de Contas já ter dado ciência à autarquia acerca do descumprimento do Decreto 8.401/2015, mostra-se oportuno recomendar à Aneel que avalie, em conjunto com o Ministério de Minas e Energia (MME), a necessidade de alterações na redação do Decreto 8.401/2015, em virtude da constatação de que os prazos previstos no normativo não vêm sendo condizentes com as necessidades de aprimoramento do Sistema de Bandeiras Tarifárias em razão da curva de aprendizado do mecanismo e do fato de sua eficiência depender de condições do Setor Elétrico Brasileiro que carecem de acompanhamento e tratamento *pari passu*.

338. Ainda acerca da metodologia, foi constatado que não são disponibilizadas informações suficientes acerca das variáveis que definem o patamar de Bandeira Tarifária para cada mês, impedindo a realização de um controle de conformidade desses dados e, por conseguinte, dos acionamentos das bandeiras.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

339. Foi observado, inclusive, no relatório de acionamento das bandeiras de dezembro de 2017 (emitido em 27/11/2017), de autoria da Aneel, que não houve alteração na postura em relação a transparência e rastreabilidade das informações mesmo após a mudança de metodologia. O referido relatório não traz as informações detalhadas que embasaram a definição da bandeira, exibindo apenas os valores finais de GSF e PLD gatilho – repassadas por ONS e CCEE –, variáveis cruciais no estabelecimento da bandeira a ser acionada.

340. Assim, considerando que a Aneel é o órgão responsável por receber essas informações de ONS e CCEE, e também incumbe à Agência estabelecer qual será a bandeira tarifária para cada mês, propugna-se determinar à autarquia que, em observância aos princípios da publicidade e transparência, ao receber dos demais órgãos as informações que subsidiam o acionamento de determinada bandeira tarifária, elabore e publique relatório com horizonte mensal que possua todas as informações necessárias à verificação, por qualquer interessado, dos dados repassados e do acionamento das Bandeiras Tarifárias.

341. Por fim, no capítulo 6, tratou-se da governança do Sistema de Bandeiras Tarifárias, buscando-se responder à seguinte questão: a administração da CCRBT é feita de maneira eficiente e econômica? Para isso, foi verificada a governança do Sistema, o seu nível de transparência, e o processo de administração da CCRBT pela CCEE, além de sua interação com a Aneel.

342. Foi verificado que a administração da CCRBT pela CCEE e o processo vinculado ao Sistema são desempenhados de maneira transparente e bem documentada, havendo-se que destacar boa prática identificada no âmbito da Câmara de Comercialização: o controle interno da entidade, além de realizar gestões adequadas e transparentes, dando publicidade às regras aplicadas, conta com auxílio de auditoria independente, a qual divulga relatórios mensais e consolidado anual acerca do desempenho da Conta Bandeiras, não tendo sido verificadas, no âmbito dessa fiscalização e em resposta aos testes desempenhados, inconsistências.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

9. PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

343. Ante todo o exposto, submetem-se os autos à consideração superior, para posterior envio ao Exmo. Sr. Ministro Aroldo Cedraz, propondo:

343.1. determinar ao Ministério de Minas e Energia (MME) e à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), com fundamento no art. 250, II, do RI/TCU, que, no prazo de 180 dias, promovam o realinhamento do Sistema de Bandeiras Tarifárias aos objetivos e propósitos almejados para a política, sejam eles o repasse tempestivo de custos para o consumidor, de forma a não impactar no fluxo de caixa da distribuidora, permanecendo com um viés de regulação por custos; ou efetivamente promover uma resposta do consumo frente às variações dos cenários de geração, adotando uma regulação por incentivos;

343.2. determinar à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), com fundamento no art. 250, II, do RI/TCU, que, no prazo de trinta dias, elabore e publique relatórios mensais, em articulação com o Operador Nacional do Sistema (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que possuam todas as informações necessárias à verificação, por qualquer interessado, dos dados e valores que subsidiaram o estabelecimento da Bandeira Tarifária do respectivo mês;

343.3. recomendar ao Ministério de Minas e Energia (MME) e à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), com fundamento no art. 250, III, do RI/TCU, que avaliem a necessidade de alterações na redação do Decreto 8.401/2015, em virtude da constatação que os prazos previstos no normativo não vêm sendo condizentes com as necessidades de aprimoramento do Sistema de Bandeiras Tarifárias em razão da curva de aprendizado do mecanismo e do fato de sua eficiência depender de condições do Setor Elétrico Brasileiro que carecem de acompanhamento e tratamento *pari passu*;

343.4. recomendar à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), com fundamento no art. 250, III, do RI/TCU, que:

> 343.4.1. realize, anualmente, campanhas publicitárias voltadas à divulgação do Sistema de Bandeiras Tarifárias, buscando seu melhor entendimento pela população e, por conseguinte, amplie a efetividade dessa política, sendo recomendável, também, a realização de pesquisas para acompanhar e verificar os resultados dessas campanhas;
>
> 343.4.2. realize estudos, em parceria com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), voltados a avaliar o Sistema de Bandeiras Tarifárias como sinal de preço ao consumidor, buscando identificar, prioritariamente, os impactos dessa política no consumo de energia elétrica, bem como a defina indicadores aplicáveis que permitam o acompanhamento dos resultados; e
>
> 343.4.3. dimensione o efeito que os subsídios cruzados ora evidenciados possuem nas tarifas dos consumidores cativos de energia elétrica, demonstrando a relevância desses valores ante os impactos positivos do Sistema de Bandeiras Tarifárias, dando a publicidade devida aos resultados alcançados com essa avaliação.

343.5. determinar à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), com fundamento no art. 250, II, do RI/TCU, que, no prazo de até 180 dias, informe ao Tribunal as medidas adotadas frente às recomendações dos itens 343.3 e 343.4, circunstanciando os motivos de sua eventual não implementação;

343.6. autorizar, desde já, a instauração de processo de monitoramento voltado à verificação do cumprimento das determinações e recomendações constantes dos itens 343.1, 343.2, 343.3, 343.4 e 343.5 deste relatório; e

343.7. encaminhar cópia da decisão que vier a ser prolatada às seguintes entidades, para que tomem

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

conhecimento das constatações realizadas no presente trabalho, atentando-se para a necessidade de aprimoramento da transparência dos objetivos e informações referentes ao Sistema de Bandeiras Tarifárias:

343.7.1. Comissão de Minas e Energia, da Câmara dos Deputados;
343.7.2. Comissão de Serviços de Infraestrutura, do Senado Federal;
343.7.3. Ministério de Minas e Energia (MME);
343.7.4. Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel);
343.7.5. Operador Nacional do Sistema (ONS);
343.7.6. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); e
343.7.7. Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

SeinfraElétrica, 25 de janeiro de 2018.

(assinado eletronicamente)

Helena Magalhães Mian
AUFC - Mat. 11090-6

(assinado eletronicamente)

Marcelo Leite Freire
AUFC - Mat. 10203-2
Coordenador

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

Anexo I – Data do processo tarifário de cada concessionária de distribuição

Sigla	Concessionária de Distribuição	UF	Mês do processo tarifário
AME	Amazonas Distribuidora de Energia S/A.	AM	01/nov
AMPLA (ENEL RJ)	Ampla Energia e Serviços S/A	RJ	15/mar
BOA VISTA	Boa Vista Energia S/A	RR	01/nov
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá*	AP	30/nov
CEAL	Companhia Energética de Alagoas	AL	28/set
CEB	CEB Distribuição S/A	DF	22/out
CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	RS	25/out
CELESC-DIS	Celesc Distribuição S.A.	SC	22/ago
CELG-D	Celg Distribuição S.A.	GO	22/out
CELPA	Centrais Elétricas do Pará S/A.	PA	07/ago
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco	PE	29/abr
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão	MA	28/ago
CEMIG-D	CEMIG Distribuição S/A	MG	28/mai
CEPISA	Companhia Energética do Piauí	PI	28/set
CERON	Centrais Elétricas de Rondônia S/A.	RO	30/nov
CERR	Companhia Energética de Roraima*	RR	01/nov
CFLO	Companhia Força e Luz do Oeste	PR	12/jul
CHESP	Companhia Hidroelétrica São Patrício	GO	22/nov
CNEE	Companhia Nacional de Energia Elétrica	SP	12/jul
COCEL	Companhia Campolarguense de Energia	PR	29/jun
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	BA	22/abr
COELCE (ENEL CE)	Companhia Energética do Ceará	CE	22/abr
COOPERALIANÇA	Cooperativa Aliança	SC	29/ago
COPEL-DIS	Copel Distribuição S/A	PR	29/jun
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	RN	22/abr
CPFL JAGUARI	Companhia Jaguari de Energia	SP	22/mar
CPFL LESTE PAULISTA	Companhia Paulista de Energia Elétrica	SP	22/mar
CPFL MOCOCA	Companhia Luz e Força Mococa	SP	22/mar
CPFL PIRATININGA	Companhia Piratininga de Força e Luz	SP	23/out
CPFL SANTA CRUZ	Companhia Luz e Força Santa Cruz	SP	22/mar
CPFL PAULISTA	Companhia Paulista de Força e Luz	SP	8/abr
CPFL SUL PAULISTA	Companhia Sul Paulista de Energia	SP	22/mar
DEMEI	Departamento Municipal de Energia de Ijuí	RS	22/jul
DMED	DME Distribuição S.A. - DMED	MG	22/nov
EBO	Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A.	PB	04/fev
EDP ES	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A	ES	07/ago

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.

EDP SP	São Paulo Distribuição de Energia S/A	SP	23/out
EDEVP	Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A	SP	12/jul
EEB	Empresa Elétrica Bragantina S.A.	SP	12/jul
EFLJC	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda.	SC	29/ago
EFLUL	Empresa Força e Luz Urussanga Ltda.	SC	29/ago
ELEKTRO	Elektro Eletricidade e Serviços S/A.	SP	28/ago
ELETROACRE	Companhia de Eletricidade do Acre	AC	30/nov
ELETROCAR	Centrais Elétricas de Carazinho S/A.	RS	22/jul
ELETROPAULO	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A	SP	04/jul
ELFSM	Empresa Luz e Força Santa Maria S.A.	ES	23/ago
EMG	Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A.	MG	22/jun
ENERGISA MATO GROSSO	Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia	MT	08/abr
ENERGISA MATO GROSSO DO SUL	Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A.	MS	08/abr
ENF	Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A.	RJ	22/jun
EPB	Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A.	PB	28/ago
ESE	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.	SE	22/abr
ESS	Energisa Sul-Sudeste Distribuidora de Energia S.A.		12/jul
ETO	ENERGISA TOCANTINS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	TO	04/jul
FORCEL	Força e Luz Coronel Vivida Ltda	PR	26/ago
HIDROPAN	Hidroelétrica Panambi S/A.	RS	22/jul
IENERGIA	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda	SC	29/ago
SULGIPE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade - SULGIPE	SE	22/mai
LIGHT	Light Serviços de Eletricidade S/A.	RJ	15/mar
MUX-Energia	MUX-Energia - Muxfeldt Marin & Cia. Ltda	RS	22/jul
RGE	Rio Grande Energia S/A.	RS	19/jun
RGE Sul	RGE SUL Distribuidora de Energia S.A.	RS	19/abr
UHENPAL	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	TO	22/mai

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 58714083.