

GRUPO I – CLASSE II – Plenário

TC 009.809/2021-0

Natureza(s): Solicitação do Congresso Nacional

Órgão/Entidade: Agência Nacional de Energia Elétrica

Representação legal: não há

SUMÁRIO: SOLICITAÇÃO DO CONGRESSO NACIONAL. COMISSÃO DE DEFESA DO CONSUMIDOR DA CÂMARA DOS DEPUTADOS. PEDIDO DE FISCALIZAÇÃO NA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA EM RELAÇÃO AOS PARÂMETROS REGULATÓRIOS A SEREM EXIGIDOS DAS DISTRIBUIDORAS, AO CUMPRIMENTO DAS METAS DE INVESTIMENTOS PELAS CONCESSIONÁRIAS E AOS CRITÉRIOS DE REAJUSTE DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA. CONHECIMENTO. REALIZAÇÃO DE INSPEÇÃO. ATENDIMENTO INTEGRAL DA SOLICITAÇÃO. RESPOSTA AO SOLICITANTE. ARQUIVAMENTO.

RELATÓRIO

Adoto como relatório a instrução elaborada no âmbito da SeinfraElétrica (peça 37), cuja proposta de encaminhamento contou com a anuência dos dirigentes da unidade técnica (peças 38 e 39):

“Trata-se de Solicitação do Congresso Nacional (SCN) de 15/3/2021 (peça 2), por meio da qual o Exmo. Sr. Deputado Celso Russomano, presidente da Comissão de Defesa do Consumidor, encaminha a Proposta de Fiscalização 14/2019, que solicita fiscalização na Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) para verificar: i) a adequação dos critérios utilizados pela Aneel para fixar os parâmetros regulatórios mínimos a serem exigidos das distribuidoras de energia elétrica e a efetividade da regulação na melhoria dos indicadores correspondentes; ii) o cumprimento das metas de investimento pelas concessionárias; e iii) a adequação dos critérios de reajuste das tarifas de energia elétrica.

EXAME DE ADMISSIBILIDADE

2. *Os arts. 4º, inciso I, da Resolução - TCU 215/2008 e 232, inciso III, do Regimento Interno do TCU conferem legitimidade ao presidente de comissão parlamentar, quando por ela aprovada, para solicitar informações ao Tribunal de Contas da União.*

3. *Assim, legítima a autoridade solicitante, cabe o conhecimento do expediente como solicitação do Congresso Nacional.*

EXAME TÉCNICO

4. *Com vistas a atender à solicitação, foi aberta fiscalização, na modalidade de inspeção, por meio da qual foi realizada diligência à Aneel.*

5. *No âmbito dessa inspeção, ainda foram realizadas consultas aos sistemas informatizados do Tribunal, tendo sido encontrados os seguintes processos, que tratam do assunto objeto dessa solicitação:*

- TC 003.379/2015-9 (Acórdão 1.946/2019 – TCU – Plenário, de relatoria do Min. Raimundo Carreiro) – trata-se de monitoramento do Acórdão 2.253/2015-TCU-Plenário, com modificações feitas pelo Acórdão 2.520/2015-TCU-Plenário, que determinou ao Ministério de Minas e Energia (MME) e à Aneel que introduzissem melhorias necessárias a dar transparência e previsibilidade ao processo de delegação das concessões alcançadas pelo art. 7º da Lei 12.783/2013, bem como à SeinfraElétrica que realizasse fiscalizações periódicas a fim de verificar o efetivo cumprimento, pela Aneel, das medidas de sua competência referentes às hipóteses ensejadoras da extinção de contratos de concessão de distribuição de energia elétrica por motivo de inadimplência quantos às metas de qualidade e às metas econômico-financeiras estabelecidas nos contratos e na regulamentação setorial.
- TC 015.174/2020-4 (Acórdão 1.112/2021 – TCU – Plenário, de relatoria do Min. Jorge Oliveira) - cuidam os autos de fiscalização, na modalidade acompanhamento, cujo objetivo é verificar a ação fiscalizatória realizada entre 2017 e 2021 pela Aneel nos contratos de concessão das distribuidoras da Eletrobras privatizadas (cujos nomes à época eram: Amazonas Energia, Boa Vista Energia, Ceal, Cepisa, Ceron, Eletroacre e Celg-D), quanto aos parâmetros regulatórios aplicáveis e também àqueles definidos nos contratos firmados com os novos concessionários, bem como eventuais providências tomadas pelo MME e pela referida Agência no âmbito de sua competência referentes à regulação e à gestão dos novos contratos de concessão, avaliando os impactos no desempenho da prestação do serviço à população afetada e no valor das respectivas tarifas, e averiguando, de forma sistêmica, a sustentabilidade econômico-financeira das concessões, conforme determina o Acórdão 1.199/2018-TCU-Plenário, de relatoria do Ministro José Múcio.

6. No âmbito desses processos foi relatado como é realizado o acompanhamento da Aneel quanto aos indicadores econômico-financeiros das distribuidoras e aos indicadores de qualidade dos serviços de distribuição de energia elétrica. Relatou-se também o funcionamento do mecanismo das revisões tarifárias. Esses relatos auxiliarão na resposta aos questionamentos realizados por meio da presente SCN.

7. Inicialmente, deve-se ressaltar o papel da participação social na Aneel, que está expressamente prevista nos dois diplomas legais por meio dos quais foi criada a Agência: a Lei 9.427/1996 e o Decreto 2.335/1997. Assim, o § 3º do art. 4º da Lei 9.427/1996 prevê que os processos decisórios que implicam “afetação de direitos dos agentes econômicos do setor elétrico ou dos consumidores” devem ser precedidos de audiência pública organizada pela Aneel. O Decreto 2.335/1997 reproduz a mesma fórmula da lei no art. 21 de seu Anexo I, estabelecendo ainda que a necessidade de realização de audiências públicas nesses casos pode decorrer tanto de ato administrativo/normativo da Agência como de anteprojeto de lei proposto pela Aneel. Neste segundo caso, a audiência só poderá ocorrer após consulta prévia à Casa Civil.

8. Ademais, o mesmo dispositivo prevê quatro objetivos que devem nortear as audiências públicas da Agência: i) recolher subsídios e informações para o processo decisório da Aneel; ii) propiciar aos agentes e consumidores a possibilidade de encaminhamento de seus pleitos, opiniões e sugestões; iii) identificar, da forma mais ampla possível, todos os aspectos relevantes à matéria objeto da audiência pública; e iv) dar publicidade à ação regulatória da Aneel.

9. Em 2019, houve alterações nas terminologias dos mecanismos de participação social, em decorrência da publicação da Lei 13.848/2019. A Aneel passou a se utilizar de três mecanismos de participação social distintos: i) a tomada de subsídios, mecanismo

utilizado em fase inicial de estudos ou prospecção do tema pelas Superintendências da Aneel, que pode ocorrer tanto em modalidade presencial, quanto por intercâmbio documental; ii) a consulta pública, que é o instrumento utilizado em fase avançada pela Diretoria da Agência em modalidade exclusivamente de intercâmbio documental; e, iii) a audiência pública, que é o instrumento utilizado em fase avançada pela Diretoria da Agência em modalidade exclusivamente presencial.

10. *Dessa forma, frisa-se que a participação social na tomada de decisões da Agência está amplamente regulamentada e mitiga os riscos de serem tomadas decisões inadequadas ao interesse público ou ao melhor andamento do setor elétrico.*

11. *Dito isto, passa-se à análise dos questionamentos realizados por meio da SCN.*

I. Adequação dos critérios utilizados pela Aneel para fixar os parâmetros regulatórios mínimos a serem exigidos das distribuidoras de energia elétrica

12. *O marco legal para a prorrogação das concessões do setor elétrico foi instituído por meio da Medida Provisória (MP) 579/2012, posteriormente convertida na Lei 12.783/2013. O referido diploma, entretanto, ao contrário do previsto para os contratos de geração e transmissão, não estabeleceu diretrizes para a prorrogação dos contratos das concessionárias de distribuição que venceriam até 2017.*

13. *Em 3/6/2015, o Poder Executivo publicou o Decreto 8.461/2015, que regulamentou a prorrogação das referidas concessões de distribuição vincendas, estabelecendo os critérios que devem ser alcançados por essas concessionárias: i) eficiência com relação à qualidade do serviço prestado; ii) gestão econômico-financeira; iii) racionalidade operacional e econômica; e iv) modicidade tarifária.*

14. *No dia 9/6/2015, a Aneel instaurou a Audiência Pública 38/2015 (AP 38/2015), com o intuito de obter subsídios para aprimorar a minuta de termo aditivo ao contrato de concessão de distribuição de energia elétrica, com vistas a prorrogar as concessões nos termos do Decreto 8.461/2015.*

15. *A proposta submetida à Audiência Pública foi consolidada por meio da Nota Técnica 175/2015- SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL (peça 8), que contemplou as condições para prorrogação previstas no Decreto 8.461/2015.*

16. *Simultaneamente ao andamento da AP 38/2015, a SeinfraElétrica instruiu o Relatório que embasou a prolação do Acórdão 2.253/2015 – TCU – Plenário (TC 003.379/2015-9), de relatoria do Min. José Múcio Monteiro, por meio do qual o Tribunal fez as seguintes determinações à Aneel:*

d.1) inclua dispositivo no novo contrato de concessões de distribuição de energia elétrica prevendo e disciplinando período transitório para a transferência das concessões, em decorrência do fim do prazo contratual ou da declaração da caducidade da concessão, de forma a mitigar riscos de descontinuidade dos serviços;

d.2) mantenha os critérios objetivos previstos no Decreto 8.461/2015, ensejadores da extinção da concessão, ao longo de todo o período de vigência contratual, com o objetivo de aumentar as garantias de prestação do serviço adequado e de reduzir eventual tempo de exposição do consumidor ao serviço inadequado;

d.3) introduza dispositivo expresso nos novos contratos de concessão sobre Perdas Elétricas de forma a estabelecer compromisso na sua redução a níveis regulatórios aceitáveis, prevendo, inclusive, sanções pelo seu descumprimento;

e) regulamente previamente ao procedimento licitatório ou, quando possível, à prorrogação de contratos, de forma a reduzir incertezas, aumentar previsibilidade e segurança jurídica, o

seguinte:

e.1) os critérios que implicam na impossibilidade de distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre o capital próprio de que trata a Cláusula 2ª, Subcláusula 8ª da minuta de contrato submetida a audiência pública;

e.2) os parâmetros mínimos de sustentabilidade econômica e financeira de que trata a Cláusula 7ª, Subcláusula 1ª da minuta de contrato submetida à audiência pública;

e.3) os parâmetros mínimos de governança e transparência de que trata a Cláusula 8ª, Subcláusula 1ª da minuta de contrato submetida à audiência pública;

e.4) os descumprimentos que poderão limitar a participação do controlador e de seu grupo em novos empreendimentos do Setor Elétrico de que trata a Cláusula 13ª, Subcláusula 6ª da minuta de contrato submetida à audiência pública.

17. Assim, por Intermédio da Nota Técnica 360/2015-SCT-SFF-SRD/ANEEL (peça 9), as superintendências da Aneel apresentaram nova proposta, com vistas a incluir as determinações do supracitado acórdão na nova minuta de termo aditivo ao contrato de concessão de distribuição de energia elétrica.

18. Como resultado da AP 38/2015, a Agência publicou a Nota Técnica 335/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SEM/ANEEL, que estipulou, entre outras, as condições de governança, transparência, sustentabilidade econômico-financeira e qualidade como pré-requisitos a serem atendidos a partir da assinatura dos novos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, incluindo as concessionárias cujos contratos seriam prorrogados.

19. Por fim, visando aprimorar a regulação, a Agência publicou a Resolução Normativa 896/2020, fruto da Consulta Pública 24/2019, que estabeleceu os indicadores e procedimentos para acompanhamento da eficiência com relação à continuidade do fornecimento e os critérios de eficiência com relação à gestão econômico-financeira das concessões de serviço público de distribuição de energia elétrica, bem como os procedimentos aplicáveis em caso de descumprimento.

20. Diante do exposto, observou-se que os critérios utilizados pela Aneel para fixar os parâmetros regulatórios mínimos a serem exigidos das distribuidoras de energia elétrica são embasados em estudos técnicos, discutidos com a sociedade por meio das audiências públicas e que houve análise do TCU, simultânea à AP 38/2015, tendo sido sugeridos aperfeiçoamentos nos critérios adotados pela regulação, os quais foram acatados pela Agência, denotando compromisso de constante aperfeiçoamento das normas pela autarquia. Dessa forma, pode-se afirmar, com razoável segurança, que a fixação dos parâmetros regulatórios mínimos exigidos das concessionárias de distribuição de energia elétrica é adequada.

II. Efetividade da regulação na melhoria dos indicadores correspondentes

II.1. Acompanhamento dos indicadores de qualidade na prestação do serviço (continuidade do fornecimento)

21. Conforme exposto no item anterior, um dos critérios exigidos para a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, nos termos do Decreto 8.461/2015, é a eficiência com relação à qualidade na prestação do serviço de distribuição, consubstanciada no Anexo II do termo aditivo aos contratos renovados em 2015 (peça 12, p. 26).

22. Em suma, o contrato dispõe os seguintes termos em relação à eficiência na prestação do serviço:

a) *Cumprimento dos parâmetros de Duração Equivalente de Interrupção de origem interna (DECI) e Frequência Equivalente de Interrupção de origem interna (FECI) constantes do Anexo III da Nota Técnica 175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL (peça 13);*

b) *O descumprimento do critério de eficiência com relação à qualidade do serviço prestado, por dois anos consecutivos durante o período de cinco anos de avaliação do contrato de concessão, ou no ano de 2020, acarretará a extinção da concessão, nos termos das cláusulas Décima Segunda e Décima Oitava;*

c) *Será considerada como descumprimento do critério de eficiência com relação à qualidade do serviço prestado a violação do limite de pelo menos um dos indicadores de continuidade estabelecidos; e*

d) *A apuração dos indicadores de continuidade descritos no Anexo ao contrato será fiscalizada pela Aneel, que poderá, em caso de constatação de inconsistência na apuração relativa ao período de avaliação, rever os valores apurados e recomendar a extinção da concessão.*

23. *Em resposta a diligência da equipe de auditoria, a Aneel respondeu que o acompanhamento da continuidade do fornecimento nos contratos renovados de distribuição, conduzido pelas Superintendências de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD e de Fiscalização do Serviços de Eletricidade – SFE, é realizado em cinco etapas (peça 21).*

24. *As primeira e segunda etapas consistem na apuração das informações sobre interrupções nos sistemas informatizados e certificados, o que permite a realização de auditorias no processo de coleta de dados, e posterior envio das informações à Aneel. Na terceira etapa, a Agência processa as informações enviadas pela distribuidora, publica e científica os agentes quanto ao cumprimento dos limites estabelecidos. Na quarta etapa são produzidas Notas Técnicas sobre os resultados anuais quanto ao cumprimento dos indicadores (peça 21, p. 2 e 3).*

25. *A quinta etapa ocorre de forma paralela às outras, e consiste em fiscalizar os indicadores de continuidade enviados pela distribuidora, comparando os índices enviados com dados apurados pela SFE. Além disso, é realizada a comprovação das interrupções informadas pela distribuidora por meio de análise de memória de massa de medidores de consumo de energia elétrica e do gerenciamento de reclamações de consumidores e consequentes compensações pagas pela distribuidora ao consumidor, por transgressão dos limites dos indicadores de continuidade individuais (peça 21, p. 4).*

26. *Os indicadores de continuidade informados pelas distribuidoras de energia elétrica à Aneel são, tradicionalmente, verificados pela SFE por meio de fiscalizações in loco. Via de regra, a fiscalização de campo para apuração dos indicadores de continuidade possui as seguintes fases (peça 22, p. 2):*

1ª fase: *Comparação dos indicadores de continuidade globais e coletivos enviados periodicamente pela Distribuidora (armazenados na base de dados denominada IndQual) com os dados informados à fiscalização;*

2ª fase: *Avaliação dos indicadores de continuidade individuais a partir das interrupções de longa duração das unidades consumidoras da amostra gerada;*

3ª fase: *Avaliação dos expurgos realizados na apuração dos indicadores individuais mensais das unidades consumidoras da amostra gerada; e*

4ª fase: *Verificação do cálculo e pagamento das compensações por violação dos limites de*

continuidade individual das unidades consumidoras da amostra gerada.

27. *Conforme Nota Técnica da Agência, além de o procedimento de fiscalização de apuração de indicadores de continuidade in loco ser um processo custoso e demorado – prolongando-se por cerca de dois anos, ao se considerar o interstício entre a fiscalização e a deliberação em última instância administrativa, realizada pela Diretoria da Aneel – seria inviável a realização de fiscalização tradicional para todas as empresas de distribuição com contratos prorrogados, “tanto pela carência de recursos humanos e financeiros necessários como pelo tempo de depuração do processo administrativo” (peça 22, p. 3).*

28. *Em virtude disso, a SFE desenvolveu metodologia a fim de identificar indícios de incorreções nos indicadores informados pelas distribuidoras. A metodologia consiste em recalcular os indicadores com base nas informações de interrupções ocorridas em cada distribuidora e compará-los aos enviados pelo sistema IndQual (peça 22, p. 3).*

29. *Para as empresas em que foram encontradas inconsistências no recálculo dos indicadores, são encaminhados alertas de monitoramento (via mensagem eletrônica) solicitando a retificação dos dados de interrupção enviados ou dos indicadores de continuidade informados pelo IndQual, conforme o caso (peça 22, p. 3).*

30. *Visando a melhoria da qualidade dos serviços de distribuição, a Aneel tem desenvolvido ou aperfeiçoado ferramentas regulatórias ao longo dos últimos anos. Em 2009, a Agência reduziu os limites dos indicadores de continuidade individuais, tornando as compensações pelas violações mais severas. Também foi criado o ranking da continuidade do serviço, que incentiva a distribuidora a manter um bom desempenho atuando diretamente na imagem da empresa (peça 31, p. 6).*

31. *Outra ferramenta regulatória implementada foi o Componente Q do Fator X, que considera a relação entre os limites e os valores apurados. Nessa ferramenta, o reflexo se dá direto na tarifa. A partir de 2016, passa a vigorar uma nova regra para o Componente Q, com aumento progressivo do incentivo para os indicadores de continuidade, e com um peso maior para o indicador DEC (peça 31, p. 6). Ou seja, quanto melhor forem os indicadores de continuidade de determinada distribuidora, maior a incorporação desse resultado na respectiva tarifa cobrada.*

32. *Ainda, segundo a Agência, foi instituída uma nova metodologia de acompanhamento denominada Plano de Resultados, que consiste em um acompanhamento diferenciado das distribuidoras com piores desempenhos, por meio de sua fiscalização, e define objetivos de melhoria na prestação do serviço. Dessa forma, a Aneel exige que as distribuidoras definam uma série de ações visando atender aos objetivos estabelecidos de melhoria da qualidade do serviço (peça 31, p. 6).*

II.2. Resultados do acompanhamento dos parâmetros de qualidade na prestação dos serviços de distribuição

33. *Em relação aos parâmetros de qualidade na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica, os Contratos de Concessão prorrogados trouxeram métricas de melhoria contínua a serem avaliadas ao longo dos cinco primeiros anos do contrato. Na hipótese de descumprimento de qualquer uma delas por dois anos consecutivos, ao longo dos cinco anos, ou descumprimento ao final do quinto ano, a concessão será extinta.*

34. *Os processos de verificação do cumprimento das cláusulas dos contratos de concessão de distribuição prorrogados nos termos do Decreto 8.461/2015 e da Lei*

12.783/2013, referentes aos anos de 2016, 2017, 2018 e 2019 constam, respectivamente, das peças 27, 28, 29 e 30.

35. De acordo com a Nota Técnica 394/2017-SCT-SFF-SRD/ANEEL, uma vez que os contratos de concessão em tela foram prorrogados em 2015, o ano de 2016 foi o primeiro ano de avaliação dos indicadores de continuidade DECI e FECi (peça 27, p. 61).

36. Verificou-se que apenas uma distribuidora, a CPFL Sul Paulista, descumpriu o critério de eficiência com relação à qualidade do serviço prestado em 2016, tendo violado ambos os indicadores (peça 27, p. 63).

37. Seguindo o rito mencionado nos parágrafos 23 a 27 dessa instrução, em 2018, foram executadas fiscalizações de apuração dos indicadores de continuidade referentes a 2016 em cinco distribuidoras: Cemig-D, Demei, Forcel, Cotel e Eletrocar. Em paralelo, a Aneel realizou o processo de avaliação de consistência quanto à apuração dos indicadores de continuidade referentes a 2016, no qual são comparados os dados informados periodicamente pelas distribuidoras à Agência, armazenados no IndQual, com aqueles calculados a partir das interrupções que afetaram o sistema de distribuição. Como resultado, identificou-se que, das 33 distribuidoras com contratos prorrogados, 22 não apresentaram divergências significativas nessa etapa. Para as outras onze empresas, verificou-se que, em pelo menos um mês, havia diferenças acima dos valores aceitáveis nos indicadores de continuidade informados à Aneel (peça 27, p. 100).

38. Visando a regularização dos indicadores relativos ao ano de 2016, a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE) manteve tratativas junto às distribuidoras, restando, no ano de 2019, três empresas que mantiveram divergências naqueles parâmetros. Todavia, verificou-se que as divergências identificadas foram em meses pontuais, e que o grau de divergência observado, em nenhum dos casos, foi suficiente para que essas distribuidoras extrapolassem os seus limites contratuais. Dessa forma, a Aneel entendeu que, após a adoção de procedimentos de auto-regularização de informações prestadas pelas distribuidoras, não restaram inconsistências significativas nos indicadores de continuidade do ano de 2016 apurados pelas distribuidoras (peça 27, p. 143).

39. Em relação aos indicadores de continuidade referentes ao ano de 2017, inicialmente a Aneel verificou que apenas uma distribuidora, a Cooperalliança, descumpriu o critério de eficiência na qualidade da prestação do serviço, tendo violado ambos os indicadores (DECI e FECi) (peça 28, p. 9).

40. Em 2019, a Agência executou fiscalizações de apuração dos indicadores de continuidade referentes a 2017 em quatro distribuidoras: Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, Cemig Distribuição S.A. - Cemig-D, Departamento Municipal de Energia de Ijuí - Demei e Energisa Sul Sudeste - ESS. Em paralelo, a Agência realizou o processo de avaliação de consistência quanto à apuração dos indicadores de continuidade referentes a 2017.

41. A Aneel decidiu, então, reconhecer o cumprimento dos limites de DECI e FECi, referentes ao ano de 2017, por parte das empresas CEEE-D, Cemig-D, Demei e ESS, para fins de atendimento das cláusulas dos contratos de concessão de distribuição, no tocante à qualidade do serviço prestado, condicionado ao resultado dos respectivos processos fiscalizatórios e ao seu trânsito por todas as instâncias administrativas (peça 28, p. 21-22).

42. No que tange aos indicadores de continuidade referentes ao ano de 2018, a Aneel verificou que nenhuma distribuidora descumpriu o critério de eficiência em relação

à qualidade do serviço prestado (peça 29, p. 10).

43. Em 2020 foram realizadas fiscalizações de apuração dos indicadores de continuidade referentes a 2018 nas seguintes distribuidoras: CEEE-D, Cemig-D, Celesc-DIS, Cotel, Eletrocar, Eflul e EMG (peça 29, p. 24).

44. A Agência observou que as divergências verificadas ocorrem em apenas um dos meses de 2018 e os valores apurados não são capazes de fazer com que essas empresas descumpram com os limites estabelecidos no contrato de concessão (peça 29, p. 25).

45. Dessa forma, a Aneel entendeu que não foram identificados motivos para recusar os indicadores informados pelas distribuidoras CEEE-D, Cotel, Eletrocar, Eflul e EMG para o ano de 2018 (peça 29, p. 26).

46. Importante salientar, contudo, que a Agência ratificou as conclusões contidas na Nota Técnica 037/2019-SFE/ANEEL (48534.000967/2019-00) e na Nota Técnica 448/2019-SCT-SFE-SFF-SRD/ANEEL (48526.004314/2019-00) de que não há confiabilidade nos processos de apuração dos indicadores de continuidade das distribuidoras Cemig-D e Celesc-DIS, e que elas passariam por ações adicionais da fiscalização, que devem ser finalizadas para que haja nova avaliação do processo de apuração (peça 29, p. 48).

47. Em relação ao ano de 2019, da análise quanto ao cumprimento do critério de eficiência na prestação do serviço de distribuição, a Agência identificou que duas das concessionárias analisadas, CEB-DIS e CEEE-D, descumpriram os limites contratuais dos indicadores de continuidade DECI e FECI. Além disso, em razão de indícios de irregularidades quanto à apuração dos indicadores contratuais de continuidade, foram realizadas ações adicionais de fiscalização nas distribuidoras CEB-DIS, Cemig-D, Copel-DIS e EMG (peça 30, p. 15).

48. No momento da confecção deste relatório não haviam sido concluídas as fiscalizações em relação ao ano de 2019 e a avaliação relativa aos indicadores do ano de 2020.

49. A situação consolidada, em 2020, do cumprimento dos parâmetros de eficiência em relação à qualidade na prestação dos serviços entre os anos de 2016 e 2019 é mostrada na Tabela 1, a seguir.

Tabela 1 – Situação, em 2020, do cumprimento dos parâmetros de eficiência em relação à qualidade na prestação dos serviços entre os anos de 2016 e 2019

Empresas	DECI e/ou FECI			
	2016	2017	2018	2019
CEB-DIS				
CEEE-D		**		
CELESC-DIS			*	
CEMIG-D	*	**	*	**
CHESP				
COCEL			*	
COOPERALIANÇA				
COPEL-DIS				
CPFL Jaguari				
DEMEI		**		

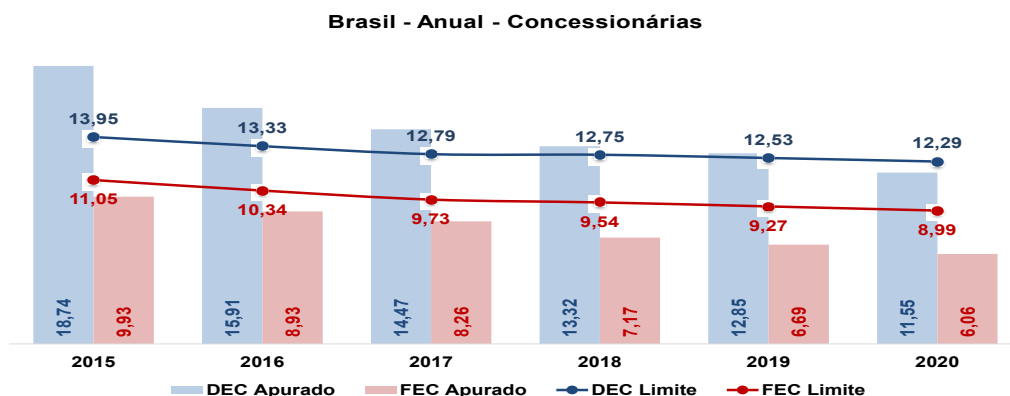
DMED				
EFLJC				
EFLUL				
ELETRCAR				
ELFSM				
EMG				
ENEL GO	A partir de 2018	A partir de 2018		***
ENF				
ESS				
FORCEL				
HIDROPAN				
DCELT				
MUXENERGIA				
SULGIPE				
UHENPAL				

Cumpriu
Descumpriu
* Falta de confiabilidade nos valores informados dos indicadores DECI e FECI. Cumprimento condicionado ao resultado da deliberação, pela Diretoria da ANEEL, de processo de fiscalização
** Condicionada a conclusão do processo de validação dos indicadores de continuidade dos anos de 2016 e 2017.
*** Constatadas irregularidades nos processos de expurgos por dia crítico e situação de emergência. Necessário aguardar Decisão da Diretoria da ANEEL quanto ao recurso administrativo impetrado pela ENEL GO ao Auto de Infração nº 0001/2020-AGR-SFE.

Fonte: peças 29 e 30

50. Por fim, em resposta aos questionamentos do Despacho constante da peça 16, encaminhado à Agência por meio do Ofício constante da peça 18, a Aneel encaminhou informações que mostram a evolução dos indicadores de continuidade, DEC e FEC apurados, nacionais e por região geográfica do País no período de 2015 a 2020, e os limites correspondentes, conforme os Gráficos 1 a 6.

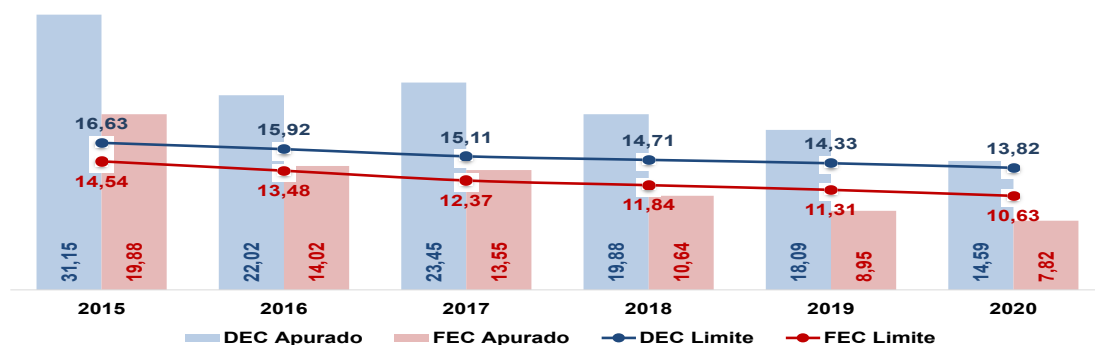
Gráfico 1 – Evolução dos indicadores DEC e FEC – Brasil.



Fonte: Peça 31, p. 2

Gráfico 2 – Evolução dos indicadores DEC e FEC - Região Centro-Oeste.

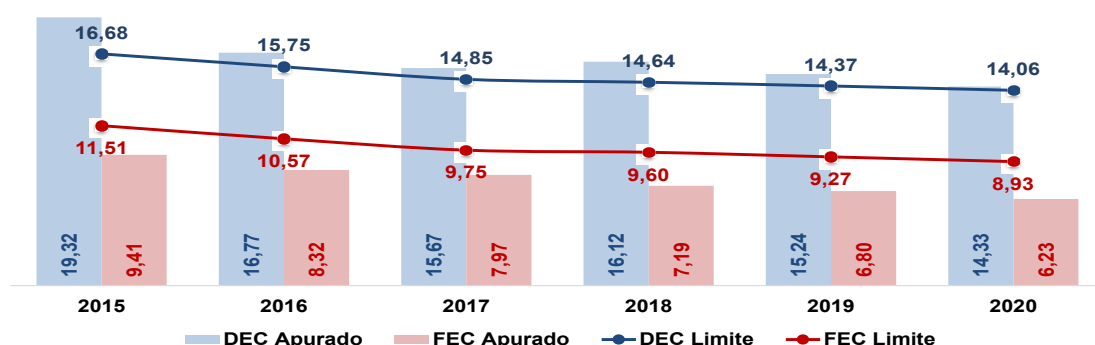
Centro-Oeste - Anual - Concessionárias



Fonte: Peça 31, p. 3.

Gráfico 3 – Evolução dos indicadores DEC e FEC - Região Nordeste.

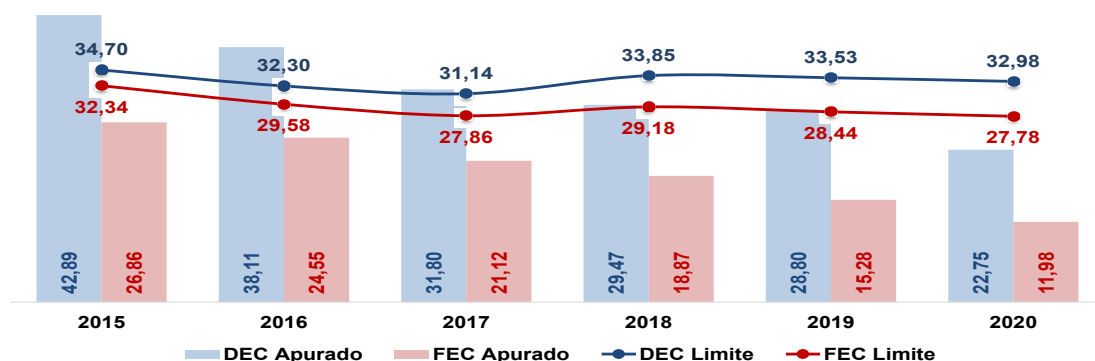
Nordeste - Anual - Concessionárias



Fonte: Peça 31, p. 3

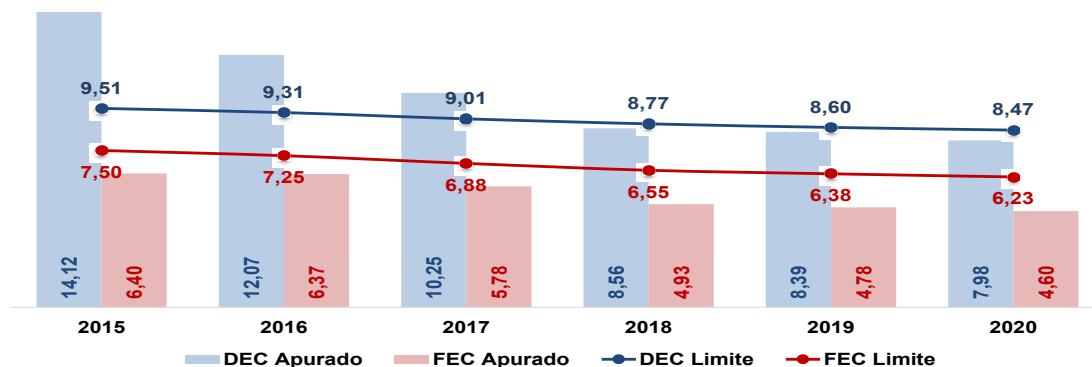
Gráfico 4 – Evolução dos indicadores DEC e FEC - Região Norte.

Norte - Anual - Concessionárias



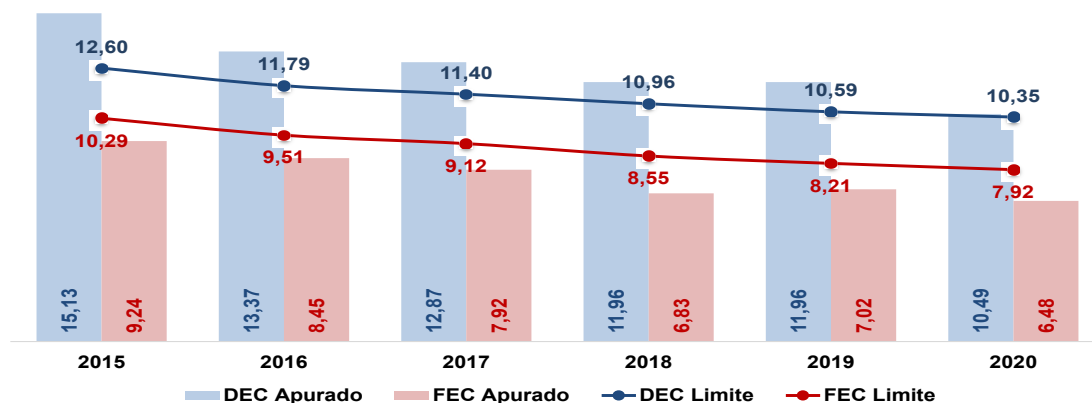
Fonte: Peça 31, p. 4.

Gráfico 5 – Evolução dos indicadores DEC e FEC - Região Sudeste.

Sudeste - Anual - Concessionárias


Fonte: Peça 31, p. 4

Gráfico 6 – Evolução dos indicadores DEC e FEC - Região Sul

Sul - Anual - Concessionárias


Fonte: Peça 31, p. 5.

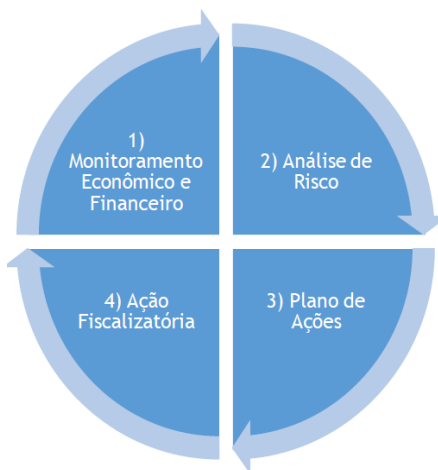
51. Com o exposto, em que pese a existência de casos isolados de concessionárias que não cumpriram com parâmetros regulatórios exigidos quanto à qualidade na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica (os quais são objeto de fiscalizações e acompanhamentos específicos da Aneel), a análise dos indicadores equivalentes, tanto do Brasil como da segmentação por região, mostra que o DEC e o FEC vêm melhorando ao longo dos anos, indicando uma evolução na prestação dos serviços regulados e fiscalizados pela Aneel.

II.3. Acompanhamento dos indicadores econômico-financeiros

52. Quanto ao acompanhamento das informações econômico-financeiras dos contratos das distribuidoras renovadas, a responsabilidade é da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, e tem início a partir do recebimento dos seguintes documentos: i) Balancete Mensal Padronizado – BMP, que segue o Plano de Contas do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico e que fornece grande parte dos dados definidos no Anexo III dos contratos aditivados, para o cálculo das métricas; ii) Relatório de Informações Trimestrais – RIT, que detalha passivos considerados como dívida, mas não explicitados no BMP, tais como tributos em atraso e Parcela A (parte dos custos incorporados à tarifa que não são gerenciáveis pela distribuidora, conforme será melhor detalhado no item III.6 deste relatório) em atraso e renegociados; e iii) Prestação Anual de Contas – PAC, que reúne demonstrativos auditados (peça 24, p. 4).

53. O fluxo do processo de supervisão econômico-financeira é apresentado na Figura 1, em seguida.

Figura 1 - Ciclo da Supervisão Econômico-Financeira realizada pela Aneel.



Fonte: peça 24, p. 4.

54. A avaliação da situação econômico-financeira das distribuidoras é feita por meio de indicadores e é realizada por ano civil, de forma que os demonstrativos supracitados devem ser encaminhados até 30 de abril do ano posterior à Aneel. Então, a SFF calcula os critérios de eficiência da gestão econômico-financeira, e, posteriormente, com vistas a garantir o direito ao contraditório, cientifica as distribuidoras que descumpriram o parâmetro. Após análise das respostas, a SFF elabora nota técnica em conjunto com as outras superintendências, consolidando os demais aspectos do contrato (peça 24, p. 4-6).

55. A Aneel, partir de 2017, passou a realizar o acompanhamento preventivo da sustentabilidade de todas as distribuidoras de energia elétrica, emitindo os Relatórios de Indicadores de Sustentabilidade Econômico-Financeira das Distribuidoras (Risef), contendo um ranking com os indicadores selecionados por meio da Nota Técnica 111/2016-SFF/Aneel (peça 26).

56. O último Risef das Distribuidoras emitido pela Aneel (dezembro de 2020) consta da peça 25.

57. Os indicadores constantes da supracitada Nota Técnica são os descritos a seguir:

a) Endividamento: nessa perspectiva busca-se avaliar a capacidade de honrar compromissos das distribuidoras, sendo priorizados o endividamento, a geração de caixa e os investimentos mínimos que a distribuidora deve fazer para manter a qualidade dos serviços. A dívida líquida é caracterizada pela variável Dívida Líquida com Regulatórios – DLR (dívida líquida considerando ativos e passivos setoriais); a geração de caixa pelo Ebitda Ajustado, riqueza anualmente gerada pela companhia; e, por fim, o investimento mínimo que a distribuidora deve fazer para repor a infraestrutura anualmente depreciada é representado pela Quota de Reversão Regulatória (QRR), calculada pela Aneel quando do processo de revisão tarifária, e reajustada anualmente (peça 26, p. 10).

$$a.1) \frac{[DLR]}{[Ebitda\ UDM\ Ajustado - QRR\ UDM]}$$

Onde:

DLR: Dívida Líquida com Ativos e Passivos Financeiros Setoriais;

Ebitda (Lajida) = Lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização;

QRR: Quota de Reintegração Regulatória;

UDM : Últimos Doze Meses.

b) Eficiência: nessa perspectiva, que examina o aspecto da eficiência de gastos da concessionária, são definidos dois indicadores. O primeiro compara a geração de caixa da empresa com o valor regulatório da Parcela B (parte dos custos incorporados na tarifa que são gerenciáveis pela distribuidora, conforme será melhor detalhado no item III.6 deste relatório), e indica a margem de recursos remanescentes sobre toda a parcela da tarifa que coube à distribuidora. O segundo busca apresentar se eventual baixa performance de geração de caixa decorre das despesas com pessoal, materiais, serviços de terceiros e outras despesas (PMSO), comparando o realizado pela concessionária com o parâmetro regulatório (peça 26, p. 10).

$$b.1) \frac{[Ebitda \text{ UDM Ajustado}]}{[VPB \text{ Regulatório UDM}]}$$

$$b.2) \frac{[PMSO \text{ UDM Ajustado}]}{[PMSO \text{ Regulatório UDM}]} - 1$$

Onde :

VPB: Valor da Parcela B;

PMSO: Despesas com pessoal, materiais, serviços de terceiros e outras despesas.

c) Investimentos: o foco dessa perspectiva é sobre os investimentos realizados com capital próprio em comparação com os mínimos necessários para a manutenção da qualidade do serviço, representado pela QRR (peça 26, p. 12).

$$c.1) \frac{\text{Investimentos Realizados (Capex)} \frac{U4}{5A}}{[QRR \text{ U4/5A}]} - 1$$

Onde :

Capex: Capital Expenditures, que representam o capital investido pela distribuidora;

U4/5A: a fórmula contempla os últimos quatro ou cinco anos, a depender do ciclo de Revisão Tarifária Periódica de cada distribuidora;

QRR: Quota de Reintegração Regulatória.

d) Rentabilidade: essa é a perspectiva para que o regulador avalie a rentabilidade final das distribuidoras, tendo em vista que uma baixa rentabilidade pode prenunciar reduções nos níveis de investimento e nas despesas com manutenção, bem como na elevação do endividamento. No primeiro indicador, compara-se o diferencial de geração de caixa (realizado menos regulatório) com a base de remuneração líquida, que é o montante de investimento realizado pela concessionária que será coberto pela tarifa (peça 26, p. 12). No segundo indicador, tem-se o objetivo de averiguar o quanto da geração de caixa dada na tarifa está comprometida por custos não gerenciáveis e ainda não considerados na tarifa.

$$d.1) \frac{EBIT \text{ Ajustado UDM} - EBIT \text{ Regulatório UDM}}{[Base \text{ de Remuneração Líquida} + Capex \text{ Incremental}]}$$

$$d.2) \frac{Set \text{ Constituição}}{[Ebitda \text{ Regulatório UDM}]}$$

Onde :

EBIT: Resultado das atividades da empresa;

EBIT Regulatório: Resultado regulatório das atividades = Remuneração Bruta;

Set Constituição: Diferença entre ativos e passivos financeiros setoriais em constituição, ainda não contemplados na tarifa.

e) Retorno ao acionista: perspectiva que visa monitorar o retorno ao acionista das concessionárias que registram uma elevada alavancagem financeira ou um significativo descumprimento das metas regulatórias de qualidade, uma vez que existe o risco de uma inversão de prioridades da gestão, no sentido de remunerar o acionista à custa da qualidade do serviço (peça 26, p. 13).

$$e.1) \frac{Fluxo \text{ do acionista UDM}}{[Resultado \text{ Líquido UDM}]}$$

Onde :

Fluxo do acionista UDM: Proventos efetivamente pagos conforme a Demonstração do Fluxo de Caixa – DFC descontados das entradas de recursos do acionista (aportes de capital de efeito caixa, o que inclui a emissão de ações, a conversão de empréstimos de empresas ligadas e os Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital – AFACs recebidos) nos últimos doze meses.

f) Operacional: perspectiva que visa verificar se a operação da empresa é eficiente para atender ao crescimento do mercado com qualidade (peça 26, p. 13-14).

f.1) Desempenho Global de Continuidade (DGC): apresenta a posição da distribuidora em relação às metas regulatórias de continuidade. Este parâmetro é avaliado com base nos dados publicados amplamente pela SRD/ANEEL, no Ranking de Continuidade do Serviço, realizado desde 2011;

f.2) % de Perdas Realizadas - % Perdas Regulatórias: visa avaliar a gestão de perdas da empresa, uma vez que uma perda realizada muito acima da regulatória pode comprometer a sustentabilidade da distribuidora, causando impacto direto na geração de caixa;

f.3) Mercado GWh CAGR U4A e N° Consumidores CAGR U4A: mensura o crescimento do mercado nos últimos quatro anos, em GWh e em número de consumidores, pela taxa média de crescimento composta (Compound Average Growth Rate - CAGR), já que quanto maior a taxa de crescimento, maior a necessidade de investimento para atendimento da carga;

58. *A etapa, de monitoramento, além da análise dos indicadores expostos, engloba também a verificação da inadimplência setorial dos agentes de distribuição (peça 24, p. 5).*

59. *De acordo com o próprio RiseF das Distribuidoras, a partir dos indicadores,*

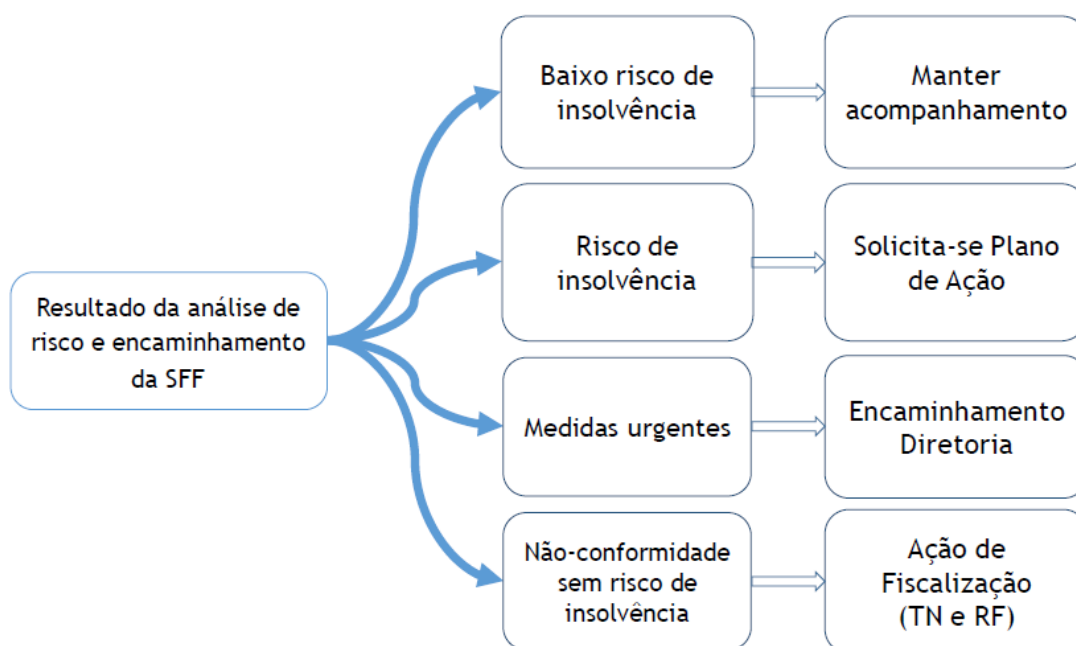
especialmente aqueles que visam representar a dimensão do nível de endividamento, a Agência busca analisar se a distribuidora tende a apresentar, no médio prazo, uma situação de dificuldade na gestão da concessão. Entretanto, caso se configure essa situação, não existe uma ação automática do Órgão Regulador com base nos indicadores elencados (peça 25, p. 3).

60. *Tais índices constituem um alerta, e, a partir dessa informação, busca-se analisar se a empresa de fato apresenta uma situação de dificuldade e, em caso positivo, se ela é transitória ou estrutural. Nesse sentido, a análise das demais dimensões – eficiência, investimentos, rentabilidade, retorno ao acionista e operacional – exerce papel complementar (peça 25, p. 3).*

61. *Para uma visão mais completa da situação da empresa, a Aneel analisa aspectos não abrangidos pelos indicadores, como o acionista controlador, eventual mudança setorial, a transferência de controle societário de uma distribuidora para um controlador que possua uma capacidade gerencial ou uma situação financeira distinta do anterior, ou a iminência de uma Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) ou Revisão Tarifária Periódica (RTP) que produza efeitos significativos na rentabilidade (peça 25, p. 3).*

62. *A partir da avaliação do desempenho nos indicadores e da situação da distribuidora, é realizada uma análise do risco de insolvência de cada empresa, sendo classificadas em quatro grupos: i) baixo risco; ii) médio risco; iii) alto risco de insolvência; ou iv) não conformidade sem risco de insolvência, caso em que é emitido Termo de Notificação (TN) ou Relatório de Fiscalização (RF) para correção de não-conformidades. A partir dessa classificação, as próximas etapas da fiscalização serão determinadas conforme mostra a Figura 2, a seguir.*

Figura 2 – Possíveis encaminhamentos após análise de risco de insolvência.



Fonte: peça 24, p. 13.

63. *Assim, as empresas que se encontrarem em situação de risco terão que apresentar um plano de ação, que consiste em medidas de curto e médio prazos para*

restaurar a saúde econômico-financeira da concessionária. As premissas para elaboração desse documento, os prazos, as metas, as orientações quanto ao conteúdo mínimo esperado e os procedimentos de acompanhamento e de controle das ações propostas são informadas pela SFF (peça 24, p. 14).

64. *Nesse sentido, em 18/6/2019, foi publicada a Resolução Normativa (REN) Aneel 846/2019, que aprova procedimentos, parâmetros e critérios para a imposição de penalidades aos agentes do setor de energia elétrica. Dentre outros regramentos, em seu art. 4º, a REN 846/2019 regulamenta a aplicação de planos de resultados a serem firmados entre a Agência e os agentes setoriais para melhoria de desempenho, com base em evidências que apontem degradação ou sinalizem deterioração da prestação do serviço ou do equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Esses planos devem conter objeto, prazos, ações previstas para reversão da situação identificada, critérios de acompanhamento e trajetória de alcance dos resultados esperados.*

65. *No caso de recusa do agente de distribuição em apresentar o plano de ação ou este for inconsistente, a distribuidora será submetida a próxima etapa, que consistirá em uma ação fiscalizatória, motivada pela perda das condições econômicas para manter a adequada prestação do serviço (peça 24, p. 15).*

66. *Já no caso de a concessionária apresentar o plano de ação, mas descumpri-lo durante a execução, a SFF avaliará o caso, podendo sujeitar a empresa à condição de apenas monitorada ou poderá classificá-la como passível da etapa de ação fiscalizatória (peça 24, p. 15).*

67. *Por meio da Nota Técnica 68/2019-SFF/ANEEL, a SFF informa que as ações de fiscalização da Superintendência serão fundamentadas nos princípios da regulação responsiva, alinhando-se às melhores práticas de fiscalização divulgadas pela Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), ou seja, serão moduladas conforme o perfil e comportamento do agente, como ilustrado na Figura 3 (peça 24, p. 16).*

Figura 3 – Balizamento da SFF para ações fiscalizatórias.



Fonte: peça 24, p. 16.

68. Além do acompanhamento preventivo da situação econômico-financeira das concessionárias de distribuição de energia elétrica, a Aneel fiscaliza o cumprimento dos requisitos de sustentabilidade econômico-financeira previstos nos contratos prorrogados, conforme o novo modelo de contrato resultante da Audiência Pública (AP) 38/2015, assinados quando da prorrogação das concessões.

69. Esses requisitos são (peça 12, p. 28):

a) Parâmetro mínimo de sustentabilidade da concessão:

Geração Operacional de Caixa – Investimentos de Reposição e Juros da Dívida ≥ 0

Onde :

Geração de Caixa Operacional = Lajida Ajustado;

Investimento de Reposição = Quota de Reintegração Regulatória (QRR);

Juros da Dívida = Dívida Líquida Regulatória $\times (1,1 \times Selic)$.

b) Critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira:

Para atendimento dessa condição, foi estabelecida trajetória de melhoria contínua baseada nas seguintes metas anuais:

I) *Lajida ≥ 0 (até o término de 2017 e mantida em 2018, 2019 e 2020);*

II) *Lajida – QRR ≥ 0*

(até o término de 2018 e mantida em 2019 e 2020);

III) *$\frac{Dívida Líquida}{Lajida - QRR} \leq \frac{1}{0,8 \times Selic}$ (até o término de 2019);*

IV) *$\frac{Dívida Líquida}{Lajida - QRR} \leq \frac{1}{0,11 \times Selic}$ (até o término de 2020)*

70. Sendo estes os principais parâmetros e indicadores adotados pela Aneel em sua atuação quanto aos parâmetros econômico-financeiros, os resultados desse

acompanhamento/fiscalização da Agência serão mostrados no item II.4, em seguida.

II.4. Resultados do acompanhamento dos indicadores de sustentabilidade econômico-financeira

71. *Como para o ano de 2016 a Aneel entende não haver critério de eficiência com relação à gestão econômica e financeira a ser cumprido, a análise foi apenas quanto ao parâmetro mínimo de sustentabilidade da concessão, que, conforme o Despacho Aneel 805, de 19/3/2019, “não faz parte do rol de condições de prorrogação dos contratos, não estando sujeito ao que está previsto na Subcláusula Primeira da Cláusula Décima Oitava dos Contratos de Concessão”, ou seja, a inadimplência quanto a esse parâmetro não acarreta a extinção automática da concessão.*

72. *Nesse ponto, para o ano de 2016, das 33 concessionárias sob análise, quinze descumpriram o parâmetro mínimo de sustentabilidade. São elas: CEB-DIS, CEEE-D, Celesc-DIS, Celg-D, Cemig, Copel-DIS, Caiuá-D, CFLO, Cooperalliança, EEB, Eletrocar, EMG, Forcel, Iguaçu e João Cesa (peça 27, p. 75).*

73. *A Cláusula Sétima do aditivo contratual apresenta as consequências de não se alcançar o parâmetro mínimo de sustentabilidade, são elas: i) limitação de distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre o capital próprio; ii) aceitação de um regime restritivo de contratos com partes relacionadas; e iii) exigência de aportes de capital do Sócio Controlador em montante suficiente para atingir a condição de sustentabilidade mínima (peça 27, p. 68).*

74. *Entre as consequências, o Inciso Terceiro da referida cláusula define a exigência de aporte de capital em montante suficiente para atingir a “condição de sustentabilidade mínima”. Assim, conforme a Subcláusula Quarta da Cláusula Décima Terceira do Contrato (peça 27, p. 68), os sócios controladores devem anualmente calcular o seu parâmetro de sustentabilidade referente ao exercício anterior e, se ele for inferior ao parâmetro mínimo estabelecido na equação descrita no caput da Cláusula Primeira do Anexo III (para os primeiros cinco anos), devem aportar a diferença. Se não realizarem o aporte, estarão inadimplentes em relação ao previsto nessa cláusula (peça 27, p. 11).*

75. *A área técnica da Aneel informou que a avaliação sobre o aporte de capital será feita em processo específico, porém ressalta que (peça 27, p. 74):*

Por último, é importante ressaltar que, caso a concessionária não atinja o parâmetro mínimo de sustentabilidade e não realize o aporte de capital conforme previsto no Contrato, estará inadimplente em relação ao previsto nas cláusulas Sétima, e o(s) Sócio(s) Controlador(es) em relação ao previsto na cláusula Décima Terceira. A inadimplência contratual, a depender da gravidade, pode também sujeitar a empresa à abertura de processo caducidade, não com amparo na cláusula Décima Oitava, mas na legislação setorial e demais cláusulas do contrato de concessão. Em especial, isso pode ocorrer se a inadimplência ocasionar risco à prestação adequada do serviço de distribuição de energia elétrica. Nesse ponto, entendemos que o aporte de capital pode ser primordial principalmente naquelas empresas com grave desequilíbrio econômico. Porém, se esse for o caso, essa análise será objeto de processo específico. (grifos acrescidos)

76. *Dessa maneira, a fiscalização da Aneel quanto ao aporte de capital dessas concessionárias deverá ser objeto de monitoramento posterior.*

77. *Em 2018 foi realizada, pela primeira vez, a verificação do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira de 2017 das distribuidoras que tiveram seus contratos renovados, apresentada na Nota Técnica 789/2018-SCT-SFF-SRD/Aneel (peça*

28). Para esse ano o critério de eficiência previsto no contrato é “ $Lajida \geq 0$ (até o término de 2017 e mantida em 2018, 2019 e 2020)”.

78. Duas distribuidoras, Demei e Forcel, não obtiveram indicador Lajida positivo (peça 28, p. 10), descumprindo, assim, os parâmetros mínimos de sustentabilidade econômico-financeira previstos para aquele ano.

79. Em 2019 ocorreu a verificação do cumprimento dos indicadores econômico-financeiros relativos ao ano de 2018, cujos resultados foram mostrados por meio da Nota Técnica 448/2019-SCT-SFE-SFF-SRD/ANEEL (peça 29). O critério de eficiência para o ano de 2018 previsto na trajetória de melhoria é “ $Lajida \geq QRR$ ”.

80. Três distribuidoras não alcançaram esse indicador: CEB-DIS, CEEE-D e Urussanga.

81. Em 2020 foi verificado o cumprimento do indicador de eficiência econômico-financeira relativo ao ano de 2019, apresentados por meio da Nota Técnica 699/2020-SCT-SFE-SFF-SRD/ANEEL (peça 30). Para esse ano, o critério de eficiência econômico-financeira é “ $\frac{Dívida Líquida}{Lajida - QRR} \leq \frac{1}{0,8xSelic}$ ”.

82. Para o ano de 2019, a empresa CEEE-D descumpriu o critério de eficiência econômico-financeira pelo segundo ano consecutivo. Todavia, tendo em vista que já havia processo de extinção da concessão em andamento na Aneel, não foi necessária a abertura de um novo processo para o mesmo fim (peça 30, p. 14).

83. O processo de extinção da concessão foi interrompido, em virtude da transferência do controle acionário da empresa, que foi privatizada, em 31/3/2021, pelo governo do Estado do Rio Grande do Sul, tendo sido arrematada pela empresa Equatorial Energia ([link para matéria](#)).

84. Segue, na Tabela 2, a situação consolidada da avaliação do cumprimento dos indicadores de eficiência econômico-financeira referentes aos anos de 2017 a 2019

Tabela 2 - Avaliação do cumprimento dos indicadores de eficiência econômico-financeira referentes aos anos de 2017 a 2019

Empresas	2017	2018	2019
	Eficiência na gestão econômico-financeira	Eficiência na gestão econômico-financeira	Eficiência na gestão econômico-financeira
CEB-DIS			
CEEE-D		*	*
CELESC-DIS			
CEMIG-D			
CHESP			
COCEL			
COOPERALIANÇA			
COPEL-DIS			
CPFL Jaguari			
DEMEI			
DMED			
EFLJC			
EFLUL			
ELETROCAR			

ELFSM			
EMG			
ENEL GO	A partir de 2019	A partir de 2019	
ENF			
ESS			
FORCEL			
HIDROPAN			
DCELT			
MUXENERGIA			
SULGIPE			
UHENPAL			

	Cumprir
	Descumprir
*	Descumprir segundo ano consecutivo.
	Possui processo de caducidade aberto (48500.000208/2018-51)

Fonte: peças 29 e 30

85. Diante de todo o exposto, e considerando-se que os casos de descumprimento das disposições contratuais no que tange à esfera econômico-financeira, além de exceções à regra, vêm sendo efetivamente acompanhados pela Aneel, entende-se que o arcabouço regulatório vigente na Agência vem se mostrando adequado e capaz de induzir melhorias nos serviços de distribuição de energia elétrica.

II.5. Cumprimento das metas de investimento pelas concessionárias

86. De acordo com a Aneel, no âmbito da fiscalização econômico-financeira, não há metas de investimentos a serem cumpridas. A gestão dos montantes, cronogramas e forma da realização dos investimentos é de responsabilidade dos agentes regulados, que devem garantir a prestação do serviço público com qualidade, nos termos dos contratos e legislação aplicável (peça 32, p.1).

87. A Agência aduz, ainda, que as delegatárias não podem perder as condições econômicas, em conformidade com o disposto nos contratos de concessão, já que essa perda poderia comprometer a qualidade do serviço prestado, a adimplência do Setor Elétrico, o recolhimento dos tributos para o desenvolvimento de políticas públicas e de demais credores, como funcionários, fornecedores e financiadores (peça 32, p.1). Nesse sentido, com o objetivo de se evitar tais riscos, a Aneel realiza monitoramento da situação econômico-financeira das distribuidoras, conforme mostrado no item II.3.

88. Conclui-se, portanto, que, apesar de não existirem metas de investimento explícitas para as concessionárias, a regulação da Aneel, focada no cumprimento dos parâmetros de sustentabilidade econômico-financeira, bem como dos parâmetros de qualidade na prestação dos serviços, vem se mostrando condição suficiente para que as distribuidoras sejam obrigadas a investir na concessão, sob pena de não cumprimento daqueles parâmetros e consequente declaração de caducidade da concessão.

II.6. Adequação dos critérios de reajuste das tarifas de energia elétrica

89. Inicialmente, é importante ressaltar que, no que se refere aos reajustes tarifários anuais, além das disposições previstas nos contratos de concessão, cabe à Aneel observar estritamente o que estabelecem as leis e normas referentes ao assunto, haja vista o disposto no art. 3º da Lei 9.427/1996 c/c inciso V do art. 29 da Lei 8.987/1995, que estabelece a incumbência da Agência para homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas na forma da lei, das normas pertinentes e do contrato.

90. *Por sua vez, o inciso IV do art. 15 da Lei 9.427/1996, estabelece que as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica serão fixadas em ato específico da Aneel, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato (peça 33, p. 2).*

91. *A regulação econômica do segmento de distribuição é caracterizada por um regime de regulação pelo preço-teto (price cap). Esse modelo de regulação consiste em dois componentes principais. Primeiro uma regra de reajuste dos preços determinados em contrato através de um indexador baseado em um índice geral de preços, descontado um fator de produtividade (Fator X), que corresponderia ao estímulo para redução dos custos operacionais da firma regulada. Segundo, em períodos pré-fixados, uma revisão tarifária, cuja intenção consiste em determinar e rever o custo de capital das indústrias de serviços públicos bem como os custos operacionais, readequando o nível das tarifas a mudanças mais estruturais que não foram corrigidas pela regra de reajuste (peça 34).*

92. *Dessa forma, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, foram criados o Reajuste Tarifário Anual (RTA) e a Revisão Tarifária Periódica (RTP), ambos instrumentos previstos no próprio contrato de concessão, cuja metodologia é detalhada por meio dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret). O Módulo 2 do Proret trata do mecanismo de RTP das concessionárias de distribuição de energia elétrica, enquanto o Módulo 3 é dedicado ao mecanismo de RTA das distribuidoras.*

93. *Existe, ainda, o mecanismo da Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), que pode ocorrer a qualquer tempo, sem prejuízo dos reajustes anuais e das revisões periódicas, em consequência de alterações significativas comprovadas nos custos da distribuidora. O Submódulo 2.9 do Módulo 2 do Proret trata da RTE.*

94. *Para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão e prestação de serviço de qualidade, é fundamental que as receitas da distribuidora sejam reajustadas.*

95. *A receita de uma concessionária de distribuição de energia elétrica deve cobrir os custos associados à atividade, estando estes divididos em duas parcelas. A “Parcela A” envolve os custos relacionados às atividades de geração e transmissão de energia elétrica, além dos encargos setoriais, explicitamente indicados no contrato. São os custos cujos montantes e preços, em certa medida, escapam à vontade ou gestão da distribuidora. Por sua vez, a “Parcela B” compreende o valor remanescente da receita, envolvendo os custos diretamente gerenciáveis pela distribuidora (peça 33, p. 3).*

96. *Assim, nos RTAs, que ocorrem nos anos em que não há revisão tarifária, a variação dos custos da Parcela A é repassada ao consumidor, enquanto os custos relacionados à Parcela B são corrigidos pelo índice de inflação constante no contrato de concessão (IGP-M ou IPCA), deduzido o Fator X. Os itens de Parcela B são, basicamente, os custos operacionais das distribuidoras e os custos relacionados aos investimentos por ela realizados, além da cota de depreciação de seus ativos e a remuneração regulatória, valores que são fixados pela Aneel na época da revisão tarifária (peça 35, p. 28). As grandezas de cada uma das parcelas serão melhor explicitadas nos parágrafos seguintes.*

97. *Os custos operacionais são os custos associados às atividades de operação, manutenção, tarefas comerciais e administrativas, como os custos com leitura e entrega de faturas, vistoria de unidades consumidoras, poda de árvores, operação de subestações, combate às perdas, administração e contabilidade. Importante ressaltar que nos processos tarifários não são reconhecidos os custos reais das distribuidoras. Os custos são definidos a partir da identificação das melhores práticas entre as empresas, por meio da*

comparação entre as concessionárias, considerando as características das áreas de concessão. Perdas e qualidade são consideradas na apuração da eficiência (peça 35, p. 30).

98. *Já a cota de depreciação diz respeito à recomposição do capital investido e à remuneração dos investimentos, bem como à rentabilidade do negócio de distribuição (peça 35, p. 31).*

99. *A remuneração dos investimentos (remuneração regulatória), por sua vez, depende do custo de capital, que é a taxa de rentabilidade a ser adotada no cálculo da remuneração das empresas e representa o custo de oportunidade dos recursos, compatível com um risco similar ao que enfrenta a atividade. No ano de 2015, aumentou-se a taxa de remuneração do capital investido pelas distribuidoras, de modo a refletir o maior nível de risco para se investir no setor de distribuição de energia no Brasil. O custo de capital tende a reduzir com a redução de risco, razão da necessidade de estabilidade de regras, incluindo o compromisso com os contratos de concessão firmados entre concessionárias de distribuição e Poder Concedente (peça 35, p. 31).*

100. *O Fator X visa garantir que o equilíbrio estabelecido na revisão tarifária entre receitas e despesas eficientes seja mantido nos reajustes tarifários posteriores, transferindo os ganhos potenciais de produtividade do segmento de distribuição de energia elétrica aos consumidores, e, além disso, busca incentivar a melhoria da qualidade técnica e comercial dos serviços prestados ao consumidor. O Fator X é composto por três componentes: i) o componente Pd, que mensura os ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica; ii) o componente Q, que avalia a qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados pelas distribuidoras aos seus consumidores; e iii) o componente T, que ajusta, ao longo de um período definido, os custos operacionais observados de cada concessionária ao custo operacional eficiente (peça 35, p. 32).*

101. *Já a RTP ocorre em média a cada quatro ou cinco anos e é o momento em que se restabelece o equilíbrio econômico da concessão. Nesse processo, é definida receita compatível com os riscos do negócio, a operação eficiente e a adequada prestação do serviço. Na RTP, é também redefinido o Fator X, que corresponde a mecanismo de compartilhamento dos ganhos de produtividade das distribuidoras para a modicidade tarifária no período entre revisões (peça 34).*

102. *No intuito de responder ao questionamento da presente SCN, buscou-se trazer a visão geral sobre os procedimentos de RTA e RTP para melhor compreensão do tema. Detalhes sobre os procedimentos dos reajustes e revisões tarifárias podem ser encontrados no Proret (<https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>) e no TC 015.174/2020-4.*

103. *Além disso, importante destacar que o TCU já possui um vasto histórico de análise de processos de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica, conforme exhibe a Tabela 3.*

Tabela 3 – Acórdãos e processos, por concessionária, exarados na vigência da IN TCU 43/2002, que tratam das revisões tarifárias periódicas efetuadas pela Aneel.

Concessionária	Processo	Deliberações
AMPLA	TC 011.970/2003-7	Acórdão 1.719/2008-TCU-Plenário
	TC 031.852/2008-1	Acórdão

		324/2010-TCU-Plenário
CEB	TC 005.817/2004-7	Acórdão 1.865/2008-TCU-Plenário
CEEE	TC 012.002/2004-0	Acórdão 1.800/2008-TCU-Plenário
CELESC	TC 006.249/2004-2	Acórdão 1.799/2008-TCU-Plenário
CELG	TC 008.849/2005-2	Acórdão 1.480/2008-TCU-Plenário
	TC 009.421/2009-7	Acórdão 49/2011-TCU-Plenário
CELPE	TC 001.499/2005-0	Acórdão 1.478/2008-TCU-Plenário
	TC 003.094/2009-4	Acórdão 2.742/2011-TCU-Plenário
	TC 016.028/2013-9, apensado ao TC 012.951/2013-7	Acórdão 444/2014-TCU-Plenário
CELTINS	TC 009.505/2012-1	Acórdão 1.775/2013-TCU-Plenário
CEMAR	TC 009.739/2005-5	Acórdão 1.481/2008-TCU-Plenário
CEMIG	TC 002.739/2003-7	Acórdão 1.756/2003-TCU-Plenário
		Acórdão 200/2007-TCU-Plenário
	TC 030.181/2007-2	Acórdão 471/2010-TCU-

		<i>Plenário</i>
	<i>TC 016.026/2013-6</i>	<i>Acórdão 1.587/2014- TCU- Plenário</i>
<i>CERON</i>	<i>TC 002.112/2005-7</i>	<i>Acórdão 1.479/2008- TCU- Plenário</i>
<i>COELBA</i>	<i>TC 002.123/2008-5</i>	<i>Acórdão 2.196/2009- TCU- Plenário</i>
	<i>TC 016.029/2013-5</i>	<i>Acórdão 1.354/2014- TCU- Plenário</i>
<i>COELCE</i>	<i>TC 002.694/2007-6</i>	<i>Acórdão 2.542/2008- TCU- Plenário</i>
<i>COPEL</i>	<i>TC 004.037/2004-1</i>	<i>Acórdão 1.798/2008- TCU- Plenário</i>
	<i>TC 009.500/2012-0</i>	<i>Acórdão 1.922/2012- TCU- Plenário</i>
		<i>Acórdão 494/2013- TCU- Plenário</i>
<i>ELETRIPAULO</i>	<i>TC 007.371/2003-5</i>	<i>Acórdão 555/2004- TCU- Plenário</i>
		<i>Acórdão 1.756/2004- TCU- Plenário</i>
	<i>TC 007.953/2007-2</i>	<i>Acórdão 2.379/2008- TCU- Plenário</i>
	<i>TC 009.454/2012-8</i>	<i>Acórdão 1.921/2012- TCU- Plenário</i>
		<i>Acórdão 1.319/2013- TCU- Plenário</i>
<i>ELEKTRO</i>	<i>TC 014.601/2007-0</i>	<i>Acórdão</i>

		547/2010-TCU-Plenário
LIGHT	TC 016.128/2003-2	Acórdão 556/2004-TCU-Plenário
		Acórdão 1.757/2004-TCU-Plenário
	TC 023.172/2008-1	Acórdão 1.523/2010-TCU-Plenário

Fonte: Sistemas Corporativos do TCU

104. Tendo em vista que o modelo regulatório utilizado pela Aneel é baseado em uma metodologia consistente, que os procedimentos de Regulação Tarifária são discutidos com a sociedade e com especialistas do setor por meio de audiências e consultas públicas, e que o TCU já analisou diversos processos de revisão tarifária, tendo concluído pela elevada maturidade desses procedimentos, pode-se considerar que os mecanismos de reajustes e revisões tarifárias encontram-se adequados.

CONCLUSÃO

105. Trata-se de Solicitação do Congresso Nacional (SCN), por meio da qual foi demandada fiscalização na Aneel para verificar: i) a adequação dos critérios utilizados pela Aneel para fixar os parâmetros regulatórios mínimos a serem exigidos das distribuidoras de energia elétrica e a efetividade da regulação na melhoria dos indicadores correspondentes; ii) o cumprimento das metas de investimento pelas concessionárias; e iii) a adequação dos critérios de reajuste das tarifas de energia elétrica.

106. Com vistas a atender à solicitação, foi aberta fiscalização na modalidade de inspeção, por meio da qual questionou-se à Aneel sobre os pontos supracitados.

107. Sobre o assunto, a Agência encaminhou ao TCU documentos que ilustram a situação do cumprimento dos indicadores econômico-financeiros e daqueles de qualidade, que são o alicerce do modelo regulatório adotado pela Aneel.

108. Tendo em vista a análise dessa documentação, conforme item dessa instrução, observou-se que os critérios utilizados pela Aneel para fixar os parâmetros regulatórios mínimos a serem exigidos das distribuidoras de energia elétrica são embasados em estudos técnicos, discutidos com a sociedade por meio das audiências públicas e que houve análise do TCU, simultânea à AP 38/2015, tendo sido sugeridos aperfeiçoamentos nos critérios adotados pela regulação, os quais foram acatados pela Agência, denotando compromisso de constante aperfeiçoamento das normas pela autarquia. Dessa forma, pode-se afirmar, com razoável segurança, que a fixação dos parâmetros regulatórios mínimos exigidos das concessionárias de distribuição de energia elétrica é adequada.

109. Em relação ao cumprimento das metas de investimento pelas concessionárias, concluiu-se que não existem metas de investimento explícitas para as concessionárias, todavia, a regulação da Aneel, focada no cumprimento dos parâmetros de sustentabilidade econômico-financeira, bem como dos parâmetros de qualidade na prestação dos serviços,

é condição suficiente para que as distribuidoras sejam obrigadas a investir na concessão, sob pena de não cumprimento daqueles parâmetros e consequente declaração de caducidade da concessão.

110. No que tange à adequação dos critérios de reajuste das tarifas, além das disposições previstas nos contratos de concessão, cabe à Aneel observar estritamente o que estabelecem as leis e normas referentes ao assunto, haja vista o disposto no art. 3º da Lei 9.427/1996 c/c inciso V do art. 29 da Lei 8.987/1995, que estabelece a incumbência da Agência para homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas na forma da lei, das normas pertinentes e do contrato.

111. Ademais, tendo em vista que o modelo regulatório utilizado pela Aneel é baseado em uma metodologia consistente, que os procedimentos de Regulação Tarifária são discutidos com a sociedade e com especialistas do setor por meio de audiências e consultas públicas e que o TCU já analisou diversos processos de revisão tarifária, tendo concluído pela elevada maturidade desses procedimentos, reputou-se que os mecanismos de reajustes e revisões tarifárias são adequados.

112. De acordo com o exposto, propõe-se ao Tribunal, nos termos do art. 8º da Resolução-TCU 315/2020, fazer constar, na ata da sessão em que estes autos forem apreciados, comunicação do relator ao colegiado no sentido de encaminhar ao solicitante cópia integral do presente processo, de maneira a garantir o repasse de todas as informações necessárias à melhor compreensão da matéria e ao atendimento da solicitação.

113. Em virtude da complexidade do tema, propõe-se solicitar ao Tribunal prorrogação do prazo para o atendimento integral da solicitação.

PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

114. Diante do exposto, submete-se a presente solicitação do Congresso Nacional, formulada por intermédio do Of. P. nº. 028/2021/CDC (peça 2), de 15/3/2021, pelo presidente da Comissão de Direito do Consumidor, com base na Proposta de Fiscalização e Controle 14, de /2019, de autoria do Deputado Celso Russomano, propondo:

a) conhecer da presente solicitação, por estarem preenchidos os requisitos de admissibilidade previstos nos artigos 38, inciso II, da Lei 8.443/1992, 232, inciso III do Regimento Interno do TCU e 4º, inciso I, alínea “a”, da Resolução - TCU 215/2008;

b) prorrogar o prazo para atendimento integral desta solicitação em trinta dias, conforme disposto no art. 15, § 2º, da Resolução - TCU 215/2008;

c) nos termos do art. 8º da Resolução-TCU 315, de 2020, fazer constar, na ata da sessão em que estes autos forem apreciados, comunicação do relator ao colegiado no sentido de encaminhar ao solicitante cópia integral do presente processo, de maneira a garantir o repasse de todas as informações necessárias à melhor compreensão da matéria e ao atendimento da solicitação.

d) considerar a solicitação integralmente atendida e arquivar o presente processo, nos termos dos arts. 169, inciso II, do Regimento Interno do TCU e 17, inciso I, da Resolução - TCU 215/2008.”

É o relatório.

VOTO

Trata-se de solicitação formulada por intermédio do Of. P. 028/2021/CDC, de 15/3/2021, por meio do qual o Exmo. Sr. Deputado Celso Russomano, presidente da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, encaminhou a Proposta de Fiscalização 14/2019 e solicitou a realização de fiscalização na Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) para verificar:

i) a adequação dos critérios utilizados pela referida agência para fixar os parâmetros regulatórios mínimos a serem exigidos das distribuidoras de energia elétrica e a efetividade da regulação na melhoria dos indicadores correspondentes;

ii) o cumprimento das metas de investimento pelas concessionárias; e

iii) a adequação dos critérios de reajuste das tarifas de energia elétrica.

2. A SeinfraElétrica analisou a matéria e concluiu, quanto à admissibilidade, que o expediente poderia ser conhecido como solicitação do Congresso Nacional, nos termos dos arts. 4º, inciso I, da Resolução TCU 215/2008 e 232, inciso III, do Regimento Interno deste Tribunal.

3. No que tange ao mérito, foi realizada fiscalização, na modalidade inspeção, com o intuito de atender ao pleito do solicitante. Para possibilitar o exame técnico, a unidade técnica coletou dados e informações a partir de diligência junto à Aneel e de consulta aos sistemas informatizados do Tribunal, a fim de identificar outros processos que também trataram do tema em apreço.

4. Em relação aos critérios utilizados pela Aneel para fixar os parâmetros regulatórios mínimos a serem exigidos das distribuidoras de energia elétrica, a unidade técnica pontuou que:

i) o Decreto 8.461/2015 regulamentou a prorrogação das concessões de distribuição vincendas, estabelecendo os critérios que deveriam ser alcançados por essas concessionárias, os quais estão relacionados à: i) eficiência com relação à qualidade do serviço prestado; ii) gestão econômico-financeira; iii) racionalidade operacional e econômica; e iv) modicidade tarifária;

ii) a Aneel instaurou a Audiência Pública (AP) 38/2015, com o intuito de obter subsídios para aprimorar a minuta de termo aditivo ao contrato de concessão de distribuição de energia elétrica, com vistas a prorrogar as concessões nos termos do aludido decreto;

iii) esta Corte de Contas, por meio do Acórdão 2.253/2015-Plenário (TC 003.379/2015-9), de relatoria do então Ministro José Múcio Monteiro, proferiu determinações à Aneel atinentes à referida minuta de termo aditivo, as quais foram acolhidas pela entidade reguladora e incluídas na proposta submetida à audiência pública;

iv) como resultado da AP 38/2015, a agência publicou a Nota Técnica 335/2015-SCT-SFESFF-SRD-SEM/ANEEL, que estipulou as condições de governança, transparência, sustentabilidade econômico-financeira e qualidade como pré-requisitos a serem atendidos a partir da assinatura dos novos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, incluindo as concessionárias cujos contratos seriam prorrogados; e

v) posteriormente, como consequência da Consulta Pública 24/2019, a agência publicou a Resolução Normativa 896/2020, que estabeleceu os indicadores e procedimentos para acompanhamento da eficiência com relação à continuidade do fornecimento de energia elétrica e os critérios de eficiência com relação à gestão econômico-financeira das concessões de serviço público de distribuição, bem como os procedimentos aplicáveis em caso de descumprimento.

5. Assim sendo, a unidade instrutiva considerou que os critérios utilizados pela Aneel são adequados, uma vez que foram embasados em estudos técnicos, discutidos com a sociedade por meio

das audiências públicas e analisados pelo TCU de maneira simultânea à AP 38/2015, sendo que a agência acolheu as deliberações desta Corte destinadas ao aperfeiçoamento desses critérios.

6. No tocante à efetividade da regulação na melhoria dos indicadores correspondentes, a Aneel realiza acompanhamento daqueles referentes à: i) qualidade na prestação de serviços, notadamente os relativos à continuidade no fornecimento de energia elétrica pelas distribuidoras; e ii) situação econômico-financeira dessas concessionárias.

7. Quanto à qualidade na prestação do serviço, é importante esclarecer que os contratos renovados em 2015, nos termos do decreto mencionado anteriormente, passaram a exigir o cumprimento de parâmetros de duração equivalente de interrupção de origem interna (DECi) e de frequência equivalente de interrupção de origem interna (FECi), constantes do Anexo III da Nota Técnica 175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL. A violação do limite de pelo menos um desses indicadores de continuidade por dois anos consecutivos, durante os cinco primeiros anos de avaliação do contrato de concessão, ou no quinto ano, passou a possibilitar a extinção da concessão.

8. O acompanhamento desses dois indicadores pela entidade reguladora abrange cinco etapas:

i) apuração das informações sobre interrupções nos sistemas informatizados e certificados;

ii) envio das informações, pelas distribuidoras, à Aneel;

iii) após o processamento das informações, a agência publica e científica os agentes quanto ao cumprimento dos limites estabelecidos;

iv) são produzidas notas técnicas sobre os resultados anuais quanto ao cumprimento dos indicadores; e

v) de forma paralela às outras etapas, a agência fiscaliza os indicadores de continuidade enviados pela distribuidora, comparando os índices enviados com os dados apurados pela equipe de fiscalização. Também é realizada a comprovação das interrupções informadas pela distribuidora por meio de análise da memória de massa de medidores de consumo de energia elétrica e do gerenciamento de reclamações de consumidores e de compensações pagas pela distribuidora ao consumidor por transgressão dos limites dos indicadores de continuidade individuais.

9. Tradicionalmente, os valores dos indicadores de continuidade informados pelas distribuidoras de energia elétrica são verificados pela Aneel por meio de fiscalizações **in loco**. Contudo, segundo a agência, trata-se de fiscalização custosa e demorada, sendo inviável de ser realizada para todas as empresas de distribuição. Por essa razão, a entidade desenvolveu uma metodologia para identificar indícios de incorreções nos dados enviados pelas distribuidoras. A metodologia consiste em recalcular os valores desses indicadores com base nos dados de interrupções ocorridas em cada distribuidora e compará-los com os valores que foram enviados pela respectiva concessionária por meio do sistema IndQual. Quando constatadas inconsistências no recálculo dos indicadores, são encaminhados alertas de monitoramento (via mensagem eletrônica) às correspondentes empresas solicitando, conforme o caso, a retificação dos dados de interrupção enviados ou dos valores apurados em relação aos indicadores de continuidade informados via IndQual.

10. De acordo com a agência, também foi instituída uma nova metodologia de acompanhamento denominada “*Plano de Resultados*”, que consiste em um monitoramento diferenciado das distribuidoras com piores desempenhos, com a definição de uma série de ações voltadas a atender os objetivos de melhoria na prestação do serviço.

11. Ademais, cabe acrescentar que, a partir de 2016, passou a vigorar nova regra para o componente Q do fator X, utilizado nos processos de reajustes tarifários, que considera a relação entre os limites dos indicadores de continuidade e os valores apurados, dando-se um peso maior para o indicador DEC. Desse modo, há um incentivo para que as distribuidoras se mantenham dentro dos patamares exigidos, para evitar reflexo direto na tarifa.

12. Também foi criado o **ranking** da continuidade do serviço, que incentiva a distribuidora a manter um bom desempenho para evitar impactos negativos na imagem da empresa.

13. Quanto ao resultado do acompanhamento dos parâmetros de qualidade, verificou-se que, das 33 distribuidoras com contratos prorrogados:

i) em 2016, apenas uma distribuidora, a CPFL Sul Paulista, descumpriu os critérios exigidos, tendo violado os dois indicadores de continuidade;

ii) em 2017, somente a Cooperalliança deixou de cumprir ambos os indicadores;

iii) em 2018, nenhuma distribuidora transgrediu os limites estabelecidos;

iv) em 2019, a CEB-DIS e a CEEE-D extrapolaram os patamares exigidos; e

v) até o final da inspeção conduzida pela SeinfraElétrica, ainda não havia sido concluída a avaliação relativa aos indicadores do ano de 2020 pela Aneel.

14. Conforme detalhado no relatório que precede este voto, ao longo desses anos, a agência reguladora tem efetuado avaliações de consistência nas informações fornecidas pelas distribuidoras e realizado fiscalizações em amostras de distribuidoras, com vistas a exigir das concessionárias a regularização das inconsistências identificadas.

15. Na maioria dos casos, após os procedimentos de correção, a agência concluiu que não restaram inconsistências significativas nos indicadores de continuidade.

16. Por outro lado, na fiscalização relativa ao exercício de 2018, concluída apenas em 2020, a referida autarquia considerou que não havia confiabilidade nos processos de apuração dos indicadores de continuidade das distribuidoras Cemig-D e Celesc-DIS, de modo que elas devem passar por ações adicionais da fiscalização, a fim de possibilitar nova avaliação do processo de apuração, conforme mencionado nas Notas Técnicas 037/2019-SFE/ANEEL (48534.000967/2019-00) e 448/2019-SCT-SFE-SFFSRD/ANEEL (48526.004314/2019-00).

17. Embora haja casos isolados de concessionárias que não cumpriram com parâmetros regulatórios, a Aneel juntou aos autos elementos que demonstram que, de modo geral, os indicadores de continuidade, nacionais e por região geográfica do País, vêm melhorando no decorrer dos últimos anos, indicando uma evolução na qualidade da prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica.

18. Como exemplo, em 2015, todas as regiões apresentavam DEC apurado significativamente superior ao limite estabelecido, sendo que, em 2020, essas regiões passaram a ter esse indicador apurado inferior ao patamar máximo exigido ou bem próximo a ele, cabendo, inclusive, acrescentar que esse limite também veio sendo reduzido pela agência ao longo dos anos.

19. A tabela abaixo mostra a redução dos valores apurados concernentes a esses indicadores.

Tabela 1 - Evolução dos indicadores DEC e FEC anuais

	2015				2020			
	DEC		FEC		DEC		FEC	
	apurado	limite	apurado	limite	apurado	limite	apurado	limite
Brasil	18,74	13,95	9,93	11,05	11,55	12,29	6,06	8,99
Norte	42,89	34,70	26,86	32,34	22,75	32,98	11,98	27,78
Nordeste	19,32	16,68	9,41	11,51	14,33	14,06	6,23	8,93
Centro-Oeste	31,15	16,63	19,88	14,54	14,59	13,82	7,82	10,63

Sudeste	14,12	9,51	6,40	7,50	7,98	8,47	4,60	6,23
Sul	15,13	12,60	9,24	10,29	10,49	10,35	6,48	7,92

20. Por sua vez, o acompanhamento das informações econômico-financeiras dos contratos das distribuidoras é realizado anualmente pela Aneel. Essa avaliação é efetuada por meio de indicadores com base em demonstrativos encaminhados pelas concessionárias, quais sejam: balancete mensal padronizado, relatório de informações trimestrais e prestação anual de contas.

21. A Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF) é o setor da agência que calcula os critérios de eficiência da gestão econômico-financeira e, posteriormente, com vistas a garantir o direito ao contraditório e à ampla defesa, cientifica as distribuidoras que descumpriram o parâmetro. Após análise das respostas, a SFF elabora nota técnica em conjunto com as outras superintendências, consolidando os demais aspectos do contrato.

22. A Aneel, partir de 2017, passou a realizar o acompanhamento preventivo da sustentabilidade de todas as distribuidoras de energia elétrica, emitindo os Relatórios de Indicadores de Sustentabilidade Econômico-Financeira das Distribuidoras (Risef), contendo um **ranking** com os indicadores selecionados por meio da Nota Técnica 111/2016-SFF/Aneel, os quais sintetizo a seguir:

i) endividamento: destinado a avaliar a capacidade da distribuidora de honrar os seus compromissos, sendo priorizados o endividamento, a geração de caixa e os investimentos mínimos que a distribuidora deve fazer para manter a qualidade dos serviços;

ii) eficiência: visa a examinar o aspecto da eficiência de gastos da concessionária, sendo subdividido em outros dois indicadores. O primeiro compara a geração de caixa da empresa com o valor regulatório da parcela B (parte dos custos incorporados na tarifa que são gerenciáveis pela distribuidora) e indica a margem de recursos remanescentes sobre toda a parcela da tarifa que coube à empresa. O segundo busca apresentar se eventual baixa performance de geração de caixa decorre dos gastos com pessoal, materiais, serviços de terceiros e outras despesas (PMSO), comparando o realizado pela concessionária com o parâmetro regulatório;

iii) investimentos: focado nos investimentos realizados com capital próprio em comparação com os mínimos necessários para a manutenção da qualidade do serviço;

iv) rentabilidade: tem como propósito que o regulador avalie a rentabilidade final das distribuidoras, tendo em vista que uma baixa rentabilidade pode prenunciar reduções nos níveis de investimento e nas despesas com manutenção, bem como na elevação do endividamento;

v) retorno ao acionista: possui a finalidade de monitorar o retorno ao acionista das concessionárias que registram uma elevada alavancagem financeira ou um significativo descumprimento das metas regulatórias de qualidade, uma vez que existe o risco de uma inversão de prioridades da gestão, no sentido de remunerar o acionista à custa da qualidade do serviço; e

vi) operacional: destinado a verificar se a operação da empresa é eficiente para atender ao crescimento do mercado com qualidade, levando-se em conta a posição da distribuidora em relação às metas regulatórias de continuidade de prestação do serviço; a comparação entre o percentual das perdas realizadas e as perdas regulatórias, já que um nível elevado das perdas realizadas pode comprometer a sustentabilidade da distribuidora; e o crescimento do mercado nos últimos quatro anos, já que uma maior taxa de crescimento resulta na necessidade de mais investimento para atendimento da carga.

23. A partir da avaliação do desempenho nos indicadores e da situação da distribuidora, é realizada uma análise do risco de insolvência de cada empresa, sendo as concessionárias classificadas em quatro grupos: i) baixo risco; ii) médio risco; iii) alto risco; ou iv) não conformidade sem risco de

insolvência, caso em que é emitido termo de notificação (TN) ou relatório de fiscalização (RF) para correção das não conformidades.

24. Convém acrescentar que, em 18/6/2019, foi publicada a Resolução Normativa (REN) Aneel 846, que aprova procedimentos, parâmetros e critérios para a imposição de penalidades aos agentes do setor de energia elétrica. Dentre outros regramentos, em seu art. 4º, a referida resolução regulamenta a aplicação de planos de resultados a serem firmados entre a agência e os agentes setoriais para melhoria de desempenho, quando constatadas evidências que apontem degradação ou sinalizem deterioração da prestação do serviço ou do equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Esses planos devem conter objetivo, prazos, ações previstas para reversão da situação identificada, critérios de acompanhamento e trajetória de alcance dos resultados esperados.

25. Quanto ao resultado do acompanhamento do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira das distribuidoras, verificou-se que somente as seguintes distribuidoras não atingiram os parâmetros mínimos estabelecidos para o correspondente exercício:

- i) em 2017, a Demei e a Forcel;
- ii) em 2018, a CEB-DIS, a CEEE-D e a Urussanga; e
- iii) em 2019, a CEEE-D.

26. Assim, a CEEE-D descumpriu o critério de eficiência econômico-financeira por dois anos consecutivos. Como já havia processo de extinção dessa concessão em andamento na Aneel, não foi necessária a abertura de um novo processo para o mesmo propósito.

27. Contudo, cabe salientar que a análise da extinção da concessão foi interrompida, em virtude da transferência do controle acionário da empresa para a Equatorial Energia, em 31/3/2021, a qual se sagrou vencedora do leilão de privatização conduzido pelo governo do Estado do Rio Grande do Sul.

28. Desse modo, na opinião da unidade técnica, os casos de descumprimento das disposições contratuais atinentes à qualidade na prestação do serviço e à situação econômico-financeira das distribuidoras vêm sendo efetivamente acompanhados pela Aneel, e o arcabouço regulatório vigente vem se mostrando adequado e capaz de induzir melhorias nos serviços de distribuição de energia elétrica.

29. No tocante ao cumprimento das metas de investimento pelas concessionárias, a Aneel informou que a gestão dos montantes, cronogramas e forma da realização dos investimentos é de responsabilidade dos agentes regulados, que devem garantir a prestação do serviço público com qualidade, nos termos dos contratos e da legislação aplicável. Nesse sentido, esclareceu que, no âmbito da fiscalização econômico-financeira, não há definição de metas específicas de investimento a serem atendidas.

30. No entendimento da unidade técnica, apesar de não existirem metas de investimento explícitas para as concessionárias, a regulação da Aneel, focada no cumprimento dos parâmetros de qualidade na prestação do serviço e de sustentabilidade econômico-financeira, vem se mostrando condição suficiente para que as distribuidoras sejam obrigadas a investir na concessão, sob pena de não cumprimento daqueles parâmetros e consequente declaração de caducidade da concessão.

31. Quanto à adequação dos critérios de reajuste das tarifas de energia elétrica, a unidade instrutiva salientou que, além das disposições previstas nos contratos de concessão, cabe à Aneel observar estritamente o que estabelecem as normas referentes ao tema, haja vista o disposto no art. 3º da Lei 9.427/1996 c/c o art. 29, inciso V, da Lei 8.987/1995, que estabelece a incumbência da referida agência reguladora para homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas na forma da lei, das normas pertinentes e do contrato.

32. Assim sendo, para manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, foram criados os procedimentos de reajuste tarifário anual (RTA) e de revisão tarifária periódica (RTP), ambos instrumentos previstos no próprio contrato de concessão, cuja metodologia é detalhada por meio dos procedimentos de regulação tarifária (Proret). Existe, ainda, o mecanismo da revisão tarifária extraordinária (RTE), que pode ocorrer a qualquer tempo, sem prejuízo dos reajustes anuais e das revisões periódicas, nas hipóteses de alterações significativas e comprovadas nos custos da distribuidora.

33. Cabe esclarecer que, nas tarifas de fornecimento de energia elétrica, há dois componentes. A denominada parcela A refere-se aos custos das atividades de geração e de transmissão de energia elétrica, além dos encargos setoriais, os quais não são gerenciáveis pela distribuidora. Por sua vez, a parcela B contempla os custos considerados gerenciáveis pela concessionária, englobando, basicamente, aqueles relacionados à operação da distribuição e aos investimentos por ela realizados, além da cota de depreciação de seus ativos e da remuneração regulatória.

34. Nos RTA, que ocorrem nos anos em que não há revisão tarifária, a variação dos custos da parcela A é repassada ao consumidor, enquanto os custos relacionados à parcela B são corrigidos pelo índice de inflação constante do contrato de concessão (IGP-M ou IPCA), deduzido o fator X (fator de produtividade aplicado como estímulo para a redução dos custos operacionais da empresa regulada).

35. Importante ressaltar que, nos processos tarifários de reajuste e de revisão, não são reconhecidos os custos reais das distribuidoras. Os custos são definidos a partir da identificação das melhores práticas entre as empresas, por meio da comparação entre as concessionárias, considerando as características da respectiva área de concessão.

36. Já a RTP ocorre em média a cada quatro ou cinco anos e é o momento em que se restabelece o equilíbrio econômico da concessão. Nesse processo, é definida receita compatível com os riscos do negócio, com a operação eficiente e com a adequada prestação do serviço. Na RTP, é também redefinido o fator X, com vistas a compartilhar os ganhos de produtividade das distribuidoras com o consumidor, contribuindo, dessa forma, para a modicidade tarifária.

37. Na opinião da unidade técnica, os mecanismos de reajuste e de revisão da tarifa são adequados, tendo em vista que o modelo regulatório utilizado pela Aneel é baseado em uma metodologia consistente; os procedimentos de regulação tarifária são discutidos com a sociedade e com especialistas do setor por meio de audiências e consultas públicas; e o TCU já analisou diversos processos de revisão tarifária, conforme detalhado no relatório que precede este voto, tendo concluído pela elevada maturidade desses procedimentos.

38. Desse modo, a unidade instrutiva alvitrou proposta no sentido de conhecer da solicitação, encaminhar cópia integral dos autos ao requerente e considerar integralmente atendida a solicitação.

II

39. Acolho os pareceres precedentes da SeinfraElétrica, adotando os seus fundamentos como razões de decidir, sem prejuízo de tecer os seguintes comentários adicionais.

40. Preliminarmente, manifesto-me pelo conhecimento do expediente em apreço como solicitação do Congresso Nacional, por estarem presentes os seus requisitos de admissibilidade, com fulcro no art. 71, incisos IV e VII, da Constituição Federal c/c o art. 38, incisos I e II, da Lei 8.443/1992.

41. Tendo em vista a complexidade da matéria e o término do prazo inicial de 180 dias para atendimento desta solicitação, contado a partir da data de autuação do presente processo (26/3/2021), manifesto-me de acordo com a proposta da unidade técnica de prorrogar o referido prazo até a data desta deliberação, com fulcro no art. 15, inciso II e §§ 1º e 2º, da Resolução TCU 215/2008, de modo a possibilitar o seu atendimento integral, de modo tempestivo, nesta assentada.

42. Quanto ao mérito, considerando o escopo da inspeção, não foram constatadas inconformidades que ensejassem deliberações a serem direcionadas à Aneel.

43. As evidências constantes dos autos permitem concluir que o arcabouço regulatório relacionado à fiscalização das concessões de distribuição de energia elétrica vem sendo aperfeiçoado ao longo dos anos, com base em alterações embasadas em estudos técnicos e precedidas de discussões com a sociedade, especialistas e agentes do setor, mediante consultas e audiências públicas. Tal avanço na regulação, corroborado com as fiscalizações desempenhadas pela Aneel, vem se mostrando capaz de induzir melhorias na qualidade da prestação do serviço e na sustentabilidade econômico-financeira das concessionárias.

44. Desse modo, acompanho a proposta alvitada pela unidade instrutiva de encaminhar cópia integral destes autos ao solicitante, com o intuito de garantir o repasse de todas as informações necessárias à melhor compreensão da matéria e, assim, considerar integralmente atendida a presente solicitação do Congresso Nacional, nos termos do art. 14, inciso IV, e 17, inciso II, da Resolução TCU 215/2008.

45. Ante o exposto, voto por que seja adotada a deliberação que ora submeto a este Colegiado.

TCU, Sala das Sessões, em 20 de outubro de 2021.

BENJAMIN ZYMLER
Relator

ACÓRDÃO Nº 2525/2021 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 009.809/2021-0.
2. Grupo I – Classe de Assunto: II – Solicitação do Congresso Nacional.
3. Interessados/Responsáveis: não há.
4. Órgão/Entidade: Agência Nacional de Energia Elétrica.
5. Relator: Ministro Benjamin Zymler.
6. Representante do Ministério Público: não atuou.
7. Unidade Técnica: Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica (SeinfraEle).
8. Representação legal: não há.

9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de solicitação originada da Comissão de Direito do Consumidor da Câmara dos Deputados, formulada por intermédio do Of. P. 028/2021/CDC, com base na Proposta de Fiscalização e Controle 14/2019,

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

9.1. conhecer da presente solicitação, com fulcro no art. 71, incisos IV e VII, da Constituição Federal c/c o art. 38, incisos I e II, da Lei 8.443/1992;

9.2. prorrogar o prazo para atendimento desta solicitação até a data da presente deliberação, com fundamento no art. 15, inciso II e §§ 1º e 2º, da Resolução TCU 215/2008, tendo em vista a complexidade da matéria e o término do prazo inicial de 180 dias estabelecido na referida resolução, de modo a possibilitar o seu atendimento integral, de modo tempestivo, neste momento;

9.3. encaminhar ao solicitante cópia integral destes autos, com o intuito de garantir o repasse de todas as informações necessárias à melhor compreensão da matéria e ao atendimento da solicitação;

9.4. considerar integralmente atendida a presente solicitação, nos termos dos arts. 14, inciso IV, e 17, inciso II, da Resolução TCU 215/2008; e

9.5. arquivar os autos, com fundamento nos arts. 169, inciso II, do Regimento Interno do TCU e 14, inciso IV, da Resolução TCU 215/2008.

10. Ata nº 41/2021 – Plenário.

11. Data da Sessão: 20/10/2021 – Telepresencial.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-2525-41/21-P.

13. Especificação do quórum:

13.1. Ministros presentes: Bruno Dantas (na Presidência), Benjamin Zymler (Relator), Augusto Nardes, Aroldo Cedraz, Raimundo Carreiro, Vital do Rêgo e Jorge Oliveira.

(Assinado Eletronicamente)

BRUNO DANTAS

Vice-Presidente, no exercício da Presidência

(Assinado Eletronicamente)

BENJAMIN ZYMLER

Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)

CRISTINA MACHADO DA COSTA E SILVA

Procuradora-Geral