



CÂMARA DOS DEPUTADOS

Ordinária

**Proposta de Fiscalização e Controle
Nº 52, DE 2008**



CÂMARA DOS DEPUTADOS

PROPOSTA DE FISCALIZAÇÃO E CONTROLE N.º 52, DE 2008

(Do Sr. Vital do Rêgo Filho)

Propõe que o Tribunal de Contas da União fiscalize a Agência Nacional de Energia Elétrica para fiscalizar a autorização de reajuste das tarifas das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A (antiga Saelpa).

DESPACHO:

À COMISSÃO DE DEFESA DO CONSUMIDOR

APRECIÇÃO:

Proposição Sujeita à Apreciação Interna nas Comissões

PUBLICAÇÃO INICIAL

Art. 137, caput - RICD

Senhor Presidente,

Com base no art. 100, § 1º, combinado com os arts. 60, inciso II, e 61 do Regimento Interno, proponho a V.Ex.^a que, ouvido o Plenário desta Comissão, se digne adotar as medidas necessárias para realizar ato de fiscalização e controle, tendo em vista os seguintes quesitos: 1) As sucessivas autorizações de reajustes das tarifas de energia elétrica às concessionárias, nos últimos quatro anos, por parte da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, bem como, 2) A concessão de reajuste no dia 26/08/08, na ordem de 15,33%, no Estado da Paraíba.

JUSTIFICAÇÃO

As empresas concessionárias de serviços de Energia Elétrica têm sido alvo de denúncias por abusos cometidos contra os consumidores, seja por má qualidade na prestação dos serviços, seja por aumento descontrolado de tarifas.

Desta vez, a Agência Nacional de Energia Elétrica, em reunião realizada no dia 26/08/08, autorizou o aumento das tarifas de energia elétrica em até 15,33%. Este aumento entrará em vigor imediatamente.

Estas decisões são tomadas por um Colegiado interno, em um curto período de discussão, agravando-se mais pelo fato de entrar em vigor imediatamente.

A privatização das empresas prestadoras de serviço público de Energia Elétrica engendrou em uma problemática, qual seja, o fato de serem empresas privadas que **não se distinguem de qualquer outra empresa privada, eis que atuam com objetivo de lucro**, assim, têm-se uma prestadora de serviços públicos, realizando uma atividade lucrativa. Por esta razão, far-se-á necessário uma constante fiscalização, inclusive dos demais entes.

Estas empresas receberam a autorização do Poder Público para poder prestar serviços de utilidade pública, mediante remuneração, e adquiriram as instalações e equipamentos que antes pertenciam a uma empresa estatal. Assim, os diversos planos implementados, dentre eles o que culminou em uma excessiva majoração nas taxas, em detrimento de uma suposta “modernização” na infraestrutura, ficaram a míngua, prejudicando mais ainda o cidadão.

Face ao exposto, solicito a esta Comissão de Defesa do Consumidor acatar esta Proposta de Fiscalização e Controle, com a finalidade de que sejam apuradas as concessões de aumento em tais tarifas.

Sala das Reuniões, em 28 de agosto de 2008.

Vital do Rêgo Filho
PMDB/PB



CÂMARA DOS DEPUTADOS



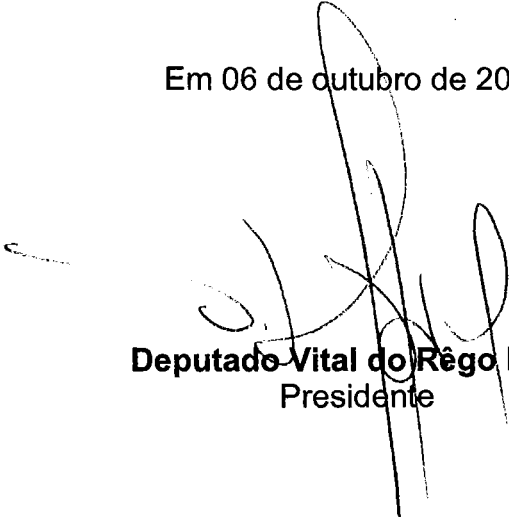
COMISSÃO DE DEFESA DO CONSUMIDOR

DESIGNAÇÃO DE RELATOR

Designo relator da seguinte proposição o senhor Deputado **Walter Ihoshi**.

PFC 52/2008 - do Sr. Vital do Rêgo Filho - que "Propõe que o Tribunal de Contas da União fiscalize a Agência Nacional de Energia Elétrica para fiscalizar a autorização de reajuste das tarifas das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A (antiga Saelpa)."

Em 06 de outubro de 2008


Deputado Vital do Rêgo Filho
Presidente



CÂMARA DOS DEPUTADOS

COMISSÃO DE FISCALIZAÇÃO FINANCEIRA E CONTROLE

PROPOSTA DE FISCALIZAÇÃO E CONTROLE Nº 52, DE 2008 RELATÓRIO PRÉVIO

Propõe que o Tribunal de Contas da União fiscalize a Agência Nacional de Energia Elétrica para fiscalizar a autorização de reajuste das tarifas das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba – Distribuidora de Energia S/A (antiga Saelpa).

Autor: Dep. Vital do Rêgo Filho

Relator: Dep. Walter Ihoshi

I – Relatório

I – 1 Introdução

O Deputado Vital do Rêgo Filho apresentou à Comissão de Defesa do Consumidor proposição para que esta Comissão, por intermédio do Tribunal de Contas da União – TCU, fiscalize *"a Agência Nacional de Energia Elétrica para fiscalizar a autorização de reajuste das tarifas das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba – Distribuidora de Energia S/A"*.

Fundamenta seu pedido por considerar ser elevado o reajuste concedido pela ANEEL a concessionárias de energia elétrica, especialmente para a Energisa Paraíba, cujo último reajuste anual foi de 15,33%, homologado em 26/08/2008.

Para o Autor, *"a privatização das empresas prestadoras de serviço público de Energia Elétrica engendrou em uma problemática, qual seja, o fato de serem empresas privadas que não se distinguem de qualquer outra empresa"*





CÂMARA DOS DEPUTADOS

COMISSÃO DE FISCALIZAÇÃO FINANCEIRA E CONTROLE

privada, eis que atuam com objetivo de lucro, assim, têm-se uma prestadora de serviços públicos, realizando uma atividade lucrativa. Por esta razão, far-se-á necessário uma constante fiscalização, inclusive dos demais entes."

Solicita a esta Comissão essa fiscalização "com a finalidade de que sejam apuradas as concessões de aumento em tais tarifas".

No caso da Paraíba, a Agência Nacional de Energia Elétrica, em Resolução Homologatória nº 697, de 26 de agosto de 2008, determinou os reajustes das tarifas de fornecimento de energia elétrica da Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A. - ENERGISA PB. Em seu voto, a diretora da Agência, Joísa Campanher Dutra Saraiva, assim se pronunciou:

"16. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 019/2001, no que consta do Processo nº 48500.002793/2008-52, na Nota Técnica nº 238/2008-SRE/ANEEL, de 14 de agosto de 2008, e nos fatos aqui relatados, decido pela emissão da Resolução Homologatória anexa, objetivando: i) homologar o reajuste tarifário anual com efeito médio de 14,45%, a ser aplicado às tarifas da Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A. - ENERGISA PB, que corresponde a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 15,33%; (...)"

A Nota Técnica a que se refere a diretora apresenta argumentação extensa, de 44 páginas, que confirma, na prática, o pedido de reajuste da empresa. Da Nota Técnica pode-se observar que o aumento do índice IGP-M foi responsável por boa parte do reajuste concedido, tendo esse índice se elevado sensivelmente ao longo do ano de 2008.

Além do reajuste de 15,33% para as tarifas da Energisa PB, para a Cemar o reajuste concedido foi de 10,98%, para a Cepisa, de 10,34% e para a Ceal, de 12,81%, todos homologados em 28/08/2008, data da publicação das resoluções no Diário Oficial da União.

O valor elevado do índice de reajuste aplicado às tarifas da Energisa PB e a outras empresas e a complexidade da matéria, expressa pelo teor da Nota Técnica nº 238/2008-SRE/ANEEL, de 14 de agosto de 2008, disponível no sítio da ANEEL¹, podem conduzir, por parte do Tribunal de Contas da União, à realização de fiscalização com o objetivo de que sejam confirmados os valores definidos, com base nos instrumentos legais e contratuais disponíveis.

¹ <http://www.ancel.gov.br/cedoc/nreh2008697.pdf>





CÂMARA DOS DEPUTADOS

COMISSÃO DE FISCALIZAÇÃO FINANCEIRA E CONTROLE

I – 2 Da oportunidade e conveniência da Proposta

Este Relator crê ser oportuna e conveniente a presente proposta de fiscalização, tendo em vista a necessidade de se examinar detalhadamente os parâmetros utilizados pela ANEEL para conceder os reajustes tarifários de 26/08/2008.

I – 3 Da competência desta Comissão

A esta Comissão, com base no artigo 32, inciso V, do Regimento Interno desta Casa, cabe o exame das relações de consumo e as medidas de defesa do consumidor. O art. 60, II, e o art. 61 do Regimento Interno fundamentam a competência desta Comissão no exercício da fiscalização de temas que sejam pertinentes a ela, tal como no presente caso, que envolve relações de consumo entre a ANEEL e as empresas concessionárias de energia elétrica e os consumidores finais.

I – 4 Do alcance jurídico, administrativo, político, econômico, social e orçamentário

Quanto ao alcance político e social, torna-se impreterível a ação do Poder Legislativo no sentido de evitar reajustes de tarifas públicas que venham a sacrificar, ainda mais, as camadas mais pobres da população brasileira.

Quanto ao alcance jurídico e administrativo, é fundamental que sejam promovidos os esclarecimentos necessários sobre as regras que regem os reajustes das tarifas de energia elétrica.

Com respeito aos aspectos econômico e orçamentário é relevante para esta Comissão conhecer as implicações nas tarifas de energia elétrica das





CÂMARA DOS DEPUTADOS

COMISSÃO DE FISCALIZAÇÃO FINANCEIRA E CONTROLE

ações governamentais tais como o Programa Luz para Todos, ações que podem, por exemplo, trazer aumentos de tarifas à maior parte da população.

I – 5 Plano de execução e metodologia de avaliação

O Plano de Execução da proposta de fiscalização compreende as seguintes etapas:

1. Realização de reuniões de audiências públicas com representantes da ANEEL envolvidas com a questão tais como o Diretor-Presidente da Agência, Jerson Kelman, e a Diretora Joísa Campanher Dutra Saraiva.

2. Solicitação ao Tribunal de Contas da União de trabalhos fiscalizatórios, a partir de 2007 inclusive, relativos ao tema objeto desta PFC, bem como providências ou informações previstas no art. 71, IV e VII, da Constituição Federal, além do envio de informações com relação aos seguintes quesitos:

- a) exame dos parâmetros componentes do índice de reajuste e sua conformidade;
- b) adequação dos índices contratuais utilizados, tais como o IGP-M, para reajustar tarifas de energia elétrica;
- c) dados dos contratos tais como duração, termos inicial e final, e equilíbrio econômico-financeiro;
- d) alternativas legais ou contratuais que possibilitem novos pactos entre as partes.

3. Apresentação, discussão e votação do relatório final desta PFC;

4. Encaminhamento dos resultados e conclusões desta PFC nos termos do art. 37 do Regimento Interno da Câmara dos Deputados.

II – VOTO

Diante do que aqui foi relatado, este Relator é favorável à implementação da Proposta de Fiscalização e Controle nº 52, de 2008.





CÂMARA DOS DEPUTADOS

COMISSÃO DE FISCALIZAÇÃO FINANCEIRA E CONTROLE



Sala da Comissão, Brasília, 30 de outubro de 2008.



Deputado Walter Ihoshi

Relator



85279B5F52



COMISSÃO DE DEFESA DO CONSUMIDOR

PROPOSTA DE FISCALIZAÇÃO E CONTROLE Nº 52, DE 2008

Propõe que o Tribunal de Contas da União fiscalize a Agência Nacional de Energia Elétrica para fiscalizar a autorização de reajuste das tarifas das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A (antiga Saelpa).

Autor: Deputado Vital do Rêgo Filho

Relator: Deputado Walter Ihoshi

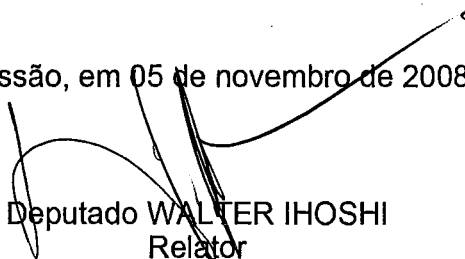
COMPLEMENTAÇÃO DE VOTO

Em reunião da Comissão de Defesa do Consumidor, realizada em 5 de novembro de 2008, durante a discussão do relatório prévio da Proposta de Fiscalização e Controle nº 52, de 2008, o nobre Deputado Celso Russomanno sugeriu acrescentar ao plano de execução e metodologia de avaliação a possibilidade de realização de oitivas e de requisição de documentos públicos.

Por tratar-se de modificações que aperfeiçoam o relatório prévio, achei por bem acatá-las.

Voto, portanto, pela aprovação da da Proposta de Fiscalização e Controle nº 52, de 2008, com as sugestões propostas.

Sala da Comissão, em 05 de novembro de 2008.


Deputado WALTER IHOSHI
Relator





PROPOSTA DE FISCALIZAÇÃO E CONTROLE Nº 52, DE 2008
RELATÓRIO PRÉVIO

Propõe que o Tribunal de Contas da União fiscalize a Agência Nacional de Energia Elétrica para fiscalizar a autorização de reajuste das tarifas das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba – Distribuidora de Energia S/A (antiga Saelpa).

Autor: Dep. Vital do Rêgo Filho
Relator: Dep. Walter Ihoshi

I – Relatório

I – 1 Introdução

O Deputado Vital do Rêgo Filho apresentou à Comissão de Defesa do Consumidor proposição para que esta Comissão, por intermédio do Tribunal de Contas da União – TCU, fiscalize *“a Agência Nacional de Energia Elétrica para fiscalizar a autorização de reajuste das tarifas das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba – Distribuidora de Energia S/A”*.

Fundamenta seu pedido por considerar ser elevado o reajuste concedido pela ANEEL a concessionárias de energia elétrica, especialmente para a Energisa Paraíba, cujo último reajuste anual foi de 15,33%, homologado em 26/08/2008.

Para o Autor, *“a privatização das empresas prestadoras de serviço público de Energia Elétrica engendrou em uma problemática, qual seja, o fato de serem empresas privadas que não se distinguem de qualquer outra empresa privada, eis que atuam com objetivo de lucro, assim, têm-se uma prestadora de serviços públicos, realizando uma atividade lucrativa. Por esta razão, far-se-á necessário uma constante fiscalização, inclusive dos demais entes.”*





CÂMARA DOS DEPUTADOS

Solicita a esta Comissão essa fiscalização *"com a finalidade de que sejam apuradas as concessões de aumento em tais tarifas"*.

No caso da Paraíba, a Agência Nacional de Energia Elétrica, em Resolução Homologatória nº 697, de 26 de agosto de 2008, determinou os reajustes das tarifas de fornecimento de energia elétrica da Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A. – ENERGISA PB. Em seu voto, a diretora da Agência, Joísa Campanher Dutra Saraiva, assim se pronunciou:

"16. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 019/2001, no que consta do Processo nº 48500.002793/2008-52, na Nota Técnica nº 238/2008-SRE/ANEEL, de 14 de agosto de 2008, e nos fatos aqui relatados, decido pela emissão da Resolução Homologatória anexa, objetivando: i) homologar o reajuste tarifário anual com efeito médio de 14,45%, a ser aplicado às tarifas da Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A. – ENERGISA PB, que corresponde a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 15,33%; (...)"

A Nota Técnica a que se refere a diretora apresenta argumentação extensa, de 44 páginas, que confirma, na prática, o pedido de reajuste da empresa. Da Nota Técnica pode-se observar que o aumento do índice IGP-M foi responsável por boa parte do reajuste concedido, tendo esse índice se elevado sensivelmente ao longo do ano de 2008.

Além do reajuste de 15,33% para as tarifas da Energisa PB, para a Cemar o reajuste concedido foi de 10,98%, para a Cepisa, de 10,34% e para a Ceal, de 12,81%, todos homologados em 28/08/2008, data da publicação das resoluções no Diário Oficial da União.

O valor elevado do índice de reajuste aplicado às tarifas da Energisa PB e a outras empresas e a complexidade da matéria, expressa pelo teor da Nota Técnica nº 238/2008-SRE/ANEEL, de 14 de agosto de 2008, disponível no sítio da ANEEL¹, podem conduzir, por parte do Tribunal de Contas da União, à realização de fiscalização com o objetivo de que sejam confirmados os valores definidos, com base nos instrumentos legais e contratuais disponíveis.

I – 2 Da oportunidade e conveniência da Proposta

Este Relator crê ser oportuna e conveniente a presente proposta de fiscalização, tendo em vista a necessidade de se examinar detalhadamente os parâmetros utilizados pela ANEEL para conceder os reajustes tarifários de 26/08/2008.

I – 3 Da competência desta Comissão

¹ <http://www.aneel.gov.br/cedoc/nreh2008697.pdf>





A esta Comissão, com base no artigo 32, inciso V, do Regimento Interno desta Casa, cabe o exame das relações de consumo e as medidas de defesa do consumidor. O art. 60, II, e o art. 61 do Regimento Interno fundamentam a competência desta Comissão no exercício da fiscalização de temas que sejam pertinentes a ela, tal como no presente caso, que envolve relações de consumo entre a ANEEL e as empresas concessionárias de energia elétrica e os consumidores finais.

I – 4 Do alcance jurídico, administrativo, político, econômico, social e orçamentário

Quanto ao alcance político e social, torna-se impreterível a ação do Poder Legislativo no sentido de evitar reajustes de tarifas públicas que venham a sacrificar, ainda mais, as camadas mais pobres da população brasileira.

Quanto ao alcance jurídico e administrativo, é fundamental que sejam promovidos os esclarecimentos necessários sobre as regras que regem os reajustes das tarifas de energia elétrica.

Com respeito aos aspectos econômico e orçamentário é relevante para esta Comissão conhecer as implicações nas tarifas de energia elétrica das ações governamentais tais como o Programa Luz para Todos, ações que podem, por exemplo, trazer aumentos de tarifas à maior parte da população.

I – 5 Plano de execução e metodologia de avaliação

O Plano de Execução da proposta de fiscalização compreende as seguintes etapas:

1. Realização de reuniões de audiências públicas com representantes da ANEEL envolvidas com a questão tais como o Diretor-Presidente da Agência, Jerson Kelman, e a Diretora Joísa Campanher Dutra Saraiva.

2. Solicitação ao Tribunal de Contas da União de trabalhos fiscalizatórios, a partir de 2007 inclusive, relativos ao tema objeto desta PFC, bem como providências ou informações previstas no art. 71, IV e VII, da Constituição Federal, além do envio de informações com relação aos seguintes quesitos:

- a) exame dos parâmetros componentes do índice de reajuste e sua conformidade;
- b) adequação dos índices contratuais utilizados, tais como o IGP-M, para reajustar tarifas de energia elétrica;
- c) dados dos contratos tais como duração, termos inicial e final, e equilíbrio econômico-financeiro;
- d) alternativas legais ou contratuais que possibilitem novos pactos entre as partes;





CÂMARA DOS DEPUTADOS

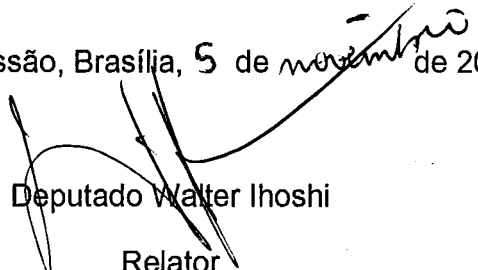
- e) realização de oitivas;
- f) requisição de documentos públicos.

- 3. Apresentação, discussão e votação do relatório final desta PFC;
- 4. Encaminhamento dos resultados e conclusões desta PFC nos termos do art. 37 do Regimento Interno da Câmara dos Deputados.

II – VOTO

Diante do que aqui foi relatado, este **Relator é favorável à implementação da Proposta de Fiscalização e Controle nº 52, de 2008.**

Sala da Comissão, Brasília, 5 de novembro de 2008.


Deputado Walter Ihoshi

Relator





CÂMARA DOS DEPUTADOS

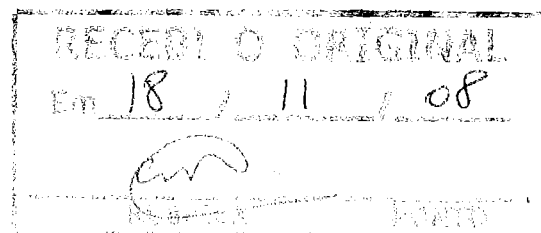
COMISSÃO DE DEFESA DO CONSUMIDOR



Of. Pres. n. 509/08

Brasília, 15 de novembro de 2008.

A Sua Excelência o Senhor
Ministro WALTON ALENCAR RODRIGUES
Presidente do Tribunal de Contas da União - TCU



Assunto: **Solicitação de fiscalização referente à PFC 52, de 2008**

Senhor Presidente,

Tramita nesta Comissão a PROPOSTA DE FISCALIZAÇÃO E CONTROLE Nº 52, de 2008, de minha autoria, que "*Propõe que o Tribunal de Contas da União fiscalize a Agência Nacional de Energia Elétrica para fiscalizar a autorização de reajuste das tarifas das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A (antiga Saelpa).*"

O Deputado Walter Ihoshi foi designado relator e apresentou Relatório Prévio pela implementação da PFC, com complementação de voto, nos termos do Plano de Trabalho e Metodologia de Avaliação, aprovado, por unanimidade, na Reunião Ordinária Deliberativa realizada no dia 05/11/08, conforme cópia do processo em anexo.

Em face do exposto, e em cumprimento ao pedido do Relator, solicito a Vossa Excelência determinar a realização de trabalhos fiscalizatórios, conforme item 2 do "Plano de Execução e Metodologia de Avaliação" do Relatório Prévio acima mencionado.

Atenciosamente,

Deputado VITAL DO RÉGO FILHO
Presidente





Aviso nº 1221 -GP/TCU

Brasília, 24 de novembro de 2008.

Senhor Presidente

Ao cumprimentá-lo cordialmente, registro o recebimento do Ofício nº 509/08, de 15/11/2008, mediante o qual Vossa Excelência encaminha a Proposta de Fiscalização e Controle nº 52/2008, solicitando auditoria na “*Agência Nacional de Energia Elétrica para fiscalizar a autorização de reajuste das tarifas das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A (antiga Saelpa)*”.

A propósito, informo a Vossa Excelência que o referido expediente, autuado no TCU como processo nº TC-031.039/2008-6, foi remetido à Unidade Técnica competente desta Casa, para adoção das providências pertinentes.

Atenciosamente,



UBIRATAN AGUIAR

Vice-Presidente, no exercício da Presidência

A Sua Excelência o Senhor
Deputado Federal VITAL DO RÊGO FILHO
Presidente da Comissão de Defesa do Consumidor
Câmara dos Deputados
Brasília - DF





CÂMARA DOS DEPUTADOS

COMISSÃO DE DEFESA DO CONSUMIDOR



Of. Sec. n 250/08

Brasília, 24 de novembro de 2008.

A Sua Excelência o Senhor
Deputado WALTER IHOSHI
Gab 466 Anexo III

Assunto: Cópia do Aviso nº 1221-GP/TCU referente à PFC 52/2008

Senhor Deputado,

De ordem do Presidente desta Comissão, Deputado Vital do Rêgo Filho, encaminhamos, em anexo, para conhecimento de Vossa Excelência, cópia do **Aviso nº 1221-GP/TCU**, enviado a esta Comissão pelo Tribunal de Contas da União, referente à PFC 52/2008, que *"Propõe que o Tribunal de Contas da União fiscalize a Agência Nacional de Energia Elétrica para fiscalizar a autorização de reajuste das tarifas das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A (antiga Saelpa)"*, de sua relatoria.

Respeitosamente,

Lilian de Cássia Albuquerque Santos

Secretária



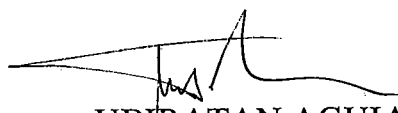
Aviso nº 863-Seses-TCU-Plenário

Brasília-DF, 1º de julho de 2009

Senhora Presidente,

Encaminho a Vossa Excelência, para conhecimento, em atenção ao PFC nº 52/08, remetido por essa Comissão a este Tribunal, cópia do Acórdão proferido nos autos do processo nº TC 031.039/2008-6, pelo Plenário desta Corte na Sessão Ordinária de 1º/7/2009, acompanhado do Relatório e do Voto que o fundamentam.

Atenciosamente,



UBIRATAN AGUIAR
Presidente

A Sua Excelência, a Senhora
Deputada Federal ANA ARRAES
Presidente da Comissão de Defesa do Consumidor - CDC
Praça dos Três Poderes, Câmara dos Deputados, Anexo II, Pav. Superior, Ala C,
Sala 152
Brasília - DF

GRUPO I – CLASSE II – Plenário

TC 031.039/2008-6

Natureza(s): Solicitação do Congresso Nacional

Órgão/Entidade: Agência Nacional de Energia Elétrica - MME

Interessado: Câmara dos Deputados

Advogado(s): não há.

SUMÁRIO: PRORROGAÇÃO DE PRAZO PARA ATENDIMENTO DE SOLICITAÇÃO DO CONGRESSO NACIONAL, NA FORMA DO § 2º DO ART. 15 DA RESOLUÇÃO TCU Nº 215/2008.

RELATÓRIO

Adoto como Relatório a instrução do ACE Davi Ferreira Gomes Barreto, com a qual aquiesceram as instâncias superiores da Secretaria de Fiscalização de Desestatização – SEFID.

“Trata-se de Proposta de Fiscalização e Controle nº 52/2008 da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados (fls. 2-14), encaminhada pelo Of. Pres. nº 509/08 (fl. 1), que requer ao TCU fiscalizar a autorização de reajuste das tarifas das seguintes concessionárias: Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, Companhia Energética do Piauí – CEPISA, Companhia Energética de Alagoas – CEAL e ENERGISA Paraíba – Distribuidora de Energia S/A.

Aduz a Proposta de Fiscalização que a ANEEL autorizou aumento de 15,33% para a ENERGISA, de 10,98% para a CEMAR, de 10,34% para a CEPISA e de 12,81% para a CEAL. Em vista disso, solicita ao TCU a realização de fiscalização com o objetivo de confirmar os valores estabelecidos, com base nos instrumentos contratuais e legais disponíveis (fl. 6).

O plano de execução da proposta (fl. 13) solicita ao TCU que encaminhe os trabalhos fiscalizatórios a partir de 2007, além do envio de informações relativas aos seguintes quesitos:

- exame dos parâmetros componentes do índice de reajuste e sua conformidade;*
- adequação dos índices contratuais utilizados, tais como o IGPM para reajustar tarifas de energia elétrica;*
- dados dos contratos, tais como duração, termo inicial e final e equilíbrio econômico-financeiro;*
- alternativas legais ou contratuais que possibilitem novos pactos entre partes;*
- realização de oitivas;*
- requisição de documentos públicos.*

Dessa forma, optou-se por, inicialmente, avaliar a legalidade e a legitimidade dos reajustes das concessionárias em questão e, em um segundo momento, comentar cada um dos itens acima, a fim de fornecer subsídios adicionais à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados.

Vale ressaltar que o atual sistema regulatório das concessionárias de distribuição de energia elétrica admite 3 (três) diferentes tipos de mecanismos de atualização tarifária: revisão periódica, revisão extraordinária e reajuste anual.

O Tribunal, por meio da Instrução Normativa nº 43/2002, acompanha os processos de revisão tarifária periódica das principais concessionárias, no intuito de garantir a regularidade e contribuir para o aperfeiçoamento metodológico do processo. Entre as análises realizadas no 1º e 2º ciclo de revisões sobressaem as decisões dos acórdãos 1757/2003-P, 1756/2003-P, 555/2004-P, 556/2004-P, 1756/2004-P, 1757/2004-P, 200/2007-P, 271/2007-P, 272/2007-P, 2379/2008 e 2542/2008, algumas delas ainda em sede de recurso nesta Corte.

No que se refere à revisão extraordinária, o TCU realizou auditoria junto à ANEEL (TC – 006.734/2003-9) para avaliar o impacto das ações implementadas para a superação da crise de energia elétrica sobre o valor das tarifas cobradas pelas concessionárias. O citado processo ainda aguarda julgamento por este Tribunal.

Quanto aos reajustes tarifários, esta Corte, recentemente, realizou auditorias nos processos de reajuste da CELPE¹ e da CEMIG², por solicitação do Congresso Nacional. O TCU exarou o Acórdão 2.210/08-P, que determinou à ANEEL que corrigisse as falhas identificadas na metodologia de reajuste em vigor. Posteriormente, em face de impetração de Embargos de Declaração por parte da Agência, o referido Acórdão foi tornado insubsistente pelo Acórdão 2.544/08-P, para que as concessionárias envolvidas se manifestassem nos autos e tivessem seus argumentos analisados pelo Tribunal.

Nesse sentido, é importante destacar que, no que se refere à regularidade do reajuste tarifário da ENERGISA, proposta similar foi objeto de Representação formulada pelo Deputado Federal Vital do Rêgo Filho, autuado no TC – 025.819/2008-1, ainda pendente de decisão por parte deste Tribunal.

Naquela oportunidade, a instrução desta Unidade Técnica não encontrou irregularidades no reajuste da ENERGISA, esclarecendo que as sucessivas autorizações de reajustes das tarifas de energia elétrica por parte da ANEEL decorrem de obrigações legais e contratuais, não havendo irregularidade nesse aspecto. Tendo em vista a semelhança do objeto da Representação autuada no TC – 025.819/2008-1 com esta solicitação da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, propõe-se o apensamento do TC – 025.819/2008-1 a esta solicitação.

Para fiscalizar os reajustes tarifários da CEMAR, CEPISA e CEAL, diligenciou-se à ANEEL para que enviasse a este Tribunal as planilhas de cálculo, relatório e voto que embasaram os processos conduzidos em 2008 (fls. 17-18).

A análise destes autos iniciou-se com a remessa por parte da ANEEL dos documentos solicitados (fls. 20-22). No intuito de avaliar a legalidade e a legitimidade dos reajustes, o problema foi analisado em duas dimensões: quanto à regularidade dos cálculos aplicados nos reajustes em relação à metodologia em vigor, e quanto à aderência dessa metodologia aos princípios legais que regem as concessões dos serviços de distribuição de energia elétrica.

A apresentação dos resultados do trabalho realizado passa, inicialmente, por uma breve explanação sobre as metodologias de atualização tarifária adotadas pela ANEEL junto às empresas distribuidoras de energia elétrica e, posteriormente, discorre sobre as duas dimensões de análise citadas.

Mecanismos de atualização tarifária

De acordo com a Lei nº 9.427/96, as atuais regras jurídicas e econômicas relativas ao regime tarifário dos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica no Brasil constituem uma vertente do regime de regulação por incentivos. Sua principal finalidade é o

¹ Companhia Energética de Pernambuco

² Companhia Energética de Minas Gerais

aumento da eficiência e da qualidade na prestação do serviço, atendendo ao princípio da modicidade tarifária.

Nesse sentido, o modelo de remuneração de concessionárias de energia elétrica é baseado na premissa de que a tarifa aplicada à quantidade de energia vendida gera a receita necessária para cobrir os custos eficientes da empresa. Contudo, compete ao ente regulador criar mecanismos de incentivos para que as empresas administrem seus custos, buscando a modicidade tarifária e a melhoria na prestação do serviço público.

De acordo com os contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica, os custos envolvidos na concessão são divididos em duas parcelas: Parcela A e Parcela B. A primeira representa os custos não gerenciáveis da empresa, ou seja, aqueles que não dependem da sua operação. A segunda representa os custos gerenciáveis da empresa e devem abranger os custos operacionais e a remuneração do capital do investidor. A Tabela 01 detalha os principais componentes de cada parcela.

Tabela 01: Detalhamento da composição das parcelas A e B

PARCELA A (custos não-gerenciáveis)	PARCELA B (custos gerenciáveis)
Encargos Setoriais	Despesas de Operação e Manutenção
Cota de Reserva Global de Reversão (RGR)	Pessoal
Cota de Conta de Consumo de Combustível (CCC)	Material
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	Serviços de terceiros
Rateio de custos do Proinfa	Despesas gerais e outras
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	
Operador Nacional do Sistema (ONS)	
P&D e Eficiência Energética	
Encargos de Transmissão	Despesas de Capital
Uso das instalações da Rede Básica de transmissão de energia elétrica	Cotas de reintegração regulatória
Uso das instalações de Conexão	Remuneração do capital
Uso das instalações de Distribuição	
Transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu	
Compra de Energia Elétrica	Outros
Energia de Itaipu	Perdas de receitas irrecuperáveis
Contratos Iniciais, Contratos Bileterais de Longo Prazo ou Leilões	PIS/COFINS

Fonte: Cadernos Temáticos da ANEEL - Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica, 2005

Quando da assinatura dos contratos de concessão, as empresas reconhecem que o nível tarifário vigente, ou seja, o conjunto das tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão das tarifas estabelecidos nos contratos, é suficiente para a manutenção do seu equilíbrio econômico-financeiro.

Isso significa reconhecer que a receita anual é suficiente para cobrir os custos operacionais incorridos na prestação do serviço e remunerar adequadamente o capital investido, seja naquele momento, seja ao longo do período de concessão, na medida em que as regras de atualização têm a finalidade de preservar, ao longo do tempo, o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato. Dessa forma, existem três métodos de atualização tarifária: reajuste tarifário anual, revisão tarifária periódica e revisão tarifária extraordinária.

O reajuste tarifário é realizado anualmente e busca restabelecer o poder de compra da receita obtida pelo concessionário. Para isso, determina-se um Índice de Reajuste Tarifário (IRT), que é aplicado na atualização das tarifas vigentes.

A revisão tarifária periódica é um processo mais detalhado de atualização que, geralmente, ocorre a cada quatro anos. Busca manter o equilíbrio econômico-financeiro ao longo do contrato de concessão, realizando análises mais profundas e detalhadas na determinação dos valores de cada componente das Parcelas A e B. O objetivo desse processo é calcular o reposicionamento tarifário e estabelecer o Fator X.

O cálculo do reposicionamento tarifário se baseia na definição da parcela da receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes – para um dado nível de qualidade do serviço – e uma remuneração adequada sobre investimentos realizados com prudência.

O Fator X é um “número índice” fixado pela ANEEL, a cada revisão periódica, conforme definido nos contratos de concessão, com o objetivo de ajustar os valores da Parcela B (custos gerenciáveis) aos ganhos de escala do negócio decorrentes de aumento da eficiência operacional.

Tanto a metodologia de reajuste quando a de revisão são baseadas na determinação da receita necessária para cobrir os custos na prestação do serviço, ou seja, consistem no cálculo das Parcelas A e B. Contudo, o processo de definição dessas parcelas difere em cada uma das metodologias.

Por fim, a revisão tarifária extraordinária é um mecanismo, por meio do qual a ANEEL poderá, a qualquer tempo, por solicitação da empresa de distribuição e quando devidamente comprovada, proceder à revisão das tarifas, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, caso haja alterações significativas nos custos da empresa de distribuição, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia, encargos setoriais ou encargos de uso das redes elétricas que possam ser estabelecidos durante o período.

Cálculo do reposicionamento tarifário no processo de revisão periódica

O valor do reposicionamento tarifário é definido como a razão entre a Receita Requerida (receita necessária para manter o equilíbrio econômico-financeiro após a revisão) e a Receita Verificada (receita auferida pela empresa com as tarifas vigentes).

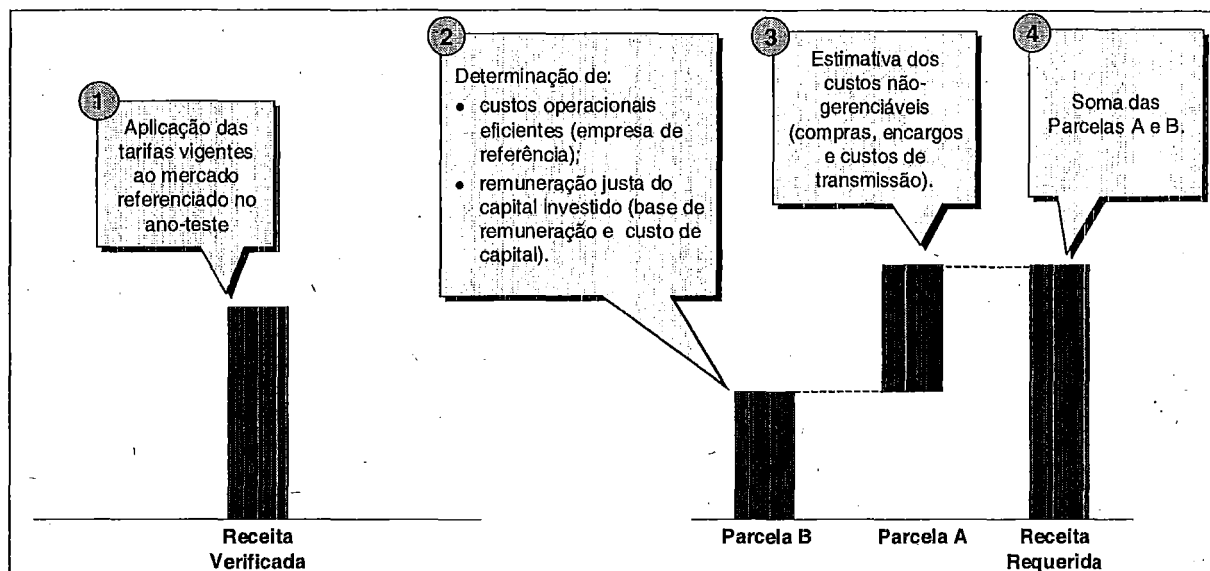
A Receita Verificada é determinada aplicando-se as tarifas vigentes, no momento da revisão, à demanda do mercado referenciado no ano-teste, que é definido como o mercado estimado para período de 12 (doze) meses imediatamente posterior à data de início da vigência das novas tarifas.

Por sua vez, a Receita Requerida é definida como a soma das parcelas A e B, calculadas segundo critérios atualmente estabelecidos pela ANEEL na Resolução nº 236/06.

Além disso, após somar as Parcelas A e B, é subtraído desse resultado o valor das “Outras Receitas”, referentes a receitas originárias de fontes diversas das oriundas da concessão, que devem ser compartilhadas com os usuários para fins de modicidade tarifária.

Para se calcular a Parcela A, determinam-se os custos de compra de energia, os encargos tarifários e os custos de transmissão. Já a Parcela B é calculada pela definição de custos operacionais eficientes a partir da construção de uma empresa de referência e pela determinação da remuneração justa do capital investido a partir da definição da base de remuneração e do custo de capital.

Figura 01: Processo de definição dos componentes do reposicionamento tarifário na revisão periódica



Nesse ponto, é importante ressaltar que o processo de definição de cada componente da Parcela B é feito através de critérios técnicos desenvolvidos pelo ente regulador, com o intuito de garantir a solidez metodológica de todo o processo a partir de um cálculo aprofundado de cada um desses componentes (custos operacionais e custo de capital).

A despeito de eventuais críticas e possibilidades de aperfeiçoamento dessa metodologia, não se pode contestar a intenção do regulador de imprimir um forte caráter técnico na definição da Parcela B no processo de revisão tarifária.

Além do valor do reposicionamento tarifário, também é definido durante a revisão tarifária o valor do Fator X. Apesar de não ser relevante para a análise do problema em questão, é importante salientar que essa componente também é obtida através de critérios técnicos definidos em resolução específica da ANEEL.

Cálculo do índice de reajuste tarifário

O índice de reajuste tarifário é dado pela razão entre a Receita na Data de Reajuste em Processamento - DRP (receita capaz de manter o poder de compra da empresa após o reajuste) e a Receita na Data de Referência Anterior - DRA (receita auferida pela empresa no período anterior).

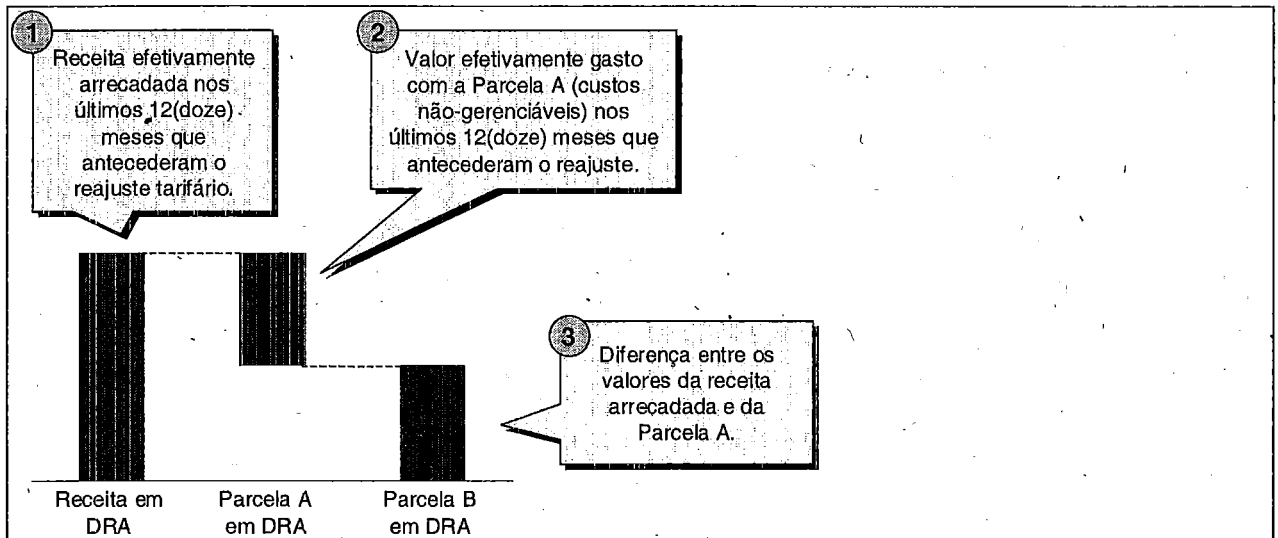
A receita em DRA refere-se à receita efetivamente arrecadada nos últimos 12(doze) meses que antecederam o reajuste tarifário. Por outro lado, a receita em DRP é calculada com base na soma dos valores estimados para as parcelas A e B da concessionária.

A principal diferença entre as metodologias de revisão e reajuste reside na forma como é calculada a parcela B da receita. A metodologia do reajuste não utiliza os critérios definidos na Resolução nº 236/06 da ANEEL.

O processo de definição do IRT passa, primeiramente, pela apuração da Receita em DRA conforme já explicado. O segundo passo consiste em determinar os gastos efetivamente incorridos com a Parcela A durante o período de 12 (doze) meses que antecedeu o reajuste. O valor da

Parcela B é finalmente calculado como a diferença entre os valores da Receita em DRA e da Parcela A.

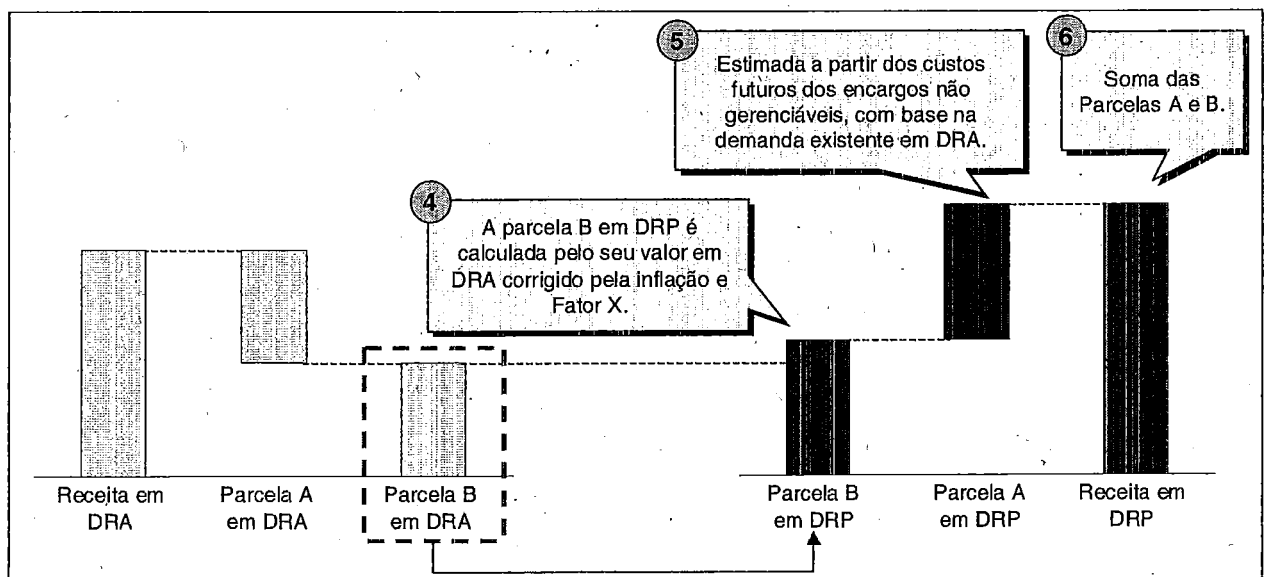
Figura 02: Processo de definição das parcelas A e B da Receita em DRA no reajuste anual



Por outro lado, a definição da receita em DRP começa pela determinação do valor da Parcela B, que é feita corrigindo a mesma parcela B calculada em DRA pela inflação e pelo Fator X.

O último passo consiste em determinar a parcela A a partir dos custos não-gerenciáveis estimados, tomando como base a mesma demanda existente em DRA, ou seja, a dos últimos 12 (doze) meses anteriores à data do reajuste.

Figura 03: Processo de definição das parcelas A e B da Receita em DRP no reajuste anual



Há dois pontos importantes dentro do processo de reajuste tarifário que merecem ser ressaltados: a estimativa da Parcela B tem menor nível de detalhamento técnico quando comparada ao processo de revisão tarifária; a demanda considerada refere-se ao período dos 12 (doze) meses anteriores à atualização e não a uma estimativa dos meses posteriores como na metodologia de revisão.

O método adotado no reajuste para o cálculo da Parcela B é feito com base na diferença entre a receita efetivamente arrecadada e os custos não-gerenciáveis efetivamente despendidos. Não guarda nenhuma relação com as metodologias de empresa de referência, base de remuneração e custo de capital utilizados no processo de revisão.

A segunda diferença entre as metodologias de revisão e reajuste é relativa ao período de tempo utilizado para calcular os componentes das parcelas A e B. Na revisão tarifária é feita uma estimativa da demanda futura para balizar o valor justo da tarifa, enquanto que no processo de reajuste tarifário, as potenciais variações de demanda são ignoradas.

Análise do Reajuste Tarifário

Em uma primeira análise, constatou-se a coerência dos valores apresentados nos relatórios e votos que embasaram os processos de reajuste anual de 2008 com os valores constantes das planilhas de reajuste.

Isso não significa que tais valores não possam vir a apresentar impropriedades, pois há sempre o risco de ocorrerem problemas nos campos de entrada de dados das planilhas de cálculo, notadamente no que se refere à digitação incorreta de dados regulatórios ou ao envio de informações incorretas à ANEEL por parte das distribuidoras de energia elétrica.

No primeiro caso, esse risco pode ser mitigado pela atuação do controle interno da Agência, consistente no cruzamento dos dados enviados pelas distribuidoras com os dados inseridos no modelo.

No segundo caso, o risco pode ser reduzido pela fiscalização da ANEEL, com verificação in loco e com uso dos sistemas de medição. Assim, ordinariamente, essas impropriedades devem ser identificadas por meio de um controle de primeira ordem, ou seja, realizado pela própria Agência sobre as informações prestadas pelas distribuidoras de energia elétrica para o cálculo do IRT.

No que se refere às planilhas de cálculo, observou-se que elas, em grande parte, são padronizadas. Não se identificou erros de fórmulas, referências circulares ou outras inconsistências que pudessem macular o IRT. Também não foi observado erros de digitação nos dados de entrada dos modelos em comparação com os valores expressos nos relatórios que embasaram os processos de reajuste anual. Finalmente notou-se que a sistemática de cálculo das planilhas é coerente com as fórmulas paramétricas da metodologia de reajuste tarifário.

As tabelas 02, 03 e 04 mostram a participação percentual dos itens não gerenciáveis (VPA) e gerenciáveis (VPB) na composição do IRT, quanto cada item evoluiu no período de 2007 a 2008 e a distribuição da receita para cobrir os custos não gerenciáveis e gerenciáveis das distribuidoras CEMAR, CEPISA e CEAL.

Tabela 02 – Composição do índice de reajuste tarifário da CEMAR

Itens	Participação no IRT (p.p)	Relação 2008/2007	Participação na Receita (%)
VPA	4,61%	10,24%	45,06%
Encargos Setoriais	1,76%	30,93%	6,76%

Encargos de Transmissão	1,20%	18,69%	6,95%
Energia Comprada para Revenda	1,65%	5,01%	31,35%
VPB	5,45%	9,91%	54,94%
Componentes Financeiros	0,19%	-	-
Reajuste Total	10,25%	-	-

Fonte: Voto do Processo 48500.002794/2008-05 (fl. 1-3 do Anexo 1)

Tabela 03 – Composição do índice de reajuste tarifário da CEPISA

Itens	Participação no IRT (p.p)	Relação 2008/2007	Participação na Receita (%)
VPA	6,21%	13,73%	45,36%
Encargos Setoriais	2,20%	43,20%	6,43%
Encargos de Transmissão	1,17%	18,16%	6,69%
Energia Comprada para Revenda	2,84%	8,44%	32,24%
VPB	7,09%	12,93%	54,64%
Componentes Financeiros	-2,90%	-	-
Reajuste Total	10,39%	-	-

Fonte: Nota Técnica 229/2008 – SRE/ANEEL (fl. 89 do Anexo 1)

Tabela 04 – Composição do índice de reajuste tarifário da CEAL

Itens	Participação no IRT (p.p)	Relação 2008/2007	Participação na Receita (%)
VPA	4,61%	9,45%	47,80%
Encargos Setoriais	1,13%	18,57%	6,48%
Encargos de Transmissão	0,73%	14,00%	5,32%
Energia Comprada para Revenda	2,75%	7,34%	36,01%
VPB	7,02%	13,70%	52,20%
Componentes Financeiros	3,42%	-	-
Reajuste Total	15,05%	-	-

Fonte: Nota Técnica 236/2008 – SRE/ANEEL (fl. 134 do Anexo 1)

Encargos Setoriais

Os encargos setoriais³ resultam de políticas governamentais e têm destinação específica. Seus valores são estabelecidos diretamente pela ANEEL e, de forma semelhante nas concessionárias analisadas, foram impactados principalmente pela criação dos Encargos de Serviço de Sistema – ESS (Segurança Energética) e pelo aumento nos valores da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e da Reserva Global de Reversão – RGR.

A Resolução do Conselho Nacional de Política Energética nº 008, de 20 de dezembro de 2007, criou novos componentes para os ESS, relacionados à segurança energética, ou seja, aos custos devidos a ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco e aos despachos de termelétricas fora da ordem de mérito de custo ordenados pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico –

³ Reserva Global de Reversão – RGR, Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, Encargo de Serviço do Sistema – ESS, Encargo de Pesquisa e Desenvolvimento Energético – P&D e Encargo do Operador Nacional do Sistema – ONS.

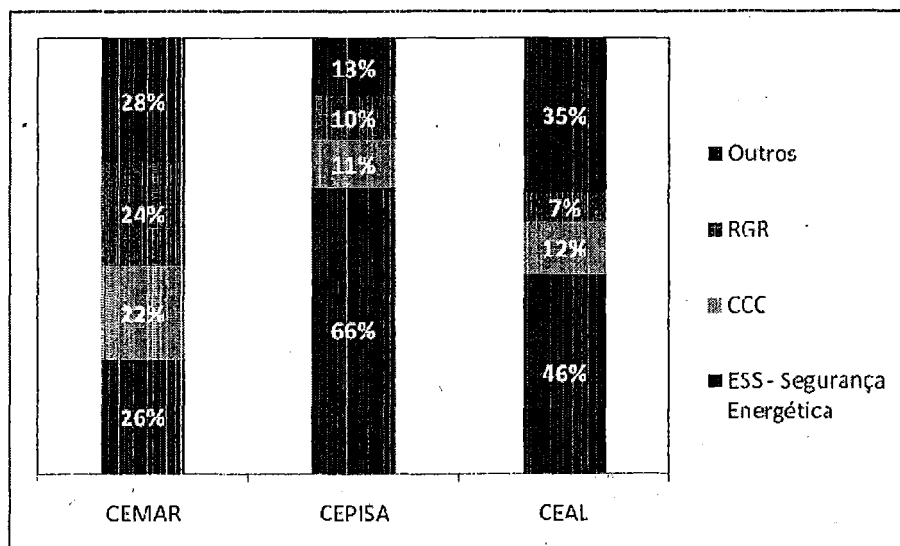
CMSE. Os valores correspondentes a esse novo encargo repercutiram fortemente em todo o sistema elétrico brasileiro, inclusive nas concessionárias analisadas.

A CCC, criada pelo Decreto n.º 73.102/73, tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para geração de energia termoeleétrica nas regiões do país localizadas fora da área de atendimento do sistema interligado, denominadas sistemas isolados. Os custos da geração termoeleétrica dos sistemas isolados são rateados por todos os consumidores do país, mediante a fixação de valores anuais para cada concessionária de distribuição, proporcionais ao seu mercado, e podem variar em função da necessidade do uso das usinas termoeleétricas. Os valores utilizados nos reajustes de 2008 da CEMAR, CEPISA e CEAL foram fixados de acordo com a Resolução Homologatória da ANEEL n.º 616/2008.

A RGR, criada pelo Decreto n.º 41.019/57, tem a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitado a 3,0% de sua receita anual. Os valores utilizados nos reajustes de 2008 da CEMAR, CEPISA e CEAL foram fixados pela Superintendência de Fiscalização Financeira – SFF/ANEEL, de acordo, respectivamente, com os memorandos 1242/2008, 1230/08 e 1244/08 da SFF/ANEEL.

O Gráfico 01 mostra os principais componentes na variação dos encargos setoriais das concessionárias em questão.

Gráfico 01 – Principais componentes da variação 2007/2008 dos encargos setoriais da CEMAR, CEPISA e CEAL (% da variação dos encargos)



No caso da CEMAR (fl. 13 do Anexo 1), os encargos setoriais somaram R\$ 74 milhões (6,76% da receita) e cresceram 30,93%, devido, principalmente, aos seguintes fatores:

adição de R\$ 4,6 milhões em Encargos de Serviço de Sistema – Segurança Energética, que representou 26% da variação total dos encargos;

aumento de 17,19% nos valores da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, que representou 22% da variação dos encargos;

aumento de 34,11% na Reserva Global de Reversão – RGR, devido a uma projeção subestimada dos investimentos, realizada no reajuste anterior, que resultou em uma base de cálculo muito inferior à efetivamente realizada, representando 24% da variação dos encargos.

Por sua vez, os encargos da CEPISA (fls. 87-89 do Anexo 1) somaram R\$ 40,8 milhões (6,43% da receita) no ano de 2008. Os valores dos encargos cresceram 43,20%, devido, principalmente, aos seguintes fatores:

adição de R\$ 8,1 milhões em Encargos de Serviço de Sistema – Segurança Energética, que representou 66% da variação total dos encargos;

aumento de 11,21% nos valores da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, que representou 11% da variação dos encargos;

aumento de 13,32% nos valores da Reserva Geral de Reversão – RGR, que representou 10% da variação dos encargos.

Por último, os encargos da CEAL (fls. 127 e 133 do Anexo 1) somaram R\$ 42,9 milhões (6,48% da receita) no ano de 2008. Os valores dos encargos cresceram 18,57%, devido, principalmente, aos seguintes fatores:

adição de R\$ 3,0 milhões em Encargos de Serviço de Sistema – Segurança Energética, que representou 46% da variação total dos encargos;

aumento de 4,82% nos valores da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, que representou 12% da variação dos encargos;

aumento de 14,38% nos valores da Reserva Geral de Reversão – RGR, que representou 7% da variação dos encargos.

Encargos de Transmissão

Os custos de transmissão são aqueles relacionados ao transporte da energia, desde as fontes geradoras até a distribuidora; incluindo a utilização da rede básica e de suas instalações de conexão, o transporte da energia proveniente de Itaipu e a eventual utilização da rede de outras distribuidoras.

No caso da CEMAR, esses custos foram estimados em R\$ 76,1 milhões (6,95% da receita). O valor calculado pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT foi 18,69% acima do praticado em 2007 (fl. 06 do Anexo 1).

Os custos com a transmissão para a CEPISA e da CEAL foram estimados, respectivamente, em R\$ 42,5 milhões (6,69% da receita) e em R\$ 35,2 milhões (5,32% da receita). A variação entre os anos de 2007 e 2008 foi semelhante para as duas concessionárias, em torno de 18%, calculados pela mesma superintendência (fls. 88 e 127-128 do Anexo 1).

Energia Comprada para Revenda

As compras de energia estão relacionadas com os custos de contratação do fornecimento de energia elétrica necessários para que a distribuidora atenda seu mercado. Para que seja efetuado o cálculo desses custos, a ANEEL toma como base os contratos bilaterais, leilões públicos e os montantes adquiridos de Itaipu.

Ou seja, com base na carteira de contratos da concessionária e na demanda esperada do mercado, a Agência determina os custos com compra de energia. A determinação dos custos a serem repassados aos consumidores finais das concessionárias foi feita conforme o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, observadas as disposições do contrato de concessão e demais normas pertinentes.

No caso da CEMAR, a energia comprada para revenda é o item de custo mais significativo do VPA, calculado em R\$ 343 milhões (31,35% da receita). Para a CEPISA e CEAL, esses custos são igualmente importantes e representam, respectivamente, R\$ 204 milhões (32,24% da receita) e R\$ 238 milhões (36,01% da receita). Dessa forma, é preciso dedicar especial atenção nas premissas utilizadas na definição desses valores, pois pequenas impropriedades causam impactos significativos. Dentro desse contexto, destacam-se as perdas elétricas.

Perdas Elétricas

Perdas elétricas correspondem à diferença entre a energia injetada na rede pela geradora e a energia efetivamente recebida pelo consumidor, sendo divididas em perdas da rede básica, perdas técnicas e perdas não técnicas. Essa diferença é rateada entre todos os consumidores ligados à rede de distribuição da concessionária.

As perdas da rede básica são aquelas originadas nas redes de transmissão e são rateadas entre concessionárias de transmissão e todos os consumidores do sistema. Já as perdas na distribuição (técnicas e não técnicas) são específicas para cada empresa distribuidora de energia elétrica, sendo calculadas, caso a caso, de acordo com as metodologias definidas pela ANEEL.

Em cada revisão tarifária, a Agência define as metas para redução de perdas na distribuição como forma de incentivar o aumento de eficiência da concessionária e garantir maior modicidade tarifária.

No caso da CEMAR, a ANEEL estabeleceu na revisão tarifária realizada em 2005 que as perdas da concessionária deveriam passar de 41,56% do mercado de venda em 2005 para 37,56% do mercado de 2009, considerando perdas técnicas de 17,50% e perdas na rede básica de 2,73%. A seguir, transcreve-se trecho da Nota Técnica 256/2005 – SRE/ANEEL (fl. 55-72 do Anexo 1):

“13. A ANEEL, na Nota Técnica nº 186/2005-SRE/ANEEL, estabeleceu uma trajetória regulatória para as perdas não-técnicas (comerciais) da CEMAR. Após a Audiência Pública AP nº 013/2005, a meta de perdas comerciais a ser atingida pela CEMAR até o ano de 2009 foi alterada, e deverá ser implementada da seguinte forma:

i) As perdas comerciais da CEMAR deverão atingir o percentual de 17,33% (calculados sobre o mercado de venda) até a próxima revisão tarifária periódica, em agosto de 2009. Nesta revisão tarifária estão sendo consideradas perdas comerciais no percentual de 21,33%, calculadas em relação ao mercado de venda da concessionária. Assim, nos reajustes tarifários de 2006, 2007 e 2008 serão utilizados percentuais decrescentes de perdas comerciais até que seja atingido o percentual de 17,33%, em agosto de 2009.

ii) No transcurso do primeiro ano após a revisão tarifária, a ANEEL realizará estudos para determinar as perdas técnicas da rede elétrica consideradas para efeito de fixação da Base de Remuneração, segundo procedimentos e enfoques metodológicos a serem definidos previamente.

iii) Uma vez estabelecido o valor das perdas técnicas, a ANEEL procederá à fixação das “perdas regulatórias totais” a serem consideradas no cálculo da Parcela A em cada ano do próximo período tarifário.” (grifos nossos)

Dessa forma, é possível concluir que as metas para as perdas regulatórias foram definidas assumindo as seguintes premissas:

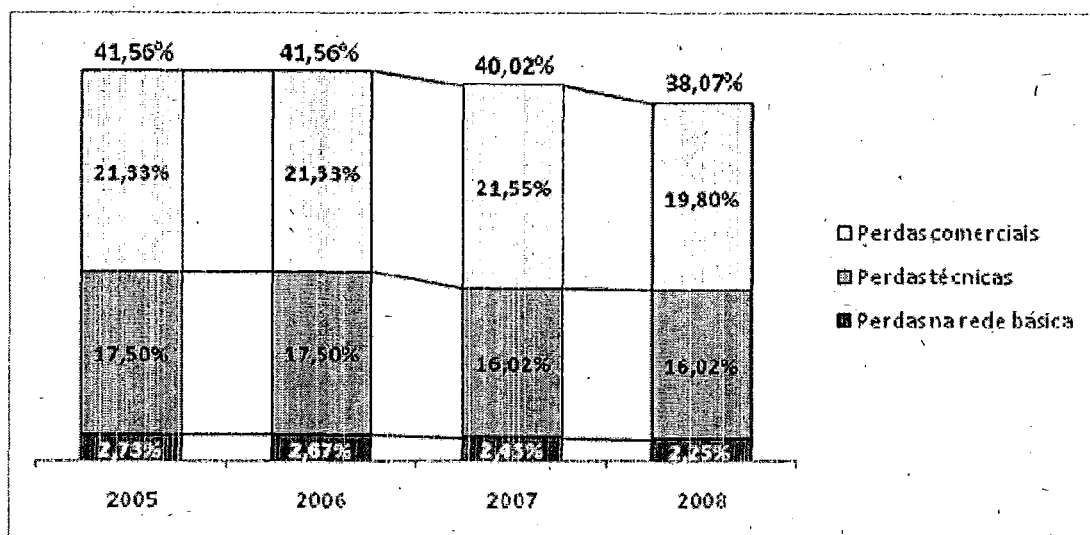
Inicialmente, é preciso definir o valor das perdas técnicas através de estudos conduzidos pela ANEEL. Enquanto os referidos estudos não são concluídos, considera-se um valor de 17,50% para essas perdas.

Deve ser fixada uma meta para redução de perdas comerciais que decrescerão anualmente, passando de 21,33%, em 2005, para 17,33%, em 2009.

Uma vez calculado o valor definitivo das perdas técnicas, essas serão somadas às não técnicas.

Ao analisar as notas técnicas que embasaram os reajustes tarifários dos anos de 2006⁴ e 2007⁵ da CEMAR, verificou-se que o valor das perdas técnicas foi definido apenas em 2007 e que a trajetória de perdas comerciais da concessionária foi reavaliada para cima. O Gráfico 02 ilustra a evolução das perdas entre 2005 e 2008.

Gráfico 02 – Evolução das perdas da CEMAR entre 2005 e 2008 (% do mercado da concessionária)



Fonte: Notas Técnicas 256/2005, 228/2006, 240/2007 e 235/2008 – SRE/ANEEL (fls. 01-80 do Anexo I)

No momento do reajuste tarifário de 2007, a ANEEL constatou que as perdas técnicas reais eram inferiores ao que fora provisoriamente definido e, beneficiando a concessionária, aumentou a tolerância para perdas comerciais e alterou as meta para estas perdas em 2009, passando-as de 17,33% para 18,80%. A seguir, transcreve-se parte da Nota Técnica 240/2007 – SRE/ANEEL (fl. 25 do Anexo I):

“49. Tendo em vista o caráter provisório do tratamento dado às perdas regulatórias no reajuste anterior e a conclusão dos estudos e da fiscalização solicitados, foram realizadas as seguintes alterações nas perdas regulatórias:

50. O percentual de perdas técnicas foi reduzido de 17,5% para 16,03% conforme indicado pela NT 058/2007-SRD/ANEEL, o que representa 496.286,75 MWh com base no mercado de referência do ciclo 2006-2007, e o percentual de perdas não técnicas foi alterado de 21,33% para 22,80%, de tal forma que o percentual total de perdas na distribuição permaneça no mesmo patamar definido da revisão tarifária da empresa em 2005, não havendo portanto qualquer impacto tarifário para a empresa nesse quesito.

51. Em decorrência deste ajuste foi também alterada a meta de perdas não técnicas definida para agosto de 2009, de 17,33% para 18,80%, mantendo-se desta forma a mesma trajetória de redução de quatro pontos percentuais no período 2005 a 2009.

52. Paralelamente, em cumprimento às determinações da revisão tarifária, as perdas não técnicas, agora definidas em 22,80%, serão reduzidas em dois pontos percentuais de forma a seguir a trajetória de redução de perdas definida. A queda de 2% contempla a redução referente ao ciclo 2007-2008 e a redução referente ao ciclo 2006-2007 a época não aplicada devido a não conclusão dos estudos propostos.

⁴ Nota Técnica 228/2006 – SRE/ANEEL

⁵ Nota Técnica 240/2007 – SRE/ANEEL

53. Merece destaque o fato das perdas na CEMAR estarem entre as maiores do Sistema Interligado Nacional. A soma das perdas técnicas, não técnicas e das perdas na Rede Básica, apuradas para no ciclo tarifário 2006-2007 totalizou 44,98% do mercado de venda da empresa e está acima do limite regulatório estabelecido de 42,66% para o mesmo período.”

Ao proceder dessa forma, a ANEEL prejudicou os consumidores em benefício da CEMAR, pois descumpriu dois fundamentos importantes positivados na revisão tarifária de 2005: o caráter provisório das perdas técnicas e a trajetória definida para as perdas comerciais.

A lógica por trás da definição de metas para perdas reside na necessidade de incentivar o aumento de eficiência da concessionária, promovendo maior qualidade no serviço e modicidade tarifária. No caso em pauta, por não saber o valor exato das perdas técnicas, a ANEEL traçou uma trajetória baseada apenas nas perdas comerciais, afirmando que, ao definir com exatidão o valor das perdas técnicas, ajustaria as metas gerais.

Ou seja, o fato de as perdas técnicas passarem de 17,50% para 16,02% não significa que houve uma melhora na operação da CEMAR, mas que esses valores, que eram provisórios, foram finalmente calculados de forma precisa.

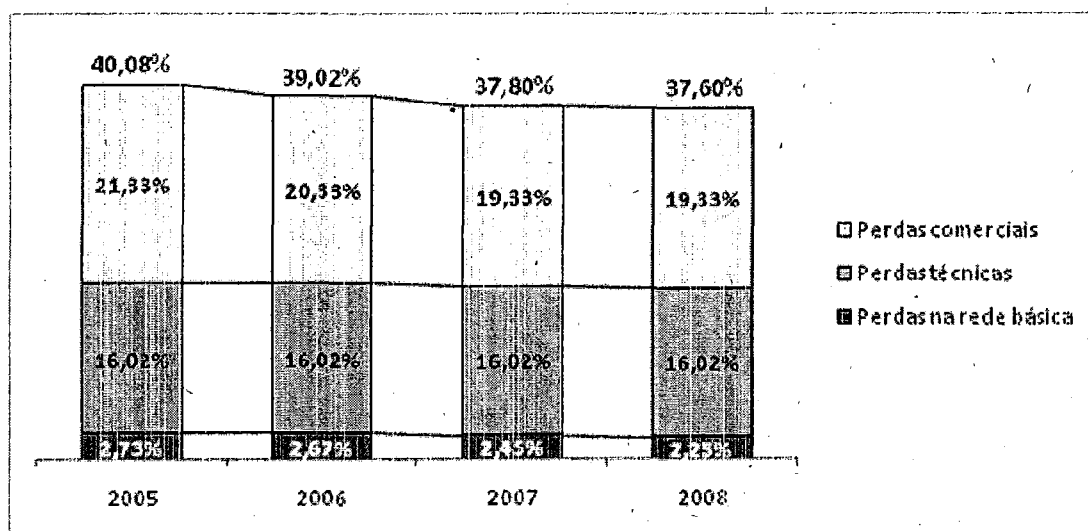
Dessa forma, a Agência deveria ajustar os valores que foram considerados **provisórios** com base nos valores definitivos e manter a mesma trajetória para as perdas comerciais, que efetivamente medem a melhoria do desempenho da empresa.

Além disso, a ANEEL, de posse dos valores definitivos para as perdas técnicas, deveria ter corrigido, de forma retroativa, os valores utilizados em 2005 e 2006, pois esses também foram considerados **provisórios**, conforme pode ser observado nas notas técnicas que embasaram a revisão e o reajuste, respectivamente. (fls. 38 e 56 do Anexo 1)

O segundo ponto a ser considerado é que, nos processos de reajuste de 2006 e 2007, a Agência não adotou valores decrescentes para as perdas comerciais, contrariando o que tinha sido proposto na revisão tarifária de 2005. É importante ressaltar que o efeito financeiro para o consumidor em diminuir o índice de perdas anualmente é bem diferente de fazê-lo, de forma concentrada, em determinado ano no futuro.

O Gráfico 03 ilustra como deveriam ser as perdas no período 2005-2008, já considerando as perdas técnicas definitivas e a trajetória decrescente das perdas comerciais.

Gráfico 03 – Evolução das perdas ajustadas da CEMAR entre 2005 e 2008 (% do mercado da concessionária)



Fonte: Análise SEFID

Os efeitos financeiros para os consumidores das impropriedades citadas representam R\$ 15,7 milhões em valores nominais, conforme pode ser observado na Tabela 03.

Tabela 03 – Efeitos financeiros para os consumidores das irregularidades nas definições das perdas da CEMAR

	05	06	07	08
	20	20	20	20
(1) Perdas totais adotadas pela ANEEL (%)	41, 56%	41, 50%	40, 02%	38, 07%
(2) Perdas totais corrigidas (%)	40, 08%	39, 02%	37, 80%	36, 60%
(3) Diferença: (1) – (2)	1,4 8%	2,4 8%	2,2 2%	1,4 7%
(4) Mercado de venda da CEMAR (MWh)	2.7 93.056	2.8 36.998	3.0 87.015	3.2 62.579
(5) Preço médio da energia (R\$/MWh)	60, 14	65, 69	72, 18	75, 73
(6) Efeito financeiro total (R\$ mil)	2.4 86	4.6 22	4.9 47	3.6 32

Fonte: Notas Técnicas 256/2005, 228/2006, 240/2007 e 235/2008 – SRE/ANEEL (fls. 01-80 do Anexo I)

Ante o exposto, fica evidente que o tratamento dado às perdas técnicas pela ANEEL, entre os anos de 2005 e 2008, vai de encontro ao estabelecido na revisão tarifária da concessionária, de acordo com a Nota Técnica 256/2005 – SRE/ANEEL, e ao princípio da modicidade tarifária, positivado pelo art. 6º, §1º, da Lei nº 8.987/95.

De forma semelhante, foram analisadas as trajetórias de perdas da CEPISA e da CEAL⁶. As notas técnicas que embasaram os processos de revisão e reajuste tarifários entre os anos de 2005 e 2008 apontaram que os mesmos problemas identificados na CEMAR foram constatados naquelas concessionárias. Os efeitos financeiros para os consumidores representam R\$ 16,9 milhões e R\$ 27,1 milhões, respectivamente, em valores nominais, conforme pode ser observado nas Tabelas 04 e 05.

⁶ A análise detalhada das perdas da CEPISA e CEAL encontra-se no anexo desta instrução (fls. 47-50).

Tabela 04 – Efeitos financeiros para os consumidores das irregularidades nas definições das perdas da CEPISA

	05	06	07	08
	20	20	20	20
(1) Perdas totais adotadas pela ANEEL (%)	47,36%	47,30%	47,08%	46,88%
(2) Perdas totais corrigidas (%)	47,36%	45,10%	42,68%	40,28%
(3) Diferença: (1) – (2)	0,00%	2,20%	4,40%	6,60%
(4) Mercado de venda da CEPISA (MWh)	1.697.819	1.666.964	1.666.964	1.788.811
(5) Preço médio da energia (R\$/MWh)	65,52	68,85	71,83	77,20
(6) Efeito financeiro total (R\$ mil)	-	2.525	5.268	9.114

Fonte: Notas Técnicas 187/2005, 255/2005, 238/2007 e 229/2008 – SRE/ANEEL (fls. 81-124 do Anexo1)

Tabela 05 – Efeitos financeiros para os consumidores das irregularidades nas definições das perdas da CEAL

	05	06	07	08
	20	20	20	20
(1) Perdas totais adotadas pela ANEEL (%)	36,29%	36,23%	36,23%	36,28%
(2) Perdas totais corrigidas (%)	34,21%	32,74%	31,34%	29,51%
(3) Diferença: (1) – (2)	2,08%	3,49%	4,90%	6,77%
(4) Mercado de venda da CEMAR (MWh)	2.056.014	2.327.934	2.075.150	2.219.666
(5) Preço médio da energia (R\$/MWh)	62,11	67,34	71,61	78,05
(6) Efeito financeiro total (R\$ mil)	2.656	5.467	7.274	11.733

Fonte: Notas Técnicas 189/2005, 253/2005, 209/2006, 236/2007 e 236/2008 – SRE/ANEEL (fls. 125-189 do Anexo1)

Ante a materialidade dos benefícios esperados para os consumidores e a constatação da forma irregular como foram definidas as perdas das concessionárias em questão, contrariando as metas definidas na Nota Técnica 256/2005, 187/2005 e 189/2005 da SRE/ANEEL e o art. 6º, §1º, da Lei nº 8.987/95, é preciso que a ANEEL ajuste as perdas elétricas da CEMAR, da CEPISA e da CEAL, no período 2005-2008, e os respectivos efeitos financeiros para os consumidores, observando que:

os valores provisórios das perdas técnicas devem ser atualizados com os resultados definitivos calculados pela Agência e o que foi pago a maior pelos consumidores deve ser restituído;

as metas inicialmente definidas nas revisões tarifárias de 2005 para as perdas comerciais não devem ser alteradas, com base em uma menor perda não técnica não decorrente de maior eficiência da concessionária;

as perdas comerciais devem seguir uma trajetória decrescente anualmente.

Deve-se ressaltar que, caso essas mudanças sejam feitas, o direito subjetivo das concessionárias, que ainda não se manifestaram a este respeito nos autos, pode ser afetado.

O TCU, por meio do Acórdão n.º 2.544/2008-P, firmou entendimento no sentido de que, caso sejam constatadas irregularidades nas metodologias de atualização tarifária conduzidas pela ANEEL que possam ser objeto de determinação desta Corte, as concessionárias envolvidas devem ser chamadas aos autos, observando os princípios do contraditório e da ampla defesa. A seguir, transcreve-se parte do voto do Min. Benjamin Zymler:

“3. A embargante aduz, entre outras alegações, a nulidade do Acórdão nº 2.210/2008 – Plenário, haja vista não ter observado os princípios do contraditório e da ampla defesa, notadamente pela ausência de oitiva da Companhia Energética de Pernambuco – CELPE, da CEMIG Distribuição S/A e das demais empresas concessionárias de energia elétrica do país, as quais têm direito subjetivo afetado pela decisão.

4. De fato, assiste razão à embargante na medida em que não foi possibilitada a manifestação das concessionárias nos autos. Dessa forma, não subsiste a decisão embargada, cabendo a restituição dos autos à unidade técnica para que sejam promovidas as oitivas das concessionárias.

5. Não vislumbro, em face do princípio da economia processual, a necessidade de se chamar aos autos todas as concessionárias de energia elétrica do país, mas tão-somente aquelas relacionadas ao caso concreto: CELPE e CEMIG. Caso ao final do processo persistam as falhas apontadas, poder-se-á, em procedimento específico, apurar as irregularidades nos contratos das demais concessionárias.

6. Deixo de analisar as demais alegações da ANEEL, haja vista a ofensa aos princípios do contraditório e ampla defesa constituir motivo bastante para a anulação da decisão. Não obstante, deyerá a unidade técnica, em sua instrução de mérito, analisar tais elementos conjuntamente com aqueles advindos da oitiva a ser promovida.

7. Por fim, cumpre destacar que simultaneamente aos embargos ora analisados, a ANEEL interpôs Pedido de Reexame contra o Acórdão nº 2.210/2008 – Plenário. Ante o acolhimento dos embargos declaratórios e a conseqüente insubsistência da decisão, o recurso perdeu o objeto, razão pela qual dispensa o sorteio de Relator para o feito. Desta formas, os autos devem ser restituídos à unidade técnica para realização das oitivas das concessionárias supracitadas.”(grifos nossos)

Ainda seguindo o entendimento firmado pelo TCU no Acórdão n.º 2.544/2008-P, em face do princípio da economia processual, não há necessidade de ouvir todas as concessionárias que

venham a ser afetadas por uma eventual mudança na metodologia em questão. Caso, ao final do processo, as falhas apontadas persistam, competirá à ANEEL discutir o assunto em audiências públicas, assim como já o faz, sempre que promove mudanças nas metodologias de revisão tarifária.

Nessa oportunidade, como as únicas concessionárias relacionadas ao caso concreto são CEMAR, CEPISA e CEAL, propõe-se diligenciar às concessionárias, para que se manifestem a respeito das irregularidades cometidas pela ANEEL na definição das perdas técnicas e comerciais entre os anos de 2005 e 2008.

Valor da Parcela B (VPB)

Como explicado anteriormente, a definição do Valor da Parcela B é feito com base na diferença entre a receita efetivamente arrecadada e os custos não-gerenciáveis efetivamente despendidos no período anterior. Essas despesas constantes da Parcela B são corrigidas pela variação do IGPM, deduzido do compartilhamento de ganhos de produtividade decorrentes de aumento de demanda, o Fator X.

Como já identificou o TCU no Acórdão 2.210/08-P, a metodologia atual de reajuste tarifário superavalia o Valor da Parcela B, pois permite que essa parcela absorva, indevidamente, ganhos de escala proveniente de custos não-gerenciáveis da concessionária.

A metodologia de reajuste empregada nos contratos de concessão da CEMAR, da CEPISA e da CEAL é idêntica a dos outros contratos de concessão firmados pelas demais concessionárias de distribuição de energia elétrica do país e pelo Poder Público.

Essa metodologia já foi analisada pela equipe técnica do Tribunal, atendendo a outra solicitação do Congresso Nacional, que requisitou uma auditoria nos processos de reajuste tarifário da CELPE (TC – 021.975/2007-0) e da CEMIG (TC – 018.422/2007-7).

As análises realizadas apontaram evidências de que o método adotado para o reajuste tarifário apresenta uma grave falha conceitual, provocando desequilíbrio econômico-financeiro nos contratos de concessão. Trata-se de falha na concepção da metodologia de reajuste como um todo, e não somente da fórmula paramétrica dos contratos de concessão isoladamente.

Explica-se: a sistemática de cálculo do reajuste tarifário não é capaz de captar os impactos das variações de demanda de mercado em itens da Parcela A. Regra geral, o mercado de energia elétrica apresenta crescimento anual, isso, dentro da sistemática de reajuste tarifário, propicia um ganho adicional para a distribuidora sem que tenha havido melhor eficiência operacional e sem a contrapartida na prestação do serviço. É um ganho para a distribuidora pela simples mudança na escala do negócio.

Como o método adotado no reajuste para o cálculo da Parcela B é feito com base na diferença entre a receita efetivamente arrecadada e os custos não-gerenciáveis efetivamente despendidos, permite-se que variações de demanda, que não são consideradas no momento do reajuste, sejam absorvidas pela Parcela B do ano seguinte. Nas situações de crescimento de demanda, há um ganho adicional da concessionária pela simples mudança na escala do negócio, sem que tenha havido melhor eficiência operacional e sem que haja contrapartida na prestação do serviço.

De tal forma que o problema no reajuste tarifário não está na operacionalização das regras estabelecidas nos contratos, portarias e resoluções, mas na concepção metodológica do IRT, que necessita de aprimoramentos pontuais.

Foi demonstrado que a citada falha metodológica remunera ilegalmente as concessionárias de energia elétrica em detrimento do interesse público e gera impactos de alta materialidade e prejuízos para o usuário de pelo menos R\$1 bilhão ao ano.

Em razão desse processo, o TCU exarou o Acórdão 2.210/08-P, que determinou à ANEEL que corrigisse as falhas identificadas na metodologia de reajuste em vigor. Posteriormente, em face de impetração de Embargos de Declaração por parte da Agência, o referido Acórdão foi tornado insubsistente pelo Acórdão 2.544/08-P, para que as concessionárias envolvidas se manifestassem nos autos e tivessem seus argumentos analisados pelo Tribunal.

Em decorrência da análise do TC – 021.975/2007-0, verificou-se que a Superintendência de Regulação Econômica (SRE/ANEEL), desde 11 de outubro de 2007, vem estudando, no âmbito do processo n.º 48500.006111/2007-6, as falhas metodológicas apontadas no Acórdão TCU 2.210/08-P (fls. 45-52 do Anexo 4 do TC - 021.975/2007-0).

Segundo a ANEEL, o processo conduzido internamente pela Agência resultou em uma proposta de alteração da CVA⁷, como solução para a correção da falha identificada. Ocorre que essa alteração se dá por meio de Portaria Interministerial, cuja competência é do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério da Fazenda (MF). Dessa forma, a ANEEL submeteu ao MME, por meio do Ofício n.º 267/2008-DR/ANEEL, em 3 de dezembro de 2008, proposta de alteração da CVA visando à correção da falha metodológica no reajuste tarifário.

Nesse sentido, propõe-se informar à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados que o Tribunal acompanhará as decisões e soluções adotadas pela ANEEL e pelo MME para a correção dos problemas na metodologia de reajuste tarifário, apontadas pelo Acórdão 2.210/08-P.

Comentários aos Quesitos da Proposta de Fiscalização

Em relação à adequação dos índices contratuais utilizados para reajustar tarifa de energia elétrica (fl. 13), temos a informar que a utilização os índices de preços tem por objetivo manter o poder de compra da receita da concessionária. A utilização de um ou outro índice pode apresentar vantagens e desvantagens.

O IGPM, por exemplo, até bem pouco tempo apresentava variação menor que o IPCA. No entanto, por ter uma grande parte do seu componente formado pelo Índice de Preços do Atacado (IPA), influenciado diretamente pela variação cambial, o IGPM tende a apresentar grande volatilidade nos períodos de alta do dólar, como ocorreu recentemente com a crise causada pelo subprime e na alta do dólar no período antecedente ao primeiro mandato do Presidente Lula.

Além disso, a utilização do IGPM tende a não ter correlação com a variação dos custos operacionais, visto que tais custos são compostos, em grande parte, por salários pagos pelas distribuidoras aos seus funcionários.

O IPCA, por sua vez, é um índice de correção monetária que apresenta maior aderência aos custos do consumidor, pois reflete os dispêndios dos consumidores realizados com os produtos e serviços. A utilização de um índice setorial, por outro lado, poderia apresentar desvantagens, pois ao reproduzir os custos do setor, diminuiria os objetivos da regulação por incentivos.

Assim, sugerimos à Comissão de Defesa do Consumidor a solicitação ao Instituto de Pesquisas Econômicas Aplicadas (IPEA) ou à Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda (SEAE) trabalhos específicos e aprofundados sobre esse tema.

No que se refere aos dados contratuais das distribuidoras, como duração, termos inicial, final, e equilíbrio econômico-financeiro (fl. 13), esclarece-se que o TCU não dispõe dessas informações para todas as concessionárias. Tais dados, contudo, podem ser obtidos na ANEEL ou no MME.

⁷ Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A

Em reação às alternativas legais ou contratuais que possibilitem novos pactos entre as partes (fl. 13), cabe esclarecer que essa análise foge a expertise desta SEFID. Porém, é possível afirmar que alterações contratuais sobre cláusulas econômico-financeiras do contrato de concessão, que tratam de reajustes e revisões, requererão anuência das concessionárias e deverão ser propostas pelo Poder Concedente.

Não obstante isso, alterações não contratuais são perfeitamente possíveis, como já ocorre no caso da CVA. Esse poderia ser o caminho, como sugerido pela Aneel, para o aprimoramento metodológico dos reajustes tarifários.

Com relação à realização de oitivas (fl. 14), informa-se que foram feitas oitivas da CELPE e da CEMIG, no âmbito do TC – 021.975/2007-0, relativas às impropriedades metodológicas nos reajustes. Além disso, serão feitas diligências à CEMAR, à CEPISA e à CEAL, no intuito de colher informações adicionais sobre as irregularidades constatadas na definição das perdas elétricas dessas concessionárias.

Ademais, no caso de necessidade de ouvir os agentes envolvidos, existe mecanismo apropriado adotado pela ANEEL, que se dá por meio da realização de audiência pública, onde se pode auscultar todas as partes afetadas pelas regras de reajuste tarifário, inclusive os consumidores de energia elétrica.

No que se refere à requisição de documentos públicos (fl. 14), comunica-se que para cada fiscalização de reajuste foi solicitado à ANEEL planilhas de cálculo, relatório e votos embasadores dos reajustes que constam dos respectivos autos.

Finalizando, tendo em vista a semelhança do objeto da Representação autuada no TC – 025.819/2008-1 com esta solicitação da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, propôs-se o apensamento do TC – 025.819/2008-1 a esta solicitação da Câmara.

Conclusões

Inicialmente, é importante destacar que, no que se refere à regularidade do reajuste tarifário de 2008 da ENERGISA, proposta similar foi objeto de Representação formulada pelo Deputado Federal Vital do Rêgo Filho, autuada no TC – 025.819/2008-1, ainda pendente de decisão por parte deste Tribunal.

Naquela oportunidade, a instrução desta Unidade Técnica não encontrou irregularidades no reajuste da ENERGISA, esclarecendo-se que as sucessivas autorizações de reajustes das tarifas de energia elétrica por parte da ANEEL decorrem de obrigações legais e contratuais, não havendo irregularidade nesse aspecto. Tendo em vista a semelhança do objeto da citada Representação com esta solicitação da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, propõe-se, com fulcro no art. 2º da Resolução – TCU 196/2006, o apensamento do TC – 025.819/2008-1 a esta solicitação.

No que se refere à CEMAR, CEPISA e CEAL, ao final das análises, concluiu-se que os cálculos conduzidos nos processos de reajuste tarifário de 2008 dessas concessionárias foram realizados de acordo com a metodologia em vigor presente nos Contratos de Concessão.

Contudo, as análises desta SEFID constataram que a ANEEL conduziu de forma irregular a definição das perdas das concessionárias em questão, contrariando as metas definidas na Nota Técnica 256/2005, 187/2005 e 189/2005 da SRE/ANEEL e o art. 6º, §1º, da Lei nº 8.987/95, sendo necessário que a ANEEL ajuste as perdas elétricas da CEMAR, da CEPISA e da CEAL, no período 2005-2008, e os respectivos efeitos financeiros para os consumidores, observando que:

os valores provisórios das perdas técnicas devem ser atualizados com os resultados definitivos calculados pela Agência e o que foi pago a maior pelos consumidores deve ser restituído;

as metas inicialmente definidas nas revisões tarifárias de 2005 para as perdas comerciais não devem ser alteradas, com base em uma menor perda não técnica não decorrente de maior eficiência da concessionária;

as perdas comerciais devem seguir uma trajetória decrescente anualmente.

O ajuste das perdas técnicas e comerciais das concessionárias, de acordo com as metas definidas nas respectivas revisões tarifárias e compatíveis com os princípios da eficiência e da modicidade tarifária, representa, para os consumidores, um benefício de R\$ 60 milhões.

O TCU, por intermédio do Acórdão n.º 2.544/2008-P, firmou entendimento no sentido de que, caso sejam constatadas irregularidades nas metodologias de atualização tarifária conduzidas pela ANEEL que possam ser objeto de determinação desta Corte, as concessionárias envolvidas devem ser chamadas aos autos, observando os princípios do contraditório e da ampla defesa.

Portanto, propõe-se diligenciar à CEMAR, à CEPISA e à CEAL, para que se manifestem a respeito das irregularidades na definição das perdas técnicas e comerciais entre os anos de 2005 e 2008. Além disso, no intuito de colher mais esclarecimentos a respeito das conclusões apresentadas, propõe-se diligenciar à ANEEL, para que se manifeste nos autos sobre os achados identificados pela SEFID neste processo.

Dessa forma, para atender de forma integral à presente solicitação, é necessário que os processos de reajuste tarifários em questão sejam analisados de forma plena, permitindo às concessionárias e ao ente regulador a oportunidade de se manifestarem nos autos, conforme o entendimento firmado no Acórdão 2.544/2008-P.

Está disposto na Resolução – TCU n.º 215, de 20/08/2008, que dispõe sobre o tratamento de solicitações do Congresso Nacional – SCN, art. 21 o que segue:

“É fixado em 180 dias, a contar da data de publicação deste normativo, o prazo para atendimento das solicitações do Congresso Nacional registradas pela Assessoria Parlamentar que se encontram pendentes no âmbito do Tribunal”.

Tendo em vista que esse processo de Solicitação do Congresso Nacional foi autuado neste Tribunal em 19/11/2008, o prazo para seu atendimento, de acordo com o normativo mencionado, encerra-se em 18/05/2009, o que torna inviável ouvir as concessionárias dentro do prazo inicialmente previsto.

Devido à relevância para o saneamento dos autos das respostas às diligências a serem expedidas por esta Unidade Técnica, propõe-se, com fulcro no §2º do art. 15 da Resolução – TCU n.º 215/2008, a prorrogação, por mais 90 dias, a contar do pronunciamento desta Corte, do prazo para atendimento da solicitação de fiscalização emanada pela Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados.

Proposta de Encaminhamento

Ante o exposto, submetem-se os presentes autos à consideração superior, propondo:

com fulcro no art. 157, §1º, do Regimento Interno do TCU e na delegação de competência do Relator Exmo. Sr. Benjamim Zymler, estabelecida na Portaria-GM-BZ n.º 02/04, diligenciar à Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, à Companhia Energética do Piauí – CEPISA, à Companhia Energética de Alagoas – CEAL e à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, para que se manifestem, no prazo de 15 dias, a respeito das irregularidades na definição das

perdas técnicas e comerciais dessas concessionárias, entre os anos de 2005 e 2008, principalmente quanto aos seguintes pontos:

os valores provisórios das perdas técnicas devem ser atualizados com os resultados definitivos calculados pela Agência e o que foi pago a maior pelos consumidores deve ser restituído;

as metas inicialmente definidas nas revisões tarifárias de 2005 para as perdas comerciais não devem ser alteradas, com base em uma menor perda não técnica não decorrente de maior eficiência da concessionária;

as perdas comerciais devem seguir uma trajetória decrescente anualmente.

apensar a esta Solicitação o processo TC, – 025.819/2008-1, que trata de fiscalização no reajuste tarifário de 2008 da ENERGISA Paraíba, com fulcro no art. 2º da Resolução – TCU 196/2006;

prorrogar o prazo, por mais 90 dias, a contar do pronunciamento do Plenário deste Tribunal, para atendimento da solicitação de fiscalização de que tratam os autos, com fulcro no § 2º do art. 15 da Resolução – TCU nº 215/2008;

comunicar à Presidente da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, Exma. Sra. Deputada Ana Arraes, da prorrogação do prazo, nos termos no § 3º do art. 15 da Resolução – TCU nº 215/2008.

2. É o relatório.

VOTO

Cuidam os autos de solicitação do Congresso Nacional, decorrente da Proposta de Fiscalização e Controle nº 52/08 da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, na qual a citada comissão requer ao TCU que fiscalize os atos que autorizaram o reajuste de tarifas das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba – Distribuidora de Energia S.A., em percentuais superiores à inflação.

2. No que se refere à regularidade do reajuste tarifário de 2008 da ENERGISA, proposta similar foi objeto de Representação formulada pelo Deputado Federal Vital do Rêgo Filho, autuado no TC 025.819/2008-1. A Sefid, na oportunidade, não encontrou irregularidades no reajuste da ENERGISA e esclareceu que as sucessivas autorizações de reajustes das tarifas de energia elétrica por parte da ANEEL decorreram de obrigações legais e contratuais, não havendo irregularidade nesse aspecto.

3. A análise empreendida pela Secretaria de Fiscalização de Desestatização – SEFID nos processos de reajuste tarifário de 2008 das concessionárias Cemar, Cepisa e Ceal, concluiu que os cálculos estão em conformidade com a metodologia em vigor. Não obstante, a unidade técnica observou que a ANEEL conduziu de forma irregular a definição das perdas das concessionárias em questão, contrariando as metas definidas na Nota Técnica 256/2005, 187/2005 e 189/2005 da SRE/ANEEL e o art. 6º, §1º, da Lei nº 8.987/95, sendo necessário que a ANEEL ajuste as perdas elétricas da CEMAR, da CEPISA e da CEAL, no período 2005-2008, e os respectivos efeitos financeiros para os consumidores.

4. Tendo em vista eventuais prejuízos às concessionárias Cemar, Cepisa e Ceal decorrentes da redefinição das perdas das concessionárias, a unidade técnica promoveu a oitiva das citadas empresas, cujas respostas ainda não foram apresentadas a esta Corte.

5. Em que pesem essas informações preliminares, importa registrar que, nos termos do inciso II do art. 15 da Resolução TCU nº 215/2008, o Tribunal deve atender integralmente à solicitação do Congresso Nacional em até cento e oitenta dias, quando se tratar de solicitação de fiscalização, salvo disposição diversa do Plenário. Considerando que esse processo de Solicitação do Congresso Nacional foi autuado em 19/11/2008 e o prazo para seu atendimento encerrou-se em 18/05/2009, restou inviabilizada a oitiva das concessionárias no prazo inicialmente previsto.

7. Nesse sentido, anuo à proposta da unidade técnica no sentido de, nos termos do § 2º do art. 15 da Resolução TCU nº 215/2008, prorrogar por 90 dias o prazo para atendimento da presente solicitação de fiscalização.

8. Tendo em vista que o prazo para atendimento de solicitação do Congresso Nacional somente poderá ser prorrogado uma única vez, bem como a necessidade de tempo hábil para análise dos autos em meu gabinete, entendo pertinente fixar prazo para que a unidade técnica apresente sua instrução de mérito. Observo que o termo final para cumprimento da solicitação ocorrerá em 18/8/2009. A sessão de plenário imediatamente anterior ocorrerá em 12/8/2009. Considerando o prazo regimental para inclusão de processo em pauta, assim como o tempo necessário para análise dos autos em meu gabinete, entendo deva ser fixado o dia 3/8/2009 como prazo limite para apresentação da instrução de mérito pela unidade técnica.



9. Ante o exposto, Voto por que o Tribunal adote o Acórdão que ora submeto à deliberação deste Colegiado.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 1 de julho de 2009.

Assinou o original
BENJAMIN ZYMLER

Relator

ACÓRDÃO Nº 1430/2009 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 031.039/2008-6.
2. Grupo I – Classe II - Assunto: Solicitação do Congresso Nacional
3. Interessado: Câmara dos Deputados
4. Órgão/Entidade : Agência Nacional de Energia Elétrica - MME.
5. Relator: Ministro Benjamin Zymler.
6. Representante do Ministério Público: não atuou.
7. Unidade: Sec. de Fiscalização de Desestatização (SEFID).
8. Advogado constituído nos autos: não há.
9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de Solicitação do Congresso Nacional decorrente da Proposta de Fiscalização e Controle nº 52/08 da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados;

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

9.1. prorrogar o prazo, por mais 90 dias, a contar do termo final do prazo inicialmente fixado, para atendimento da solicitação de fiscalização de que tratam os autos, com fulcro no § 2º do art. 15 da Resolução – TCU nº 215/2008;

9.2. determinar à Sefid, visando o efetivo cumprimento dos prazos previstos na Resolução nº 215/2008, que apresente ao Relator a instrução de mérito até o dia 3/8/2009;

9.3. autorizar, com fulcro no art. 13 da Resolução TCU nº 215/2008, a juntada de cópia das peças processuais do TC 025.819/2008-1 que suportam a análise do reajuste tarifário da Energisa Paraíba – Distribuidora de Energia S.A., a estes autos.

9.4. comunicar à Presidente da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, Exma. Sra. Deputada Ana Arraes, da prorrogação do prazo, nos termos no § 3º do art. 15 da Resolução – TCU nº 215/2008.

10. Ata nº 26/2009 – Plenário.

11. Data da Sessão: 1/7/2009 – Ordinária.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-1430-26/09-P.

13. Especificação do quorum:

13.1. Ministros presentes: Ubiratan Aguiar (Presidente), Valmir Campelo, Walton Alencar Rodrigues, Benjamin Zymler (Relator), Aroldo Cedraz, Raimundo Carreiro e José Jorge.

13.2. Auditores convocados: Augusto Sherman Cavalcanti e Marcos Bemquerer Costa.

13.3. Auditores presentes: André Luís de Carvalho e Weder de Oliveira.

Assinou o original

UBIRATAN AGUIAR
Presidente

Assinou o original

BENJAMIN ZYMLER
Relator

Fui presente:

Assinou o original

LUCAS ROCHA FURTADO
Procurador-Geral



COMISSÃO DE DEFESA DO CONSUMIDOR

Of. Sec. nº. 144/09

Brasília, 6 de julho de 2009.

A Sua Excelência o Senhor
Deputado WALTER IHOSHI
Gab. 466 Anexo III

Assunto: **Cópia do Aviso nº 863-Seses-TCU-Plenário** referente à PFC 52/2008.

Senhor Deputado,

De ordem da Presidenta desta Comissão, Deputada Ana Arraes, examinamos, em anexo, para conhecimento de Vossa Excelência, **Cópia do Aviso nº 863-Seses-TCU-Plenário**, enviado a esta Comissão pelo Tribunal de Contas da União, referente à PFC 52/08, que *"Propõe que o Tribunal de Contas da União fiscalize a Agência Nacional de Energia Elétrica para fiscalizar a autorização de reajuste das tarifas das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A (antiga Saelpa)"*, cuja relatoria coube a Vossa Excelência.

Respeitosamente,

Lilian de Cássia Albuquerque Santos

Secretária

RECEBI O ORIGINAL	
Em <u>07</u> / <u>07</u> / <u>09</u>	
<u>fátima</u>	<u>164403</u>
RUBRICA	PONTO



CÂMARA DOS DEPUTADOS

COMISSÃO DE DEFESA DO CONSUMIDOR

Of. Sec. nº. 145/09

Brasília, 6 de julho de 2009.

A Sua Excelência o Senhor
Deputado VITAL DO RÉGO FILHO
Gab. 833 Anexo IV

Assunto: **Cópia do Aviso nº 863-Seses-TCU-Plenário** referente à PFC 52/2008.

Senhor Deputado,

De ordem da Presidenta desta Comissão, Deputada Ana Arraes, encaminhamos, em anexo, para conhecimento de Vossa Excelência, **Cópia do Aviso nº 863-Seses-TCU-Plenário**, enviado a esta Comissão pelo Tribunal de Contas da União, referente à PFC 52/08, de sua autoria, que *"Propõe que o Tribunal de Contas da União fiscalize a Agência Nacional de Energia Elétrica para fiscalizar a autorização de reajuste das tarifas das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A (antiga Saelpa)"*.

Respeitosamente,

Lilian Albuquerque

Lilian de Cássia Albuquerque Santos

Secretária

RECEBI O ORIGINAL	
Em <u>07 / 07 / 2009</u>	
<u><i>Luzia</i></u>	<u>226331</u>
RUBRICA	PONTO

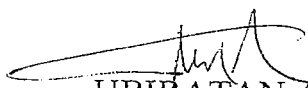
Aviso nº 867-Seses-TCU-Plenário

Brasília-DF, 1º de julho de 2009

Senhora Presidente,

Encaminho a Vossa Excelência, para conhecimento, em atenção ao Requerimento nº 140/08, remetido por essa Comissão a este Tribunal, cópia do Acórdão proferido nos autos do processo nº TC 031.038/2008-9, pelo Plenário desta Corte na Sessão Ordinária de 1º/7/2009, acompanhado do Relatório e do Voto que o fundamentam.

Atenciosamente,


UBIRATAN AGUIAR
Presidente

A Sua Excelência, a Senhora
Deputada Federal ANA ARRAES
Presidente da Comissão de Defesa do Consumidor - CDC
Praça dos Três Poderes, Câmara dos Deputados, Anexo II, Pav. Superior, Ala C,
Sala 152
Brasília - DF

ACÓRDÃO Nº 1429/2009 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 031.038/2008-9.
2. Grupo I – Classe II Assunto: Solicitação do Congresso Nacional
3. Interessado: Câmara dos Deputados
4. Órgão/Entidade : Agência Nacional de Energia Elétrica - MME.
5. Relator: Ministro Benjamin Zymler.
6. Representante do Ministério Público: não atuou.
7. Unidade: Sec. de Fiscalização de Desestatização (SEFID).
8. Advogado constituído nos autos: não há.

9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de Solicitação do Congresso Nacional decorrente do Requerimento nº 140/08 da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados;

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

9.1. prorrogar o prazo, por mais 90 dias, a contar do termo final do prazo inicialmente fixado, para atendimento da solicitação de fiscalização de que tratam os autos, com fulcro no § 2º do art. 15 da Resolução – TCU nº 215/2008;

9.2. determinar à Sefid, visando o efetivo cumprimentos dos prazos previstos na Resolução nº 215/2008, que apresente ao Relator a instrução de mérito até o dia 3/8/2009;

9.3. comunicar à Presidente da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, Exma. Sra. Deputada Ana Arraes, da prorrogação do prazo, nos termos no § 3º do art. 15 da Resolução – TCU nº 215/2008.

10. Ata nº 26/2009 – Plenário.

11. Data da Sessão: 1/7/2009 – Ordinária.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-1429-26/09-P.

13. Especificação do quorum:

13.1. Ministros presentes: Ubiratan Aguiar (Presidente), Valmir Campelo, Walton Alencar Rodrigues, Benjamin Zymler (Relator), Aroldo Cedraz, Raimundo Carreiro e José Jorge.

13.2. Auditores convocados: Augusto Sherman Cavalcanti e Marcos Bemquerer Costa.

13.3. Auditores presentes: André Luís de Carylho e Weder de Oliveira.

Assinou o original

UBIRATAN AGUIAR
Presidente

Assinou o original

BENJAMIN ZYMLER
Relator

Fui presente:

Assinou o original

LUCAS ROCHA FURTADO
Procurador-Geral

GRUPO I – CLASSE II – Plenário

TC 031.038/2008-9

Natureza(s): Solicitação do Congresso Nacional

Órgão/Entidade: Agência Nacional de Energia Elétrica - MME

Interessado: Câmara dos Deputados

Advogado(s): não há.

SUMÁRIO: PRORROGAÇÃO DE PRAZO PARA ATENDIMENTO DE SOLICITAÇÃO DO CONGRESSO NACIONAL, NA FORMA DO § 2º DO ART. 15 DA RESOLUÇÃO TCU Nº 215/2008.

RELATÓRIO

Adoto como Relatório a instrução do ACE Davi Ferreira Gomes Barreto, com a qual aquiesceram as instâncias superiores da Secretaria de Fiscalização de Desestatização – SEFID.

“Trata-se de solicitação de fiscalização encaminhada pelo Of. Pres. nº 495/08, que apresenta o Requerimento nº 140/08 da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados e requer ao TCU fiscalizar a autorização de reajuste das tarifas das distribuidoras Boa Vista Energia S.A (BOVESA) e Companhia Energética de Roraima (CER) (fls. 1-2).

Aduz o Requerimento que a ANEEL autorizou aumento para duas concessionárias de Roraima muito acima da inflação: 13,27% para a BOVESA e 24,59% para a CER. Em vista disso, solicita ao TCU a apuração dos referidos aumentos (fl. 2).

De início, vale ressaltar que o atual sistema regulatório das concessionárias de distribuição de energia elétrica admite 3 (três) tipos de mecanismos de atualização tarifária: revisão periódica, revisão extraordinária e reajuste anual.

O Tribunal, por meio da Instrução Normativa nº 43/2002, acompanha os processos de revisão tarifária periódica das principais concessionárias, no intuito de garantir sua regularidade e contribuir para seu aperfeiçoamento metodológico. Entre as análises realizadas nos 1º e 2º ciclos de revisões sobressaem as decisões dos acórdãos 1757/2003-P, 1756/2003-P, 555/2004-P, 556/2004-P, 1756/2004-P, 1757/2004-P, 200/2007-P, 271/2007-P, 272/2007-P, 2379/2008 e 2542/2008, algumas delas ainda em sede de recurso nesta Corte.

No que se refere à revisão extraordinária, o TCU realizou auditoria junto à ANEEL (TC 006.734/2003-9) para avaliar o impacto das ações implementadas para a superação da crise de energia elétrica sobre o valor das tarifas cobradas pelas concessionárias. O citado processo ainda aguarda julgamento por este Tribunal.

Quanto aos reajustes tarifários, esta Corte, recentemente, realizou auditorias nos processos de reajuste da CELPE¹ e da CEMIG², por solicitação do Congresso Nacional. O TCU exarou o Acórdão 2.210/08-P, que determinou à ANEEL que corrigisse as falhas identificadas na metodologia de reajuste em vigor. Posteriormente, em face de impetração de Embargos de Declaração por parte da Agência, o referido julgado foi tornado insubsistente pelo Acórdão 2.544/08-P, para que as concessionárias envolvidas se manifestassem nos autos e tivessem seus argumentos analisados pelo Tribunal.

¹ Companhia Energética de Pernambuco

² Companhia Energética de Minas Gerais

No caso em pauta, para fiscalizar os reajustes tarifários de 2008 da BOVESA e da CER, diligenciou-se à ANEEL para que enviasse a este Tribunal as planilhas de cálculo, os relatórios e os votos que embasaram os processos conduzidos pela Agência (fl. 11).

A análise destes autos iniciou-se com a remessa por parte da ANEEL dos documentos solicitados (fls. 12-14). No intuito de avaliar a legalidade e a legitimidade dos reajustes, o problema foi analisado em duas dimensões: quanto à regularidade dos cálculos aplicados nos reajustes e quanto à aderência da metodologia aos princípios legais que regem as concessões dos serviços de distribuição de energia elétrica.

A apresentação dos resultados do trabalho realizado passa, inicialmente, por uma breve explanação sobre as metodologias de atualização tarifária adotadas pela ANEEL junto às empresas distribuidoras de energia elétrica e, posteriormente, discorre sobre as duas dimensões de análise citadas.

Mecanismos de atualização tarifária

De acordo com a Lei 9.427/96, as atuais regras jurídicas e econômicas relativas ao regime tarifário dos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica no Brasil constituem uma vertente do regime de regulação por incentivos. Sua principal finalidade é o aumento da eficiência e da qualidade na prestação do serviço, atendendo ao princípio da modicidade tarifária.

Nesse sentido, o modelo de remuneração de concessionárias de energia elétrica é baseado na premissa de que a tarifa aplicada à quantidade de energia vendida gera a receita necessária para cobrir os custos eficientes da empresa. Contudo, compete ao ente regulador criar mecanismos de incentivos para que as empresas administrem seus custos, buscando a modicidade tarifária e a melhoria na prestação do serviço público.

De acordo com os contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica, os custos envolvidos na concessão são divididos em duas parcelas: Parcela A e Parcela B. A primeira representa os custos não gerenciáveis da empresa, ou seja, aqueles que não dependem da sua operação. A segunda representa os custos gerenciáveis da empresa e devem abranger os custos operacionais e a remuneração do capital do investidor. A Tabela 01 detalha os principais componentes de cada parcela.

Tabela 01: Detalhamento da composição das parcelas A e B

PARCELA A (custos não-gerenciáveis)	PARCELA B (custos gerenciáveis)
Encargos Setoriais	Despesas de Operação e Manutenção
Cota de Reserva Global de Reversão (RGR)	Pessoal
Cota de Conta de Consumo de Combustível (CCC)	Material
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	Serviços de terceiros
Rateio de custos do Proinfa	Despesas gerais e outras
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	
Operador Nacional do Sistema (ONS)	
P&D e Eficiência Energética	
Encargos de Transmissão	Despesas de Capital
Uso das instalações da Rede Básica de transmissão de energia elétrica	Cotas de reinjeção regulatória
Uso das instalações de Conexão	Remuneração do capital

Uso das instalações de Distribuição	
Transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu	
Compra de Energia Elétrica	Outros
Energia de Itaipu	Perdas de receitas irre recuperáveis
Contratos Iniciais. Contratos Bilaterais de Longo Prazo ou Leilões	PIS/COFINS

Fonte: Cadernos Temáticos da ANEEL - Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica, 2005

Quando da assinatura dos contratos de concessão, as empresas reconhecem que o conjunto das tarifas definidas para a empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão estabelecidos nos contratos, é suficiente para a manutenção do seu equilíbrio econômico-financeiro.

Isso significa reconhecer que a receita anual é suficiente para cobrir os custos operacionais incorridos na prestação do serviço e remunerar adequadamente o capital investido, seja naquele momento, seja ao longo do período de concessão, na medida em que as regras de atualização têm a finalidade de preservar, ao longo do tempo, o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato.

O reajuste tarifário é realizado anualmente e busca restabelecer o poder de compra da receita obtida pelo concessionário. Para isso, determina-se um Índice de Reajuste Tarifário (IRT), que é aplicado na atualização das tarifas vigentes.

A revisão tarifária periódica é um processo mais detalhado de atualização que, geralmente, ocorre a cada quatro anos. Busca manter o equilíbrio econômico-financeiro ao longo do contrato de concessão, realizando análises mais profundas e detalhadas na determinação dos valores de cada componente das Parcelas A e B. O objetivo desse processo é calcular o reposicionamento tarifário e estabelecer o Fator X.

O cálculo do reposicionamento tarifário se baseia na definição da parcela da receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes – para um dado nível de qualidade do serviço – e uma remuneração adequada sobre investimentos realizados com prudência.

O Fator X é um “número índice” fixado pela ANEEL, a cada revisão periódica, conforme definido nos contratos de concessão, com o objetivo de ajustar os valores da Parcela B (custos gerenciáveis) aos ganhos de escala do negócio decorrentes de aumento da eficiência operacional.

Tanto a metodologia de reajuste quando a de revisão são baseadas na determinação da receita necessária para cobrir os custos na prestação do serviço, ou seja, consistem no cálculo das Parcelas A e B. Contudo, o processo de definição dessas parcelas difere em cada uma das metodologias.

Por fim, a revisão tarifária extraordinária é um mecanismo, por meio do qual a ANEEL poderá, a qualquer tempo, por solicitação da empresa de distribuição e quando devidamente comprovada, proceder à revisão das tarifas, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, caso haja alterações significativas nos custos da empresa de distribuição, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia, encargos setoriais ou encargos de uso das redes elétricas que possam ser estabelecidos durante o período.

Análise do Reajuste Tarifário

A lógica do reajuste tarifário não segue necessariamente a mesma variação da inflação. A fórmula paramétrica, constante no contrato de concessão, considera a Parcela A, de despesas não gerenciáveis pela concessionária, e a Parcela B, de custos gerenciáveis por ela.

No reajuste tarifário, as despesas constantes da Parcela B são corrigidas, unicamente, pela variação do IGPM, deduzido do compartilhamento de ganhos de produtividade decorrentes de aumento

de demanda, o Fator X. Por sua vez, as despesas constantes da Parcela A são consequência da aplicação de legislações específicas e podem trazer variações acima da inflação medida no período analisado.

Em uma primeira análise dos documentos recebidos da ANEEL, constatou-se a coerência dos valores apresentados nos relatórios e votos que embasaram o processo de reajuste anual de 2008 com os valores constantes das planilhas de reajuste.

Isso não significa que tais valores não possam vir a apresentar impropriedades, pois há sempre o risco de ocorrerem problemas nos campos de entrada de dados das planilhas de cálculo, notadamente no que se refere à digitação incorreta de dados regulatórios ou ao envio de informações incorretas à ANEEL por parte das distribuidoras de energia elétrica.

No primeiro caso, esse risco pode ser mitigado pela atuação do controle interno da Agência, consistente no cruzamento dos dados enviados pelas distribuidoras com os dados inseridos no modelo.

No segundo caso, o risco pode ser reduzido pela fiscalização da ANEEL, com verificação in loco e com uso dos sistemas de medição. Assim, ordinariamente, essas impropriedades devem ser identificadas por meio de um controle de primeira ordem, ou seja, realizado pela própria Agência sobre as informações prestadas pelas distribuidoras de energia elétrica para o cálculo do IRT.

No que se refere às planilhas de cálculo, observou-se que elas, em grande parte, são padronizadas. Não se identificou erros de fórmulas, referências circulares ou outras inconsistências que pudessem macular o IRT. Também não foram observados erros de digitação nos dados de entrada dos modelos em comparação com os valores expressos nos relatórios que embasaram o processo de reajuste anual. Finalmente notou-se que a sistemática de cálculo das planilhas é coerente com a metodologia de reajuste tarifário.

Reajuste Tarifário da BOVESA

A Tabela 02 mostra a participação percentual dos itens não gerenciáveis (VPA) e gerenciáveis (VPB) na composição do IRT, quanto cada item evoluiu no período de 2007 a 2008 e a distribuição da receita para cobrir os custos da BOVESA.

Tabela 02 – Composição do índice de reajuste tarifário da BOVESA

Itens	Participação no IRT (p.p)	Relação 2008/2007	Participação na Receita (%)
VPA	8,14%	12,10%	66,41%
Encargos Setoriais	0,49%	10,28%	4,67%
Energia Comprada para Revenda	7,65%	12,23%	61,74%
VPB	5,40%	16,85%	33,59%
Componentes Financeiros	0,11%	-	-
Reajuste Total	13,76%	-	-

Fonte: Notas Técnicas 319/2008 e 331/2008 – SRE/ANEEL (fls. 01-10 do Anexo I)

Encargos Setoriais

Os encargos setoriais³ resultam de políticas governamentais e têm destinação específica. Seus valores são estabelecidos diretamente pela ANEEL e, no caso da BOVESA, somaram R\$ 6,4 milhões (4,67% da receita) no ano de 2008.

Os valores dos encargos cresceram 10,28%, devido, principalmente, aos seguintes fatores:

aumento de 15,10% nos valores da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, de acordo com a Resolução Homologatória da ANEEL n.º 616/2008 (fl. 3 do Anexo I);

redução de 5,31% nos valores da Reserva Geral de Reversão – RGR, de acordo com o Memorando 1615/2008 – SFF/ANEEL (fl. 3 do Anexo I).

A análise das planilhas e notas técnicas não identificou irregularidades ou impropriedades na definição dos encargos setoriais.

Energia Comprada para Revenda

As compras de energia estão relacionadas com os custos de contratação do fornecimento de energia elétrica necessários para que a distribuidora atenda seu mercado. Para que seja efetuado o cálculo desses custos, a ANEEL toma como base os contratos bilaterais, leilões públicos e os montantes adquiridos de Itaipu.

Ou seja, com base na carteira de contratos da concessionária e na demanda esperada do mercado, a Agência determina os custos com compra de energia. A BOVESA possui apenas um contrato bilateral com a ELETRONORTE, cujo preço da energia é reajustado pelo IGP-M (12,28% durante o período de referência).

A análise das planilhas e notas técnicas não identificou irregularidades ou impropriedades na definição dos valores de compras de energia.

Valor da Parcela B (VPB)

Como explicado anteriormente, a definição do Valor da Parcela B é feito com base na diferença entre a receita efetivamente arrecadada e os custos não-gerenciáveis efetivamente despendidos no período anterior. Essas despesas são corrigidas pela variação do IGPM, deduzido do compartilhamento de ganhos de produtividade decorrentes de aumento de demanda, o Fator X.

Para a concessionária em questão, a ANEEL seguiu a metodologia em vigor e, com base no IGP-M do período (12,28%) e no Fator X calculado (3,39%), ajustou o valor da Parcela B de R\$ 39,5 milhões para R\$ 46,1 milhões. Vale ressaltar que nesse cálculo também foi considerado um passivo de R\$ 2,9 milhões devido à concessionária, referente à revisão tarifária de 2005 (fls. 2-3 do Anexo I).

Contudo, como já identificou o TCU no Acórdão 2.210/08-P, a metodologia atual de reajuste tarifário superavalia o Valor da Parcela B, pois permite que essa parcela absorva, indevidamente, ganhos de escala provenientes de custos não-gerenciáveis da concessionária.

A metodologia de reajuste empregada no contrato de concessão da BOVESA é idêntica a dos outros contratos de concessão firmados pelas demais concessionárias de distribuição de energia elétrica do país e pelo Poder Público.

Essa metodologia já foi analisada pela equipe técnica do Tribunal, atendendo a outra solicitação do Congresso Nacional, que requisitou uma auditoria nos processos de reajuste tarifário da CELPE (TC – 021.975/2007-0) e da CEMIG (TC – 018.422/2007-7).

³ Reserva Geral de Reversão - RGR, Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE, Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa, Encargo de Serviço do Sistema - ESS, Encargo de Pesquisa e Desenvolvimento Energético - P&D e Encargo do Operador Nacional do Sistema - ONS.

As análises realizadas apontaram evidências de que o método adotado para o reajuste tarifário apresenta uma grave falha conceitual, provocando desequilíbrio econômico-financeiro nos contratos de concessão. Trata-se de impropriedade na concepção da metodologia de reajuste como um todo, e não somente da fórmula paramétrica dos contratos de concessão.

Explica-se: a sistemática de cálculo do reajuste tarifário não é capaz de captar os impactos das variações de demanda de mercado em itens da Parcela A. Regra geral, o mercado de energia elétrica apresenta crescimento anual. Isso, dentro da sistemática de reajuste tarifário, propicia um ganho adicional para a distribuidora sem que tenha havido melhor eficiência operacional e sem a contrapartida na prestação do serviço. É um ganho para a distribuidora pela simples mudança na escala do negócio.

Como o método adotado no reajuste para o cálculo da Parcela B é feito com base na diferença entre a receita efetivamente arrecadada e os custos não-gerenciáveis (Parcela A) efetivamente despendidos, permite-se que variações de demanda, que não são consideradas no momento do reajuste, sejam absorvidas pela Parcela B do ano seguinte, gerando ganhos de escala para a concessionária não advindos de aumento de eficiência.

O problema no reajuste tarifário não está na operacionalização das regras estabelecidas nos contratos, portarias e resoluções, mas na concepção metodológica do IRT, que necessita de aprimoramentos pontuais.

Na auditoria realizada nos reajustes tarifários da CELPE, foi demonstrado que a citada falha metodológica remunera ilegalmente as concessionárias de energia elétrica em detrimento do interesse público e gera impactos de alta materialidade e prejuízos para os usuários de, pelo menos, R\$1 bilhão ao ano.

Em razão desse processo, o TCU exarou o Acórdão 2.210/08-P, que determinou à ANEEL que corrigisse as falhas identificadas na metodologia de reajuste em vigor. Posteriormente, em face de impetração de Embargos de Declaração por parte da Agência, o referido Acórdão foi tornado insubsistente pelo Acórdão 2.544/08-P, para que as concessionárias envolvidas se manifestassem nos autos e tivessem seus argumentos analisados pelo Tribunal.

Em decorrência da análise do TC - 021.975/2007-0, verificou-se que a Superintendência de Regulação Econômica (SRE/ANEEL), desde 11 de outubro de 2007, vem estudando, no âmbito do processo n.º 48500.006111/2007-6, as falhas metodológicas apontadas no Acórdão TCU 2.210/08-P (fls. 45-52 do Anexo 4 do TC - 021.975/2007-0).

Segundo a ANEEL, o referido estudo resultou em uma proposta de alteração da CVA⁴, como solução para a correção da falha identificada. Ocorre que essa alteração deve se dar por meio de Portaria Interministerial do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério da Fazenda (MF). Dessa forma, a ANEEL submeteu ao MME, por meio do Ofício n.º 267/2008-DR/ANEEL, em 3 de dezembro de 2008, proposta de alteração da CVA visando à correção da falha metodológica no reajuste tarifário.

O TCU acompanhará as decisões e soluções adotadas pela ANEEL e pelo MME para a correção dos problemas na metodologia de reajuste tarifário, apontadas pelo Acórdão 2.210/08-P.

Componentes Financeiros

Os componentes financeiros não fazem parte da base tarifária, pois se referem a ajustes realizados no intuito de corrigir o descompasso entre a data de elaboração da revisão ou do reajuste tarifário e eventuais variações financeiras nos diferentes componentes de custo da tarifa de energia elétrica.

⁴ Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A

Esse ajuste é necessário, pois a definição da tarifa é baseada em um conceito de custo econômico, que precisa ser ajustado periodicamente, de acordo com as variações financeiras que ocorrem ao longo do tempo.

Os componentes financeiros da BOVESA acrescentaram R\$ 158 mil à receita da concessionária e representam 0,11% do IRT. Entre eles destacam-se:

acréscimos de R\$ 387 mil em compensações da CVA. Esses valores foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Financeira – SFF e constam no Memorando 1615/2007-SFF/ANEEL (fl. 5 do Anexo 1);

decréscimos de R\$ 229 mil, referentes à ajustes na classificação de consumidores de baixa renda e passivos com a implementação do Programa Luz para Todos.

A análise das planilhas e notas técnicas não identificou irregularidades ou impropriedades na definição dos componentes financeiros.

Reajuste Tarifário da CER

A Companhia Energética de Roraima – CER presta o serviço de distribuição de energia elétrica para cerca de 24 mil unidades consumidoras no interior do estado de Roraima, sendo que, até hoje, não possui contrato de concessão firmado com a União, como determina o art. 4º da Lei 8.987/95.

A ANEEL vem, ao longo dos anos, reajustando as tarifas da CER nos mesmos moldes previstos nos contratos de concessão firmados com outras concessionárias, seguindo o posicionamento jurídico de sua Procuradoria Federal (fls. 19 do Anexo 1), conforme transcrito a seguir:

“4. Segundo o posicionamento jurídico da Procuradoria Federal na ANEEL consubstanciado nos Pareceres nº 163/2006-PF/ANEEL, aprovado e expedido em 25 de abril de 2006, e nº 354/2006-PF/ANEEL, de 12 de setembro de 2006:

i) A feição jurídica da CER é a de uma concessionária de serviços públicos de energia elétrica, embora a seja num estado “imperfeito” ou “precarizado”, pela não formalização do ato convencional da concessão;

ii) O reajuste é necessário para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato, sem o quê estaria ameaçada a continuidade do serviço;

iii) Não há ilegalidade na aplicação de reajustes tarifários à CER, mesmo pendente o seu contrato de concessão da devida formalização;

iv) As revisões tarifárias dependem, para sua efetivação, da existência do adequado disciplinamento nos contratos de concessão, e da correspondente fixação da receita-teto inicial da concessionária, com o que se formará o novo equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Não havendo contrato, não há fundamento fático para a realização das revisões tarifárias.

5. Assim, o atual reajuste das tarifas da Companhia Energética de Roraima – CER foi calculado mediante a utilização da fórmula paramétrica do Índice de Reajuste Tarifário – IRT, conforme prevista na Cláusula Sétima dos Contratos de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica, com vigência a partir de 1º de novembro de 2008, que corresponde à data de reajuste tarifário estabelecida para a CER, de acordo com a Portaria Interministerial MF/MME nº 152, de 17 de maio de 2000.”

Segundo a Agência, não há ilegalidade na aplicação de reajustes tarifários à CER, mesmo sem um contrato de concessão firmado. De forma contraditória, a ANEEL não conduz processos de

revisão tarifária nessa concessionária, alegando que sua efetivação depende da existência do adequado disciplinamento contratual.

Legalidade do Reajuste da Tarifas da CER

O art. 4º da Lei nº 8.987/95 determina, expressamente, que a concessão de serviço público seja formalizada mediante contrato. Portanto, a existência de uma concessão sem a devida formalização contratual constitui flagrante ilegalidade.

A Lei das Concessões também determina que os critérios de reajuste e de revisão de tarifas devem ser definidos nos referidos contratos de concessão. De tal forma que aplicar procedimentos de atualização tarifária no caso em tela carece de suporte legal pelo simples fato de, formalmente, não existir uma concessão.

No que pese a necessidade de manter o equilíbrio econômico-financeiro da "concessão" para garantir a continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica, reajustar anualmente as tarifas não garante esse equilíbrio.

Se por um lado, é dever da ANEEL garantir que os usuários finais não sejam prejudicados por uma eventual descontinuidade do serviço, por outro lado, a simples aplicação de procedimentos de reajuste tarifário não garante a desejada continuidade, nem mesmo a modicidade tarifária e a prestação adequada do serviço.

Ao não conduzir revisões tarifárias periódicas, a Agência não define padrões de eficiência para a empresa e fica incapacitada de repassar ganhos para os consumidores e incentivar a melhoria na prestação do serviço. Exemplo disso são as altas perdas elétricas registradas pela CER, que representam 55,8% da energia elétrica disponível (fl. 23 do Anexo 1).

Portanto, fica evidente a necessidade de ser equacionado o problema da falta do contrato de concessão da CER e da necessidade de mecanismos de incentivo e de atualização de tarifas que garantam a eficiência, a continuidade do serviço e a modicidade tarifária.

Compete à ANEEL, nos termos da Lei nº 9.427/96 e do Decreto nº 2.335/97, celebrar e gerir os contratos de concessão de serviços de energia elétrica. Permitir que a CER atue como distribuidora de energia elétrica, sem um contrato de concessão e sem processos de revisão tarifária, constitui grave ilegalidade.

Dessa forma, para seja possível obter mais informações sobre a situação atual do problema, as possíveis soluções e as providências que estão sendo tomadas, propõe-se diligenciar à ANEEL e à CER para que, no prazo de 15 dias, informem ao TCU:

que providências estão sendo tomadas pela ANEEL e pela CER para a formalização do contrato de concessão;

quais são as etapas desse processo e qual é o prazo estimado para que cada etapa seja cumprida;

que outras alternativas podem ser adotadas pela ANEEL para solucionar o problema;

outras informações que julgarem relevantes.

Cálculos Realizados no Processo de Reajuste de 2008 da CER

De forma análoga à análise realizada para a BOVESA, foram verificados os principais componentes do reajuste tarifário da CER. A Tabela 03 mostra a participação percentual dos itens não gerenciáveis (VPA) e gerenciáveis (VPB) na composição do IRT, quanto cada item evoluiu no período de 2007 a 2008 e a distribuição da receita para cobrir os custos da empresa.

Tabela 03 – Composição do índice de reajuste tarifário da CER

Itens	Participação no IRT (p.p)	Relação 2008/2007	Participação na Receita (%)
VPA	0,98%	1,22%	78,55%
Encargos Setoriais	0,67%	9,70%	7,37%
Energia Comprada para Revenda	0,30%	0,41%	71,18%
VPB	2,42%	12,23%	21,45%
Componentes Financeiros	18,79%	-	-
Reajuste Total	22,18%	-	-

Fonte: Notas Técnicas 324/2008 e 334/2008 – SER/ANEEL (fls. 19-34)

Os encargos da CER somaram R\$ 963 mil (7,37% da receita) no ano de 2008. Os valores dos encargos cresceram 9,70%, devido, principalmente, aos seguintes fatores:

aumento de 7,40% nos valores da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, conforme a Resolução Homologatória da ANEEL n.º 616/2008 (fl. 21 do Anexo 1);

aumento de 13,32% nos valores da reserva Geral de Reversão – RGR, de acordo com o Memorando 1641/2008 – SFF/ANEEL (fl. 21 do Anexo 1).

As compras de energia da CER foram estimadas em R\$ 9,3 milhões, com base na carteira de contratos da concessionária e na demanda esperada do mercado. Contudo, é importante ressaltar que as perdas elétricas registradas representam grande parte do valor pago a título de compra de energia. No reajuste homologado em 2007, a ANEEL autorizou que fossem repassadas para os consumidores perdas de 39,1% da energia requerida (fl. 46 do Anexo 1) e, no ano de 2008, o valor aumentou para 55,8%, seguramente um dos maiores patamares registrados no país.

Por não ter um contrato de concessão firmado com a CER, a ANEEL alega que não pode conduzir revisões tarifárias e, conseqüentemente, não fixa metas regulatórias para redução de perdas. Permitir que essa situação persista põe em risco a viabilidade da concessão e da prestação do serviço, o que reforça a proposta de determinação feita nesta instrução.

O Valor da Parcela B calculado para a CER sofre da mesma inconsistência apontada para a BOVESA e para as demais concessionárias de energia elétrica. Como já foi relatado anteriormente, o TCU acompanhará as decisões e soluções adotadas pela ANEEL e pelo MME para a correção dos problemas na metodologia de reajuste tarifário, apontadas pelo Acórdão 2.210/08-P.

Finalmente, a análise dos componentes financeiros da CER apontou que estes somaram R\$ 2,45 milhões representam 18,79% do IRT, devido, principalmente, ao valor apurado para a Conta de Compensação de Variação de Itens da Parcela A – CVA). Esse valor reflete a apresentação, pela concessionária, de despesas pagas com compra de energia que vão além do período de referência considerado e foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Financeira – SFF, de acordo com o Memorando nº 1641/2008 – SFF/ANEEL (fls. 24-26 do Anexo 1).

A análise das planilhas e notas técnicas não identificou irregularidades ou impropriedades na definição dos encargos setoriais, das compras de energia elétrica e dos componentes financeiros.

Conclusões

Ao final das análises desta Unidade Técnica, concluiu-se que os cálculos conduzidos nos processos de reajuste tarifário de 2008 das concessionárias em questão foram realizados com exatidão e de acordo com a metodologia em vigor.

Contudo, foi constatado que a metodologia utilizada nesses processos sofre dos mesmos problemas identificados em outras concessionárias de distribuição de energia elétrica, conforme recente fiscalização realizada pelo TCU (Acórdão 2.210/08-P). A ANEEL, na busca de uma solução para esse problema, encaminhou uma proposta de alteração da CVA ao MME, por meio do Ofício n.º 267/2008-DR/ANEEL, em 3 de dezembro de 2008.

O TCU vai acompanhar as decisões e soluções adotadas pela ANEEL e pelo MME para a correção dos problemas na metodologia de reajuste tarifário, apontadas pelo Acórdão 2.210/08-P.

Outro ponto importante constatado nas análises documentais foi que a Companhia Energética de Roraima – CER não possui contrato de concessão firmado com a União, como determina o art. 4º da Lei nº 8.987/95. A ANEEL vem, ao longo dos anos, reajustando as tarifas da CER nos mesmos moldes previstos nos contratos de concessão firmados com outras concessionárias, contudo, não conduz processos de revisão tarifária que garantem a eficiência, a modicidade tarifária e a continuidade na prestação do serviço público.

Compete à ANEEL, nos termos da Lei nº 9.427/96 e do Decreto nº 2.335/97, celebrar e gerir os contratos de concessão de serviços de energia elétrica. Permitir que a CER atue como distribuidora de energia elétrica, sem um contrato de concessão e sem processos de revisão tarifária, constitui grave ilegalidade.

Dessa forma, para seja possível obter mais informações sobre a situação atual do problema, as possíveis soluções e as providências que estão sendo tomadas, propõe-se diligenciar à ANEEL e à CER para que, no prazo de 15 dias, informem ao TCU:

que providências estão sendo tomadas pela ANEEL e pela CER para a formalização do contrato de concessão;

quais são as etapas desse processo e qual é o prazo estimado para que cada etapa seja cumprida;

que outras alternativas podem ser adotadas pela ANEEL para solucionar o problema;

outras informações que julgarem relevantes.

Para atender de forma integral à presente solicitação, é necessário que os processos de reajuste tarifários em questão sejam analisados de forma plena, permitindo às concessionárias e ao ente regulador a oportunidade de se manifestarem nos autos.

Está disposto na Resolução – TCU nº 215, de 20/08/2008, que dispõe sobre o tratamento de solicitações do Congresso Nacional – SCN, art. 21 o que segue:

“É fixado em 180 dias, a contar da data de publicação deste normativo, o prazo para atendimento das solicitações do Congresso Nacional registradas pela Assessoria Parlamentar que se encontram pendentes no âmbito do Tribunal”.

Tendo em vista que esse processo de Solicitação do Congresso Nacional foi autuado neste Tribunal em 19/11/2008, o prazo para seu atendimento, de acordo com o normativo mencionado, encerra-se em 18/05/2009, o que torna inviável ouvir as concessionárias dentro do prazo inicialmente previsto.

Devido à relevância para o saneamento dos autos das respostas às diligências a serem expedidas por esta Unidade Técnica, propõe-se, com fulcro no §2º do art. 15 da Resolução – TCU nº 215/2008, a prorrogação, por mais 90 dias, a contar do pronunciamento desta Corte, do prazo para atendimento da solicitação de fiscalização emanada pela Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados.

Proposta de Encaminhamento

Ante o exposto, submetem-se os presentes autos à consideração superior, propondo:

com fulcro no art. 157, §1º, do Regimento Interno do TCU e na delegação de competência do Relator Exmo. Sr. Benjamim Zymler, estabelecida na Portaria-GM-BZ nº 02/04, diligenciar à Companhia Energética de Roraima – CER e à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para que, no prazo de 15 dias, informem ao TCU:

- a) que providências estão sendo tomadas pela ANEEL e pela CER para a formalização do contrato de concessão;*
- b) quais são as etapas desse processo e qual é o prazo estimado para que cada etapa seja cumprida;*
- c) que outras alternativas podem ser adotadas pela ANEEL para solucionar o problema;*
- d) outras informações que julgarem relevantes.*

prorrogar o prazo, por mais 90 dias, a contar do pronunciamento do Plenário deste Tribunal, para atendimento da solicitação de fiscalização de que tratam os autos, com fulcro no § 2º do art. 15 da Resolução – TCU nº 215/2008;

comunicar à Presidente da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, Exma. Sra. Deputada Ana Arraes, da prorrogação do prazo, nos termos no § 3º do art. 15 da Resolução – TCU nº 215/2008.

2. É o relatório.

VOTO

Cuidam os autos de solicitação do Congresso Nacional, decorrente do Requerimento nº 140/08 da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, no qual a citada comissão requer ao TCU que fiscalize os atos que autorizaram o reajuste de tarifas das distribuidoras Boa Vista Energia S.A (BOVESA) e Companhia Energética de Roraima (CER) em percentuais superiores à inflação.

2. A análise empreendida pela Secretaria de Fiscalização de Desestatização - SEFID concluiu que os cálculos conduzidos nos processos de reajuste tarifário de 2008 das concessionárias em questão estão em conformidade com a metodologia em vigor. Não obstante, a unidade técnica constatou que a metodologia utilizada nesses processos sofre dos mesmos problemas identificados em outras concessionárias de distribuição de energia elétrica, conforme recente fiscalização realizada pelo TCU (Acórdão 2.210/08-P). A ANEEL, na busca de uma solução para esse problema, encaminhou uma proposta de alteração da CVA ao MME, por meio do Ofício n.º 267/2008-DR/ANEEL, em 3 de dezembro de 2008.

3. Impende realçar que a SEFID vem acompanhando as decisões e soluções adotadas pela ANEEL e pelo MME para a correção dos problemas na metodologia de reajuste tarifário, apontadas pelo Acórdão 2.210/08-P.

4. A secretaria especializada constatou, ainda, que a Companhia Energética de Roraima - CER não possui contrato de concessão firmado com a União, conforme determina o art. 4º da Lei nº 8.987/95. A ANEEL vem, ao longo dos anos, reajustando as tarifas da CER nos mesmos moldes previstos nos contratos de concessão firmados com outras concessionárias, contudo, não conduz processos de revisão tarifária que garantem a eficiência, a modicidade tarifária e a continuidade na prestação do serviço público.

5. Em que pesem essas informações preliminares, encontra-se pendente de resposta a diligência empreendida pela SEFID - constante da proposta de encaminhamento do analista-instrutor - cujo objetivo é elucidar a eventual irregularidade referente à ausência de instrumento contratual de concessão de serviços de distribuição de energia, bem como propiciar o contraditório e a ampla defesa às concessionárias e ao ente regulador.

6. Impende registrar, ainda, que, nos termos do inciso II do art. 15 da Resolução TCU nº 215/2008, o Tribunal deve atender integralmente à solicitação do Congresso Nacional em até cento e oitenta dias, quando se tratar de solicitação de fiscalização, salvo disposição diversa do Plenário. Considerando que esse processo de Solicitação do Congresso Nacional foi autuado em 19/11/2008 e o prazo para seu atendimento encerrou-se em 18/05/2009, restou inviabilizada a oitiva das concessionárias no prazo inicialmente previsto.

7. Nesse sentido, anuo à proposta da unidade técnica no sentido de, nos termos do § 2º do art. 15 da Resolução TCU nº 215/2008, prorrogar por 90 dias o prazo para atendimento da presente solicitação de fiscalização.

8. Tendo em vista que o prazo para atendimento de solicitação do Congresso Nacional somente poderá ser prorrogado uma única vez, bem como a necessidade de tempo hábil para análise



dos autos em meu gabinete, entendo pertinente fixar prazo para que a unidade técnica apresente sua instrução de mérito. Observo que o termo final para cumprimento da solicitação ocorrerá em 18/8/2009. A sessão de plenário imediatamente anterior ocorrerá em 12/8/2009. Considerando o prazo regimental para inclusão de processo em pauta, assim como o tempo necessário para análise dos autos em meu gabinete, entendo deva ser fixado o dia 3/8/2009 como prazo limite para apresentação da instrução de mérito pela unidade técnica.

9. Ante o exposto, Voto por que o Tribunal adote o Acórdão que ora submeto à deliberação deste Colegiado.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 1 de julho de 2009.

Assinou o original

BENJAMIN ZYMLER

Relator

Of. Sec. nº. 144/09

Brasília, 6 de julho de 2009.

A Sua Excelência o Senhor
Deputado WALTER IHOSHI
Gab. 466 Anexo III

Assunto: **Cópia do Aviso nº 863-Seses-TCU-Plenário** referente à PFC 52/2008.

Senhor Deputado,

De ordem da Presidenta desta Comissão, Deputada Ana Arraes, encaminhamos, em anexo, para conhecimento de Vossa Excelência, **Cópia do Aviso nº 863-Seses-TCU-Plenário**, enviado a esta Comissão pelo Tribunal de Contas da União, referente à PFC 52/08, que *"Propõe que o Tribunal de Contas da União fiscalize a Agência Nacional de Energia Elétrica para fiscalizar a autorização de reajuste das tarifas das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A (antiga Saelpa)"*, cuja relatoria coube a Vossa Excelência.

Respeitosamente,

Lilian Albuquerque

Lilian de Cássia Albuquerque Santos

Secretária

RECEBI O ORIGINAL	
Em <u>07</u> / <u>07</u> / <u>09</u>	
<u><i>fátima</i></u>	<u>164403</u>
RUBRICA	PONTO



CÂMARA DOS DEPUTADOS
COMISSÃO DE DEFESA DO CONSUMIDOR

Of. Sec. nº. 145/09

Brasília, 6 de julho de 2009.

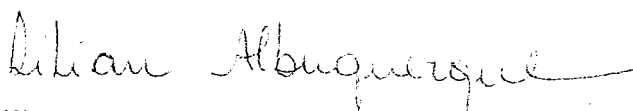
A Sua Excelência o Senhor
Deputado VITAL DO RÉGO FILHO
Gab. 833 Anexo IV

Assunto: **Cópia do Aviso nº 863-Seses-TCU-Plenário** referente à PFC 52/2008.

Senhor Deputado,

De ordem da Presidenta desta Comissão, Deputada Ana Arraes, encaminhamos, em anexo, para conhecimento de Vossa Excelência, **Cópia do Aviso nº 863-Seses-TCU-Plenário**, enviado a esta Comissão pelo Tribunal de Contas da União, referente à PFC 52/08, de sua autoria, que *"Propõe que o Tribunal de Contas da União fiscalize a Agência Nacional de Energia Elétrica para fiscalizar a autorização de reajuste das tarifas das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A (antiga Saelpa)"*.

Respeitosamente,



Lilian de Cássia Albuquerque Santos

Secretária

RECEBI O ORIGINAL	
Em <u>07 / 07 / 2009</u>	
<u>Liliana</u>	<u>226332</u>
RUBRICA	PONTO

Aviso nº 1025-Seses-TCU-Plenário

Brasília-DF, 2 de setembro de 2009.

Senhora Presidente,

Encaminho a Vossa Excelência, para conhecimento, em atenção ao Ofício Pres. 509/2008-CDC/CD encaminhado a este Tribunal, cópia do Acórdão proferido nos autos do processo nº TC 031.039/2008-6, pelo Plenário desta Corte na Sessão Ordinária de 2/9/2009, acompanhado do Relatório e do Voto que o fundamentam, bem como dos relatórios e votos dos Acórdãos relacionados no item 9.3 da mencionada deliberação.

Atenciosamente,



BENJAMIN ZYMLER
Vice-Presidente,
no exercício da Presidência

A Sua Excelência, a Senhora
Deputada Federal ANA ARRAES
Presidente da Comissão de Defesa do Consumidor - CDC
Praça dos Três Poderes, Câmara dos Deputados, Anexo II, Pav. Superior, Ala C,
Sala 152
Brasília - DF

GRUPO II – CLASSE II – Plenário

TC 031.039/2008-6

Natureza(s): Solicitação do Congresso Nacional - Fiscalização dos reajustes das tarifas de energia elétrica da Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, da Companhia Energética do Piauí – CEPISA, da Companhia Energética de Alagoas – CEAL e da ENERGISA Paraíba – Distribuidora de Energia S/A.

Órgão/Entidade: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

Interessado: Câmara dos Deputados (vinculador)

Advogado(s): não há.

SUMÁRIO: SOLICITAÇÃO DO CONGRESSO NACIONAL. CUMPRIMENTO INTEGRAL DA SOLICITAÇÃO. PRESTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES À COMISSÃO DE DEFESA DO CONSUMIDOR DA CÂMARA DOS DEPUTADOS. RECOMENDAÇÕES À ANEEL. DETERMINAÇÕES À SEFID.

RELATÓRIO

Adoto como relatório a instrução do AUFC Davi Ferreira Gomes Barreto, com a qual aquiesceu o titular da Secretaria de Fiscalização de Desestatização - SEFID.

“Trata-se de Proposta de Fiscalização e Controle nº 52/2008 da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados (fls. 2-14), encaminhada pelo Of. Pres. nº 509/08 (fl. 1), que requer ao TCU fiscalizar a autorização de reajuste das tarifas das seguintes concessionárias: Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, Companhia Energética do Piauí – CEPISA, Companhia Energética de Alagoas – CEAL e ENERGISA Paraíba – Distribuidora de Energia S/A.

2. O plano de execução da proposta de fiscalização (fls. 13-14) solicita ao TCU que encaminhe os trabalhos fiscalizatórios a partir de 2007, além do envio de informações relativas aos seguintes quesitos:

- I. *exame dos parâmetros componentes do índice de reajuste e sua conformidade;*
- II. *adequação dos índices contratuais utilizados, tais como o IGPM, para reajustar tarifas de energia elétrica;*
- III. *dados dos contratos, tais como duração, termo inicial e final e equilíbrio econômico-financeiro;*
- IV. *alternativas legais ou contratuais que possibilitem novos pactos entre partes;*
- V. *realização de oitivas;*
- VI. *requisição de documentos públicos.*

3. Dessa forma, optou-se por, inicialmente, avaliar a legalidade e a legitimidade dos reajustes das concessionárias em questão (item “I”) e, em um segundo momento, comentar cada um dos itens remanescentes, a fim de fornecer todos os subsídios solicitados pela Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados.

4. Diligenciou-se à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para que enviasse a este Tribunal as planilhas de cálculo, os relatórios e os votos que embasaram os processos de reajuste conduzidos pelo ente regulador (fl. 19).

5. Após a remessa dos documentos solicitados (fls. 21-22), no intuito de avaliar a legalidade e a legitimidade dos reajustes, o problema foi analisado em duas dimensões: quanto à regularidade dos cálculos aplicados nos reajustes e quanto à aderência da metodologia aos princípios legais que regem as concessões dos serviços de distribuição de energia elétrica (fls. 23-46).

6. Ao final das análises, esta Unidade Técnica concluiu que:

a) no que se refere à regularidade do reajuste tarifário de 2008 da ENERGISA, proposta similar foi objeto de Representação formulada pelo Deputado Federal Vital do Rêgo Filho, autuado no TC – 025.819/2008-1 (fls. 1-29 do Anexo 2), ainda pendente de decisão por parte deste Tribunal. A instrução desta Unidade Técnica não encontrou irregularidades no referido processo;

b) nos reajustes tarifários da CEMAR, da CEPISA e da CEAL, os procedimentos e cálculos adotados são aderentes à fórmula paramétrica presente nos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica;

c) a metodologia de reajuste tarifário utilizada nesses processos também sofre do problema de “falta de neutralidade da Parcela A”, causando ganhos indevidos para as distribuidoras que deveriam ser repassados para o consumidor, como identificado em outras concessionárias de distribuição de energia elétrica, conforme recente fiscalização realizada pelo TCU (Acórdão no 2.210/08-P);

d) a ANEEL, em conjunto com o Ministério de Minas e Energia - MME, está adotando as medidas necessárias para solução do referido problema, cabendo ao TCU acompanhar as decisões tomadas para correção da metodologia de reajuste, no âmbito do processo TC – 021.975/2007-0;

e) a ANEEL conduziu de forma irregular a definição das perdas da CEMAR, da CEPISA e da CEAL, contrariando as metas definidas nas Notas Técnicas no 256/2005, no 187/2005 e no 189/2005 da SRE/ANEEL e o art. 6º, §1º, da Lei no 8.987/95, sendo necessário que a Agência ajuste as perdas elétricas das concessionárias em questão, no período 2006-2008, considerando os respectivos efeitos financeiros para os consumidores;

f) o ajuste das perdas técnicas e comerciais das concessionárias, de acordo com as metas definidas nas respectivas revisões tarifárias e compatível com os princípios da eficiência e da modicidade tarifária, representa, para os consumidores, um benefício de R\$ 60 milhões.

7. Tendo em vista a irregularidade apontada nos itens “e” e “f”, diligenciou-se à ANEEL no intuito de obter mais informações e subsídios para análise (fl. 50). No mesmo passo, diligenciou-se às concessionárias envolvidas para que se manifestassem, a seu critério, sobre o teor do problema identificado por esta SEFID (fl. 47-49).

8. O objetivo desta instrução é analisar as informações encaminhadas pela ANEEL e pelas concessionárias em resposta às referidas diligências; e responder os quesitos do plano de execução (fls. 13-14) da Proposta de Fiscalização e Controle da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados.

9. Ademais, é importante destacar que, tendo em vista as disposições da Resolução nº 215/08 do TCU, foi emitido o Acórdão no 1.430/09-P, que prorrogou, para 18/08/2009, o prazo para atendimento da presente Solicitação do Congresso Nacional.

ALEGAÇÕES DA ANEEL

10. A Agência, por meio do Ofício no 128/2009 – AIN/ANEEL (fl. 87-88), manifestou-se a respeito dos procedimentos adotados na definição das perdas de distribuição da CEMAR, da CEPISA e da CEAL. Em resumo, o ente regulador afirmou que:

i. no primeiro ciclo de revisões tarifárias, não havia uma metodologia específica para a definição de perdas elétricas e, por esse motivo, o tratamento dado ao tema amparou-se em princípios gerais que norteiam o processo de revisão;

ii. os pontos aludidos pela SEFID, referentes a inconsistências nos procedimentos adotados nos reajustes anuais das concessionárias em questão, estão em análise no âmbito dos atuais processos de revisão tarifária e, caso fique constatado que estavam em desacordo com a regra geral adotada no primeiro ciclo, a Agência tomará providências cabíveis para sua correção.

ANÁLISE DAS ALEGAÇÕES DA ANEEL

i) No primeiro ciclo de revisões tarifárias, não havia uma metodologia específica para a definição de perdas elétricas e, por esse motivo, o tratamento dado ao tema amparou-se em princípios gerais que norteiam o processo de revisão.

11. A ANEEL alega que as premissas utilizadas na definição das metas regulatórias para perdas elétricas, durante o primeiro ciclo de revisões tarifárias, foram baseadas em princípios gerais como regulação por incentivos e modicidade tarifária, devido à ausência de uma metodologia específica. Segundo a Agência, os limites de perdas admitidos eram discutidos com as concessionárias e definidos com base nos dados históricos e nos programas de combate por elas apresentados (fl. 87).

“3. Nesse contexto, dada a ausência de metodologia específica, o tratamento dado a este tema no primeiro ciclo de revisões amparou-se em princípios gerais que norteiam o processo de revisão tarifária, como a regulação por incentivos e a modicidade tarifária. Os limites de perdas admitidos eram discutidos intensamente com as concessionárias e definidos com base nos dados históricos de perdas e nos programas de combate por elas apresentados, bem como na gravidade com que o problema se apresentava em cada área de concessão. Em geral, para as distribuidoras com níveis de perdas não técnicas muito elevadas, os limites eram definidos em um patamar inferior ao valor real praticado pela empresa, como forma de estimular esforços imediatos para redução do problema. Dentro da perspectiva da regulação por incentivos, caso a concessionária obtivesse resultados melhores que os definidos pelo regulador, ela poderia incorporar os ganhos de receita adicionais.” (grifos nossos)

12. Como é possível constatar, apesar da ausência de uma metodologia específica, as metas regulatórias de perdas foram discutidas com as concessionárias e definidas de forma a incentivar a eficiência, conforme preconiza o regime de serviço pelo preço. Entretanto, isso não foi observado durante a condução dos processos de reajuste tarifário no período 2005-2008.

13. Conforme apontado por esta Unidade Técnica nas fls. 32-41, a ANEEL não aplicou as metas regulatórias definidas para as concessionárias nos respectivos processos de revisão tarifária, contrariando suas resoluções e os princípios da eficiência e modicidade tarifária, causando prejuízos para os consumidores da ordem de R\$ 60 milhões.

14. A regulação econômica deve transmitir sinais de eficiência, cabendo à Agência definir metas para as perdas globais de forma a garantir o correto incentivo para que as concessionárias reduzam suas perdas além do nível regulatório, uma vez que podem se apropriar dos ganhos advindos de tal situação. Portanto, ao não aplicar as metas de perdas pré-definidas, a ANEEL incentivou a ineficiência das empresas e prejudicou o consumidor.

15. Nesse sentido, é preciso que a ANEEL ajuste as perdas elétricas da CEMAR, da CEPISA e da CEAL, no período 2005-2008, considerando os respectivos efeitos financeiros para os consumidores e observando que:

os valores provisórios das perdas técnicas devem ser atualizados com os resultados definitivos calculados pela Agência e o que foi pago a maior pelos consumidores deve ser restituído;

as metas inicialmente definidas nas revisões tarifárias de 2005 para as perdas comerciais não devem ser alteradas, com base em uma menor perda não técnica que não decorre de maior eficiência da concessionária;

as perdas comerciais devem seguir uma trajetória decrescente anualmente.

ii) Os pontos aludidos pela SEFID, referentes a inconsistências nos procedimentos adotados nos reajustes anuais das concessionárias em questão, estão em análise no âmbito dos atuais processos de revisão tarifária e, caso fique constatado que estavam em desacordo com a regra geral adotada no primeiro ciclo, a Agência tomará providências cabíveis para sua correção.

16. As concessionárias CEMAR, CEPISA e CEAL encontram-se em processo de revisão tarifária, ainda em fase de audiência pública (respectivamente, audiências no 024/2009, no 019/2009 e no 021/2009).

17. Segundo o ente regulador, as inconsistências apontadas pela SEFID estão em análise nos respectivos processos de revisão e, caso necessário, serão tomadas as medidas cabíveis para sua correção. Contudo, ao analisar as notas técnicas que embasam os referidos processos, não foi encontrada nenhuma referência aos problemas em discussão.

ALEGAÇÕES DA CEAL E DA CEPISA

18. A CEAL e a CEPISA, por meio dos Ofícios PR-08/2009 (fl. 85) e CT/PR-139/2009 (fl. 86), encaminharam suas manifestações, cujos conteúdos são idênticos e trazem as seguintes explicações:

i. os dados para cálculo das perdas são levantados pelas concessionárias e encaminhados para a ANEEL, que processa e determina quais deverão ser os valores a serem repassados para os consumidores;

ii. a transferência das perdas elétricas para as tarifas é sempre menor que o efetivamente realizado pela empresa;

iii. durante os processos de reajuste tarifário, as concessionárias não se manifestam sobre o valor das perdas, ficando a critério da Agência deliberar sobre o assunto.

19. Pelo que pode ser depreendido dos itens acima, as concessionárias, em suas manifestações, apenas explicaram o procedimento utilizado pela ANEEL na definição das perdas elétricas.

20. Adicionalmente, destacaram que a transferência das perdas para as tarifas é sempre menor que o efetivamente realizado - fato que faz parte de um sistema de regulação por incentivos. Dentro do modelo regulatório que rege a concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica no Brasil (serviço pelo preço), quando o empresário não cumpre as metas definidas pelo regulador, assume os ônus e, ao superá-las, se apropria dos bônus.

21. Portanto, no que pese a procedência de todos os argumentos trazidos pela CEAL e pela CEPISA, não há nenhuma justificativa para as irregularidades constatadas nas definições das perdas elétricas nos processos de reajuste tarifário no período 2005-2008.

ALEGAÇÕES DA CEMAR

22. A CEMAR trouxe aos autos suas considerações sobre as questões levantadas pela SEFID, por meio do Ofício C.E. DIREG 102/2009 (fls. 89-99), relatando o histórico da evolução das perdas da companhia (fls. 90-91), as ações de combate às perdas no período 2005-2008 (fls.

92-94), a avaliação dos investimentos realizados pela empresa (fl. 95) e os resultados obtidos nos últimos anos (fls. 96-97).

23. Em relação ao tratamento regulatório dado às perdas pela ANEEL, a concessionária afirma que a fixação da trajetória de redução das perdas, durante a revisão tarifária de 2005, não considerou o devido reconhecimento dos custos de combate e investimentos necessários.

24. Quanto a este ponto, é preciso esclarecer que o ente regulador não deve reconhecer todos os custos e investimentos realizados pela concessionária, pois o atual sistema regulatório não é mais baseado em um regime de serviço pelo custo. Dentro de uma perspectiva de regulação por incentivos, compete à ANEEL definir, por meio da metodologia da Empresa de Referência, a estrutura de custos aceitável para cada concessionária, de forma a garantir a eficiência, a continuidade e a modicidade tarifária.

25. Por fim, a empresa ressalta que a trajetória aplicada pela ANEEL reduziu em R\$ 11,84 milhões o repasse de custos de compra de energia para o consumidor ao longo do ciclo, ao mesmo tempo em que transferiu custos não reconhecidos de R\$ 35 milhões para a concessionária.

26. No que pese as economias que a empresa afirma terem sido proporcionadas para o consumidor, caso as metas regulatórias definidas pela ANEEL tivessem sido cumpridas, os referidos benefícios seriam ainda maiores.

27. Quanto a transferência de custos com compra de energia para a concessionária, mais uma vez é preciso destacar que isso é natural dentro de um regime de serviço pelo preço, no qual a concessionária, ao não cumprir as metas traçadas pelo regulador, assume o ônus da sua ineficiência.

28. Ante o exposto, conclui-se que os argumentos trazidos aos autos pela CEMAR também não afastam as irregularidades cometidas na aplicação das metas de perdas regulatórias durante os processos de reajuste tarifário do período 2005-2008.

COMENTÁRIOS AOS QUESITOS DO PLANO DE EXECUÇÃO DA PROPOSTA DE FISCALIZAÇÃO

II- Adequação dos índices contratuais utilizados, tais como o IGPM, para reajustar tarifas de energia elétrica.

29. Em relação à adequação dos índices contratuais para reajustar tarifas de energia elétrica, temos a informar que a sua utilização tem por objetivo manter o poder de compra da receita da concessionária. A definição de um ou outro índice pode apresentar vantagens e desvantagens, competindo ao ente regulador fazer a escolha que julgar mais apropriada para atingir os objetivos regulatórios do setor.

30. O IGPM, por exemplo, até bem pouco tempo, apresentava variação menor que o IPCA. No entanto, por ter uma grande parte dos seus componentes influenciados diretamente pela variação cambial, tende a apresentar grande volatilidade nos períodos de alta do dólar, como ocorreu, recentemente, com a crise causada pelo subprime.

31. O IPCA, por sua vez, é um índice de correção monetária que apresenta maior aderência aos custos do consumidor, pois reflete os dispêndios realizados com produtos e serviços.

32. É importante ressaltar que conclusões precisas sobre a adequação dos índices contratuais utilizados requerem rigor científico que foge ao escopo desta fiscalização. Neste sentido, sugere-se solicitar ao Instituto de Pesquisas Econômicas Aplicadas (IPEA) ou à Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda (SEAE) trabalhos específicos e aprofundados sobre esse tema.

III- Dados dos contratos, tais como duração, termo inicial e final e equilíbrio econômico-financeiro.

33. No que se refere aos dados contratuais das distribuidoras, como duração, termos inicial e final, e equilíbrio econômico-financeiro, esclarece-se que o TCU não dispõe dessas informações para todas as concessionárias. Tais dados, contudo, podem ser obtidos junto à ANEEL e ao MME.

IV- Alternativas legais ou contratuais que possibilitem novos pactos entre partes.

34. Em reação às alternativas legais ou contratuais que possibilitem novos pactos entre as partes, cabe esclarecer que essa análise foge a expertise desta SEFID. Porém, pode-se afirmar que alterações contratuais sobre cláusulas econômico-financeiras do contrato de concessão requererão anuência das concessionárias e deverão ser propostas pelo Poder Concedente.

35. Entretanto, é possível realizar o aprimoramento metodológico do reajuste tarifário anual por meio de outros mecanismos, como a alteração na metodologia da CVA proposta pela ANEEL

V- Realização de oitivas.

36. Sobre este ponto, informa-se que foram feitas oitivas da CELPE e da CEMIG, no âmbito do TC – 021.975/2007-0, relativas às impropriedades metodológicas nos reajustes. Além disso, foram feitas diligências à CEMAR, à CEPISA e à CEAL (fls. 85-86; 90-99), no intuito de colher informações adicionais sobre as irregularidades constatadas na definição das perdas elétricas dessas concessionárias.

37. Ademais, no caso de necessidade de ouvir outros agentes envolvidos, existem mecanismos apropriados adotados pela ANEEL: audiências e consultas públicas, onde se podem auscultar todas as partes afetadas pelas regras de reajuste tarifário, inclusive os consumidores de energia elétrica.

VI- Requisição de documentos públicos.

38. No que se refere à requisição de documentos públicos, propõe-se encaminhar, à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, cópia dos relatórios e votos dos seguintes trabalhos fiscalizatórios no setor de distribuição de energia elétrica realizados:

a) Acórdão no 2.428/02-2ª Câmara, que trata de possíveis irregularidades no cálculo das tarifas de energia elétrica da Empresa Energética do Mato Grosso do Sul (Enersul);

b) Acórdão no 2.210/08-P e Acórdão no 2.544/08, que tratam de solicitação de auditoria nos reajustes tarifários da CELPE e da CEMIG;

c) Acórdão n.º 2.211/08-P, que trata de auditoria operacional realizada na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com a finalidade de avaliar o impacto das perdas elétricas no sistema elétrico brasileiro;

d) Acórdão no 1.103/08-P, que cuida do segundo monitoramento das recomendações proferidas ao Ministério de Minas e Energia, por meio dos Acórdãos no 344/2003-P e no 59/2005-P, sobre a verificação se os critérios de implementação da tarifa social beneficiam efetivamente as famílias de baixa renda;

e) Acórdão no 1.630/08-P, que trata de cobrança indevida de energia elétrica não fornecida pela Companhia Energética da Bahia (COELBA);

f) Acórdão no 2.379/08-P, que cuida do acompanhamento do processo de revisão tarifária (2º ciclo) da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo;

g) Acórdão no 2.542/08-P, que cuida do acompanhamento do processo de revisão tarifária (2º ciclo) da Companhia Energética do Ceará (COELCE).

CONCLUSÕES

39. Ao final das análises, esta Unidade Técnica concluiu que os cálculos conduzidos nos processos de reajuste tarifário da CEMAR, da CEPISA, da CEAL e da ENERGISA, no ano de 2008, refletem a correta aplicação da fórmula paramétrica presente nos contratos de concessão.

40. Entretanto, os procedimentos utilizados durante o reajuste também sofrem com o problema de "falta de neutralidade da Parcela A", identificado em outras concessionárias de distribuição de energia elétrica, conforme recente fiscalização realizada pelo TCU (Acórdão 2.210/08-P). Nesse sentido, a ANEEL, em conjunto com o Ministério de Minas e Energia – MME, está adotando as medidas necessárias para correção do referido problema e o TCU está acompanhando as decisões e as soluções tomadas pela Agência e pelo MME.

41. Adicionalmente, as análises desta SEFID constataram que a ANEEL, nos reajustes tarifários de período 2005-2008, conduziu de forma irregular a definição das perdas da CEMAR, da CEPISA, da CEAL, contrariando as metas definidas nas Notas Técnicas no 256/2005, no 187/2005 e no 189/2005 da SRE/ANEEL.

42. O ajuste das perdas técnicas e comerciais das concessionárias, de acordo com as metas definidas nas respectivas revisões tarifárias e compatível com os princípios da eficiência e da modicidade tarifária, representa, para os consumidores, um benefício de R\$ 60 milhões.

43. As respostas às diligências, encaminhadas pelas concessionárias e pela ANEEL, não justificaram as referidas irregularidades. Além disso, segundo o ente regulador, as inconsistências apontadas pela SEFID estão em análise nos processos de revisão que ocorrem neste ano e, caso necessário, serão tomadas as medidas cabíveis para sua correção. Contudo, ao analisar as notas técnicas que embasam os referidos processos, não foi encontrada nenhuma referência aos problemas em discussão.

44. É importante ressaltar que o caso em questão é passivo de determinações do TCU, pois como se depreende das palavras do Exmo. Ministro Benjamin Zymler no seu Voto, em suporte ao Acórdão no 2.210/08-P, a discricionariedade da Administração não pode contrariar os princípios legais que regem a regulação do setor.

"21. Por pertinente ao encaminhamento proposto pela SEFID para o presente feito, consistente em determinar à ANEEL que promova a correção das inconsistências metodológicas ora apontadas, gostaria de ater-me à expressão "ilegalmente" acima transcrita, de forma a contextualizar e fundamentar o Acórdão que proponho em anexo.

22. Como venho reiterando ao longo de minha atuação em processos afetos às atividades regulatórias, reafirmo que o controle exercido pelo TCU neste campo tem caráter marcadamente ancilar ao Poder Concedente, no que se refere ao acompanhamento de outorgas ou execução de contratos de serviços públicos concedidos.

23. Neste sentido, a Unidade Técnica reproduziu excerto do Voto em suporte ao Acórdão nº 2138/2007 - TCU - Plenário, dentre outros, no qual se encontra expresso o meu entendimento de que "verificada qualquer violação de disposição legal expressa, em ato vinculado, poderá o Tribunal determinar ao agente regulador que adote medidas tendentes ao saneamento do ato tido por irregular. Já no caso de ato discricionário, praticado de forma motivada e em prol do interesse público, cabe a esta Corte, tão-somente, recomendar a adoção das providências que reputar adequadas".

24. Não obstante, entendo que sempre se faz necessária uma análise do caso concreto para determinar a existência de vício que demande uma ação corretiva do Tribunal.

(...)

26. A Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, em seu art. 6º, erige como pressuposto à concessão ou permissão a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários. Adiante, no parágrafo primeiro do artigo mencionado, estabelece as condições que configuram o serviço público como adequado, conforme a seguir reproduzido:

"Art. 6º Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato.

§ 1º Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas."

27. O incontestado atributo de cogência que emana do dispositivo acima transcrito não confere margem de discricionariedade ao Ente Regulador, de modo a permitir elastecimento na interpretação do que venha a ser tarifa módica, *conditio sine qua* para que se legitime a concessão do serviço público." (grifos nossos)

45. Ressalte-se que o caso em análise vai além da não aderência aos princípios presentes no art. 6º, §1º, da Lei nº 8.987/95, pois a ANEEL, no decorrer dos processos de reajuste, contrariou diretamente as metas de perdas estabelecidas nas revisões tarifárias, incentivando a ineficiência e gerando prejuízos indevidos para os usuários.

46. Ante o exposto, no intuito de garantir a aplicação das metas definidas pelo regulador e o cumprimento dos princípios da modicidade tarifária e da eficiência positivados pelo art. 6º, § 1º, da Lei nº 8.987/95, propõe-se determinar à ANEEL que, no prazo de 180 dias, ajuste as perdas elétricas da CEMAR, da CEPISA e da CEAL, no período 2005-2008, considerando os respectivos efeitos financeiros para os consumidores e observando que:

os valores provisórios das perdas técnicas devem ser atualizados com os resultados definitivos calculados pela Agência e o que foi pago a maior pelos consumidores deve ser restituído;

as metas inicialmente definidas nas revisões tarifárias de 2005 para as perdas comerciais não devem ser alteradas, com base em uma menor perda não técnica que não decorre de maior eficiência da concessionária;

as perdas comerciais devem seguir uma trajetória decrescente anualmente.

47. Não se pode deixar de atentar que existe a possibilidade de os problemas constatados por esta Unidade Técnica terem ocorrido em outras concessionárias, além das analisadas nestes autos.

48. Dessa forma, propõe-se determinar à ANEEL que, no prazo de 180 dias, avalie se as irregularidades constatadas na definição das perdas das concessionárias analisadas nestes autos aconteceram em todas as outras que passaram por processo de reajuste durante o primeiro ciclo tarifário e, caso positivo, adote as medidas necessárias para sua correção, considerando os respectivos efeitos financeiros para os consumidores.

49. Conclui-se, finalmente, que todos os elementos e informações requeridos por esta solicitação do Congresso Nacional foram fornecidos, de forma que se propõe declarar integralmente atendida a presente solicitação, de acordo com o art. 14, IV, da Resolução – TCU nº 215/2008, e arquivar os presentes autos, em consonância com o art. 169, IV, do RITCU.

BENEFÍCIOS DO CONTROLE

50. *Foge do escopo o cálculo detalhado dos impactos quantitativos das determinações propostas por esta SEFID.*

51. *De acordo com as análises desenvolvidas nas fls. 32-41, o ajuste das perdas técnicas e comerciais da CEMAR, da CEPISA e da CEAL representa, para os consumidores da região, um benefício da ordem de R\$ 60 milhões. Contudo, com é possível que as irregularidades constatadas nos autos também tenham acontecido nos reajustes de outras concessionárias, este valor pode ser bastante superior.*

PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

52. *Ante o exposto, submetem-se os presentes autos à consideração superior, propondo:*

I. *prestar à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados os seguintes esclarecimentos:*

a) *nos reajustes tarifários da Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, da Companhia Energética do Piauí – CEPISA, da Companhia Energética de Alagoas – CEAL e da ENERGISA Paraíba – Distribuidora de Energia S/A, os procedimentos e cálculos adotados são aderentes à fórmula paramétrica presente nos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica;*

b) *entretanto, a metodologia de reajuste tarifário utilizada nesses processos também sofre do problema de “falta de neutralidade da Parcela A”, causando ganhos indevidos para as distribuidoras que deveriam ser repassadas para o consumidor, como identificado em outras concessionárias de distribuição de energia elétrica, conforme recente fiscalização realizada pelo TCU (Acórdão no 2.210/08-P);*

c) *a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em conjunto com o Ministério de Minas e Energia – MME, está adotando as medidas necessárias para correção do referido problema e o TCU está acompanhando as decisões e as soluções tomadas pela Agência e pelo MME, no âmbito do processo TC – 021.975/2007-0;*

d) *a utilização de um ou outro índice contratual de reajuste pode apresentar vantagens e desvantagens, competindo ao ente regulador fazer a escolha que julgar mais apropriada para atingir os objetivos regulatórios do setor;*

e) *conclusões precisas sobre a adequação dos índices contratuais utilizados requerem rigor científico que foge ao escopo desta fiscalização, neste sentido, sugere-se solicitar ao Instituto de Pesquisas Econômicas Aplicadas (IPEA) ou à Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda (SEAE) trabalhos específicos e aprofundados sobre esse tema;*

f) *Todos os contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, bem como os respectivos termos aditivos, com os dados relacionados à duração, aos termos inicial e final e ao equilíbrio econômico-financeiro, estão disponíveis de forma integral e em versão digital no sítio eletrônico da ANEEL (<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=43&idPerfil=2>);*

g) *as alterações contratuais sobre cláusulas econômico-financeira requererão anuência das concessionárias e deverão ser propostas pelo Poder Concedente, contudo, é possível o aprimoramento metodológico do reajuste tarifário anual por meio de outros mecanismos, como a alteração na metodologia da CVA proposta pela ANEEL;*

h) *foram feitas oitivas da CELPE e da CEMIG, no âmbito do TC – 021.975/2007-0, e diligências à CEMAR, à CEPISA e à CEAL, no âmbito do TC – 031.039/2008-6;*

i) *no caso de necessidade de ouvir outros agentes envolvidos, existem mecanismos apropriados adotados pela ANEEL: audiências e consultas públicas, onde se podem auscultar*

todas as partes afetadas pelas regras de reajuste tarifário, inclusive os consumidores de energia elétrica;

II. encaminhar, à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, cópia dos relatórios e votos dos seguintes trabalhos fiscalizatórios no setor de distribuição de energia elétrica realizados:

a) Acórdão no 2.428/02-2ª Câmara, que trata de possíveis irregularidades no cálculo das tarifas de energia elétrica da Empresa Energética do Mato Grosso do Sul (Enersul);

b) Acórdão no 2.210/08-P e Acórdão no 2.544/08, que tratam de solicitação de auditoria nos reajustes tarifários da CELPE e da CEMIG;

c) Acórdão n.º 2.211/08-P, que trata de auditoria operacional realizada na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com a finalidade de avaliar o impacto das perdas elétricas no sistema elétrico brasileiro;

d) Acórdão no 1.103/08-P, que cuida do segundo monitoramento, realizado pela SEFID, das recomendações proferidas ao Ministério de Minas e Energia, por meio dos Acórdãos no 344/2003-P e no 59/2005-P, sobre a verificação se os critérios de implementação da tarifa social beneficiam efetivamente as famílias de baixa renda;

e) Acórdão no 1.630/08-P, que trata de cobrança indevida de energia elétrica não fornecida pela Companhia Energética da Bahia (COELBA);

f) Acórdão no 2.379/08-P, que cuida do acompanhamento do processo de revisão tarifária (2º ciclo) da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo;

g) Acórdão no 2.542/08-P, que cuida do acompanhamento do processo de revisão tarifária (2º ciclo) da Companhia Energética do Ceará (COELCE);

III. no intuito de garantir a aplicação das metas definidas pelo regulador nas Notas Técnicas no 256/2005, no 187/2005 e no 189/2005 da SRE/ANEEL e o cumprimento dos princípios da modicidade tarifária e da eficiência positivados pelo art. 6º, § 1º, da Lei nº 8.987/95, propõe-se determinar à ANEEL que, no prazo de 180 dias:

a) ajuste as perdas elétricas da Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, da Companhia Energética do Piauí – CEPISA, da Companhia Energética de Alagoas – CEAL, no período 2005-2008, considerando os respectivos efeitos financeiros para os consumidores e observando que:

i. os valores provisórios das perdas técnicas devem ser atualizados com os resultados definitivos calculados pela Agência e o que foi pago a maior pelos consumidores deve ser restituído;

ii. as metas inicialmente definidas nas revisões tarifárias de 2005 para as perdas comerciais não devem ser alteradas, com base em uma menor perda não técnica que não decorre de maior eficiência da concessionária;

iii. as perdas comerciais devem seguir uma trajetória decrescente anualmente;

b) avalie se as irregularidades constatadas na definição das perdas das concessionárias referidas no item “a” aconteceram em todas as outras que passaram por processo de reajuste durante o primeiro ciclo tarifário e, caso positivo, adote as medidas necessárias para sua correção, considerando os respectivos efeitos financeiros para os consumidores;

c) informe os respectivos encaminhamentos e resultados ao TCU;

IV. remeter cópias do Acórdão, bem como do Relatório e do Voto, à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados; à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL; ao

Ministério de Minas e Energia – MME; à Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, à Companhia Energética do Piauí – CEPISA, à Companhia Energética de Alagoas – CEAL e à ENERGISA Paraíba – Distribuidora de Energia S/A;

V. declarar integralmente atendida a presente solicitação, com fulcro no art. 14, inciso IV, c/c art. 17, inciso II, da Resolução – TCU nº 215/2008;

VI. arquivar os presentes autos em consonância com o art. 169, inciso IV, do RITCU c/c art. 14, inciso IV, da Resolução – TCU nº 215/2008”.

2. É o relatório.

VOTO

Cuidam os autos de solicitação do Congresso Nacional, decorrente da Proposta de Fiscalização e Controle nº 52/08 da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, na qual a citada comissão requer ao TCU que fiscalize os atos que autorizaram o reajuste de tarifas das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba – Distribuidora de Energia S.A., em percentuais superiores à inflação.

2. O art. 232, III, do Regimento Interno/TCU confere legitimidade aos Presidentes de Comissões do Congresso Nacional, da Câmara dos Deputados e do Senado Federal para que solicitem a realização de Auditoria por este Tribunal, quando por elas aprovada. Enfeixada esta hipótese neste processo, deve o Tribunal dele conhecer.

3. A proposta de fiscalização reuquer ao TCU que encaminhe os trabalhos fiscalizatórios relacionados ao tema realizados a partir de 2007, além do envio de informações relativas aos seguintes quesitos:

- I. exame dos parâmetros componentes do índice de reajuste e sua conformidade;
- II. adequação dos índices contratuais utilizados, tais como o IGPM, para reajustar tarifas de energia elétrica;
- III. dados dos contratos, tais como duração, termo inicial e final e equilíbrio econômico-financeiro;
- IV. alternativas legais ou contratuais que possibilitem novos pactos entre partes;
- V. realização de oitivas;
- VI. requisição de documentos públicos.

4. De início, realço que se encontra em análise nesta Corte de Contas, no âmbito do TC 021.975/2007-0, possível distorção no modelo regulatório adotado no setor elétrico que permite às empresas concessionárias apropriarem-se de ganhos de escala do negócio, em decorrência do aumento no consumo, sem que haja a contrapartida na redução da tarifa e, também, no aumento da eficiência operacional do serviço prestado.

5. O Plenário deste Tribunal, por meio do Acórdão nº 2.210/2008, concluiu que a metodologia adotada para o reajuste tarifário apresenta falha conceitual que leva ao desequilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão. Não obstante, em sede de Embargos de Declaração, em razão de inobservância aos princípios do contraditório e da ampla defesa, o TCU, por meio do Acórdão 2.544/2008, tornou insubsistente o Acórdão nº 2.210/2008-Plenário. Dessa forma, ressalto que, diversamente do informado pela SEFID, não há posicionamento do TCU sobre o tema, uma vez que não subsiste a decisão inicial.

6. Cumpre registrar, ainda, que, conforme informações contidas naqueles autos, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em conjunto com o Ministério de Minas e Energia – MME, está adotando as medidas necessárias para correção do referido problema e o TCU está acompanhando as decisões e as soluções tomadas pela Agência e pelo MME.

7. Em que pese esta Corte de Contas não tenha concluído a análise do TC 021.975/2007-0, entendo oportuno encaminhar à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados os

Acórdãos 2.210/2008 e 2.544/2008, em razão do profícuo estudo empreendido nesta Corte sobre o tema, alertando, no entanto, que não se trata de posicionamento definitivo do TCU sobre a questão.

8. No que se refere à regularidade do reajuste tarifário de 2008 da ENERGISA, proposta similar foi objeto de Representação formulada pelo Deputado Federal Vital do Rêgo Filho, autuada no TC 025.819/2008-1. A Sefid, na oportunidade, não encontrou irregularidades no reajuste da ENERGISA e esclareceu que as sucessivas autorizações de reajustes das tarifas de energia elétrica por parte da ANEEL decorreram de obrigações legais e contratuais, não havendo irregularidade nesse aspecto.

9. A análise empreendida pela Secretaria de Fiscalização de Desestatização – SEFID nos processos de reajuste tarifário de 2008 das concessionárias Cemar, Cepisa e Ceal demonstrou que os cálculos estão em conformidade com a metodologia em vigor.

10. Não obstante, a unidade técnica observou que a ANEEL conduziu de forma irregular a definição das perdas das concessionárias em questão, contrariando as metas definidas na Nota Técnica 256/2005, 187/2005 e 189/2005 da SRE/ANEEL e o art. 6º, §1º, da Lei nº 8.987/95, sendo necessário que a ANEEL ajuste as perdas elétricas da CEMAR, da CEPISA e da CEAL, no período 2005-2008, e os respectivos efeitos financeiros para os consumidores.

11. Embora concorde, em essência, com as manifestações da unidade técnica, divirjo da proposta de se determinar à ANEEL que ajuste as perdas elétricas da Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, da Companhia Energética do Piauí – CEPISA, da Companhia Energética de Alagoas – CEAL, no período 2005-2008.

12. Como venho reiterando ao longo de minha atuação em processos afetos às atividades regulatórias, reafirmo que o controle exercido pelo TCU neste campo tem caráter marcadamente ancilar ao Poder Concedente, no que se refere ao acompanhamento de outorgas ou execução de contratos de serviços públicos concedidos. Trata-se, portanto, de um controle de segunda ordem, cujos limites se estabelecem na esfera de discricionariedade conferida ao agente regulador.

13. Há que se ponderar que, conforme esclarecimentos da Aneel, não havia no primeiro ciclo de revisões tarifárias uma metodologia específica para definição dos montantes admissíveis de perdas elétricas. Ademais, não vislumbro o descumprimento de norma com efeitos cogentes por aquela agência reguladora. Dessa forma, sopesada a sólida fundamentação técnica da secretaria especializada, entendo devam ser as propostas de determinação transmutadas para recomendação.

14. Verifico, por fim, que a secretaria especializada não colacionou aos autos os dados dos contratos, tais como duração, termo inicial e final e equilíbrio econômico-financeiro, conforme solicitou a Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados. Dessa forma, julgo conveniente determinar à unidade que, no prazo de 30 dias, colha as informações requeridas e as encaminhe à citada Comissão, por intermédio da Assessoria Parlamentar desta Corte de Contas.

15. Ante o exposto, VOTO por que o Tribunal adote o Acórdão que ora submeto a este Plenário.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 2 de setembro de 2009.

ASSINOU O ORIGINAL
BENJAMIN ZYMLER
 Relator

ACÓRDÃO Nº 2028/2009 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 031.039/2008-6.
2. Grupo II – Classe II – Assunto: Solicitação do Congresso Nacional
3. Interessado: Câmara dos Deputados (vinculador).
4. Órgão/Entidade : Agência Nacional de Energia Elétrica - MME.
5. Relator: Ministro Benjamin Zymler.
6. Representante do Ministério Público: não atuou.
7. Unidade: Sec. de Fiscalização de Desestatização (SEFID).
8. Advogado constituído nos autos: não há.
9. Acórdão:

Vistos, relatados e discutidos estes autos de Solicitação de Fiscalização os atos que autorizaram o reajuste de tarifas das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba – Distribuidora de Energia S.A, formulados pela Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados;

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

9.1. conhecer da presente solicitação, nos termos do artigo 66, inciso IV, da Resolução TCU nº 191/2006;

9.2. prestar à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados os seguintes esclarecimentos:

9.2.1. nos reajustes tarifários da Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, da Companhia Energética do Piauí – CEPISA, da Companhia Energética de Alagoas – CEAL e da ENERGISA Paraíba – Distribuidora de Energia S/A, os procedimentos e cálculos adotados são aderentes à fórmula paramétrica presente nos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica;

9.2.2. entretanto, a metodologia de reajuste tarifário utilizada nesses processos também sofre do problema de “falta de neutralidade da Parcela A”, causando ganhos indevidos para as distribuidoras que deveriam ser repassadas para o consumidor, problema identificado também em outras concessionárias de distribuição de energia elétrica;

9.2.3. a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em conjunto com o Ministério de Minas e Energia – MME, está adotando as medidas necessárias para correção do referido problema e o TCU está acompanhando as decisões e as soluções tomadas pela Agência e pelo MME, no âmbito do processo TC – 021.975/2007-0;

9.2.4. a utilização de um ou outro índice contratual de reajuste pode apresentar vantagens e desvantagens, competindo ao ente regulador fazer a escolha que julgar mais apropriada para atingir os objetivos regulatórios do setor;

9.2.5. conclusões precisas sobre a adequação dos índices contratuais utilizados requerem rigor científico que foge ao escopo desta fiscalização, neste sentido, sugere-se solicitar ao Instituto de Pesquisas Econômicas Aplicadas (IPEA) ou à Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda (SEAE) trabalhos específicos e aprofundados sobre esse tema;

9.2.6. as alterações contratuais sobre cláusulas econômico-financeira requererão anuência das concessionárias e deverão ser propostas pelo Poder Concedente, contudo, é possível o aprimoramento metodológico do reajuste tarifário anual por meio de outros mecanismos, como a alteração na metodologia da CVA proposta pela ANEEL;

9.2.7. foram feitas oitivas da CELPE e da CEMIG, no âmbito do TC – 021.975/2007-0, e diligências à CEMAR, à CEPISA e à CEAL, no âmbito do TC – 031.039/2008-6;

9.3. encaminhar à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, cópia dos relatórios e votos dos seguintes trabalhos fiscalizatórios no setor de distribuição de energia elétrica realizados:

9.3.1. Acórdão nº 2.428/02-2ª Câmara, que trata de possíveis irregularidades no cálculo das tarifas de energia elétrica da Empresa Energética do Mato Grosso do Sul (Enersul);

9.3.2. Acórdão nº 2.210/08-P e Acórdão nº 2.544/08, que tratam de solicitação de auditoria nos reajustes tarifários da CELPE e da CEMIG;

9.3.3. Acórdão nº 2.211/08-P, que trata de auditoria operacional realizada na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com a finalidade de avaliar o impacto das perdas elétricas no sistema elétrico brasileiro;

9.3.4. Acórdão nº 1.103/08-P, que cuida do segundo monitoramento, realizado pela SEFID, das recomendações proferidas ao Ministério de Minas e Energia, por meio dos Acórdãos nº 344/2003-P e nº 59/2005-P, sobre a verificação se os critérios de implementação da tarifa social beneficiam efetivamente as famílias de baixa renda;

9.3.5. Acórdão nº 1.630/08-P, que trata de cobrança indevida de energia elétrica não fornecida pela Companhia Energética da Bahia (COELBA);

9.3.6. Acórdão nº 2.379/08-P, que cuida do acompanhamento do processo de revisão tarifária (2º ciclo) da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo;

9.3.7. Acórdão nº 2.542/08-P, que cuida do acompanhamento do processo de revisão tarifária (2º ciclo) da Companhia Energética do Ceará (COELCE);

9.3.8. Acórdão nº 1.430/09-P, exarado nestes autos;

9.4. no intuito de garantir a aplicação das metas definidas pelo regulador nas Notas Técnicas nº 256/2005, nº 187/2005 e nº 189/2005 da SRE/ANEEL e o cumprimento dos princípios da modicidade tarifária e da eficiência positivados pelo art. 6º, § 1º, da Lei nº 8.987/95, recomendar à ANEEL que:

9.4.1. ajuste as perdas elétricas da Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, da Companhia Energética do Piauí – CEPISA, da Companhia Energética de Alagoas – CEAL, no período 2005-2008, considerando os respectivos efeitos financeiros para os consumidores e observando que:

9.4.1.1. os valores provisórios das perdas técnicas devem ser atualizados com os resultados definitivos calculados pela Agência e o que foi pago a maior pelos consumidores deve ser restituído;

9.4.1.2. as metas inicialmente definidas nas revisões tarifárias de 2005 para as perdas comerciais não devem ser alteradas, com base em uma menor perda não técnica que não decorre de maior eficiência da concessionária;

9.4.1.3. as perdas comerciais devem seguir uma trajetória decrescente anualmente;

9.5. avalie se as irregularidades constatadas na definição das perdas das concessionárias referidas no item “9.4.1.” aconteceram em todas as outras que passaram por processo de reajuste durante o primeiro ciclo tarifário e, caso positivo, adote as medidas necessárias para sua correção, considerando os respectivos efeitos financeiros para os consumidores;

9.6. determinar à ANEEL que se manifeste no prazo de trinta dias quanto ao acolhimento, ou não, das recomendações ora exaradas, eventuais encaminhamentos e resultados;

9.7. determinar à SEFID que, no prazo de 30 dias, colha os dados dos contratos, tais como duração, termo inicial e final e equilíbrio econômico-financeiro - conforme solicitou a Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados - e as encaminhe à citada Comissão, por intermédio da Assessoria Parlamentar desta Corte de Contas;

9.8. reinter copias do Acórdão, bem como do Relatório e do Voto, à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados; à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL; ao Ministério de Minas e Energia – MME; à Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, à

Companhia Energética do Piauí – CEPISA, à Companhia Energética de Alagoas – CEAL e à ENERGISA Paraíba – Distribuidora de Energia S/A;

9.9. declarar integralmente atendida a presente solicitação, com fulcro no art. 14, inciso IV, c/c art. 17, inciso II, da Resolução – TCU nº 215/2008;

9.10. arquivar os autos.

10. Ata nº 35/2009 – Plenário.

11. Data da Sessão: 2/9/2009 – Ordinária.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-2028-35/09-P.

13. Especificação do quorum:

13.1. Ministros presentes: Valmir Campelo (na Presidência), Walton Alencar Rodrigues, Benjamin Zymler (Relator), Augusto Nardes, Aroldo Cedraz, Raimundo Carreiro e José Jorge.

13.2. Auditor convocado: Augusto Sherman Cavalcanti.

13.3. Auditores presentes: Marcos Bemquerer Costa, André Luís de Carvalho e Weder de Oliveira.

ASSINOU O ORIGINAL

VALMIR CAMPELO

na Presidência

ASSINOU O ORIGINAL

BENJAMIN ZYMLER

Relator

Fui presente:

ASSINOU O ORIGINAL

LUCAS ROCHA FURTADO

Procurador-Geral

ACÓRDÃO Nº 2428/2008 - TCU - 2ª CÂMARA

Os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão Extraordinária da 2ª Câmara, em

29/7/2008, ACORDAM, por unanimidade, com fundamento nos arts. 1º, incisos I, II e IV; 41 a 47 da Lei

nº 8.443, de 16 de julho de 1992 e de acordo com os pareceres emitidos nos autos, em conhecer da

presente representação para, no mérito, considerá-la parcialmente procedente, fazendo-se as determinações sugeridas nos pareceres emitidos nos autos.

Ministério das Minas e Energia

TC 017.273/2007-0

28

Unidade: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

Interessados: André Puccineli (Governador do MS), Delcídio Amaral (Senador da República pelo MS), Marisa Serrano (Senadora da República pelo MS), Válder Pereira (Senador da República pelo MS),

Antônio Carlos Biffi (Deputado Federal pelo MS), Antônio Cruz (Deputado Federal pelo MS), Dagoberto Nogueira (Deputado Federal pelo MS), Geraldo Resende (Deputado Federal pelo MS), Nelson Trad

(Deputado Federal pelo MS), Valdemir Moka (Deputado Federal pelo MS), Vander Loubet (Deputado Federal pelo MS), Waldir Neves (Deputado Federal pelo MS), Jerson Domingos (Presidente da AL/MS),

Paulo Corrêa (Presidente da CPI – Enersul), Paulo Duarte (Vice-Presidente da CPI – Enersul),

Marquinhos Trad (Relator CPI – Enersul), Dione Hashioka (Membro Titular da CPI – Enersul), Youssif

Domingos (Membro Titular da CPI – Enersul)

Advogado constituído nos autos: não há

Determinações/Recomendações:

1. recomendar à Aneel que:

1.1. em observância ao art. 3º, IX, Anexo I, do Decreto n.º 2.335/97, disponibilize, no seu sítio na

Internet:

1.1.1. ferramenta de busca de tarifas, pelo qual se possa obter o aumento médio percebido pelos

consumidores;

1.1.2. planilhas eletrônicas dos reajustes tarifários, com fórmulas, com vistas a possibilitar o acesso

da sociedade aos memoriais de cálculo das tarifas;

1.1.3. laudos de avaliação da base de remuneração elaborados pelas empresas avaliadoras

credenciadas, assim como os documentos que aprovaram os referidos laudos, possibilitando acesso e

fiscalização dos consumidores sobre valores que podem vir a impactar as tarifas;

1.2. adote medidas para tornar os registros dos indicadores de Duração Equivalente de Cortes

(DEC) e de Frequência Equivalente de Cortes (FEC) mais seguros, tendo em vista as não-conformidades

constatadas em fiscalização na Enersul e a inevitável perspectivas de se incorrer em erros eventuais nos registros de DEC e FEC;

1.3. avalie a adequação dos padrões e da trajetória de DEC e FEC propostos para a Enersul e a coerência deles em relação às tarifas cobradas pela referida concessionária;

1.4. em cumprimento ao disposto no art. 4º, XVI, Anexo I, do Decreto n.º 2.335/97, observe a legislação de proteção e defesa do consumidor, especificamente no parágrafo único do art. 42 do CDC, haja vista a previsão legal de que os valores cobrados indevidamente deverão ser restituídos aos consumidores em dobro, acrescido de juros e correção monetária;

1.5. aprimore os procedimentos de validação dos laudos de avaliação de ativos elaborados pelas empresas avaliadoras credenciadas, tendo em vista as falhas no procedimento de validação da base de remuneração da Enersul;

1.6. revise os laudos de avaliação das bases de remuneração das outras concessionárias

distribuidoras que tiveram as bases avaliadas pela empresa avaliadora de ativos *Advanced Appraisal*, a fim de mitigar e/ou eliminar a repetição das mesmas impropriedades encontradas no laudo de avaliação da Enersul;

1.7. efetue os ajustes no valor da empresa de referência e no fator X em razão das impropriedades detectadas nos ativos físicos da base de remuneração da Enersul, se for o caso;

1.8. adote providências para evitar que, na metodologia de empresa de referência, as concessionárias recebam receitas para cobrir os custos com postos de atendimento sem que tais postos estejam disponíveis aos consumidores, impedindo o enriquecimento sem causa das concessionárias;

1.9. ajuste o valor da empresa de referência em razão da adequação dos postos de atendimento que de fato a Enersul possui, conforme o achado da CPI da Enersul, instalada pela Assembléia Legislativa do Estado do Mato Grosso do Sul;

1.10. dadas as inconsistências encontradas no caso da Enersul, a metodologia de revisão tarifária, especialmente da base de remuneração e da empresa de referência, não dispensem a possibilidade de confrontamento de tarifas entre as concessões, mesmo que este confrontamento seja uma rotina interna na definição tarifária;

1.11. em relação aos dados não enviados pela Agência ao TCU, em consonância com o art. 30 da Lei n.º 8.987/95, adote providência para dispor prontamente de dados relativos à administração, à contabilidade, aos recursos técnicos, econômicos e financeiros das concessionárias, de forma organizada e sistematizada, para que a regulação, a fiscalização e a tomada de decisão se dêem tempestivamente e da forma mais efetiva possível;

1.12. inclua entre os aprimoramentos dos mecanismos de validação das informações declaratórias da concessionária, mecanismos de validação de outras receitas, bem como de mecanismos inibitórios em caso de erros e de projeções que se revelarem grosseiramente superestimadas ou subestimadas;

2. reiterar à Aneel a recomendação do Acórdão TCU n.º 1.757/03-P, item 9.3.2, no sentido de que a Aneel promova o rodízio periódico dos avaliadores credenciados, a fim de proporcionar mais transparência ao processo de avaliação dos ativos das concessionárias de distribuição de energia;

3. remeter cópias da Instrução, bem como do Acórdão proferido nos autos, à todos os Representantes; à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel); à Casa Civil da Presidência da República; ao Ministério de Minas e Energia (MME); à Comissão de Meio Ambiente, Defesa do Consumidor e Fiscalização e Controle do Senado Federal; à Subcomissão das Agências Reguladoras do Senado Federal; à Subcomissão Temporária de Regulamentação dos Marcos Regulatórios do Senado Federal; à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados; à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados; a 3ª Câmara de Coordenação e Revisão do Ministério Público Federal;

4. arquivar os autos.

**PORTAL DE
PESQUISA TEXTUAL**

Quinta-feira, 3 de Setembro de 2009.

Pesquisa número:	1
Pesquisa refinada:	{tagRefQ}
Expressão de Pesquisa:	Pesquisa em formulário - documento número: 2210, ano do documento: 2008, colegiado: Plenário
Bases pesquisadas:	Acórdãos
Documento da base:	Acórdão
Documentos recuperados:	2
Documento Mostrado:	1

Identificação

Acórdão 2210/2008 - Plenário

Número Interno do Documento

AC-2210-41/08-P

Grupo/Classe/Colegiado

GRUPO I / CLASSE II / Plenário

Processo

021.975/2007-0

Natureza

Solicitação do Congresso Nacional

Entidade

Entidade: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

Interessados

Interessado: Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados

Sumário

SOLICITAÇÃO DE AUDITORIA ORIUNDA DA CÂMARA DOS DEPUTADOS. METODOLOGIA ADOTADA PELA ANEEL, PARA REAJUSTAMENTO DE CONTRATOS DE CONCESSIONÁRIOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. SOLICITAÇÕES DE NATUREZA IDÊNTICA APENSADAS. CONHECIMENTO INCONSISTÊNCIAS NA METODOLOGIA EXAMINADA. APROPRIAÇÃO INDEVIDA DE GANHOS PELAS CONCESSIONÁRIAS, SEM COMPARTILHAMENTO COM O CONSUMIDOR FINAL. AFRONTA A DISPOSITIVO LEGAL QUE REGE A CONCESSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS. EXERCÍCIO DE CONTROLE REPRESSIVO PELO TRIBUNAL. DETERMINAÇÃO DE MEDIDAS CORRETIVAS, EXTENSIVAS ÀS DEMAIS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. ATENDIMENTO A QUESTIONAMENTOS FORMULADOS. COMUNICAÇÕES. REMESSA DE CÓPIAS. ARQUIVAMENTO. CONSTITUIÇÃO DE PROCESSO DE MONITORAMENTO

Assunto

Solicitação do Congresso Nacional

buscando o princípio da modicidade tarifária.

4. A ANEEL divide, metodologicamente, os custos de concessionárias de distribuição em duas parcelas: Parcela A e Parcela B. A primeira representa os custos não gerenciáveis da empresa, ou seja, aqueles que não dependem da sua operação. A segunda parcela representa os custos gerenciáveis da empresa e devem abranger os custos operacionais e a remuneração do capital do investidor. A tabela a seguir, detalha os principais componentes de cada parcela.

Tabela 1: Detalhamento da composição das parcelas A e B

PARCELA A

(custos não-gerenciáveis) PARCELA B

(custos gerenciáveis)

Encargos Setoriais Despesas de Operação e Manutenção

Cota de Reserva Global de Reversão (RGR) Pessoal

Cotas de Conta Consumo Combustível Material

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) Serviços de terceiros

Rateio de custos do Proinfra Despesas gerais e outras

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Encargos de Transmissão Despesas de Capital

Uso das instalações da Rede básica de Transmissão Energia Elétrica Cotas de depreciação

Uso das instalações de Conexão Remuneração do capital

Uso das instalações de Distribuição

Transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu

Operador Nacional do Sistema (ONS)

Compra de Energia Elétrica Outros

Energia de Itaipu P&D e Eficiência Energética

Contratos Iniciais, Contratos Bileterais de Longo Prazo ou Leilões PIS/COFINS

5. Quando da assinatura dos contratos de concessão, as empresas reconhecem que o nível tarifário vigente, ou seja, o conjunto das tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão das tarifas estabelecidos nos contratos, é suficiente para a manutenção do seu equilíbrio econômico-financeiro.

6. Isso significa reconhecer que a receita anual é suficiente para cobrir os custos operacionais incorridos na prestação do serviço e remunerar adequadamente o capital investido, seja naquele momento, seja ao longo do período de concessão, na medida em que as regras de atualização têm a finalidade de preservar, ao longo do tempo, o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato. Dessa forma, existem três métodos de atualização tarifária: reajuste tarifário anual, revisão tarifária periódica e revisão tarifária extraordinária.

7. O reajuste tarifário é realizado anualmente e busca restabelecer o poder de compra da receita obtida pelo concessionário. Para isso, as Parcelas A e B são calculadas, possibilitando a determinação do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), que é aplicado na atualização das tarifas vigentes.

8. A revisão tarifária periódica é um processo mais detalhado de atualização que, geralmente, ocorre a cada quatro anos. Busca manter o equilíbrio econômico-financeiro ao longo do contrato de concessão, realizando análises mais profundas e detalhadas na determinação dos valores de cada componente das Parcelas A e B. O objetivo desse processo é calcular o reposicionamento tarifário e estabelecer o Fator X.

9. O cálculo do reposicionamento tarifário se baseia na definição da parcela da receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes - para um dado nível de qualidade do

serviço - e uma remuneração adequada sobre investimentos realizados com prudência.

10. O Fator X é um "número índice" fixado pela ANEEL, a cada revisão periódica, conforme definido nos contratos de concessão, com o objetivo de ajustar os valores da Parcela B (custos gerenciáveis) aos ganhos de escala do negócio não decorrentes de aumento da eficiência operacional.

11. Por fim, a revisão tarifária extraordinária é um mecanismo, por meio do qual a ANEEL poderá, a qualquer tempo, por solicitação da empresa de distribuição e quando devidamente comprovada, proceder à revisão das tarifas, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, caso haja alterações significativas nos custos da empresa de distribuição, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia, encargos setoriais ou encargos de uso das redes elétricas que possam ser estabelecidos durante o período.

Cálculos aplicados de acordo com a atual metodologia de reajuste tarifário

12. Uma análise preliminar das planilhas de cálculo dos processos de reajuste tarifário da CELPE, entre 2002 e 2007, enviadas pela ANEEL, apontou que as tarifas cresceram 78% nesse período. Ao mesmo tempo, a inflação acumulada no mesmo período, medida pelo IGPM, foi de 61%.

13. Para cada componente que compõe o índice de reajuste tarifário (IRT), examinaram-se os procedimentos e cálculos realizados nas planilhas de cada processo do período em questão. A tabela a seguir resume o valor do IRT de cada ano, os principais fatores que contribuíram para o reajuste e a aderência dos cálculos analisados à metodologia adotada pela ANEEL.

Tabela 2: Análise componentes de custo na formação do IRT e sua aderência à metodologia adotada pela ANEEL

Ano IRT Principais itens de custo que contribuíram na composição do IRT Participação do item no IRT Aderência a metodologia

2002 15,17% Encargos setoriais

Parcela B 4,98%

4,49% OK

2003 28,47% Parcela B

Compras de Energia 13,68%

11,63% OK

2004 11,42% Compras de Energia

Encargos de Transmissão 3,26%

2,74% OK

2005 1A REVISÃO TARIFÁRIA DA CELPE

2006 19,82% Encargos Financeiros

Parcela B 10,75%

7,48% OK

2007 12,45% Parcela B

Encargos Financeiros 7,33%

4,17% OK

14. A partir das análises realizadas, pode-se afirmar que os resultados dos procedimentos e cálculos realizados pela ANEEL nos referidos processos encontram-se em conformidade com as regras de reajuste estabelecidas nos contratos de concessão.

Análise da metodologia de reajuste tarifário

15. No tocante à análise da metodologia empregada pelos contratos de concessão, os

26. A receita em DRA refere-se à receita efetivamente arrecadada nos últimos 12 (doze) meses que antecederam o reajuste tarifário. Por outro lado, a receita em DRP é calculada com base na soma dos valores estimados para as parcelas A e B da concessionária.

27. A principal diferença entre as metodologias de revisão e reajuste reside na forma como é calculada a parcela B da receita. A metodologia do reajuste não utiliza os critérios definidos na Resolução nº 236/06 da ANEEL.

28. O processo de definição do IRT passa, primeiramente, pela apuração da Receita em DRA conforme já explicado. O segundo passo consiste em determinar os gastos efetivamente incorridos com a Parcela A durante o período de 12 (doze) meses que antecedeu o reajuste. O valor da Parcela B é finalmente calculado como a diferença entre os valores da Receita em DRA e da Parcela A.

Figura 2: Processo de definição das parcelas A e B da Receita em DRA no reajuste anual

29. Por outro lado, a definição da receita em DRP começa pela determinação do valor da Parcela B, que é feita corrigindo a mesma parcela B calculada em DRA pela inflação e pelo Fator X.

30. O último passo consiste em determinar a parcela A a partir dos custos não-gerenciáveis estimados, tomando como base a mesma demanda existente em DRA, ou seja, a dos últimos 12 (doze) meses anteriores à data do reajuste.

Figura 3: Processo de definição das parcelas A e B da Receita em DRP no reajuste anual

31. Há dois pontos importante dentro do processo de reajuste tarifário que merecem ser ressaltados: a estimativa da Parcela B tem menor nível de detalhamento técnico quando comparada ao processo de revisão tarifária; a demanda considerada refere-se ao período dos 12 (doze) meses anteriores à atualização e não a uma estimativa dos meses posteriores como na metodologia de revisão.

32. O método adotado no reajuste para o cálculo da Parcela B é feito com base na diferença entre a receita efetivamente arrecadada e os custos não-gerenciáveis efetivamente despendidos. Não guarda nenhuma relação com as metodologias de empresa de referência, base de remuneração e custo de capital utilizadas no processo de revisão.

33. A segunda diferença entre as metodologias de revisão e reajuste é relativa ao período de tempo utilizado para calcular os componentes das parcelas A e B. Na revisão tarifária é feita uma estimativa da demanda futura para balizar o valor justo da tarifa, enquanto que no processo de reajuste tarifário, as potenciais variações de demanda são ignoradas.

II. Inconsistências da metodologia de reajuste tarifário

34. A principal inconsistência metodológica do processo de reajuste tarifário é causada pelas duas diferenças já apontadas entre este processo e o de revisão: determinação do valor da Parcela B e desconsideração das variações futuras de demanda.

35. Como já foi explicado, dentro do reajuste tarifário, o valor da Parcela B é calculado como a diferença entre os valores da receita efetivamente arrecadada e a Parcela A efetivamente despendida. Ao optar por esse caminho, a metodologia abandona todo o rigor técnico utilizado no cálculo dos custos operacionais e dos custos de capital no processo de revisão e o substitui por uma forma simplificada de cálculo baseada na diferença de duas variáveis que nada tem a ver com os custos gerenciáveis da empresa.

36. O impacto dessa escolha faz com que as variações de receita derivadas das variações de demanda, que não são consideradas no momento do reajuste, sejam absorvidas pela Parcela B do ano seguinte. Em um cenário de demanda crescente, a metodologia proporciona um

ganho adicional da concessionária, que não é compartilhado com o consumidor.

Figura 4: Efeitos da variação de receita devida ao crescimento da demanda no IRT

37. Como exemplo, suponha que um determinado processo de reajuste tenha definido uma tarifa de R\$100/KWh, considerando uma demanda de 100KWh. A receita esperada, portanto, é de R\$ 10.000. Em outras palavras, a tarifa proposta deve garantir o poder de compra da empresa para que seja capaz de cobrir seus custos e fornecer a energia demandada.

38. Caso a demanda aumente em 20%, para 1.200KWh, o poder de compra da empresa também aumentará em 20%, para R\$12.000. Contudo, não é correto afirmar que os custos da empresa aumentam na mesma proporção. Ou seja, a empresa arrecadou R\$2.000 adicionais, mas seus custos não subiram na mesma proporção.

39. A razão pela qual é possível afirmar que os custos da empresa não variam na mesma proporção da variação da quantidade de energia vendida reside no fato da existência de custos fixos dentro das parcelas A e B.

40. Na parcela A, por exemplo, os custos de compra de energia são variáveis, enquanto que de encargos setoriais e de transmissão não são diretamente proporcionais ao crescimento da quantidade de energia vendida. Já dentro da parcela B, custos administrativos podem ser considerados como exemplos de custos fixos.

41. O Fator X, calculado na revisão tarifária e aplicado nos processos de reajuste, tem o objetivo de compartilhar os ganhos de escala dos itens de custo fixo da parcela B. Contudo, ao aplicá-lo no valor determinado pela metodologia de reajuste, perde completamente a coerência econômica, pois o número determinado pelo reajuste não guarda nenhuma correspondência com o real valor da parcela B, calculado durante o processo de revisão tarifária (a partir das metodologias de empresa de referência, base de remuneração e custo de capital).

42. Além disso, os efeitos decorrentes do uso do Fator X, não se aplicam aos itens de custo fixo da parcela A, o que faz com que não exista nenhum mecanismo de compartilhamento de ganho para esses componentes de custo.

43. A única possibilidade para que o valor da parcela B calculado de forma simplificada no reajuste seja igual ao cálculo mais detalhado feito na revisão seria uma situação hipotética de crescimento nulo de demanda. De acordo com os estudos da Empresa de Pesquisa Energética publicados no último Plano Decenal de Energia (2007-2016), o crescimento nulo ou negativo da demanda não é razoável nem mesmo em cenários pessimistas de crescimento econômico.

44. De qualquer forma, o cenário de crescimento negativo da demanda traz para a empresa arrecadação menor do que a prevista. Contudo, o histórico e as previsões atuais revelam que tal cenário não é viável. Somente um evento externo, como ocorreu na crise energética de 2001, poderia provocar uma diminuição do consumo de energia elétrica. Ainda assim, aplica-se o mecanismo de revisão extraordinária para reequilibrar os contratos em tais situações.

45. Portanto, fica evidente que a metodologia utilizada para o reajuste tarifário desequilibra o contrato em favor das concessionárias de energia elétrica, gera ganhos ilícitos e prejudica o interesse público em favor do lucro privado indevido.

46. A metodologia atual permite que as empresas se apropriem dos ganhos de escala do negócio, mesmo quando não decorram de um aumento de eficiência operacional. Esses ganhos, derivados do aumento do consumo, deveriam ser repassados aos consumidores em sintonia com o princípio da modicidade tarifária. Dessa forma, a metodologia utilizada desvirtua a finalidade do mecanismo de reajuste, que é manter o poder de compra da concessionária durante o período tarifário.

III. Estimativas dos impactos sobre as tarifas

47. O impacto nas tarifas das deficiências do modelo de reajuste tarifário é função de três variáveis: proporção dos componentes das parcelas A e B no valor total da receita estimada; relação entre custos fixos e variáveis da parcela B; crescimento esperado da demanda.

48. Para melhor ilustrar o impacto nas tarifas, foi feita uma simulação capaz de demonstrar, caso a metodologia de reajuste tarifário refletisse as variações de demanda, quanto as tarifas poderiam ser reduzidas em um cenário de demanda crescente de energia, considerando uma concessionária hipotética com as seguintes premissas:

- Composição dos componentes de custo da empresa:
 - Parcela A (custos com compras) - 40%
 - Parcela A (encargos setoriais e custos de transmissão) - 20%
 - Parcela B - 40%
- 50% dos componentes de custo da parcela B são variáveis com a demanda
- Crescimento de demanda anual (5,1%) de acordo com PDE 2007-2016

Gráfico 1: Simulação da sensibilidade da tarifa de energia à variação da demanda

49. A simulação proposta demonstra que, no cenário adotado de crescimento no consumo de energia elétrica, as tarifas da concessionária hipotética poderiam ficar 1,92% menores, de forma a manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

50. Considerando uma demanda total brasileira de energia elétrica de 375,6TWh e uma tarifa média por MWh de R\$ 259,80, é possível estimar um impacto anual de R\$1,8 bilhões no mercado nacional, utilizando as premissas da simulação realizada.

51. Contudo, é preciso ressaltar que os impactos são sensíveis às premissas adotadas. Uma simulação que adotasse a premissa de que 100% dos custos da Parcela B são variáveis, por exemplo, traduziria uma redução de tarifas de aproximadamente 1% e um impacto no mercado de aproximadamente R\$1 bilhão.

52. Independente das premissas adotadas, é notório que o prejuízo causado aos usuários tem alta materialidade. Além disso, é importante alertar que o efeito dessa falha metodológica se propaga ao longo do ciclo tarifário, aumentando ainda mais seus impactos negativos.

53. Para que seja feito um cálculo mais preciso dos impactos que a adequação dessa metodologia poderá trazer para as tarifas da CELPE, assim como para as tarifas de todas as outras concessionárias, é necessário que sejam obtidos dados reais de cada uma das variáveis citadas. De qualquer forma, mesmo adotando premissas conservadoras, o modelo permite constatar a alta materialidade dos valores em questão.

V. Impactos na CELPE

54. Os processos de reajuste tarifário da CELPE, entre 2002 e 2007 utilizaram a metodologia descrita nesse documento e resultaram, portanto, em uma situação de desequilíbrio econômico-financeiro do contrato em favor das concessionárias, ao não repassar para as tarifas alguns ganhos de escala que não foram decorrentes do aumento da eficiência operacional.

55. Os efeitos da distorção metodológica apontada podem ser observados ao comparar a evolução do valor da Parcela B e a evolução do índice que deveria balizar as correções dessa parcela.

56. O Gráfico 2 mostra como o valor da Parcela B da CELPE evoluiu ao longo do primeiro e do segundo ciclo tarifário (a 1ª revisão ocorreu em 2005). Os dados coletados demonstram que, entre 2002 e 2004, o valor da Parcela B cresceu 78,29%, enquanto a inflação acumulada corrigida pelo Fator X cresceu 51,42%. Já no segundo ciclo, o valor da Parcela B cresceu 34,69%, enquanto a inflação acumulada corrigida pelo Fator X cresceu 4,64%.

Gráfico 2: Comparação entre a variação anual acumulada da Parcela B e do IGPM -

Fator X

57. Os dados revelam que a correção obtida pela Parcela B está muito acima do natural indexador de suas variações (IGPM - Fator X). A diferença observada ocorre devido a atual metodologia de reajuste que permite que a Parcela B absorva ganhos de escala não advindos de melhorias na eficiência da operação e, sim, do aumento de demanda. Esses ganhos incrementam a receita das empresas além da necessidade de manutenção do seu poder de compra e deveriam ser repassados para os consumidores na forma de redução nas tarifas.

58. Por outro lado, ao analisar a variação anual da Parcela B, nota-se que está entre os dois elementos mais importantes na composição do índice de reajuste tarifário em todo o período analisado, com exceção do ano de 2004.

Tabela 3: Análise componentes de custo na formação do IRT

Ano IRT. Principais itens de custo que contribuíram na composição do IRT Participação do item no IRT

2002 15,17% Encargos setoriais

Parcela B 4,98%

4,49%

2003 28,47% Parcela B

Compras de Energia 13,68%

11,63%

2004 11,42% Compras de Energia

Encargos de Transmissão 3,26%

2,74%

2006 19,82% Encargos Financeiros

Parcela B 10,75%

7,48%

2007 12,45% Parcela B

Encargos Financeiros 7,33%

4,17%

59. Portanto, pode-se constatar que a variação da Parcela B contribui de forma significativa para a formação do IRT e está sendo atualizada acima do indexador que garante a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

Conclusões

60. Ao final das análises conduzidas por esta unidade técnica, conclui-se que os cálculos que suportam os reajustes tarifários da CELPE, entre os anos de 2002 e 2007, foram realizados com exatidão e de acordo com a metodologia em vigor. Contudo, foi constatado que uma importante causa da evolução das tarifas acima da inflação é a incompatibilidade da metodologia adotada nos reajustes com os princípios que reagem a regulação por incentivos no setor, positivados pelas Leis 8.987/95 e 9.427/96.

61. Como foi demonstrado ao longo das análises apresentadas, a citada falha metodológica remunera ilegalmente as concessionárias de energia elétrica em detrimento do interesse público e gera impactos de alta materialidade e prejuízos para o usuário de pelo menos R\$1 bilhão ao ano.

62. Nesse sentido, torna-se imprescindível corrigir a metodologia de reajuste tarifário atual, presente nos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica. Para isso, o ente regulador deve criar mecanismos que não permitam que ganhos de escala advindos do crescimento da demanda sejam indevidamente absorvidos pela Parcela B.

63. Destaca-se a competência do TCU, em cumprimento à Constituição Federal e à

legislação em vigor, de fiscalizar tanto as atividades-meio quanto as atividades-fim das agências reguladoras. Sendo um dos principais objetivos dessa fiscalização impedir que qualquer impropriedade detectada prejudique os usuários finais do serviço concedido.

64. Para dar efetividade à sua missão, o Tribunal pode emitir determinações e recomendações, no intuito de, respectivamente, ajustar a conduta do jurisdicionado à legislação em vigor e contribuir, observando a discricionariedade do gestor, para o aprimoramento da administração pública.

65. O TCU já emitiu esse posicionamento em diversas oportunidades como nos Acórdãos no 2138/07-P; no 0200/07-P e, mais recentemente, no 628/08-P o qual transcreve-se parte do voto do Ministro Relator Benjamin Zymler:

"16. Reitero, neste sentido, o entendimento segundo o qual tenho me pautado, quando o tema recai sobre a fiscalização do TCU relativamente ao acompanhamento de outorgas ou execução contratual de serviços públicos concedidos, pelas agências reguladoras.

17. Sem embargo de reconhecer que as orientações advindas das análises técnicas efetivadas pelo Tribunal contribuem para as agências reguladoras pautarem-se dentro dos princípios constitucionais da legalidade e da eficiência, enfatizo que o controle do TCU é de segunda ordem, na medida que o limite a ele imposto esbarra na esfera de discricionariedade conferida ao ente regulador.

18. A partir desta premissa, verificada qualquer violação de disposição legal expressa, em ato vinculado, poderá o Tribunal determinar ao agente regulador que adote medidas tendentes ao saneamento do ato tido por irregular. Já, no caso de ato discricionário, praticado de forma motivada e em prol do interesse público, cabe a esta Corte, tão-somente, recomendar a adoção das providências que reputar adequadas."

66. Portanto, ao aplicar metodologias que contradizem disposições legais expressas às quais está vinculada, a ANEEL fica sujeita a determinações do TCU de acordo com o discorrido nos parágrafos anteriores.

Benefícios da Ação de Controle

67. Foge do escopo da análise o cálculo detalhado dos impactos quantitativos do aperfeiçoamento da metodologia de reajuste anual nas tarifas da CELPE e das demais concessionárias de energia elétrica. O cálculo exato dos valores depende do modo como serão implementados os ajustes metodológicos necessários, sendo essa tarefa competência do ente regulador.

68. Contudo, é possível ter uma estimativa desses impactos como já demonstrado. A simulação proposta nos parágrafos 57 a 63 revelou que os benefícios decorrentes da redução das tarifas pode alcançar valores entre R\$1,0 bilhão e R\$1,8 bilhões anualmente.

69. Além disso, o ajuste da metodologia solidifica a legitimidade técnica do processo de reajuste tarifário anual, trazendo ganhos qualitativos para confiabilidade do sistema regulatório como um todo.

Proposta de Encaminhamento

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

I- determinar à Agência Nacional de Energia Elétrica, com fulcro no inciso I, art. 14 da Lei 9.427/96 e § 1o, art. 6o da Lei 8.987/95, que:

a) ajuste a metodologia atual de reajuste tarifário presente no contrato de concessão da CELPE, corrigindo as seguintes inconsistências:

a Parcela B calculada no reajuste tarifário absorve indevidamente os ganhos de escala decorrentes do aumento de demanda;

período, que registrou o índice de 13,4%.

11. Após analisar a metodologia de reajustamento tarifário adotado pela ANEEL, no contrato firmado com a CEMIG, a Unidade Técnica chegou à mesma conclusão do processo principal (TC - 021.975/2007-0), sugerindo idêntico encaminhamento ao proposto para a CELPE. O teor desta proposição, se acolhido por este Tribunal, protraí-se para todas as concessionárias de energia elétrica do país, inclusive à CEMIG. Por tal razão, a SEFID registrou sua opção em não fazer propostas idênticas às aquelas formuladas no presente processo.

12. Com relação às questões específicas suscitadas no Requerimento que deu origem ao TC - 018.422/2007-7, reproduzo a seguir a manifestação da SEFID a este respeito, com a respectiva proposta de encaminhamento para aquele feito, verbis:

"(...)

I- Conclusão

59. A equipe técnica buscou responder todos os questionamentos presentes na Solicitação do Congresso encaminhada a esta Corte de Contas:

a) Averiguar se foram considerados nos processos de reajuste de 2004, 2005, 2006 e 2007 os efeitos decorrentes da utilização do valor das receitas de uso do sistema de distribuição, que constou de item autônomo e também compôs o item outras receitas.

60. Os efeitos decorrentes da utilização do valor das receitas de uso do sistema de distribuição, que constou de item autônomo e também compôs o item Outras Receitas, citados no Acórdão n.º 200/2007-P, não podem ter sido incorporados nas tarifas de 2004, 2005, 2006 e 2007 pois não fazem parte do processo de reajuste tarifário e também não foram considerados na revisão tarifária de 2003.

61. Além disso, os citados efeitos devem ser considerados apenas no 2o ciclo de revisão tarifária da CEMIG. O acompanhamento da revisão tarifária da CEMIG, referente ao 2o ciclo de revisões, está sendo analisado no processo TC 030.181/2007-2 e ainda não foi apreciado pelo Tribunal.

b) Calcular o montante financeiro e percentual da não consideração dos efeitos do benefício fiscal decorrente da distribuição de juros sobre capital próprio, na forma prevista na Lei no 9.249/1995, desde 2003.

62. A estimativa feita pela Unidade Técnica, no processo revisão tarifária da CEMIG em 2003 (TC 002.739/2003-7)) apontou um impacto de R\$ 84,6 milhões na receita requerida e de 2,08% no índice de reposicionamento tarifário.

63. Por outro lado, a metodologia de reajuste tarifário não se baseia na determinação da remuneração do capital para o cálculo da Parcela B, no processo de definição do IRT. Portanto, não faz sentido calcular os potenciais efeitos do benefício fiscal da distribuição de juros sobre o capital próprio dentro dos processos de reajuste tarifário dos anos de 2004, 2005, 2006 e 2007.

c) Analisar se a metodologia, os cálculos efetuados e os valores constantes das resoluções homologatórias encontram-se em consonância com os ditames legais e com as ponderações feitas pelo TCU.

64. Os resultados dos procedimentos e cálculos realizados pela ANEEL nos referidos processos encontram-se em conformidade com as regras de reajuste estabelecidas nos contratos de concessão. Por outro lado, a metodologia de reajuste tarifário já foi analisada pela equipe técnica do Tribunal no processo TC - 021.975/2007-0 (fls. 25-40), ainda não apreciado pelo TCU.

65. Constatou-se que o Índice de Reajuste Tarifário (IRT) é superavaliado devido à incompatibilidade da metodologia adotada nos reajustes com os princípios que reagem a regulação por incentivos no setor, remunerando ilegalmente as concessionárias de energia elétrica em detrimento do interesse público e gerando impactos de alta materialidade e prejuízos para o

usuário de pelo menos R\$1 bilhão ao ano.

66. Entretanto, por já ter sido objeto de proposta de encaminhamento em outro processo, optou-se por não refazer as mesmas propostas, pois seus resultados aplicar-se-ão a todas as concessionárias de energia elétrica do país, inclusive à CEMIG.

VI - Proposta de Encaminhamento

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

I - comunicar à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados as decisões que vierem a ser proferidas pelo Tribunal neste processo e no processo no TC-021.975/2007-0, em resposta ao Of. Pres. no 180/07, de 28/06/2007, encaminhados pelo Deputado Cezar Silvestre com o Requerimento nº 32/2007 de autoria do Deputado Elismar Prado;

II - remeter cópias do Acórdão, bem como do Relatório e do Voto, à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados; à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel); à Casa Civil da Presidência da República; ao Ministério de Minas e Energia (MME); à Comissão de Meio Ambiente, Defesa do Consumidor e Fiscalização e Controle do Senado Federal; à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados; à 3ª Câmara de Coordenação e Revisão do Ministério Público Federal; à Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda;

III - Arquivar os presentes autos.

(...)"

É o Relatório.

Voto do Ministro Relator

O art. 232, III, do Regimento Interno/TCU confere legitimidade aos Presidentes de Comissões do Congresso Nacional, da Câmara dos Deputados e do Senado Federal, para que solicitem a realização de Auditoria por este Tribunal, quando por aquelas aprovados.

2. Enfeixada esta hipótese neste processo e naqueles que a ele se encontram apensados, deve o Tribunal deles conhecer.

3. Os processos de reajuste tarifário da CELPE - Companhia Energética de Pernambuco -, no período de 2002 a 2007, ora enfocados, foram devidamente analisados pela SEFID, conforme o Relatório precedente, o qual faço integrar às minhas razões de decidir.

4. Do exame preliminar, verificou-se que, no interregno auditado, as tarifas cresceram 78%, suplantando, assim, o índice de inflação acumulada no período, que foi de 61%.

5. A matéria foi examinada sob as dimensões da regularidade dos cálculos aplicados no processo de reajustamento e também da aderência da metodologia empregada aos princípios legais subjacentes à concessão dos serviços de distribuição de energia elétrica.

6. Da explanação introdutória acerca da metodologia de cálculo utilizada pela ANEEL, para efetivar a atualização tarifária dos contratos de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica, importa realçar, neste Voto, alguns aspectos que se afiguram importantes, no entendimento da Unidade Técnica, e com os quais me ponho de acordo.

7. O modelo regulatório adotado no setor elétrico orienta-se pelo regime de incentivos, de forma a equilibrar o aumento na qualidade e eficiência do serviço prestado com a modicidade tarifária. Para tanto, adota-se metodologia em que a receita auferida pelo concessionário, com a distribuição e venda de energia, seja não apenas necessária à cobertura de seus custos, mas também vantajosa sob o ponto de vista negocial, de forma a estimular e justificar os investimentos privados no setor.

8. Calcada nesta premissa, a sistemática engendrada para o reajustamento das tarifas, destina-se à manutenção do valor real da receita do concessionário. Nesta linha, divide-se os custos por este incorridos no processo de distribuição, em Parcela A e Parcela B. Refere-se a

primeira àqueles custos não gerenciáveis, por parte do concessionário. Já, a Parcela B reflete os custos gerenciáveis, os quais devem abranger os custos operacionais e a remuneração do capital do investidor.

9. Apesar do descompasso verificado entre o crescimento das tarifas praticadas pela CELPE, no período compreendido entre 2002 e 2007, e a inflação acumulada no mesmo período, respectivamente 78% e 61% (com base no IGP-M), a análise das planilhas apresentadas pela concessionária mostraram-se conformes às regras de reajuste estabelecidas pela ANEEL, nos contratos de concessão.

10. Não obstante esta conformidade, a discrepância nos indicadores acima referidos sinalizou inconsistência na sistemática de reajustamento praticada pelo Agente Regulador, porquanto, logo a priori, não se verifica equilíbrio entre a receita auferida pelo concessionário e a evolução da inflação acumulada no período correspondente. Este descompasso vai de encontro à finalidade do reajuste, que consiste justamente na preservação do "poder de compra" da receita do concessionário.

11. No adensado estudo empreendido pela SEFID, integralmente reproduzido no Relatório que apresento a Vossas Excelências, identificou-se a causa da distorção no modelo examinado, que permite às empresas concessionárias apropriarem-se de ganhos de escala do negócio, em decorrência do aumento no consumo, sem que haja a contrapartida na redução da tarifa e, também, no aumento da eficiência operacional do serviço prestado.

12. De acordo com a Unidade Técnica, o principal ponto que vulnera a consistência da metodologia adotada funda-se na determinação do valor da Parcela B e na desconsideração das variações futuras de demanda.

13. Com efeito, na sistemática adotada pela ANEEL, a Parcela B é definida como a diferença entre a receita efetivamente arrecadada e a Parcela A efetivamente despendida. Em um cenário realista, em que se verifica uma demanda crescente, este método propicia um ganho adicional ao concessionário, o qual não é repassado para o consumidor.

14. Isto se deve ao fato de não serem consideradas, no momento do reajuste, as variações na demanda que, por conseguinte, refletem-se na receita que delas derivam. Ao ter-se em conta que o índice de reajuste tarifário (IRT) é definido pela razão entre a Receita na Data de Reajuste em Processamento (DRP) e a Receita na Data de Referência Anterior (DRA) - esta última auferida pela empresa no período anterior - fica evidente a absorção do incremento da demanda nos reajustes praticados.

15. Como asseverou a Unidade Técnica, a única forma de que a metodologia empregada não resulte em desequilíbrios do contrato, em desfavor dos consumidores e privilegiando indevidamente as empresas concessionárias, se verificaria em um contexto de crescimento nulo de demanda. Ora, tal hipótese verificou-se apenas na crise energética de 2001.

16. Outro aspecto a salientar, que reforça a inconsistência metodológica em apreço, concerne à desvinculação entre os ganhos de escala auferidos pelas empresas concessionárias, por ocasião dos reajustamentos, e o aumento na eficiência operacional daquelas. Convém lembrar que é na Parcela B que se embutem os custos gerenciáveis da concessionária.

17. Portanto, se considerarmos que a Parcela B tem seu valor definido como a diferença entre os valores da receita efetivamente arrecadada e a Parcela A efetivamente despendida, como já dito acima, pode-se inferir que a política de reajustes tarifários adotada pela ANEEL não se presta a induzir a otimização de custos gerenciáveis por parte da concessionária, de sorte que estes custos se revertam em ganhos de eficiência os quais, de alguma forma, possam vir a beneficiar o mercado consumidor.

18. Percebe-se, do quanto exposto, que, na forma como se processam os reajustes:

tarifários das empresas concessionárias de energia elétrica, não há benefícios perceptíveis ao consumidor, que possam se traduzir em modicidade tarifária.

19. Em suma, ganha o concessionário com o acréscimo decorrente da variação da demanda, em regra crescente, e perde o consumidor final ao não compartilhar deste ganho. Outrossim, sob o enfoque da prestação do serviço, a própria política tarifária concebida pelo Agente Regulador dissocia os reajustes tarifários dos custos que se prestariam a estimular e fomentar a melhora no serviço adequado (Parcela B), tornando praticamente inócuo o regime de regulação por estímulo, que se adotou no setor de energia elétrica.

20. E, como bem asseverado pela Unidade Técnica, "é importante alertar que o efeito dessa falha metodológica se propaga ao longo do ciclo tarifário, aumentando ainda mais seus impactos negativos" (GRIFEI). A esse respeito, convém destacar a asserção contida nas conclusões da SEFID, no sentido de que "a citada falha metodológica remunera ilegalmente as concessionárias de energia elétrica em detrimento do interesse público e gera impactos de alta materialidade e prejuízos para o usuário de pelo menos R\$ 1 bilhão ao ano."

21. Por pertinente ao encaminhamento proposto pela SEFID para o presente feito, consistente em determinar à ANEEL que promova a correção das inconsistências metodológicas ora apontadas, gostaria de ater-me à expressão "ilegalmente" acima transcrita, de forma a contextualizar e fundamentar o Acórdão que proponho em anexo.

22. Como venho reiterando ao longo de minha atuação em processos afetos às atividades regulatórias, reafirmo que o controle exercido pelo TCU neste campo tem caráter marcadamente ancilar ao Poder Concedente, no que se refere ao acompanhamento de outorgas ou execução de contratos de serviços públicos concedidos.

23. Neste sentido, a Unidade Técnica reproduziu excerto do Voto em suporte ao Acórdão nº 2138/2007 - TCU - Plenário, dentre outros, no qual se encontra expresso o meu entendimento de que "verificada qualquer violação de disposição legal expressa, em ato vinculado, poderá o Tribunal determinar ao agente regulador que adote medidas tendentes ao saneamento do ato tido por irregular. Já no caso de ato discricionário, praticado de forma motivada e em prol do interesse público, cabe a esta Corte, tão-somente, recomendar a adoção das providências que reputar adequadas",

24. Não obstante, entendo que sempre se faz necessária uma análise do caso concreto para determinar a existência de vício que demande uma ação corretiva do Tribunal.

25. A hipótese em exame levou a Unidade Técnica especializada deste Tribunal a verificar que a metodologia de reajuste adotado no contrato firmado com a CELPE possui, em síntese, as seguintes inconsistências, para as quais formula proposta de correção, senão vejamos:

- a Parcela B calculada no reajuste tarifário absorve indevidamente os ganhos de escala decorrentes do aumento da demanda;
- os ganhos de escala, decorrentes do aumento da demanda, não são repassados para o consumidor, provocando o desequilíbrio financeiro do contrato.

26. A Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, em seu art. 6º, erige como pressuposto à concessão ou permissão a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários. Adiante, no parágrafo primeiro do artigo mencionado, estabelece as condições que configuram o serviço público como adequado, conforme a seguir reproduzido:

"Art. 6º Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato.

§ 1º Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das

tarifas." (Grifei)

27. O incontestável atributo de cogência que emana do dispositivo acima transcrito não confere margem de discricionariedade ao Ente Regulador, de modo a permitir elastecimento na interpretação do que venha a ser tarifa módica, conditio sine qua para que se legitime a concessão do serviço público.

28. Diante disto, a delimitação do que venha a ser uma tarifa módica faz-se necessária, para emissão de juízo acerca da matéria ora tratada. A despeito da miríade conceitual que envolve a modicidade tarifária, relacionando-a, em regra, ao equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, trago elucidativo excerto do trabalho de conclusão do Curso de Direito de Energia Elétrica da Universidade Cândido Mendes - UCAM (Janeiro/2007), intitulada: Tributação, Encargos Setoriais e a Modicidade Tarifária. Vejamos:

"(...)

Com o advento do Novo Modelo do Setor Elétrico, a modicidade tarifária voltou ao centro das atenções, pois forma um dos princípios basilares desse Novo Modelo.

Existe uma confusão acerca da definição do que é "modicidade tarifária", não havendo um consenso acerca dos requisitos para qualificação de "tarifa módica". Há quem defenda que as tarifas são módicas quando possibilitam que a universalidade possa usufruir do serviço público, não impedindo que os mais pobres tenham acesso.

No entanto, tarifa módica não quer dizer necessariamente tarifa barata. Tarifa módica é a menor tarifa possível que garanta a segurança do abastecimento (diminuição do risco de déficit) e a qualidade dos serviços prestados. Uma tarifa que garanta uma oferta de energia maior que a demanda.

(...)" (Grifei)

29. Interessou-me o excerto acima transcrito porquanto, para além do necessário equilíbrio econômico-financeiro, deve-se reconhecer, no contrato de concessão, uma necessária relação entre a modicidade tarifária e a demanda.

30. Este é o ponto que assoma no presente trabalho, no qual se verifica, justamente, uma assincronia entre o incremento na demanda sem a devida contrapartida na tarifa.

31. Tal descompasso se efetiva com o método de reajustamento analisado, em que o constante crescimento da demanda, e a receita deste derivada, são absorvidos pela Parcela B do ano seguinte e propagados na definição de receitas futuras, tal como demonstrou a SEFID.

32. Desta forma, garante-se uma oferta de energia maior que a demanda, porque o processo de reajustamento se antecipa à expectativa de crescimento daquela variável, incorporando-a na tarifa ajustada.

33. Em um cenário comprovadamente realista de constante crescimento da demanda, ainda que em situações de baixo aquecimento econômico, o modelo ora em análise sempre se prestará a assegurar uma oferta de energia maior que a demanda, uma vez que desconsidera as variações futuras desta. Ademais, seja qual for a quantidade de energia vendida, os custos da concessionária não variam na mesma proporção, uma vez que, tanto a Parcela A como a Parcela B, embutem custos fixos.

34. Portanto, a despeito de garantir a oferta de energia, o crescimento constante da demanda não guarda correlação com a tarifa praticada, desequilibrando a relação em favor da concessionária.

35. Na linha da análise técnica empreendida, e também considerando o aspecto de evolução tarifária em patamares bem superiores ao da inflação, fica evidente que a apropriação de ganhos de escala pela concessionária, sem o devido compartilhamento com os usuários, além de tender a aumentar ao longo do tempo, afasta o caráter de modicidade que deve revestir a tarifa do

Deliberações que vierem a ser proferidas pelo Tribunal, em resposta aos expedientes que originaram este processo e aqueles a ele apensados;

9.3. remeter cópias deste Acórdão, bem como do Relatório e Voto que o fundamentam, à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados; à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel); à Casa Civil da Presidência da República; ao Ministério de Minas e Energia(MME); à Comissão de Meio Ambiente, Defesa do Consumidor e Fiscalização e Controle do Senado Federal; à Subcomissão Temporária de Regulamentação dos Marcos Regulatórios do Senado Federal; à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados; a 3ª Câmara de Coordenação e Revisão do Ministério Público Federal; à Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda;

9.4. arquivar os presentes autos

[Acórdão tornado insubsistente pelo AC-2544-48/08-P.]

Quorum

13.1. Ministros presentes: Walton Alencar Rodrigues (Presidente), Guilherme Palmeira, Ubiratan Aguiar, Benjâmin Zymler (Relator) e Raimundo Carreiro.

13.2. Auditores convocados: Marcos Bemquerer Costa e André Luís de Carvalho

Publicação

Ata 41/2008 - Plenário

Sessão 08/10/2008

Aprovação 09/10/2008

Dou 10/10/2008

Referências (HTML)

Documento(s):021-975-2007-0.doc

PORTAL DE
PESQUISA TEXTUAL

Quinta-feira, 3 de Setembro de 2009.

Pesquisa número:	4
Pesquisa refinada:	{tagRefQ}
Expressão de Pesquisa:	Pesquisa em formulário - documento número: 2211, ano do documento: 2008
Bases pesquisadas:	Acórdãos
Documento da base:	Acórdão
Documentos recuperados:	6
Documento Mostrado:	2

Identificação

Acórdão 2211/2008 - Plenário

Número Interno do Documento

AC-2211-41/08-P

Grupo/Classe/Colegiado

GRUPO I / CLASSE V / Plenário

Processo

025.619/2007-2

Natureza

RELATÓRIO DE AUDITORIA

Entidade

Órgão/Entidade: Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel

Interessados

Interessados/Responsáveis: Interessado: Tribunal de Contas da União. Responsável: Jerson Kelman, Diretor Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica (155.082.937-87)

Sumário

Auditoria Operacional. Energia elétrica. Perdas. Recomendações

Assunto

Relatório de Auditoria

Ministro Relator

Benjamin Zymler

Representante do Ministério Público

não atuou

Unidade Técnica

Sec. de Fiscalização de Desestatização (SEFID)

Advogado Constituído nos Autos

não há

Dados Materiais

(com 1 anexo)

Relatório do Ministro Relator

Trata-se de Auditoria operacional realizada na Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, com a finalidade de avaliar o impacto das perdas no sistema elétrico brasileiro. As perdas elétricas se dividem em técnicas e comerciais. As primeiras advêm da dissipação de energia nos condutores e estão relacionadas às características físicas das instalações, à manutenção e à qualidade dos equipamentos. Já as perdas comerciais decorrem de fraude, furto ou falta de medição.

2. O nível de perdas no sistema elétrico é fator determinante do patamar tarifário e da necessidade de investimentos em novos empreendimentos de geração. Afinal, quanto maiores forem as perdas, mais energia deverá ser gerada e injetada no sistema, sendo que uma parte será efetivamente consumida, faturada e paga e outra parte será dissipada nos condutores, furtada, não medida ou não paga. Um certo nível de perdas é inevitável, mas, certamente, é gerenciável e passível de regulação. Incentivos adequados devem ser oferecidos a todos os agentes do sistema para que se tenha a melhor eficiência energética possível, caso contrário, às externalidades negativas tanto econômicas quanto ambientais se farão sentir por toda a sociedade.

3. Preliminarmente, a equipe de Auditoria destacou que esta Auditoria visou responder às seguintes questões:

- qual é o impacto das perdas técnicas e comerciais nas tarifas de energia elétrica em todo o sistema elétrico?

- as ações desenvolvidas pela Aneel otimizaram os níveis de perdas?

- quais são os mecanismos para combater essas perdas?

4. Para tanto, foram analisados os dois ciclos de revisões tarifárias, o primeiro iniciado em 2003 e o segundo em 2007. As perdas foram contextualizadas tendo em vista a regulação econômica baseada no regime de tarifa pelo preço-teto.

5. No sumário executivo, a equipe de Auditoria teceu uma série de considerações, das quais destaco os seguintes pontos:

5.1. Quanto ao impacto das perdas sobre as tarifas de energia elétrica e o sistema elétrico

- a) a Tabela 1, a seguir, mostra um incremento das perdas técnicas (6%) e comerciais (29%) entre 2003 e 2007, o que pode indicar não haver incentivos regulatórios suficientes para que as concessionárias reduzam os níveis de perdas. Dessa forma, as perdas na distribuição cresceram 15%, enquanto a energia injetada aumentou 12%. Note-se que a energia injetada inclui os consumidores livres, que compram sua energia por meio de contratos bilaterais livremente negociados, ao contrário dos consumidores cativos que têm a tarifa estipulada pela reguladora;

- b) os valores da tarifa média estabelecida nos contratos de compra de energia por parte da concessionária, referente a 2003 e 2007, foram usados como referência para estimar o impacto das perdas sobre as tarifas de energia, pois o montante obtido da aplicação do valor de compra fixado nesses contratos sobre as perdas totais em Terawatt hora (TWh) é repassado aos consumidores, como representado na Tabela 1. Os valores embutidos nas tarifas por conta das perdas técnicas e comerciais alcançaram, em termos nominais, R\$ 3,8 bilhões em 2003 e R\$ 4,7

bilhões em 2007. Ano a ano, os consumidores do setor rateiam esse montante que é reajustado pelo IGP-M a cada exercício. Em termos percentuais, o impacto desse valor sobre a tarifa média é da ordem de 5%.

Tabela 1 - Evolução das Perdas 2003 e 2007

Atributos Métrica 2003 2007 D 2003/2007

A Energia Requerida (ER) TWh 321 308 -4 %

B Consumidores livres TWh 18 71 284 %

C Energia Injetada A + B 339 379 12 %

D Mercado Cativo TWh A - E 274 256 -6 %

E Perdas Totais embutidas na tarifa TWh G + H + I 47 52 10 %

F Perdas na distribuição TWh G + H 39 45 15 %

G Perdas Técnicas TWh 24 26 6 %

H Perdas Comerciais TWh 15 19 29 %

I Perdas Técnicas na Rede Básica TWh¹ 8 7 -14 %

J Tarifa Média de compra de energia R\$ 79,95 R\$ 89,62 12 %

K Valores embutidos na tarifa em R\$ bilhões E * J R\$ 3,8 bilhões R\$ 4,7 bilhões 23 %

Fonte: Elaborado com base nas planilhas fornecidas pela Aneel (fls. 57 a 68).

* Montante correspondente à metade da perda na Rede Básica, que é rateada pelas concessionárias distribuidoras e transmissoras de energia e paga por todos os agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

c) os gráficos 1 e 2 mostram o comportamento do mercado cativo e das perdas comerciais no mesmo período. Vê-se que o mercado cativo teve um decréscimo e as perdas comerciais, ao contrário, cresceram. Essa redução é explicada pela migração para o mercado de consumidores livres, que cresceu de 18 TWh em 2003 para 71 TWh em 2007. Ocorre, porém, que as perdas comerciais entre os consumidores livres é praticamente nula, pois são atendidos em nível de média e alta tensão. Assim, permanece sem explicação o fato de ter sido fornecida menos energia para o mercado cativo e as perdas comerciais terem aumentado tanto. Afinal, houve concomitantemente migração para o mercado livre onde não ocorre perda comercial e acréscimo de 29% dessa modalidade de perda ao longo dos ciclos, o que indica que as concessionárias não estão atuando de forma eficiente no sentido de buscarem a redução dessas perdas;

Gráfico 1 - Mercado Cativo em TWh 2003-2007 Gráfico 2 - Perdas Comerciais em TWh 2003-2007

d) visando elucidar essas questões, buscou-se estimar o valor em reais das perdas comerciais do setor elétrico, decorrentes do fornecimento de energia não faturado a consumidores residenciais, comerciais ou industriais. Adotou-se como premissa que o valor da energia faturada corresponde à tarifa média referente a 2003 e 2007. Foi estimado o valor em reais das perdas comerciais com base na diferença entre as tarifas médias de venda e de compra. Em seguida, aplicou-se o valor dessa diferença sobre as perdas comerciais para se obter o montante que deixou de ser faturado. Por fim, aplicou-se sobre esse montante o percentual de 27% relativo a impostos que deixaram de ser arrecadados. Todos esses passos estão representados na tabela abaixo.

Valor das perdas comerciais não faturada para o Sistema Elétrico

Energia fornecida e não faturada Métrica 2003 2007

A Tarifa Média de compra de energia R\$ 79,95 89,62

B Tarifa Média de venda de energia R\$ 234,35 305,90

C Perdas comerciais MWh 15 TWh 19 TWh

D Valores embutidos na tarifa R\$ 3,8 bilhões R\$ 4,7 bilhões

E Perda Comercial MWh x diferença das tarifas de compra e venda = energia

fornecida mas não faturada (B - A)*C

R\$ 2,3 bilhões

R\$ 4,2 bilhões

F Imposto não recebidos ICMS, PIS & COFINS 27% 27% * E R\$ 0,6 bilhões R\$ 1,1

bilhões

G Subtotal da energia fornecida e não faturada F + E R\$ 2,9 bilhões R\$ 5,3 bilhões

H Total com impostos da perda comercial não faturada D + G R\$ 6,7 bilhões R\$ 10,0

bilhões

Fonte: Sefid

e) o valor da energia não faturada referente às perdas comerciais alcançou R\$ 2,9 bilhões em 2003 e R\$ 5,3 bilhões em 2007. Esses valores adicionados aos valores das perdas totais embutidos nas tarifas em 2003 e em 2007 fornecem, respectivamente, os montantes de R\$ 6,7 bilhões e de R\$ 10,0 bilhões. Ou seja, o setor elétrico e o Estado deixaram de arrecadar R\$ 6,7 bilhões em 2003 e R\$ 10 bilhões em 2007, em valores nominais;

f) o faturamento de todas as concessionárias do setor de energia elétrica em 2007 foi da ordem de R\$ 90 bilhões. Somente a parte embutida na tarifa é da ordem de R\$ 4,7 bilhões, que representam 5% do faturamento anual do setor. Quando se acrescenta a energia que deixou de ser faturada e os respectivos impostos que deixaram de ser arrecadados, essa cifra alcança os R\$ 10 bilhões, ou seja, 11% do faturamento anual do setor. Dessa forma, é possível visualizar a magnitude dessas perdas;

g) para mensurar a magnitude das perdas comerciais, que em 2007 atingiram 19 TWh, basta dizer que esse montante é equivalente a todo o mercado cativo do Estado de Minas Gerais com seus 6,2 milhões de consumidores durante um ano inteiro. Já os 25 TWh de perdas técnicas são suficientes para atender por um ano aos Estados da Bahia, Pernambuco e Ceará juntos, nos quais residem 11,6 milhões de consumidores;

h) ainda com o intuito de esclarecer a materialidade das perdas, registra-se que a Usina de Santo Antônio, a primeira de um conjunto de duas do complexo do rio Madeira (RO), que terá capacidade para 2.144 MW, demandará um investimento estimado em R\$ 9 bilhões. Somente as perdas comerciais por ano alcançam 2.219 MW. As perdas elétricas globais anuais são da ordem de 5.938 MW (2.910 MW de perdas técnicas na distribuição + 809 MW de perdas técnicas na transmissão + 2.219 MW de perdas comerciais) e apresentam tendência de acréscimo, como vem ocorrendo nos últimos anos;

i) considerando que as perdas no Brasil podem ser combatidas com mais eficácia, há uma margem muito grande para sua redução;

5.2. Quanto às ações desenvolvidas pela Aneel visando otimizar os níveis de perdas

a) as tarifas de energia são estabelecidas no momento da assinatura do contrato de concessão e atualizadas monetariamente, com base em indexador previsto nos contratos, por um período de tempo previamente determinado, em geral quatro anos (há contratos com 5 anos e até 8 anos). Nesse período, o fator X, destinado a compartilhar os ganhos de eficiência das concessionárias com os usuários, é zero. Assim, desde a assinatura dos contratos de concessão até 2003, quando teve início o 1º ciclo de revisão tarifária, o consumidor pagou as tarifas históricas atualizadas e as concessionárias tiveram a oportunidade de apropriar todos os ganhos de eficiência, sem compartilhá-los com os consumidores;

b) a tarifa de energia elétrica é composta por duas parcelas. A parcela A envolve os chamados "custos não gerenciáveis", explicitados no contrato e cujos montantes e variações fogem à vontade ou influência direta da distribuidora, como compra de energia, custos de transmissão e encargos setoriais. A parcela B compreende os ditos "custos gerenciáveis", que, por serem os

custos próprios da atividade de distribuição e gestão comercial dos clientes, estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela empresa;

c) as perdas, nas revisões dos 1º e 2º ciclos, foram enquadradas na Parcela A, embora a Aneel reconheça em sua Nota Técnica nº 51/2003 que as concessionárias possuem capacidade de gestão sobre essas perdas. Note-se que essas perdas estão inseridas no item compra da energia necessária para atender o mercado consumidor;

d) na revisão tarifária de 2003, foram estabelecidas novas tarifas, segundo a metodologia adotada pela reguladora. Essas tarifas, teoricamente, tinham como base custos eficientes, pois os consumidores seriam, naquela oportunidade, beneficiados pelas reduções de custos e pela maior eficiência que a concessionária teve a oportunidade de obter. Segundo a Aneel, foi "a primeira oportunidade dada ao regulador para estabelecer tarifas justas" (Nota Técnica nº 51/2003);

e) no 1º ciclo de revisão tarifária, a Aneel considerou no cálculo das perdas duas variáveis: a energia requerida e o mercado cativo (V.1.3.3 da Nota Técnica nº 51/2003/SRE/Aneel). Nesse ciclo, a agência se comprometeu a dar o seguinte tratamento regulatório às perdas:

"i) Para o primeiro ano do período tarifário subsequente à revisão, a ANEEL fixará o valor das "perdas regulatórias totais";

ii) No transcurso do primeiro ano após a revisão tarifária a ANEEL realizará estudos para determinar as perdas técnicas da rede elétrica considerada para efeito de fixação da Base de Remuneração (...), segundo procedimentos e enfoques metodológicos a serem definidos previamente;

iii) Uma vez estabelecido o valor das perdas técnicas, a ANEEL procederá à fixação das "perdas regulatórias totais" a serem consideradas no cálculo da Parcela A em cada ano do período tarifário. Com essa finalidade, serão definidos valores anuais a serem admitidos para as perdas "não técnicas". Assim como no caso da inadimplência dos consumidores (...), será estabelecida uma "trajetória regulatória" para as perdas, definindo-se uma curva decrescente que permita à concessionária gerenciar sua redução progressiva.

A ANEEL definirá o padrão de perdas regulatórias a ser aplicado em cada ano dos períodos tarifários subsequentes."

f) no 2º ciclo, observou-se que os itens acima não foram cumpridos e não foi traçada a trajetória decrescente para as concessionárias. Ademais, a segunda revisão tarifária, iniciada em 2007, ainda não se baseia em um estudo conclusivo e as tarifas estão sendo aprovadas em caráter provisório;

g) apenas para demonstrar que no 2º ciclo a Aneel continua repassando integralmente as perdas aos usuários, será relatado o caso da Eletropaulo. A Aneel, com fundamento na Nota técnica nº 39/2007-SRD/Aneel, apurou as perdas técnicas utilizando um modelo apresentado pela própria agência e encontrou um valor bem inferior ao que havia sido apresentado pela concessionária. O montante de perdas na distribuição apresentado pela Eletropaulo é de 5.822.078 MWh, dos quais 3.054.205 MWh se referiam a perdas técnicas. A Aneel estimou essas perdas em 2.194.486 MWh, o que equivale a uma diferença de 859.719 MWh. Essa diferença foi computada como perdas comerciais, que passaram de 2.767.873 MWh para 3.627.591 MWh, o que manteve inalterado o quantitativo das perdas totais. Com isso, as tarifas majoradas em 4/7/2007 foram fixadas considerando esse montante de perdas;

h) essa conduta da Aneel já havia sido adotada quando do 1º ciclo. Porém, há um agravante, a Aneel reconheceu na Nota Técnica nº 26/2006 (item 67) que as perdas comerciais acatadas no 1º ciclo foram causadas por ineficiências na gestão, diagnóstico incompleto das causas

e inadequado combate por parte da concessionária. Reconheceu também que certas distribuidoras foram eficientes no combate às perdas comerciais, enquanto outras concentraram seus esforços em outros processos ou, ainda, tiveram insucesso no combate devido à visão equivocada do problema (recursos inadequados, subestimação do problema, falta de expertise etc.). Esse reconhecimento associado ao fato de que está sendo embutida nas tarifas essa ineficiência, está em total dissonância com a Lei nº 8.987/1995 e com os Contratos de Concessão das concessionárias, pois o serviço deve ser prestado de forma adequada e eficiente;

i) os Contratos de Concessão do Serviço Público de Distribuição exigem que a concessionária implemente medidas que tenham por objetivo a conservação e o combate ao desperdício de energia elétrica. Ademais, há um encargo tarifário específico para pesquisa e desenvolvimento (P&D) pago por todos os consumidores que assegura à concessionária os recursos necessários para implementar tais medidas;

j) as perdas comerciais estão sendo aprovadas provisoriamente no 2º ciclo. A proposta metodológica está na Nota Técnica nº 348/2007-SRE/Aneel. Pretende-se aplicar o modelo de Yardstick Competition na regulação de perdas comerciais, visando identificar fatores sócio-econômicos que diferenciem as áreas de concessão. A Aneel elaborou um índice para fazer essa diferenciação usando dados do IBGE, STF e Ministério da Saúde, tais como:

- nível de violência, estimado a partir da quantidade de óbitos decorrentes de agressão;
- nível de educação;
- renda;
- existência de infra-estrutura, com ênfase no abastecimento de água;
- proporção da população residente na região metropolitana.

k) essa metodologia foi apresentada, em 9/4/2008, na Audiência Pública nº 52/2007 e está em fase de análise das contribuições. Ela parte da premissa de que as perdas comerciais estão associadas a questões sociais, o que é indiscutível. Porém, questiona-se que percentual dessa perda está associado a essas questões. O Estado do Rio de Janeiro apresenta uma das maiores perdas do país, sendo atendido por duas concessionárias, a Light e a Ampla. Durante o 1º ciclo, foram aceitos altos níveis de perdas na distribuição da Ampla e da Light, respectivamente, 29,46% e 24,29% sobre o mercado cativo, em função dos problemas sociais daquele Estado. Essas perdas se justificavam pela violência, tráfico de drogas, favelas e outras mazelas sociais que afetam o Estado. Observou-se, porém, que as áreas de risco respondem por 37% das perdas comerciais (fl. 51). Tal fato foi demonstrado tanto pela Universidade Federal Fluminense, que efetuou estudo para as concessionárias, como no seminário Rio Legal, em que as várias concessionárias de água, luz e gás apresentaram sua situação. Ficou patente que condomínios de alto luxo, localizados na cidade do Rio de Janeiro e em balneários como Angra dos Reis e Búzios são construídos utilizando tecnologia que possibilite a fraude no consumo de energia elétrica. Tanto a Ampla como a Light estão desenvolvendo ações direcionadas para blindar esses clientes. Segundo a Ampla, "até organizações ou pessoas, teoricamente insuspeitas, fazem furto de energia, como igrejas católicas ou evangélicas, polícia, escolas, residência de um juiz, residência de um prefeito, restaurantes, hotéis, padarias, condomínios horizontais de classe alta" (fl. 39);

l) no que diz respeito às perdas técnicas, muitas foram as inovações propostas para o 2º ciclo. O item 53 da Nota Técnica nº 26/2006 propõe que a influência das perdas comerciais nas perdas técnicas não seja desprezada. Deve ser quantificado esse montante para viabilizar uma regulação por metas, pois, só assim, as metas definidas para as perdas técnicas incentivariam melhorias na gestão técnica (engenharia, manutenção, planejamento) da empresa. As perdas técnicas oriundas de consumos irregulares são reduzidas por meio de aperfeiçoamentos ou

reconstruções de processos na gestão comercial da empresa (vistorias e fiscalizações, campanhas sociais, mapeamento de áreas críticas, entre outras). Esse seria um mecanismo importante e, crê-se, contribuiria para a maior eficiência das concessionárias. Entretanto, ele não foi implementado neste 2º ciclo. De acordo com o Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição, as notas técnicas expressam uma visão da Superintendência que pode, após discussões e audiências públicas, mudar sua visão sem necessariamente alterar as notas técnicas anteriores;

m) a Resolução Normativa Aneel nº 234/2006, item II.1 do Anexo VIII, dispõe que "o nível de perdas técnicas deve ser obtido por comparação entre as distribuidoras, com base nos indicadores apurados para cada segmento de rede". Além disso, seria definida uma trajetória descendente de perdas técnicas, tendo por base uma análise agregada das redes de distribuição. Tal análise seria operacionalizada pela ferramenta SISPAI - Sistema Integrado de Planejamento Agregado de Investimentos na Expansão dos Sistemas de Distribuição. Cada rede de distribuição seria associada a uma rede representativa, com características semelhantes, e por meio do SISPAI seria realizado um estudo visando otimizar a relação custo-benefício da redução das perdas e o montante de investimentos necessários para atingir essa redução. Contudo, essas três medidas (trajetórias de perdas; comparação entre as concessionárias; e estudo do custo-benefício da redução das perdas), que são importantes para o aperfeiçoamento do processo regulatório, não foram implementadas;

n) a Aneel adotou a meta pontual, no lugar da trajetória descendente. A repercussão dessa opção regulatória é sentida nas revisões e, principalmente, nos reajustes anuais. A meta é replicada até a próxima revisão, ao passo que a trajetória, caso tivesse sido traçada, seria modificada a cada reajuste anual, pois é um item que interfere na fórmula do IRT (Índice de Reajuste Tarifário). Nessa última hipótese, seriam sistematicamente repassados aos consumidores os ganhos advindos do combate às perdas, o que contribuiria para a modicidade tarifária;

o) em função dessa opção da Aneel, as perdas repassadas para a Parcela A são valoradas com base no preço de compra da energia elétrica pelas distribuidoras. Assim, ao longo dos quatro anos que se seguirem à revisão tarifária, caso a concessionária reduza as perdas, ela se apropriará da diferença entre o montante que é valorado ao preço de venda da energia fornecida e o preço de compra. Apenas para exemplificar, a média do Brasil, em 2007, do preço médio de compra da energia foi da ordem de R\$ 89,62 e do preço médio de venda foi de R\$ 305,90;

p) além de não ter estipulado uma trajetória de redução das perdas e sim uma meta pontual, a Aneel não estabeleceu uma comparação entre as concessionárias. O método comparativo seria de grande valia uma vez que, como descrito na Resolução Normativa ANEEL nº 234/2006, haveria a simulação de competição entre os desempenhos apresentados por redes consideradas semelhantes no conjunto das concessionárias, o que é imprescindível num ambiente de assimetria de informação. Esses fatos são preocupantes na medida em que a própria Aneel registra, no item 177 da Nota Técnica nº 262/2006, que no 1º ciclo as informações fornecidas pelas concessionárias foram inadequadas. A reguladora assim se expressa sobre essa questão (fl. 323): "o que deve ser evitado são os valores inadequados do primeiro ciclo de revisão tarifária, quando a empresa apurou e apresentou suas perdas sem um critério regulatório único e verificou-se, em muitos casos, que as perdas técnicas não foram calculadas obedecendo à boa prática de engenharia";

q) em resposta à diligência, o Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição informou que não foram utilizados os dispositivos estabelecidos na Resolução Aneel nº 234/2006 e que todos os pontos acima citados não deverão ser contemplados no novo regulamento, que está sendo proposto e será submetido à apreciação da Diretoria Colegiada da

Aneel. Nota-se que os incentivos previstos em notas técnicas e resoluções da Aneel para serem inseridos no 2º ciclo, visando minimizar as perdas, foram descartados, a exceção do cálculo das perdas técnicas efetuado pela Aneel, sem qualquer explicação ou justificativa técnica;

r) em relação à regulação das perdas elétricas, a Aneel não está zelando pela modicidade tarifária nem pela otimização dos níveis de perda do Brasil, o que viola o disposto nos arts. 3º e 4º do Decreto 2.335/1997, verbis:

"Art. 3º A ANEEL orientará a execução de suas atividades finalísticas de forma a proporcionar condições favoráveis para que o desenvolvimento do mercado de energia elétrica ocorra com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade, observando as seguintes diretrizes:

(...)

IV - criação de condições para a modicidade das tarifas, sem prejuízo da oferta e com ênfase na qualidade do serviço de energia elétrica;"

"Art. 4º À ANEEL compete:

(...)

IX - incentivar o combate ao desperdício de energia no que diz respeito a todas as formas de produção, transmissão, distribuição, comercialização e uso da energia elétrica;

(...)

XV - cumprir e fazer cumprir as disposições regulamentares do serviço e as cláusulas dos contratos de concessão ou de permissão e do ato da autorização;

XVI - estimular a melhoria do serviço prestado e zelar, direta e indiretamente, pela sua boa qualidade, observado, no que couber, o disposto na legislação vigente de proteção e defesa do consumidor."

5.3. Quanto aos mecanismos disponíveis para combater as perdas

a) foram visitadas três concessionárias que estavam entre as que apresentavam maiores perdas, quais sejam: Ampla (RJ), Light (RJ) e Manaus Energia (AM). Observou-se que a vulnerabilidade da rede de distribuição elétrica é muito grande, o que estimula o furto, razão pela qual foram pesquisadas as alternativas tecnológicas existentes para o combate às perdas elétricas;

b) entre as 64 concessionárias, há empresas que ainda usam majoritariamente medidores eletromecânicos, popularmente conhecidos como relógios, cuja tecnologia tem mais de 100 anos. Foram buscadas na literatura estudos e experimentos que apontassem alternativas para esse problema. Verificou-se que, em 1992, técnicos do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, ligado ao sistema Eletrobrás, desenvolveram o Sistema de Medição Centralizada, cujo conceito está baseado no agrupamento de medidores de energia em uma mesma caixa, o que permite grande redução do espaço físico ocupado pelo aparelho de medição tradicional e aumento da confiabilidade e segurança do processo de medição. A medição centralizada é uma importante ferramenta no combate às perdas de energia, uma vez que permite às concessionárias de energia gerenciarem a rede de distribuição de maneira muito mais eficiente, graças à geração de informações como balanço de energia, nível de demanda máxima, níveis de perdas técnicas e comerciais, corte e religação remotos e, também, no caso da medição centralizada externa, pela imunidade a adulteração ou desvio, muito comuns quando o aparelho de medição fica instalado no interior da unidade consumidora;

c) a Ampla, que tem 2,5 milhões de consumidores, implantou medição eletrônica nas residências de 358 mil consumidores com bastante sucesso. Onde o sistema foi instalado, a rede ficou blindada e foi evitado o furto de energia. A Light, com 3,8 milhões de consumidores, planeja implantar em 2008 o sistema em 70 mil residências e estabelecimentos. As seguintes concessionárias também estão implantando esse sistema: Celpe, Copel, Cemig, Celpa, Ceron e

Saelpa. Portanto, há tecnologia disponível para, pelo menos, mitigar o furto de energia;

d) a "Subcláusula Quinta - Cláusula Quinta do Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição" do contrato firmado pelas concessionárias e pela União determina à concessionária que implemente medidas visando à conservação e ao combate ao desperdício de energia elétrica. Para tanto, devem ser aplicados recursos equivalentes a, no mínimo, 1% da receita anual da concessionária. Esses recursos advêm de um encargo tarifário embutido nas tarifas de cada concessionária. Ademais, devem ser fixadas metas físicas para a redução das perdas técnicas e comerciais;

e) a quantidade de estudos desenvolvidos pelo programa "Pesquisa e Desenvolvimento em Eficiência Energética (P&D)", relacionados com as perdas de energia, ainda é insuficiente. A Aneel informou que foram aprovados projetos envolvendo R\$ 738 milhões, no período de 2003 a 2006, a título de P&D. Desse total, apenas R\$ 56 milhões (7,59%) se destinaram a projetos de combate às perdas. Além disso, não é aferida a efetividade desses projetos;

f) respondidas as três questões propostas pela Auditoria, a equipe propôs recomendações à Aneel no sentido de fazer valer as normas por ela estipuladas e ainda não implementadas.

6. Após o sumário executivo, a equipe de Auditoria acostou aos presentes autos minucioso relatório, que será apresentado de forma resumida a seguir:

6.1. Considerações iniciais

a) o TCU acompanha as revisões tarifárias das concessionárias do setor elétrico desde 2003, por meio de amostragem, já que é inviável realizar esse trabalho em todas as 64 concessionárias. Observou-se que as perdas elétricas têm forte impacto sobre as tarifas de energia, sendo de suma importância a definição pela agência reguladora das perdas consideradas aceitáveis e que serão repassadas aos consumidores;

b) anteriormente, foi realizada pela Secex-AM uma Auditoria de natureza operacional (TC nº 006.416/2005-0), com o intuito de avaliar deficiências e perdas na distribuição de energia da empresa Manaus Energia S.A. (Acórdão nº 1.150/2007 - Plenário). Também foi implementado o acompanhamento do processo de revisão tarifária da Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro (CERJ), que teve sua razão social mudada para Ampla Energia e Serviço S.A. (TC nº 011.970/2003-7);

c) a partir de 2003, com base na Instrução Normativa nº 43/2002, o TCU passou a acompanhar de forma sistemática os processos de revisão tarifária periódica de concessionárias de serviços de distribuição de energia elétrica. O trabalho tem se concentrado nos procedimentos empregados pela Aneel para definir o índice de reposicionamento tarifário concedido às concessionárias;

d) recorrentemente, observou-se que as perdas elétricas (técnicas e comerciais) tiveram um grande impacto em determinadas concessionárias e em outras não. Esta Auditoria foi precedida por um painel de referência que visou definir seu escopo e os métodos mais adequados para atingir os objetivos propostos pela equipe. Esse painel foi realizado em 10/10/2007, com a presença de técnicos da Aneel, da Eletrobrás e da Manaus Energia. Também foram convidados representantes das concessionárias Ampla e Light, que não compareceram por não terem conseguido passagem aérea em tempo hábil (lista de presença - fl. 15);

e) visando conhecer as características específicas das concessionárias com altos níveis de perdas, foram visitadas três concessionárias (Ampla Energia e Serviço S.A e Light Serviços de Eletricidade S.A. no Rio de Janeiro e Manaus Energia S.A. no Estado do Amazonas), que foram

escolhidas pelo fato de apresentarem um elevado nível de perdas em relação à média nacional. Também foram visitados o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, que acompanha as perdas técnicas verificadas da geração até a distribuição, e as Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobrás, responsável por expressiva parcela dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica do Brasil. A distribuição, no caso da Eletrobrás, é realizada por meio das subsidiárias da Eletronorte: cinco concessionárias na Região Norte (Manaus Energia, Eletroacre, Ceron, Ceam e Boa Vista) e duas distribuidoras no Nordeste (Cepisa e Ceal);

f) neste trabalho, buscou-se entender o reflexo das perdas elétricas nas tarifas, enfocando a atuação do agente regulador e analisando em conjunto e em confronto os dados das diversas concessionárias, já que a perda de energia é um dos fatores que mais influencia o aumento da tarifa de energia para o consumidor. Diante disso, pretendeu-se conhecer as múltiplas causas das perdas elétricas, as alternativas tecnológicas para combatê-las e mensurar, para as 61 concessionárias das quais se obteve dados, qual o impacto das perdas na tarifa. Foram analisados os dois ciclos de revisões tarifárias, o primeiro iniciado em 2003 e o segundo (ainda em curso) iniciado em 2007;

g) o Relatório Preliminar de fls. 88 a 128 foi enviado junto com uma diligência à Aneel para que a agência reguladora se manifestasse sobre os tópicos que achasse pertinente. As considerações tecidas pela Aneel encontram-se nas fls. 137 a 147. Na exposição que segue estão inseridas tais considerações.

6.2. As perdas no contexto da regulação que utiliza o sistema de preços-teto

a) a distribuição de energia elétrica possui características de monopólio natural, portanto, compete à Aneel garantir que sejam respeitados os direitos dos consumidores cativos e dos prestadores do serviço que atuam com eficiência e prudência. Os consumidores cativos, diferentemente dos consumidores livres, não podem escolher o prestador do serviço, logo, têm o direito de receber o serviço com os níveis de qualidade estabelecidos na legislação e regulamentação aplicáveis, em especial, no contrato de concessão, e de pagar uma tarifa justa. O prestador do serviço que atua com eficiência e prudência tem o direito de obter o ressarcimento dos custos operacionais e o adequado retorno sobre o capital investido, dadas as características do negócio regulado;

b) o Sistema Elétrico Brasileiro é constituído por um grande Sistema Interligado Nacional - SIN, que abrange as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste e os estados do Tocantins e Pará. As localidades não alcançadas por esse sistema são atendidas por meio de sistemas de geração conhecidos como sistemas isolados. Enquanto no SIN a fonte energética é predominantemente hidroelétrica, os sistemas isolados são atendidos, na sua maioria, por geração termelétrica, com a utilização preponderantemente de óleo diesel como combustível. O sistema isolado é subsidiado por meio do encargo tarifário chamado Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolados - CCC-ISOL. O rateio dos custos dos combustíveis consumidos para gerar energia elétrica nos Sistemas Isolados é feito por todos os consumidores do Brasil;

c) cabe à Aneel, entre outras medidas:

- determinar quais são as tarifas justas;
- evitar que se produzam situações de abuso de posição dominante, derivada da situação de monopólio;
- verificar se os níveis de qualidade do serviço efetivamente recebido pelos consumidores são os estabelecidos na legislação aplicável;

d) o prestador do serviço de distribuição necessita que a tarifa cubra os custos operacionais eficientes e propicie o adequado retorno sobre capital investido para construir a infraestrutura necessária para prestar o serviço de distribuição. O prestador precisa arrecadar, por

intermédio da tarifa, ao longo do contrato de concessão, o valor total de seu investimento mais uma adequada remuneração sobre o mesmo;

e) segundo disposto no contrato de concessão, as tarifas deverão ser alteradas, para mais ou para menos, considerando as modificações ocorridas na estrutura de custos e de mercado da distribuidora, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e a modicidade tarifária. As concessionárias, em conformidade com o modelo do setor elétrico em vigor a partir dos anos 1990, ficaram condicionadas aos reajustes anuais e às revisões tarifárias em ciclos de 4 anos, ocasião em que a metodologia (preço-teto, fator X, dentre outros) aplicada mensuraria os ganhos que seriam repassados para as tarifas;

f) a regulação via preço-teto procura emular para um agente monopolista o sinal de preço que as empresas competitivas recebem do mercado. Uma regra de preço-teto especifica a taxa máxima pela qual as tarifas das concessionárias podem aumentar, como se houvesse um mercado competitivo. Nesse sentido, a teoria da regulação por incentivos (preço-teto) sugere a utilização de um índice de preços geral do varejo nas regras de preço-teto porque este tipo de índice refletiria o aumento médio resultante da concorrência nos mais diversos mercados da economia. Visando emular a pressão para reduzir custos e inovar que as empresas em mercados competitivos sofrem em virtude da disputa com seus competidores, essa teoria propõe que seja deduzido do índice de reajuste um fator de desconto, o denominado fator X (SAINTIVE, M.B. e CHACUR, R.S. A regulação Tarifária e o Comportamento dos Preços Administrados. Documento de Trabalho nº 33. SEAE/MF. www.planejamento.gov.br - Maio de 2006);

g) por meio da utilização do fator X, busca-se compartilhar com os consumidores os ganhos de produtividade derivados do crescimento do mercado do serviço regulado previstos para os períodos compreendidos entre as revisões. Assim, a partir da revisão tarifária, os valores do fator X são subtraídos ou acrescidos ao IGP-M nos reajustes anuais subsequentes. Diferentemente do que ocorre no regime de custo do serviço, que vigorou no Brasil até os anos 1990, no regime de tarifa pelo preço-teto as tarifas são estabelecidas no momento da assinatura do contrato de concessão e permanecem constantes com base em indexador previsto nos contratos por um período de tempo previamente determinado, em geral quatro anos (há contratos que prevêem cinco anos ou até oito anos). Ao final desse período, ocorre a revisão tarifária. Esse intervalo no qual as tarifas permanecem fixas proporciona à concessionária uma oportunidade para aumentar seus lucros, mediante a adoção de medidas de redução de custos e obtenção de ganhos de eficiência;

h) diante desse arcabouço normativo, cabe registrar onde as perdas se enquadram na estrutura tarifária das revisões. Nos contratos de concessão para distribuição de energia elétrica celebrados com a União, a receita inicial da distribuidora é dividida em duas parcelas: parcelas A e B. A parcela A envolve os chamados "custos não gerenciáveis", explicitados no contrato e cujos montantes e variações fogem à vontade ou influência direta da distribuidora, como compra de energia, custos de transmissão e encargos setoriais. A parcela B compreende os "custos gerenciáveis", que são próprios da atividade de distribuição e gestão comercial dos clientes, estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela empresa. São os custos de operação: pessoal, material e serviços de terceiros. Além desses, a parcela B inclui a remuneração de capital e os tributos. Os contratos de concessão contemplam procedimentos específicos para reajuste dessas parcelas durante cada ano do ciclo tarifário.

Tabela 2 - Regime de Regulação por Incentivos

Parcela A Parcela B

Denominados custos "não gerenciáveis" Denominado custos "gerenciáveis"

Compra de energia;
Encargos setoriais;
Encargos de transmissão. Despesas de operação e manutenção;
Despesas de capital;
Outras despesas.
Fonte: Aneel

i) embora a Aneel tenha reconhecido, na Nota Técnica nº 51/2003, que as concessionárias possuem capacidade de gestão sobre as perdas, elas estão enquadradas na Parcela A. Consequentemente, os ônus delas decorrentes são integralmente repassados aos consumidores, independentemente dos níveis verificados, o que reflete na tarifa cobrada do consumidor pela distribuidora. Essas perdas estão inseridas no item compra da energia necessária para atender o mercado consumidor;

j) nos 4 anos transcorridos entre a assinatura do contrato de concessão e o 1º ciclo de revisão tarifária, o fator X foi zero. Isso significou que, até 2003, quando teve início esse 1º ciclo, o consumidor pagou as tarifas históricas e as concessionárias tiveram a oportunidade de auferir todos os ganhos decorrentes de reduções de custos, sem compartilhá-los com os consumidores. Em 2003, foram estabelecidas novas tarifas, tendo por base custos eficientes. Naquela oportunidade, os consumidores seriam beneficiados pelas reduções de custos e pela maior eficiência que a concessionária teve a oportunidade de obter. Segundo a Aneel, foi "a primeira oportunidade dada ao regulador para estabelecer tarifas justas" (Nota Técnica nº 51/2003);

k) a perda elétrica tem forte influência sobre a tarifa de energia. Nesse contexto, a regulação da Aneel é fundamental para a busca da modicidade tarifária e otimização dos níveis de perda do Brasil, como preconizam os arts. 3º e 4º do Decreto nº 2.335/1997, a seguir transcritos:

"Art. 3º- A ANEEL orientará a execução de suas atividades finalísticas de forma a proporcionar condições favoráveis para que o desenvolvimento do mercado de energia elétrica ocorra com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade, observando as seguintes diretrizes:

(...)

IV - criação de condições para a modicidade das tarifas, sem prejuízo da oferta e com ênfase na qualidade do serviço de energia elétrica;"

(...)

"Art. 4º A ANEEL compete:

(...)

IX - incentivar o combate ao desperdício de energia no que diz respeito a todas as formas de produção, transmissão, distribuição, comercialização e uso da energia elétrica;

(...)

XV - cumprir e fazer cumprir as disposições regulamentares do serviço e as cláusulas dos contratos de concessão ou de permissão e do ato da autorização;

XVI - estimular a melhoria do serviço prestado e zelar, direta e indiretamente, pela sua boa qualidade, observado, no que couber, o disposto na legislação vigente de proteção e defesa do consumidor."

l) as perdas de potência e energia influenciam no valor das tarifas cobradas ao consumidor e geram impactos na economia, principalmente em decorrência da crescente demanda por energia e da cada vez mais restrita oferta de potenciais econômicos e ambientalmente viáveis para geração;

6.3. Quanto aos níveis de perdas de energia no Brasil

a) no Brasil, o nível de perda atinge 20,28% do mercado cativo. Segundo Cipóli

(CIPOLI, José Adolfo. Regulamentação das Perdas Técnicas. Apresentado em Brasília/DF em 2/9/2005), a perda total na União Européia atingia 6,5% em 1996 e atualmente está estabilizada em 7%. A Alemanha tem o menor nível de perda (3,84%). Nos maiores consumidores de energia da União Européia, que são a França, a Itália e o Reino Unido, o nível de perda total atinge 7%;

b) segundo consta da Nota Técnica nº 26/2006 da Aneel, os países da América Latina que realizaram reformas no setor elétrico na década de 1990 e usaram o enfoque regulatório com incentivos adequados para a eficiência de gestão tiveram resultados excelentes no que concerne à redução de perdas no serviço de distribuição. Isso gerou benefícios para as concessionárias, seus consumidores e o conjunto da sociedade;

c) foram obtidos dados relativos às principais concessionárias de quatro países: Chile, Colômbia, Peru e Argentina, que serão comparados com os concernentes ao Brasil. Não se quer com essa comparação dizer qual seria o nível ideal de perdas, pois cada mercado tem suas características. Porém, há alguns aspectos nesses países que contribuem em tese para a perda de energia: regiões muito montanhosas com povoados distantes, notadamente na região andina, e contexto sócio-econômico desfavorável (todos têm baixos indicadores sociais):

Tabela 3 - Perdas elétricas em países da América do Sul

Empresa Perdas Técnicas Perdas Comerciais Perdas Totais

Chilectra - CHILE 4,6% 1,0% 5,6%

Condensa - COLÔMBIA 8,3% 3,2% 11,5%

Eldenor - PERU 7,8% 1,5% 9,3%

Edesur - ARGENTINA 6,8% 3,1% 9,9%

BRASIL 12,70% 7,58% 20,28%

Fonte: USAID/BETOP citada no I Workshop sobre furtos e fraudes de energia, apresentado pela Aneel em Curitiba no dia 9/11/ 2004.

d) no âmbito nacional, o Programa de Aceleração do Crescimento - PAC prevê para o período de 2007 a 2010 gastos com geração de energia da ordem de R\$ 65,9 bilhões para gerar 12.386 MW. Os investimentos a serem realizados nas UHE de Santo Antônio (RO), Jirau (RO) e Belo Monte (PA) atingem R\$ 25 bilhões, somente para a implantação das usinas, sem considerar a malha de transmissão de energia. A implantação destes projetos representará, em tese, a garantia de segurança energética a partir de 2012 e a manutenção de percentual elevado de energia hídrica na matriz energética nacional. Estima-se que a contraprestação pública, quando os três empreendimentos estiverem em funcionamento total, supere o valor de R\$ 4 bilhões por ano;

e) segundo o pesquisador da Universidade de São Paulo Célio Bermann (Folha de São Paulo de 27/4/2007), "o próprio governo assume que as perdas do setor elétrico nacional hoje, desde a transmissão até chegar ao domicílio ou ao eventual consumidor industrial, são da ordem de 15%." Ademais, "se houvesse um esforço para que as perdas fossem reduzidas para 10%, isso já seria suficiente alcançar 40% das metas de expansão de geração do PAC. A redução do desperdício alcança 4.850 megawatts";

f) na verdade, a perda média do Brasil é superior a 15%, em 2003 foi de 17% e, em 2007, de 20% sobre o mercado cativo. Dados da Empresa de Pesquisa Energética - EPE mostram que o consumo de energia elétrica cresceu 5,4% em 2007, equivalentes a 19,4 TWh, o que corresponde às perdas comerciais verificadas em 2007, a quatro vezes o consumo de um ano do Distrito Federal ou à geração de uma usina hidrelétrica com 2.219 MW de garantia física. A Usina de Santo Antônio (RO), que demanda um investimento estimado em R\$ 9 bilhões, terá capacidade para gerar 2.144 MW, ou seja, pouco menos que as perdas comerciais de 2007;

g) as perdas elétricas globais anuais são da ordem de 5.938 MW e apresentam

tendência de acréscimo nos últimos anos. Assim, considerando que as perdas no Brasil podem ser combatidas com mais eficácia, há uma margem muito grande para sua redução;

6.4. Quanto à origem e ao impacto das perdas sobre as tarifas de energia elétrica e o sistema elétrico

a) as perdas de energia podem ser técnicas ou comerciais. As primeiras ocorrem ao longo da cadeia produção-transporte-consumo de energia elétrica, mais precisamente, na transmissão (perda na rede básica) ou na distribuição. Já as perdas comerciais resultam de furtos ou falta de medição;

b) as perdas de energia influem na quantidade de energia comprada, que compõe a Parcela A (custos não-gerenciáveis) da receita de distribuição. Logo, quanto menor o valor das perdas, maior o benefício auferido pelos consumidores, devido aos reflexos positivos na modicidade tarifária. Na geração, por seu turno, quanto mais elevado o nível de perdas, mais energia precisa ser gerada para atender o mercado;

c) consta da Nota Técnica nº 26/2006 - SRD/SRC/SRE/ANEEL, de 23/05/2006, a seguinte conceituação das perdas:

"a) perdas técnicas: constituem a quantidade de energia elétrica, expressa em megawatt-hora por ano (MWh/ano), dissipada entre os suprimentos de energia da distribuidora e os pontos de entrega nas instalações das unidades consumidoras ou distribuidoras supridas. Essa perda é decorrente das leis da Física relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e das perdas inerentes aos equipamentos de medição; e

b) perdas comerciais: apuradas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição etc. Esse tipo de perda está diretamente associado à gestão comercial da distribuidora."

d) as perdas técnicas ocorrem no sistema de transmissão, nas subestações, na rede primária de distribuição, nos capacitores e reguladores de tensão, nos transformadores de distribuição, na rede secundária de distribuição, no ramal de ligação e nos equipamentos de medição. Elas não podem ser eliminadas completamente, pois a perda técnica advém do Efeito Joule. No entanto, a correta manutenção dos equipamentos pode reduzi-la. Ainda assim, a Aneel associa a gestão das concessionárias somente às perdas comerciais;

e) nos circuitos de distribuição, as perdas decorrem preponderantemente do Efeito Joule, representado pela equação $P = RI^2$, onde P é a potência, R é a resistência total e I é a corrente que circula nos cabos;

f) a Tabela 4 mostra a perda média em 2003 e 2007. O aumento das perdas demonstra que não há incentivos suficientes para que as concessionárias as reduzam. As perdas na distribuição cresceram 15% no período e as totais experimentaram um incremento de 10%. Note-se que as concessionárias destinaram menos energia para o mercado cativo, o que acarretou a redução de 4% na energia requerida. Houve, ainda, uma redução de 14% nas perdas da rede básica, que ocorre na transmissão de energia;

Tabela 4 - Perda Média sobre o Mercado Cativo				
Perdas Totais Métrica 2003 2007 D% 2003/2007				
TWh S perdas/				
S Mercado Cativ TWh S perdas/				
S Mercado Cativ				
A Energia Requerida TWh 321 308 -4 %				
B Consumidores livres TWh 18 71 284 %				

C Mercado Cativo TWh A - F 274 256 -6 %
 D Perdas Técnicas TWh 24 9 % 26 10 % 6 %
 E Perdas Comerciais TWh 15 6 % 19 8 % 29 %
 F Perdas na Distribuição TWh D + E 39 14 % 45 18 % 15 %
 G Perdas Técn. Na Rede Básica TWh * 9 3 % 7 3 % -14 %
 H Perdas Totais embutidas na tarifa TWh F + G 47 17 % 52 20 % 10 %
 Fonte: Elaborado com base nas planilhas Aneel (fls. 57 a 68).

g) a energia total requerida pelo mercado cativo caiu entre 2003 e 2007, ainda assim, houve um aumento das perdas na distribuição de 6 TWh, equivalente a um acréscimo de 10% em relação ao primeiro ciclo de revisão tarifária. As perdas comerciais deram a maior contribuição para o acréscimo das perdas globais, haja vista que apresentaram um aumento de 4 TWh. Comparando-se os dados de 2003 e de 2007, as perdas comerciais cresceram quase três vezes mais que as perdas técnicas;

h) as perdas cresceram mesmo quando a energia requerida e o mercado cativo diminuíram. Em 2003, a energia requerida para suprir o mercado cativo era de 321 TWh e passou para 308 TWh em 2007. Essa redução é explicada, em parte, pelo crescimento do mercado de consumidores livres, de 18 TWh em 2003 para 71 TWh em 2007. As perdas comerciais entre os consumidores livres são praticamente nulas, pois eles são atendidos em média e alta tensão. A evolução das perdas comerciais indica que as concessionárias, de uma forma geral, não estão atuando de forma eficiente na busca pela redução dessas perdas.

Tabela 5 - Evolução das Perdas 2003 e 2007

Atributos Métrica 2003 2007 D 2003/2007

A Energia Requerida (ER) TWh 321 308 -4 %

B Consumidores livres TWh 18 71 284 %

C Energia Injetada A + B 339 379 12 %

D Mercado Cativo TWh A - E 274 256 -6 %

E Perdas Totais embutidas na tarifa TWh G + H + I 47 52 10 %

F Perdas na distribuição TWh G + H 39 45 15 %

G Perdas Técnicas TWh 24 26 6 %

H Perdas Comerciais TWh 15 19 29 %

I Perdas Técnicas Na Rede Básica TWh¹ 8 7 -14 %

J Tarifa Média de compra de energia R\$ R\$ 79,95 R\$ 89,62 12 %

K Valores embutidos na tarifa em R\$ bilhões E * J R\$ 3,8 bilhões R\$ 4,7 bilhões 23 %

Fonte: Planilhas encaminhadas pela Aneel (fls. 57 a 68).

1. Esse montante corresponde à metade da perda na Rede Básica, que é rateada entre as distribuidoras e as transmissoras de energia. A outra metade é paga por todos os agentes que atuam na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

i) os gráficos a seguir mostram o comportamento do mercado cativo e das perdas comerciais no mesmo período. Vê-se que o mercado cativo tem um decréscimo e as perdas comerciais, ao contrário, crescem;

Gráfico 3 - Mercado Cativo em TWh 2003-2007 Gráfico 4 - Perdas Comerciais em TWh 2003-2007

j) as informações contidas na Tabela 5 mostram que os valores embutidos nas tarifas por conta das perdas técnicas e comerciais alcançaram, em termos nominais, R\$ 3,8 bilhões em 2003 e 4,7 bilhões em 2007. Ano a ano, os consumidores rateiam esse montante, que é reajustado pelo IGP-M a cada exercício. Esse montante ainda não reflete a realidade do país, pois os dados se referem a apenas 61 concessionárias, não estando incluídas as concessionárias do Amazonas.

(CEAM), de Roraima (CER) e do Amapá (CEA). Em termos percentuais, o impacto médio desse valor sobre a tarifa é da ordem de 5%;

k) buscou-se estimar o valor das perdas totais, adotando-se como parâmetro a tarifa média estabelecida nos contratos de compra de energia por parte da concessionária, referente a 2003 e 2007, na medida em que é repassado para os consumidores o montante obtido da aplicação do valor de compra fixado nesses contratos sobre as perdas totais em TWh, como representado na Tabela 5. Uma vez quantificado o valor em reais das perdas totais em TWh embutido nas tarifas, estimou-se o valor em reais das perdas comerciais do setor elétrico decorrente do fornecimento de energia não faturado;

l) tem-se como premissa que o valor da energia faturada é o da tarifa de venda de energia aplicada pelas concessionárias, sendo adotada como proxy a tarifa média de venda referente a 2003 e 2007. Vale lembrar que as perdas têm sido cobradas dos consumidores do mercado cativo com base no valor estabelecido nos contratos de compra de energia por parte da concessionária, sendo utilizado como proxy a tarifa média de compra referente a 2003 e 2007. Resta, portanto, estimar o valor em reais das perdas comerciais referente à diferença entre a tarifa média de venda e a de compra. Em seguida, aplica-se o valor dessa diferença sobre as perdas comerciais para se obter o montante que deixou de ser faturado. Por fim, aplica-se sobre esse montante o percentual de 27% relativos a impostos que deixaram de ser arrecadados. Todos esses passos estão representados na Tabela 6.

Tabela 6 - Valor das perdas comerciais não faturada para o Sistema Elétrico

Energia fornecida e não faturada Métrica 2003 2007

A Tarifa Média de compra de energia R\$ 79,95 89,62

B Tarifa Média de venda de energia R\$ 234,35 305,90

C Perdas comerciais MWh 15 TWh 19 TWh

D Valores embutidos na tarifa R\$ 3,8 bilhões R\$ 4,7 bilhões

E Perda Comercial MWh x diferença das tarifas de compra e venda = energia fornecida mas não faturada (B - A)*C

R\$ 2,3 bilhões

R\$ 4,2 bilhões

F Imposto não recebidos ICMS, PIS & COFINS 27% 27% * E R\$ 0,6 bilhões R\$ 1,1 bilhões

G Subtotal da energia fornecida e não faturada F + E R\$ 2,9 bilhões R\$ 5,3 bilhões

H Total com impostos da perda comercial não faturada D + G R\$ 6,7 bilhões R\$ 10,0 bilhões

Fonte: elaboração Sefid

m) o valor da energia não faturada referente às perdas comerciais alcançou R\$ 2,9 bilhões em 2003 e R\$ 5,3 bilhões em 2007. Esses valores adicionados aos valores das perdas totais embutidos nas tarifas em 2003 e em 2007 fornecem, respectivamente, os montantes de R\$ 6,7 bilhões e de R\$ 10,0 bilhões. Ou seja, o setor elétrico e o Estado deixaram de arrecadar R\$ 6,7 bilhões em 2003 passando a R\$ 10 bilhões em 2007 (valores nominais). O faturamento de todas as concessionárias do setor de energia elétrica em 2007 foi da ordem de R\$ 90 bilhões. Considerando que somente a parte embutida na tarifa é da ordem de R\$ 4,7 bilhões, que representam 5% do faturamento anual do setor, ao se acrescentar a energia que deixa de ser faturada e os respectivos impostos que deixam de ser arrecadados, essa cifra alcança os R\$ 10 bilhões, ou seja, 11% do faturamento anual do setor; dessa forma é possível visualizar a magnitude dessas perdas;

n) a energia equivalente às perdas comerciais em 2007 (19 TWh) permitiria atender ao Estado de Minas Gerais (6,2 milhões de consumidores) durante um ano inteiro. Já os 25 TWh de

perdas técnicas são suficientes para atender por um ano os Estados da Bahia, Pernambuco e Ceará juntos (11,6 milhões de consumidores);

6.5. Quanto ao impacto das ações desenvolvidas pela Aneel sobre os níveis de perdas?

a) as mudanças ocorridas entre os ciclos, no que diz respeito às perdas técnicas e comerciais, estão consubstanciadas nas Notas Técnicas nº 25 e 26/2006-SRD/SRC/SRE/Aneel; Nota Técnica nº 35/2007-SRD/Aneel; Nota Técnica nº 262/2006; Resolução Normativa nº 234/2006 e Nota Técnica nº 348/2007-SRE/Aneel, entre outras;

b) houve mudança no cálculo das metas regulatórias. No 1º ciclo, o referencial era a energia requerida e o mercado cativo, no 2º ciclo, passou a ser energia injetada. Ademais, a Aneel desenvolveu metodologia para calcular as perdas técnicas, não mais se limitando a receber os dados e validá-los. Essa metodologia foi apreciada em audiência pública e aprovada por meio da Resolução Normativa nº 234/2006;

c) também foi desenvolvida uma metodologia para calcular perdas comerciais, a qual foi apresentada na audiência pública nº 52/2007, realizada em 9 de abril de 2008. Essas modificações são importantes e, quando implementadas, trarão um grande benefício para a regulação do setor elétrico;

d) as perdas técnicas foram definidas, na Resolução Normativa nº 234/2006, como sendo o montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição, decorrentes de leis da física, que se aplicam aos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica. Corresponde à soma de três parcelas: Joule, dielétrica e magnética. Essa norma estipula ainda que "devem ser calculadas as perdas globais, pelo balanço energético, ou seja, a diferença entre o montante de energia requerida e fornecida. Considerando o período do balanço energético e a base de ativos correspondente, deve-se apurar a parcela correspondente às perdas técnicas e, por diferença, às perdas não técnicas";

e) segundo a Aneel, as perdas técnicas não são proporcionais à energia, mas ao quadrado da potência consumida. Duas cargas com diferente distribuição de potência apresentaram perdas diferentes. Isso significa que as perdas comerciais, devido a furtos e desvios de energia, provocam um adicional de perdas técnicas considerável, pois os alimentadores, transformadores e outros equipamentos operam acima do carregamento de projeto, com temperaturas mais elevadas que afetam sobremaneira as perdas técnicas. Diante de tal peculiaridade, o item 53 da Nota Técnica nº 26/2006 propôs, para o segundo ciclo tarifário, que a influência das perdas comerciais nas perdas técnicas não fosse desprezada. Assim, sugeriu-se quantificar esse montante e estabelecer uma regulação por metas para as perdas técnicas, pois a definição dessas metas incentivaria melhorias na gestão técnica (engenharia, manutenção, planejamento) da empresa. Por outro lado, as perdas técnicas oriundas de consumos irregulares seriam reduzidas por meio do aperfeiçoamento ou reconstrução de processos na gestão comercial da empresa (vistorias e fiscalizações, campanhas sociais, mapeamento de áreas críticas, entre outras). Essa metodologia contribuiria para a eficiência das concessionárias. Entretanto, as notas técnicas das 15 concessionárias que passaram pelo 2º ciclo não demonstraram a separação das perdas técnicas. A informação dada pela concessionária não faz essa distinção nem a Aneel faz essa classificação;

f) uma importante inovação consistiu na desagregação das perdas técnicas por nível de tensão e relação de transformação, com base na corrente elétrica que circula em cada segmento do sistema de distribuição (item 23 da Nota Técnica nº 35/2007);

g) a Aneel calculou o valor provisório das perdas técnicas. Logo, as metas estabelecidas não são definitivas;

h) no 2º ciclo, não se constatou que as perdas validadas se enquadram nos ditames do item 174 da Nota Técnica nº 262/2006, no sentido de terem sido consideradas questões consideradas vitais para a eficiência, tais como, manutenção regular, ampliação de capacidade e reconfiguração e modernização das redes das concessionárias. Esse enquadramento é relevante porque uma coisa é a perda técnica inerente ao processo (o efeito joule), que é passível de ressarcimento, outra é a perda técnica decorrente da falta de investimentos necessários na rede elétrica;

i) a Resolução Normativa Aneel nº 234/2006, item II.1 do Anexo VIII, dispõe que "o nível de perdas técnicas deve ser obtido por comparação entre as distribuidoras, com base nos indicadores apurados para cada segmento de rede". Foi prevista, ainda, a definição de uma trajetória descendente de perdas técnicas, que teria por base uma análise agregada das redes de distribuição, a qual seria operacionalizada pela ferramenta SISPAI - Sistema Integrado de Planejamento Agregado de Investimentos na Expansão dos Sistemas de Distribuição. Cada rede de distribuição seria associada a uma rede representativa, com características semelhantes e, por meio do SISPAI, seria realizado um estudo otimizado do custo-benefício da redução das perdas e do montante de investimentos que seria necessário para atingir a redução. Contudo, em que pese a importância dessas três medidas para o aperfeiçoamento do processo regulatório, elas não foram implementadas nesse 2º ciclo;

j) o fato de ser meta pontual, em vez de trajetória descendente, reflete nos reajustes anuais: a meta é replicada até a próxima revisão, ao passo que a trajetória seria modificada (caso tivesse sido traçada) a cada reajuste anual, pois é um item que interfere na fórmula do IRT (Índice de Reajuste Tarifário). Dizendo de outro modo, seriam sistematicamente repassados aos consumidores os ganhos advindos do combate às perdas, o que contribuiria para a modicidade tarifária;

k) para dimensionar o que significa essa mudança na regra regulatória, cabe dizer que as perdas repassadas para a Parcela A são valoradas ao preço de compra de energia elétrica pelas distribuidoras. Logo, ao longo dos quatro anos que se seguirem à revisão tarifária, caso a concessionária reduza as perdas, reterá sozinha o benefício respectivo, consistente na diferença entre o montante que é valorado ao preço de venda da energia fornecida e o preço de compra. Apenas para exemplificar, a média do Brasil, em 2007, do preço médio de compra da energia foi da ordem de R\$ 89,62 e o preço médio de venda R\$ 305,90;

l) além de não haver estipulado uma trajetória e sim uma meta pontual, a Aneel não comparou as concessionárias. Essa comparação seria de grande valia uma vez que, como descrito na Resolução Normativa ANEEL nº 234/2006, haveria a simulação de competição entre redes consideradas semelhantes no conjunto das concessionárias, o que é imprescindível num ambiente de assimetria de informação. Esse fato é ainda mais preocupante na medida em que a própria Aneel registra, no item 177 de sua Nota Técnica nº 262/2006, que, no primeiro ciclo, as informações fornecidas pelas concessionárias foram inadequadas, verbis (fl. 323): "o que deve ser evitado são os valores inadequados do primeiro ciclo de revisão tarifária, quando a empresa apurou e apresentou suas perdas sem um critério regulatório único e verificou-se, em muitos casos, que as perdas técnicas não foram calculadas obedecendo à boa prática de engenharia";

m) indagou-se se havia estudos relacionando investimento e redução das perdas e se houve alguma certificação dos valores de investimentos declarados pelas concessionárias no 1º ciclo. Em resposta (fl. 31), a Aneel informou que não há estudo conclusivo, mas que avalia a questão a partir da observação das práticas das próprias empresas que

realizam o investimento e medem os resultados. A resposta é contraditória com o disposto na Resolução Normativa n. 234/2006, que previu uma ferramenta chamada SISPAI para

realizar o estudo do custo-benefício da redução das perdas e do montante de investimentos necessários para atingir a redução. Dessa forma, cabe recomendar à Aneel que implemente suas normas;

6.6. Comentário da Aneel e respectiva análise

- Críticas

a) a Aneel apresentou as seguintes críticas: a equipe comparou ciclos sem que o 2º tenha se concretizado e usou como referencial para comparação o mercado cativo e não a energia injetada;

- Análise da equipe

a) as comparações são pertinentes, pois os dados, mesmo que provisórios, foram enviados pelas concessionárias, portanto, são fidedignos. Na verdade, a Agência tem feito dos dados provisórios quase uma regra nos ciclos revisionais. Por exemplo, os valores aprovados no 1º ciclo ficaram provisórios até o início do 2º ciclo. Isso tem sido uma regra não só para as perdas, mas também para os demais parâmetros das revisões tarifárias, como o fator X e a base de remuneração. Ademais, os consumidores, desde 2007, estão pagando as tarifas, mesmo que elas tenham sido aprovadas com base nesses valores provisórios;

b) embora tenha usado o mercado cativo como referência para fazer a maioria das comparações, ela teve o cuidado de calcular as perdas globais em relação a três cenários: mercado cativo, energia requerida e energia injetada. A própria Aneel, durante a Auditoria, ao ser indagada sobre a mudança de referencial para o cálculo das perdas de um ciclo revisional para o outro, respondeu que "isso não é relevante para se definir o montante de perdas, uma vez que essas são quantificadas em Megawatt hora (MWh) e, portanto, independem do referencial utilizado. A escolha de um ou outro referencial é apenas para efeito de análise e comparação" (fls. 30 e 31). Note-se que, ao usar o mercado cativo (mercado cativo = energia requerida para o cativo - perdas na distribuição), as perdas são expurgadas, ao passo que usando a energia injetada reproduz-se um percentual menor de perdas, que estão embutidas nesse referencial (energia injetada = energia requerida para o cativo + consumidores livres + perdas na distribuição);

- Comentários

a) o Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição (fl. 140) afirmou que a análise das perdas na distribuição deve focar as particularidades de cada um de seus componentes (perda técnica e não técnica). A perda técnica está relacionada com a rede de distribuição (fio), não havendo relação com o tipo de consumidor conectado na distribuidora (se é livre ou cativo). Já a perda não técnica (comercial) está presente principalmente no mercado de baixa tensão, que se expandiu de 2003 a 2007. A energia requerida total das distribuidoras diminuiu no período pela transferência de grandes consumidores do mercado cativo para o livre;

b) as notas técnicas da Aneel expressam uma visão da Superintendência sobre o assunto, que pode, após discussões e audiências públicas, mudar sem a necessidade de alterar as notas técnicas anteriores. No que tange a não utilização de dispositivos estabelecidos na Resolução Aneel nº 234/2006, a agência afirmou que essa norma está em processo de alteração por meio da audiência pública nº 52/2007. Aduziu que os pontos citados pela equipe não deverão ser contemplados no novo regulamento que está sendo proposto e que será submetido à deliberação da Diretoria Colegiada da Aneel;

c) as perdas comerciais são definidas como sendo a diferença entre as perdas totais e as técnicas. Elas englobam todas as perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como as decorrentes de furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento ou unidades consumidoras sem equipamento de medição (Resolução Normativa nº 234/2006);

d) durante o 2º ciclo, a Aneel reconheceu que as perdas comerciais acatadas no 1º

ciclo foram causadas por ineficiência de gestão, diagnóstico incompleto das causas e inadequado combate por parte da concessionária (item 67 da Nota Técnica nº 26/2006). Ademais, certas distribuidoras foram eficientes no combate às perdas comerciais, enquanto outras concentraram seus esforços em outros processos ou tiveram insucesso no combate às perdas devido à visão equivocada do problema (recursos inadequados, subestimação do problema ou falta de expertise). Finalmente, cabe destacar que certas concessionárias possuíam um elevado número de unidades consumidoras sem medição, cujo faturamento era estimado, ou cuja base de cadastro estava desatualizada;

- Análise da equipe

a) as perdas foram analisadas a partir de suas particularidades. Por meio da afirmação, de que a diminuição do mercado cativo não implica em redução de perdas no sistema, explicitou-se que o mercado cativo está relacionado com a perda comercial. O próprio Superintendente da Aneel diz que "a perda comercial está na baixa tensão", o que ratifica o que foi registrado no presente relatório;

b) pela resposta dada, verifica-se que todos os incentivos que estavam sendo inseridos agora no 2º ciclo para minimizar as perdas foram descartados, a exceção do cálculo das perdas técnicas efetuado pela Aneel. Contudo, não há qualquer explicação técnica para a Aneel realizar estudos mostrando que essas ações são importantes, explicitar a conclusão desses estudos por meio de suas notas técnicas e resoluções e depois não implementá-las. Entende-se que, em relação à regulação das perdas elétricas, a Aneel não está zelando pela modicidade tarifária e pela otimização dos níveis de perda do Brasil, o que viola o preconizado nos arts. 3º e 4º do Decreto nº 2.335/1997;

c) diante das constatações da Aneel, deduz-se que a ausência de metodologia de validação dos valores informados pelas concessionárias no 1º ciclo pode explicar o repasse da ineficiência para as tarifas. Esse repasse deve ser associado a outro fato: nos 4 anos transcorridos entre a assinatura do contrato de concessão e o 1º ciclo de revisão tarifária, o fator X foi zero (no caso da Light e da Ampla este prazo foi de 8 anos, em virtude do disposto nos respectivos contratos). Logo, as concessionárias auferiram ganhos decorrentes de reduções de custos sem compartilhá-los com os consumidores. O 1º ciclo tarifário, iniciado em 2003, foi a primeira oportunidade para o regulador repassar os ganhos de produtividade ao consumidor.

Não obstante o surgimento de tal oportunidade e o reconhecimento da Aneel de que parte das perdas são gerenciáveis, no 1º ciclo, as perdas foram integralmente repassadas aos consumidores, com raras exceções. Em outras palavras, a meta estipulada teve como base a própria indicação da concessionária, pois a quantidade de perda informada pelas concessionárias foi acatada pela Aneel, sem auditá-las. Essa ação regulatória está intrinsecamente ligada ao impacto dessas perdas na tarifa do consumidor final e ao fato de que os serviços de distribuição devem ser prestados na forma determinada pela Lei nº 8.987/95 e pelos respectivos Contratos de Concessão, ou seja, de forma adequada e eficiente;

d) os Contratos de Concessão do Serviço Público de Distribuição determinam que a concessionária implemente medidas visando à conservação e ao combate ao desperdício de energia elétrica. O respectivo programa, que deve ser elaborado e proposto pela distribuidora, deve contemplar metas físicas e orçamentos para a redução das perdas técnicas e comerciais;

e) para o 2º ciclo, a Nota Técnica nº 348/2007-SRE/Aneel prevê a aplicação do modelo de Yardstick Competition na regulação de perdas comerciais, na tentativa de identificar fatores sócio-econômicos que diferenciem as áreas de concessão. A Aneel elaborou um índice para fazer essa diferenciação usando dados do IBGE, STF e Ministério da Saúde, tais como:

- nível de violência - óbitos por agressão;

- nível de educação;
 - renda;
 - existência de infra-estrutura - abastecimento d'água;
 - proporção da população residente na região metropolitana;
- f) essa metodologia foi apresentada, em 9/4/2008, na Audiência Pública nº 52/2007;

g) também merece registro no 1º ciclo a falta de parâmetro de perdas, o que gerou questionamentos das concessionárias em relação às metas regulatórias estipuladas pela Aneel. Entre as concessionárias que tiveram diferença entre o percentual de perdas totais e aquele admitido pela Aneel, está a Manaus Energia. A diferença percentual da Manaus Energia foi de 4,70% no primeiro ciclo: a perda da concessionária era de 30,28% e a Aneel admitiu perdas totais de 25,58%. Segundo a Nota Técnica nº 329/2005 SRE/ANEEL, o percentual estabelecido para as perdas elétricas da Manaus Energia foi adequado e compatível com as especificidades da concessão, contudo, não foram apresentados os motivos de sua decisão nem o fato que a levou a desconsiderar os estudos apresentados pela concessionária em relação à complexidade social, geográfica e econômica de sua área de concessão. Longe de se estar defendendo o elevado patamar da Manaus Energia, pretende-se realçar que o tratamento foi diferenciado para outras concessionárias que também apresentaram índices elevados, como é o caso da Ampla, Light e Celpa;

h) no 2º ciclo, a Resolução Normativa nº 234/2006 estipulou os seguintes fatores para a definição dos valores regulatórios das perdas comerciais:

"atuais níveis de perdas e inadimplência das distribuidoras e histórico nos últimos anos, estudo completo apresentado por cada concessionária, contendo, no mínimo:

- 1) diagnóstico completo da situação atual das perdas não técnicas na área de concessão;
- 2) as ações que serão desenvolvidas;
- 3) proposta para o nível de perdas não técnicas a ser atingida na próxima revisão tarifária periódica, e ao desempenho da própria concessionária na redução das perdas nos últimos anos; definição de indicadores para a comparação entre as distribuidoras;
- 4) melhores práticas de combate realizados por algumas distribuidoras que estão contribuindo para a efetiva diminuição do furto de energia;
- 5) efetividade na recuperação dos valores frutos de perdas de energia;
- 6) investimentos realizados para o combate às perdas de energia e despesas anuais para o combate às perdas, por projeto;
- 7) número de unidades consumidores sem medição; 8) ações de eficiência energética em comunidades de baixa renda."

i) os dados advindos desses questionamentos nortearam a metodologia apresentada, em 9/4/2008, na audiência pública nº 52/2007;

j) no primeiro ciclo tarifário, foi dado o seguinte tratamento às perdas regulatórias: no primeiro ano subsequente à revisão, a Aneel fixaria o valor das perdas regulatórias totais e realizaria estudos para determinar a base de remuneração das perdas técnicas da rede elétrica, conforme procedimentos metodológicos previamente estabelecidos. Após estabelecer o valor das perdas técnicas, a Aneel fixaria o valor das perdas regulatórias totais permitidas em cada ano do período tarifário e estabeleceria uma trajetória regulatória decrescente das perdas admitidas. Assim, a concessionária poderia gerenciar a redução progressiva de suas perdas. Nesse ciclo, a meta regulatória estipulada para as concessionárias teria como referencial a energia requerida e o mercado cativo (V.1.3.3 da Nota Técnica nº 51/2003/SRE/Aneel);

k) naquela oportunidade, a Aneel se valeu das informações dadas pelas

concessionárias a respeito dos níveis de perdas e as acatou na sua integralidade para a maioria das concessionárias. A agência analisou o histórico de tais perdas e arbitrou um valor que considerou consistente com esse histórico. Quando a Aneel considerou o valor informado pela concessionária inconsistente, arbitrou um montante considerado adequado (Resolução Normativa nº 234/2006);

l) no segundo ciclo da revisão tarifária, iniciado em 2007, para 15 concessionárias (Eletropaulo; Elektro; Bandeirante; Coelce; Escelsa; Celpa; CPFL Piratininga; Companhia Luz e Força Mococa; Companhia Jaguari de Energia; Companhia Paulista de Energia Elétrica; Companhia Força e Luz do Oeste; Empresa Luz e Força Santa Maria S.A.; Empresa Força e Luz João Cesar; Empresa Força e Luz de Urussanga Ltda.; Companhia Sul Paulista de Energia.), foi definido um tratamento regulatório semelhante ao do primeiro ciclo. O regulador determina para cada ano de um período tarifário o nível máximo de perdas admitidas. No entanto, estipulou como referencial para o cálculo dos valores percentuais das perdas de energia na distribuição a energia injetada. No primeiro ciclo, o referencial utilizado foi a energia requerida e o mercado cativo. A seguir, estão discriminadas as configurações das bases de cálculo.

Tabela 7 - Base para cálculo das metas

1º ciclo

Mercado Cativo MWh =

Energia Requerida - Perdas na distribuição 2º ciclo

Energia Injetada MWh =

Mercado cativo + Mercado livre + Perdas na distribuição

m) a diferença principal entre os dois referenciais está no mercado de consumidores livres, que é considerado no cálculo da energia injetada. Diferentemente do mercado cativo, o mercado livre não está sujeito à regulação da Aneel e os contratos são firmados diretamente pelas concessionárias e pelos consumidores livres;

n) em que pese a crítica da Aneel de que o mercado cativo não é o referencial ideal para comparar as perdas, a equipe teve o cuidado de apresentar a evolução das perdas (Tabela 8) considerados três cenários: o mercado cativo; a energia requerida e a energia injetada. Em todos os cenários, a perda na distribuição tem crescido. Somente no cenário 3, houve uma queda na perda técnica, que em 2003 foi de 7,06% e, em 2007, baixou para 6,73%, uma variação de 0,33 pontos percentuais. Contudo, as perdas na distribuição cresceram de 11,50% para 11,85%. Nesse último cenário, houve redução de 13,94% para 13,72% das perdas globais, que pode ser atribuída à queda nas perdas ocorridas na transmissão de energia, as quais não dependem da capacidade gerencial das concessionárias nem está sujeita a regulação da Aneel;

Tabela 8 Evolução das Perdas na Distribuição e Perdas totais 2003-2007

TWh 2003

TWh 2007

TWh Cenário 1

% Sobre Mercado

Cativo Cenário 2

% Energia Requerida Cenário 3

% Energia Injetada

2003 2007 2003 2007 2003 2007

Energia Requerida 321 308

Mercado Livre 18 71

Mercado Cativo 274 256

Energia Injetada 339 379

Perdas Técnicas 24 26 8,75% 9,94% 7,46% 8,27% 7,06% 6,73%
 Perdas Comerciais 15 19 5,51% 7,58% 4,70% 6,30% 4,44% 5,13%
 Perdas na distribuição 39 45 14,26% 17,52% 12,16% 14,57% 11,50% 11,85%
 Perdas técnicas na transmissão (rede básica) 8 7 3,02% 2,76% 2,58% 2,30% 2,44%

1,87%

Perdas totais 47 52 17,29% 20,28% 14,74% 16,86% 13,94% 13,72%

Fonte: Sefid

o) no primeiro ciclo tarifário, a Light pleiteou que se calculasse o percentual de perda sobre a energia injetada (Nota Técnica nº 259/2004-SRE/ANEEL). Essa concessionária sugeriu que: "as perdas comerciais sejam obtidas pelo produto do percentual de perdas comerciais definido na revisão tarifária pela soma de seu mercado cativo e livre. Ou seja, perdas comerciais (MWh) = % perdas comerciais x (Mercado Cativo + Livre)". Naquela oportunidade, a Secretaria de Regulação Econômica da Aneel se posicionou da seguinte forma sobre a demanda da concessionária:

"o critério proposto não é correto do ponto de vista regulatório. Isso por que o número de consumidores livres existentes em cada concessionária é bastante pequeno (...) o que torna possível uma verificação detalhada nos circuitos elétricos utilizados para fornecer energia elétrica para os mesmos, possibilitando-se a identificação de possíveis perdas comerciais. Dessa forma, a SRE acredita que o critério mais adequado para o tratamento regulatório de perdas comerciais é dado pelo produto do percentual de perdas comerciais pelo mercado de consumidores cativos, pois a migração de consumidores cativos para livre não deve aumentar as perdas comerciais."

p) questionada pela equipe a respeito dessa modificação na metodologia de cálculo, a Aneel afirmou (fl. 31) que a mudança de referencial não interfere na análise do montante das perdas, pois elas são quantificadas em MWh e independem do referencial utilizado. A alteração da referência ocorreu simplesmente porque a energia injetada é um referencial melhor, pois não varia ao longo do tempo em função da quantidade de consumidores livres. A escolha de um ou outro referencial é apenas para efeito de análise e comparação, além de fornecer informações complementares para análise;

q) de fato, compete à Aneel escolher a melhor forma para configurar tais perdas, entretanto, a evolução das metas do 1º ciclo para o 2º ciclo deve ser feita sobre as diferentes bases apresentadas (mercado, energia requerida e energia injetada), de forma a não prejudicar essa análise e, ao que parece, não foi o que ocorreu, como se verá ao exemplificar tal fato com a Eletropaulo;

6.7. O caso da Eletropaulo - comparação do 1º com o 2º ciclos

a) foram analisadas as seguintes Notas Técnicas da Aneel: nº 97/2003-SRE, nº 127/2007-SRE e nº 184/2007-SRE. Essa Concessionária foi escolhida por ter passado pelo segundo ciclo da revisão tarifária e ser a distribuidora mais representativa em termos de requisito de energia do país. Foram identificadas inconsistências nos cálculos apresentados nas notas técnicas desse segundo ciclo. Replicou-se o método adotado em 2007 para 2003, pois não há como comparar coisas diferentes e o resultado encontrado nos três cenários foi o mesmo: o valor percentual das perdas na distribuição em 2007 é superior ao de 2003, consoante demonstrado na Tabela 9.

Tabela 9 - Revisão Tarifária Eletropaulo

Nota Técnica nº 127/2007 de 14/05/2007 Nota Técnica nº 184/2007 de 27/06/2007

"a análise da evolução das perdas na Eletropaulo mostra que, desde a última revisão tarifária periódica, o montante global das perdas na distribuição, quando considerado o percentual sobre o mercado de venda de energia, foi reduzido de 16,51% (2003/2004) para 14,95%

(2006/2007), o que representa uma redução relativa média de 0,52% ao ano." "a análise da evolução das perdas na Eletropaulo mostra que, desde a última revisão tarifária periódica, as perdas na distribuição, quando considerado o percentual sobre a energia injetada, foram reduzidas de 14,17% (2003/2004) para 13,01% (2006/2007). O que representa uma redução relativa média de 0,39 ponto percentual ao ano."

A Aneel definiu a meta pontual de 14,64% sobre a energia injetada para as perdas regulatórias. A Aneel definiu a meta pontual de 12,27% sobre a energia injetada para as perdas regulatórias.

b) a Nota Técnica nº 184/2007 foi elaborada um mês após a Nota Técnica nº 127, mas também contém inconsistências nos dados relativos à evolução das perdas. Apesar de a Aneel ratificar a afirmação sobre a diminuição das perdas da Eletropaulo, quando se compara as perdas na distribuição dessa empresa, usando como referencial a energia injetada, vê-se que houve um aumento, não decréscimo. Em 2003, o percentual foi de 11,51% sobre a energia injetada, em 2007 esse percentual foi de 12,52%. A meta estipulada pela Aneel no 2º ciclo foi de 12,27%, maior que a do 1º ciclo. Apesar da migração de consumidores para o mercado livre, o percentual de perdas comerciais da concessionária aumentou;

c) a Aneel, com fundamento na Nota técnica nº 39/2007-SRD, apurou as perdas técnicas por meio de um modelo elaborado por ela e encontrou um valor bem inferior ao apresentado pela concessionária. O montante de perdas na distribuição apresentado pela Eletropaulo foi 5.822.078 MWh, dos quais 3.054.205 MWh se referiam a perdas técnicas, porém, a Aneel encontrou 2.194.486 MWh (a diferença é de 859.719 MWh). Apesar dessa inconsistência, o montante de perdas na distribuição permaneceu a mesma, pois os 859.719 MWh passaram a ser computados como perdas comerciais, que passaram de 2.767.873,00 MWh para 3.627.591 MWh;

d) ao comparar os diferentes cenários apresentados na Tabela 10, percebe-se que as perdas na distribuição aumentaram entre 2003 e 2007, independente da mudança de referencial. Porém, as perdas técnicas calculadas com o referencial da energia injetada reduziram-se. No Cenário 1, a diferença entre os percentuais de perdas na distribuição é de 4,88%; no Cenário 2, de 3,59% e no Cenário 3 de 1,31%;

Tabela 10 - Comparação entre os ciclos 2003 e 2007 da Eletropaulo

Cenário 1

Cenário 2

Cenário 3

MWh

2003

2007 % sobre Mercado Cativo % sobre Mercado Cativo % sobre Energia

Requerida % sobre Energia

Requerida % sobre Energia

Injetada % sobre Energia

Injetada

Mercado cativo 32.582.055 31.938.897 2003 2007 2003 2007 2003 2007

Energia requerida 37.960.924 38.686.119

Mercado Livre 841.488 7.829.391

Energia injetada 38.802.412 46.515.510

Perdas Técnicas 2.140.596 2.194.486 6,57% 6,87% 5,64% 5,67% 5,52% 4,72%

Perdas Comerciais 2.209.063 3.627.591 6,78% 11,36% 5,82% 9,38% 5,69% 7,80%

Perdas distribuição 4.349.659 5.822.078 13,35% 18,23% 11,46% 15,05% 11,21%

12,52%

Perda Rede Básica 1.029.210 925.144 3,16% 2,90% 2,71% 2,39% 2,72% 1,99%
 perdas totais 5.378.868 6.747.222 16,51% 21,13% 14,17% 17,44% 13,93% 14,51%
 Fonte: Sefid

e) em conformidade com o primeiro critério, entre os dois ciclos de revisão tarifária, as perdas técnicas da Eletropaulo aumentaram 42,68%, enquanto as perdas comerciais aumentaram 25,30%. Considerando a alteração proposta pela Agência, entre 2003 e 2007, as perdas técnicas aumentaram apenas 2,52%, enquanto as perdas comerciais aumentaram 64,21%, consoante explicitado na Tabela 11. Esses últimos percentuais foram embutidos nas tarifas dos consumidores paulistanos a partir de 4/7/2007;

f) portanto, a mudança de referencial influi na análise da evolução das perdas. Primeiro, porque não há como comparar valores calculados com base diferentes. Segundo, porque o valor percentual diminuiu quando calculado sobre a energia injetada, apesar de as perdas na distribuição terem aumentado em 1.472.419 MWh, de 2003 a 2007, o que levou a Aneel a afirmar, em sua notas técnicas, que houve uma redução dessas perdas. Com a alteração apresentada pela Nota Técnica nº 184, apesar de a perda comercial da Eletropaulo ter aumentado em 64,21%, tendo em vista o aumento de consumidores no mercado livre de 830,42%, a tendência é a diminuição dessas perdas, já que a perda comercial entre consumidores livres é quase nula.

Tabela 11 - Evolução das perdas Eletropaulo

MWh 2003 2007 % 2003/2007

Mercado cativo MWh 32.582.055 31.938.897 -1,97%

Energia requerida MWh 37.960.924 38.686.119 1,91%

Mercado Livre MWh 841.488 7.829.391 830,42%

Energia injetada MWh 38.802.412 46.515.510 19,88%

Perdas Técnicas MWh 2.140.596 2.194.486 2,52%

Perdas Comerciais MWh 2.209.063 3.627.591 64,21%

Perda Rede Básica MWh 1.029.210 925.144 -10,11%

Perdas distribuição MWh 4.349.659 5.822.078 33,85%

Perdas totais MWh 5.378.869 6.747.222 25,44%

Fonte: Sefid

6.8. Considerações da Aneel sobre a mudança de referencial no caso da Eletropaulo

- Considerações da Aneel

a) a Superintendência de Regulação Econômica - SER esclarece que a comparação entre os ciclos deve levar em consideração que no 1º ciclo, os montantes de perdas eram avaliados pela Aneel considerando os valores apresentados pelas concessionárias, no 2º ciclo foi experimentada metodologia própria definida pela Resolução Normativa nº 234/2006 (fls. 143 a 145);

b) a Eletropaulo havia dito que suas perdas técnicas eram de 3.054.205 MWh enquanto que o cálculo da Aneel era de 2.194.486 MWh. A diferença encontrada de 859.719 MWh foi transferida para as perdas comerciais. Logo, permaneceu válido o montante de perdas totais na distribuição informado pela concessionária (5.822.078 MWh) e houve um remanejamento dos 859.719 MWh das perdas técnicas para as comerciais, que passaram de 2.767.873,00 MWh para 3.627.591 MWh;

c) o resultado desse ciclo permanecerá provisório até a consolidação da Audiência Pública nº 52/2007;

d) o cálculo das perdas pela Aneel reduz a assimetria de informação;

e) a partir desse 2º ciclo, será estabelecido um referencial mais objetivo;

- Análise da equipe

a) o que foi prometido no 1º ciclo não está sendo considerado, pois, naquela ocasião, a Aneel se comprometeu a observar os seguintes procedimentos:

"i) Para o primeiro ano do período tarifário subsequente à revisão, a ANEEL fixará o valor das "perdas regulatórias totais";

ii) No transcurso do primeiro ano após a revisão tarifária, a ANEEL realizará estudos para determinar as perdas técnicas da rede elétrica considerada para efeito de fixação da Base de Remuneração (...), segundo procedimentos e enfoques metodológicos a serem definidos previamente;

iii) Uma vez estabelecido o valor das perdas técnicas, a ANEEL procederá à fixação das "perdas regulatórias totais" a serem consideradas no cálculo da Parcela A em cada ano do período tarifário. Com essa finalidade, serão definidos valores anuais a serem admitidos para as perdas "não técnicas". Assim como no caso da inadimplência dos consumidores (...), será estabelecida uma "trajetória regulatória" para as perdas, definindo-se uma curva decrescente que permita à concessionária gerenciar sua redução progressiva. A ANEEL definirá o padrão de perdas regulatórias a ser aplicado em cada ano dos períodos tarifários subsequentes."

b) a trajetória decrescente foi abandonada e estão sendo verificados os valores históricos das perdas fornecidos pelas concessionárias;

c) a Aneel apresentou uma tabela demonstrando a evolução das perdas (fl. 144), que foi elaborada a partir dos dados fornecidos pela concessionária. Contudo, os valores dessa tabela não coincidem com os da Nota Técnica nº 97/2003-SRE, referente ao 1º ciclo, que lastreou a aceitação pela Aneel das perdas em 2003;

d) a Aneel não esclareceu porque, nos três cenários traçados pela equipe de Auditoria, as perdas totais aumentaram, ao contrário do que diz a Nota Técnica relativa ao 2º ciclo;

e) a própria Aneel, no item V.2.4 da Nota Técnica nº 348/2007-SRE, definiu como variável dependente em seu modelo econométrico o nível de perdas globais em relação ao mercado cativo. Ademais, o mercado cativo expurga as próprias perdas, o que o torna um indicador mais próximo da realidade;

6.9. Análise das perdas por concessionária

a) com o intuito de analisar os problemas detectados acima, buscou-se detalhar as perdas por concessionárias e por grupo. O ponto nevrálgico levantado foi a ausência de metodologia que comparasse as concessionárias com características semelhantes. Os dados apresentados pela Aneel (fls. 57 a 68) referem-se às perdas sobre o mercado cativo e à energia requerida. A análise que se segue está calcada sobre o mercado cativo das concessionárias, levando em conta as perdas na distribuição. A opção por esse referencial se deu basicamente porque as questões de Auditoria tentam esclarecer qual o impacto das perdas nas tarifas. A referência que melhor traduz o aspecto ora estudado é o mercado cativo, pois, sobre a energia requerida, as perdas estão embutidas, e sobre a energia injetada, está inserido, além das perdas, o mercado consumidor livre, que não tem as tarifas reguladas pela Aneel;

b) foram utilizados dados referentes a 61 concessionárias, fornecidos pela Aneel (fls. 57 a 68). Os dados de 2003 são referentes ao primeiro ciclo tarifário e os de 2007 ao segundo ciclo, para as concessionárias que já passaram por esse processo, e aos reajustes ocorridos em 2007, para as demais. Não foram contempladas as concessionárias CER, CEA e CEAM, todas da Região-Norte, devido à falta de dados;

c) houve a segmentação por grupos de concessionárias, realizada pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD da Aneel com base nos seguintes atributos:

- extensão de rede aérea primária, em km (apenas redes com tensão inferior a 69

kV);

- área do conjunto em Km²;

- potência nominal instalada em KVA: representa a soma das potências dos transformadores com tensão menor que 69 kV, inclusive os de propriedade de particulares, excetuando-se os pertencentes a cooperativas;

- consumo médio mensal em MWh, excluindo as unidades consumidoras atendidas em tensão maior ou igual a 69 kV;

- número de unidades consumidoras;

d) a divisão dos grupos, por meio do programa ANABENCH, tem como base técnicas estatísticas exploratórias conhecidas como análise de clusters. Essa metodologia é adotada pela SRD para medir a qualidade do serviço prestado, por meio dos indicadores DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. Adotou-se a mesma divisão para avaliar as concessionárias e analisar as perdas elétricas dentro de cada grupo;

Tabela 12 - Agrupamento das 62 concessionárias

GRUPO 1 Grupo 2 Grupo 3 Grupo 4 Grupo 5 Grupo 6 Grupo 7

AES-SUL CELESC CFLO BOA VISTA CAT-LEO BANDEIRANTE CEAM

CEEE CELG CHESP BRAGANTINA CEAL CEB ELETROACRE

CELPA CELPE COCEL CAIUÁ CELTINS AMPLA CEA

CEMAR CEMIG COOPERLIANÇ CELB CERON ELETROPAULO

CEMAT COELBA CORONEL VIVI CENF COSERN LIGHT

CEPISA COELCE DEMEI CPEE ENERGEPI PIRATININGA

ENERSUL COPEL ELETROCAR CSPE ESCELSA CPFL JAGUARI MANAUS

RGE ELEKTRO JOÃO CESA MOCOCA SAELPA MUXFELDT NACIONAL

NOVA PALMA SANTA CRUZ

PANAMBI SANTA MARIA

POÇOS DE CAL SULGIPE

URUSSANGA VALE PARANAPANÊ IGUAÇU

Fonte: SRD/Aneel.

e) o Grupo 7, formado por CEA, CEAM e Eletroacre, ficou com análise prejudicada, pois só há dados relativos a essa última. Os grupos 1, 2 e 6, que reúnem 25 concessionárias, foram responsáveis por 91% das perdas totais de todo o sistema elétrico do país. Por essa razão, a análise enfatizará esses grupos, mantendo-se nos anexos desse relatório os produtos referentes aos grupos 3, 4, 5 e 7. Assim sendo, primeiro será apresentado o panorama do país quanto à energia requerida, ao mercado de consumidores livres e às perdas totais, técnicas e comerciais, e, posteriormente, será detalhado o comportamento dos três principais grupos: 1, 2 e 6;

f) em 2003, a energia requerida alcançou 320,73 mil GWh e, em 2007, atingiu 308,47 mil GWh, uma redução de 3,82% ou 12 mil GWh. Observa-se no gráfico abaixo que, entre 2003 e 2007, os grupos 1, 3, 4, 5 e 7 registraram aumento em termos de energia requerida e os grupos 2 e 6 apresentaram redução, com destaque para o grupo 2, que passou de 142,1 mil GWh para 130,4 mil GWh. Assim, algumas empresas aumentaram a energia requerida (Coelce, Celg, Celpe, Copel e Coelba) e outras tiveram diminuição, com destaque para a Cemig, cuja redução foi da ordem de 14,7 mil GWh (fl. 69). Em relação ao grupo 6, as empresas Ceb, Ampla e Eletropaulo tiveram um discreto aumento na energia requerida, ao passo que Bandeirante, Light e CPFL Piratininga tiveram redução. Em termos acumulados, foram 4 mil GWh de aumento;

Gráfico 5 - Energia Requerida por Grupos de Concessionárias (2003 e 2007)

Fonte: Sefid e Aneel.

g) a redução de energia requerida, de uma forma geral, está associada ao aumento do mercado de consumidores livres, que passou de 18,41 mil GWh, em 2003, para 70,64 mil GWh em 2007 (aumento de 283,75%). Cabe ressaltar que os grupos 3 e 7 não atenderam consumidores livres em 2003. Já em 2007, o grupo 3 passou a atender esse mercado, enquanto o grupo 7 continuou atendendo somente o mercado cativo;

h) a comparação entre 2003 e 2007, representada no

Gráfico 6, em termos de energia disponibilizada para o mercado de consumidores livres, revela que os grupos 2 e 6 apresentaram os maiores aumentos. O grupo 2 passou a atender um mercado quase sete vezes maior que o de 2003 (saiu de 5,4 mil GWh para 34,1 mil GWh). Cabe destacar que o mercado livre da Cemig cresceu 1.830% entre 2003 e 2007. O grupo 6, por sua vez, passou a atender em 2007 um mercado quase três vezes maior que o de 2003 (aumento de 10,3 mil GWh para 27,9 mil GWh). O destaque foi a Eletropaulo, cujo mercado livre cresceu 830%;

Gráfico 6 Mercado de Consumidores Livres por Grupos de Concessionárias (2003 e 2007)

Fonte: Sefid e Aneel.

i) o

Gráfico 6 mostra a evolução de consumidores livres entre 2003 e 2007, já o Gráfico 7 mostra que 70 milhões de MWh relativos ao mercado de consumidores livres são supridos majoritariamente pelas concessionárias Cemig, Light, Eletropaulo, Bandeirante, CPFL Paulista e CPFL Piratininga. Juntas essas empresas suprem 68% do mercado livre;

Gráfico 7 - Composição do Mercado livre

Fonte: Sefid e Aneel.

j) as perdas totais na distribuição de energia para as 61 concessionárias atingiram 47,3 mil GWh e 52,0 mil GWh, em 2003 e 2007, respectivamente. Ou seja, em quatro anos, essas perdas aumentaram 9,96%. Já as perdas na distribuição cresceram 15,13%, a despeito da diminuição da energia requerida para o mercado cativo. Esse cenário se torna mais esclarecedor quando analisado no âmbito dos grupos de empresas. As perdas técnicas e comerciais na distribuição de energia, mensuradas em GWh, foram mais relevantes nos grupos 1, 2 e 6 em ambos os exercícios analisados. Esses três grupos abrangem 41% das empresas (25 empresas) e foram responsáveis por praticamente 91% das perdas totais em 2003 e 2007.

Gráfico 8 - Perdas na Distribuição em GWh por Grupos de Empresas 2003 - 2007

Fonte: Sefid e Aneel.

k) os grupos 1, 2 e 6 tiveram, em 2007, perdas técnicas de 23 mil GWh em relação aos 25,5 mil GWh de perdas técnicas do país e perdas comerciais de 16 mil GWh em relação aos 19,4 mil GWh de perdas comerciais do Brasil. Esses valores comparados aos de 2003 revelam um aumento de 9,93% para as perdas técnicas e de 26,33% para as perdas comerciais. Em relação ao mercado cativo, as perdas técnicas subiram de 7,47% para 8,55% e as perdas comerciais de 4,70% para 6,02%;

Gráfico 9 - Perdas Médias Técnicas e Comerciais sobre o Mercado Cativo (%) por Grupos de Empresas

Fonte: Sefid e Aneel.

l) considerando que os valores de energia requerida, consumidores livres e perdas dos grupos 1, 2 e 6 são extremamente maiores que os dos grupos 3, 4, 5 e 7, passa-se a analisar de forma pormenorizada cada um desses grupos 1, 2 e 6, que são compostos por 10, 9 e 6 concessionárias, respectivamente;

6.10. Perdas na distribuição de energia - Grupos 1, 2 e 6

a) as perdas comerciais da Celpa cresceram 195% em relação a 2003 (fl. 69). O mais surpreendente foi que a Aneel, na Nota Técnica nº 160/2007, estipulou como meta um percentual muito superior ao do 1º ciclo, sem nenhuma explicação plausível. Na verdade, ao estipular a meta de 24,41% (5% maior que a meta do 1º ciclo), a Aneel asseverou que:

"desta forma, atende-se o compromisso entre a modicidade tarifária e o incentivo para que a concessionária tenha perdas reais inferiores às perdas regulatórias, de forma a se apropriar da diferença verificada";

b) assim, a concessionária não atingiu a meta fixada há quatro anos e ainda terá a oportunidade de se apropriar do que vier a realizar do compromisso não honrado. O mesmo ocorreu com a Escelsa, que teve um aumento de 152% nas perdas comerciais e 36% nas técnicas. Ao estipular uma meta superior ao 1º ciclo, a Aneel deu a seguinte justificativa:

"por entender-se que a ESCELSA não possui um nível muito elevado de perdas técnicas e enfrenta um crescimento significativo das perdas comerciais; das dificuldades sócio-econômicas apontadas para certas regiões da área de concessão, entende-se que há espaço para a continuidade do processo de redução das perdas, mesmo porque desde a revisão tarifária periódica anterior a empresa obteve resultados bem aquém dos estabelecidos como referencial regulatório para perdas de energia. Propõe-se que a ESCELSA deverá atingir, no ano-teste 2007/2008, um montante global de perdas que sinalize a necessária racionalização de perdas comerciais e nível de perda técnica similar ao já praticado pela empresa, acarretando um percentual de 11,37% do montante de energia injetada, ficando de ser estabelecida pela ANEEL uma trajetória de perdas para o restante do período compreendido até a próxima revisão tarifária periódica" (Nota Técnica nº 141/2007);

c) a perda média desse grupo teve um aumento significativo em relação ao mercado cativo em 2007, sendo a técnica de 12,15% e a comercial de 8,07%. Apesar de as concessionárias terem sido agrupadas pela Aneel em função de suas características semelhantes ou passíveis de comparação, vê-se uma grande dispersão entre elas, de acordo com o Gráfico 10. A Enersul, concessionária do MS, por exemplo, apresenta perda técnica três vezes superior à da AES Sul. No que tange à perda comercial, a Cepisa apresenta perda 14 vezes superior à da AES Sul;

Gráfico 10 - Evolução Perdas na Distribuição sobre o Mercado Cativo (%) - GRUPO 1

Fonte: Sefid e Aneel.

d) no grupo 2, o destaque é para a Copel, cujo mercado cativo aumentou e que apresentou um discreto incremento em ambas as modalidades de perdas. Esta concessionária está muito bem posicionada, considerando-se a perda média técnica desse grupo de 9,54% (a dela é 7,28%) e a comercial de 3,60% (a dela é 1,28%), de acordo com o Gráfico 11. Esse fato também é válido para a Cellesc e a Cemig no que tange à perda comercial, o que já não se pode afirmar em relação à Celpe, que registra a maior perda comercial (13,15%), quase 9 vezes a perda da Cellesc, que é de 1,53%. A Coelba apresenta o pior desempenho do grupo em termos de perda técnica com 13,70%, o dobro da Cellesc, que é de 6,67%;

Gráfico 11 - Evolução (%) Perdas na Distribuição sobre o Mercado Cativo - GRUPO 2

Fonte: Sefid e Aneel.

e) o grupo 6 possui maior materialidade entre os três grupos abordados neste tópico e, por via de consequência, merece um maior detalhamento das perdas em termos absolutos. Em 2003 e 2007, a CEB registrou as menores perdas técnicas e comerciais, a Eletropaulo as maiores perdas técnicas (2.140,6 GWh e 2.194,4 GWh) e a Light as maiores perdas comerciais (3.120,5 GWh e 3.210,7 GWh). A Eletropaulo teve um aumento de 64% em suas perdas comerciais e a Bandeirante apresentou o maior aumento (612%) nas perdas comerciais;

f) a Aneel estipulou a meta de 10,39% sobre a energia injetada para a Bandeirante,

muito superior à meta estabelecida no 1º ciclo, em face do "ambiente de complexidade social presente em determinadas regiões de sua área de concessão". Para a reguladora, "a análise da evolução das perdas de energia da Bandeirante mostra que, nos últimos quatro anos, o montante global de perdas na distribuição alcançou valores superiores ao estabelecido como referencial regulatório na primeira revisão tarifária periódica. A perda global da concessionária, calculada sobre a energia total injetada, passou de 8,81% (2003/2004) para 10,73% (2006/2007), o que representa um acréscimo médio de 6,79% ao ano." (Nota Técnica nº 250/2007);

g) consoante o Gráfico 12, a perda média técnica do grupo 6 equivale a 8,81% e a comercial a 12,16%. Neste grupo, destaca-se a Ampla por ter a maior perda técnica (15,97%) e a Light por ter a maior comercial (17,90%);

Gráfico 12 - Evolução (%) Perdas na Distribuição sobre o Mercado Cativo - GRUPO 6

Fonte: Sefid.e Aneel.

h) a ausência de comparação entre as empresas resulta numa enorme dispersão entre os percentuais aceitos pela Aneel para repasse nas tarifas, mesmo entre concessionárias com porte semelhantes. Ademais, constatou-se que as empresas não lograram êxito na redução das perdas. Nesse contexto, a regra instituída pela Resolução Normativa Aneel nº 234/2006, item II.1 do Anexo VIII ("o nível de perdas técnicas deve ser obtido por comparação entre as distribuidoras, com base nos indicadores apurados para cada segmento de rede"), seria de grande valor regulatório;

6.11. Que mecanismos podem ser utilizados para minimizar as perdas

a) esta seção está dividida em duas partes. A primeira trata de tecnologia desenvolvida por um centro de excelência brasileiro chamado Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, que elaborou um sistema capaz de eliminar as perdas oriundas de fraudes e reduzir as perdas técnicas. A segunda apresenta alguns elementos colhidos nestas visitas.

A equipe de Auditoria visitou três concessionárias que estavam entre as que apresentavam as maiores perdas, quais sejam: Ampla, Light e Manaus Energia. Observou-se que a vulnerabilidade da rede de distribuição elétrica é muito grande, o que é um estímulo ao furto, razão pela qual a equipe pesquisou quais são as alternativas tecnológicas existentes para combater as perdas elétricas. Nesse sentido, buscou-se na literatura estudos e experimentos que apontassem alternativas para o problema de Auditoria;

b) foram consultados os seguintes livros:

- Costa, R.S. et alii. Medição eletrônica de energia em edifícios - XI SENDI, Blumenau (SC), 1992;

- _____ Sistema e processo para medição do consumo de energia elétrica referente a uma pluralidade de consumidores. Carta Patente Nº PI 9202095-0, Privilégio de Invenção. 1992.

- Medição eletrônica de energia em edifícios - um exemplo prático de implementação - XI SENDI. Recife (PE), 1994.

- _____ A New concept of electrical energy metering in buildings - IERE, 1994.

- Alvarenga, Landulfo Mosqueira. Sistema de Medição Centralizada: uma história de sucesso brasileira. Fórum Nacional de Combate ao furto e a fraude de consumo em energia elétrica. Rio de Janeiro. 2006;

c) verificou-se que técnicos do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL há muito vêm desenvolvendo pesquisas nessa área. O CEPEL é uma sociedade sem fins lucrativos, ligada ao sistema Eletrobrás e vinculada ao Ministério de Minas e Energia, cuja missão é atender às mudanças do setor elétrico nacional e desenvolver uma infra-estrutura científica e de pesquisa no

Brasil. Consta em seu site que é o maior centro de tecnologia da América Latina, tendo como sócios fundadores a Eletrobrás e suas controladas Chesf, Eletronorte, Eletrosul e Furnas, que contribuem com os recursos para sua manutenção e com a orientação para a atuação do Centro de Pesquisas. O CEPEL é mantido e dirigido por seus sócios, que se encontram divididos em três categorias distintas: fundadores, não fundadores (concessionárias públicas ou privadas que postularam essa condição, a exemplo da Celpe, Saelpa, Celpa, Cpfl, Copel, Celesc, Enersul, Cemat, Cflcl, Cemig, Eletropaulo, Cepisa, Energipe, Ceb, Coelce, Escelsa, Coelba, Cesp, Cteep e Ceron) e especiais (empresas estatais ou privadas que participam com uma contribuição estatutária anual acima de R\$ 300.000,00 até R\$ 2.500.000,00. São eles Light, Abb, Gerasul, Cgtee, NOS - Operador Nacional do Sistema e Petrobrás). O ingresso ou exclusão de sócios, somente poderá ser autorizado pelo Conselho de Administração;

d) entre as 64 concessionárias, há empresas que ainda usam majoritariamente medidores eletromecânicos, popularmente conhecidos como relógios, cuja tecnologia tem mais de 100 anos. Até os anos 80, essa era a tecnologia disponível, a partir de então foram desenvolvidas soluções híbridas para medição de energia elétrica, associando-se medidores eletromecânicos com equipamentos eletrônicos para faturamento.

Somente nos anos 90, criou-se um equipamento totalmente eletrônico. O CEPEL desenvolveu o primeiro circuito integrado nacional para medição de energia elétrica (o MEE02), porém, essa alternativa tecnológica não foi adotada pelas concessionárias de forma massiva. O circuito integrado de medição elétrica abriu novas perspectivas no que concerne à incorporação de funções ao medidor e permitiu a modernização do processo de medição, abrangendo desde o medidor até os procedimentos de leitura e faturamento;

e) em 1992, o CEPEL desenvolveu um sistema chamado Sistema de Medição Centralizada - SMC, cujo conceito está baseado no agrupamento de medidores de energia em uma mesma caixa, o que permite grande redução do espaço físico ocupado pela medição tradicional e o aumento da confiabilidade e segurança do processo de medição. Esse sistema foi patenteado em 1992, no Brasil, nos Estados Unidos da América e alguns países da Europa (Carta Patente n.º PI 9202095-0 - Privilégio de Invenção). Atualmente, diferentes fabricantes oferecem sistemas de medição centralizada (Nansen, CAM, Landis+Gyr). Essa tecnologia foi testada, em 1995, pela Light, à época uma empresa pública. Entretanto, esse teste foi limitado a um condomínio no bairro de Botafogo, pois se tratou da implementação da medição centralizada para uso predial;

f) o conceito de medição centralizada evoluiu e passou a ser possível sua aplicação em ambientes desabrigados ou externos. Essa modalidade ganhou especial atenção de fabricantes e concessionárias, uma vez que a Aneel, por meio da Resolução nº 258/2003, considerou a medição externa uma ferramenta de combate às perdas de energia. Essa modalidade da medição centralizada ficou conhecida como Medição Centralizada Externa. O CEPEL também investiu no desenvolvimento de sua solução de medição centralizada externa, que foi denominada Sistema de Medição para Redução de Perdas. Este sistema, que apresentou algumas inovações, tem as seguintes características:

- proteção contra fraudes e adulterações dos equipamentos de medições;
- capacidade de comunicação remota com a concessionária, o que permite que ela obtenha informações quase imediatas a respeito dos dados de consumo dos clientes servidos pela rede onde o sistema estiver instalado;
- corte e religação remotos;
- realização do balanço de energia na rede de distribuição secundária, o que permite detectar a existência de qualquer desvio de energia;

g) em resumo, o conceito de medição centralizada é uma importante ferramenta no

combate às perdas de energia, uma vez que o seu conteúdo tecnológico permite às concessionárias de energia gerenciarem a rede de distribuição de maneira muito mais eficiente, pois essas empresas passam dispor de informações como balanço de energia, nível de demanda máxima, níveis de perdas técnicas e comerciais, corte e religação remotos e também, no caso da medição centralizada externa, pela imunidade a adulterações ou desvios, muito comuns quando a medição fica instalada no interior da unidade consumidora;

h) a Ampla, que tem 2,5 milhões de consumidores, implantou a medição eletrônica para 358 mil consumidores. Já a Light, com 3,8 milhões de consumidores, planeja implantar em 2008 o sistema em 70 mil estabelecimentos. Além dessas duas concessionárias, estão implantando o sistema as seguintes empresas: Celpe, Copel, Cemig, Celpa, Ceron e Saelpa;

i) ainda visando minimizar as perdas elétricas, a Subcláusula Quinta - Cláusula Quinta do Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição, firmado pelas concessionárias e pela União, determina à concessionária a implementação de medidas que tenham por objetivo a conservação e o combate ao desperdício de energia elétrica. Para tanto, devem ser aplicados recursos de, no mínimo, 1% da receita anual da concessionária, devendo o programa contemplar metas físicas e orçamentos para a redução das perdas técnicas e comerciais. O respaldo legal desse encargo é a Lei nº 9.991/2000, que estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 75% desse 1% da receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 25% em programas de eficiência energética;

j) até agora, foram desenvolvidos, pelo programa Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D), poucos estudos relacionados com as perdas de energia. Segundo a Aneel, foram aprovados projetos da monta de R\$ 738 milhões, entre 2003 e 2006. Desse total, apenas R\$ 56 milhões (7,59%) se destinaram a projetos de combate às perdas, conforme tabela abaixo;

Tabela 13 - Valores homologados pela Aneel P&D

2003 R\$ 171.161.107,77

2004 R\$ 164.698.537,54

2005 R\$ 148.251.746,15

2006 R\$ 254.474.104,19

Total R\$ 738.585.495,65

Fonte: Aneel

k). a Aneel está estudando mecanismos para mensurar o resultado das pesquisas desenvolvidas, isto é, avaliar se essas pesquisas estão de fato sendo implementadas e se estão proporcionando melhorias e inovações para o setor elétrico. Em entrevista realizada na Agência, houve relatos de que ainda não são acompanhados os resultados das pesquisas realizadas. Assim, o projeto é aprovado pela Aneel, a pesquisa é elaborada e publicada, no entanto, não há acompanhamento da execução desse projeto. Cabe à Aneel regulamentar o investimento no programa, avaliar e aprovar as condições para a execução das pesquisas e acompanhar seus resultados, conforme dispõe o Manual de Programa de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica;

l) a equipe participou de um seminário sobre o assunto na Aneel. Naquela ocasião, chamou atenção a apresentação do Sr. Pedro Roberto Paiva Dantas, consultor convidado pela reguladora para falar sobre perdas/P&D. Nessa apresentação, o consultor afirmou que, de 140 projetos aprovados pela Aneel, apenas 5 (3,6%) estão relacionados com as perdas comerciais. Diante disso, ele asseverou que "não se sabe se a quantidade ínfima de trabalhos decorre da complexidade do assunto, poucos especialistas, poucos cientistas, pouca criatividade ou pouco

interesse" (Apresentação Citenel 2007- IV Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica);

m) ficou evidente a necessidade de desenvolver pesquisas com a finalidade de combater as perdas a um custo justificável. Afinal, as redes de distribuição elétrica são extremamente vulneráveis, o que é um estímulo ao furto;

n) o Superintendente de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (SPE) aduziu que, a despeito de os contratos de concessão preverem que os agentes devem propor medidas para reduzir as perdas elétricas, somente a partir da virada do milênio o tema passou a receber maior atenção. Como consequência, a maioria dos centros de pesquisa voltados para o setor elétrico ainda não desenvolveram um corpo técnico especializado. Informou, ainda, que a SPE promoveu em agosto de 2007 uma licitação para contratar consultor especializado no tema, mas não logrou êxito. Segundo o Superintendente, a razão é que a "massa crítica existente é incipiente";

o) a SPE não tratou especificamente da crítica efetuada pela equipe no sentido de que a Superintendência não acompanha os resultados das pesquisas realizadas, visando aferir se foram efetivas ou não, o que vai de encontro ao disposto no Manual do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica, aprovado pela Resolução Normativa nº 136/2008;

6.12. Visita técnica à Manaus Energia

a) a Manaus Energia é uma concessionária que faz parte do sistema isolado. Sua fonte energética majoritária é térmica, movida a óleo diesel e combustível. As perdas técnicas são da ordem de 10% ou 23 MW médios e as comerciais atingem 207 MW médios. As perdas no atendimento aos clientes que recebem energia em alta tensão são da ordem de 73 MW médios. Diante disso, o foco da Manaus Energia nos próximos três anos são exatamente esses clientes, num total de 2.000, que são estabelecimentos industriais e comerciais, em geral eletro-intensivos. O plano de ação da Manaus Energia prevê a blindagem de todas as unidades desses clientes. Para isso, a distribuidora pretende instalar 2000 conjuntos de medição externa, produzindo uma blindagem dessas unidades responsáveis por 58% do consumo de energia e 43% do faturamento. Ao final do projeto, a concessionária agregará ao faturamento R\$ 12,5 milhões, considerando R\$ 240 reais por MWh agregado. Para a realização desse projeto, serão necessários R\$ 34 milhões, tendo em vista que só de equipamentos a Manaus Energia pretende gastar R\$ 13.000,00 por cliente. Esse montante de R\$ 34 milhões importa em 50% do orçamento da Manaus Energia aprovado pelo Congresso Nacional, para o exercício de 2007, que foi de R\$ 67 milhões (cabe ressaltar que já houve dois cortes nesse orçamento, que era de R\$ 81 milhões);

b) além das perdas comerciais relacionadas com os grandes consumidores, há o problema crônico de furto de energia, em várias áreas da cidade, realizado por ambulantes que comercializam os mais variados tipos de produtos e serviços. Como a rede elétrica da Manaus Energia é aérea e os cabos de baixa tensão são de fácil acesso, esses ambulantes normalmente ligam-se à rede de forma clandestina. A mesma coisa acontece nas festas populares;

c) quanto aos demais consumidores (35.000 comerciais e 380.000 residenciais), será implementado um combate sistêmico, por meio da contratação de empresa de engenharia para realizar 200.000 inspeções técnicas em 2008, dando prioridades às unidades de maior consumo e poder aquisitivo. Porém, não há no curto prazo orçamento para blindar os demais consumidores;

d) os medidores eletromecânicos usados no atendimento a esses outros consumidores são de fácil manipulação e vulneráveis. A partir de 2007, a Manaus Energia adotou como política adquirir somente medidores eletrônicos, menos sujeitos à manipulação e com consumo próprio inferior aos eletromecânicos. Os medidores eletrônicos monofásicos têm-se mostrado mais baratos que os da outra tecnologia. Entretanto, essa ação, por si só, não permite o combate eficiente às

perdas;

e) a Manaus Energia, pelo fato de estar incluída no Plano Nacional de Desestatização e de ter que participar do esforço nacional para gerar superávit primário, não consegue recursos financeiros e orçamentários para viabilizar investimentos e, por ser estatal, não obtém empréstimos no BNDES. Adicionados a esses problemas de ordem econômico-financeira, há dificuldades relativas a pessoal, pois, quando a empresa estava sujeita à privatização foi estimulada a demissão voluntária de técnicos capacitados e foi preciso promover a terceirização com pessoal de qualificação ainda não adequada, em face da necessidade de capacitação e treinamento;

f) entre as principais dificuldades para combater as perdas em sua área de concessão estão a questão orçamentária, devido ao baixo orçamento e ao contingenciamento, e a demora na aquisição de equipamentos, que se submete a vagarosos procedimentos de licitações públicas;

g) o TCU, em Auditoria operacional realizada em 2005 na Manaus Energia (TC nº 006.416/2005-0), executada pela Secex (AM), concluiu que:

"a ausência dos investimentos necessários na expansão da rede contribui indiretamente para a existência dos elevados índices de perda de energia, decorrentes de ligações clandestinas ao sistema de distribuição. Pois ante a inexistência da malha condutora construída pela própria Concessionária, usuários vão criando derivações e ramais de rede fraudulentos a partir de unidades consumidoras regularmente instaladas";

h) o balanço de 2006 da Manaus Energia registrou prejuízo de R\$ 249 milhões, enquanto o custo estimado das perdas é de R\$ 500 milhões por ano. Diante dos problemas apresentados, conclui-se que não há investimento suficiente para combater as altas perdas apresentadas pela concessionária;

i) a Manaus Energia alega que o alto índice de perdas comerciais decorre das dificuldades sociais e econômicas da região. De fato, essas variáveis influenciam no índice das perdas, no entanto, quando são divididas por classe (Gráfico 13), percebe-se que 75,69% das perdas comerciais estão no serviço público, no poder público, na indústria, no comércio e na área rural. A perda comercial residencial e com clandestinos representa, respectivamente, 18,09% e 3,72%. Dessa forma, o maior índice de perdas está associado a setores que não representam uma complexidade social elevada. Conseqüentemente, uma ação efetiva nesses segmentos contribuirá de maneira significativa para a redução das perdas comerciais;

Gráfico 13 - Composição por classe de consumidor responsáveis pelas perdas comerciais MANAUS

Fonte: Manaus Energia

6.13. Visita técnica às concessionárias localizadas no Estado do Rio de Janeiro

a) o Estado do Rio de Janeiro é atendido por duas concessionárias: a Light e a Ampla. Durante o 1º ciclo, foram aceitos altos níveis de perdas na distribuição da Ampla e da Light, respectivamente, 29,46% e 24,29% sobre o mercado cativo, em função dos problemas sociais daquele Estado. Essas perdas se justificavam pela violência, tráfico, favelas e outras mazelas sociais que afetam o Estado. Observou-se, porém, que as áreas de risco respondem por 37% das perdas comerciais (fl. 51). Tal fato foi mostrado no seminário Rio Legal, em que as várias concessionárias de serviços públicos (água, luz e gás) apresentaram sua situação. Ficou patente que condomínios de alto luxo na cidade do Rio de Janeiro e em balneários como Angra dos Reis, Búzios são construídos com tecnologia que possibilite a fraude no consumo de energia elétrica. Tanto a Ampla como a Light estão desenvolvendo ações para blindar esse tipo de clientes. Segundo a Ampla, "até organizações ou pessoas, teoricamente insuspeitas, fazem furto de energia, como igrejas católicas, igrejas evangélicas, polícia, escolas, residência de um juiz, residência de um

prefeito, restaurantes, hotéis, padarias, condomínios horizontais de classe alta" (fl. 39);

b) entre a assinatura do contrato de concessão e a primeira revisão tarifária, foi concedido à Ampla o prazo de 8 anos com fator "X" igual a zero, conforme disposto na Subcláusula Quinta do Contrato de Concessão nº 5/1996;

c) a primeira revisão tarifária da Ampla vigorou a partir de 30/12/2003. Um dos elementos que mais impactou o índice de reposicionamento de 15,52% então aplicado foi a perda de energia. A Nota Técnica nº 230/2003 refere-se a um estudo contratado pela AMPLA (à época CERJ), elaborado pela Universidade Federal Fluminense - UFF e pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), cujo objetivo era detectar as razões das perdas e inadimplências. Vale destacar que a UFF e a FGV foram contratadas pela própria concessionária para "explorar o componente social das perdas de energia e da inadimplência na área de concessão da AMPLA."

O estudo relata que as perdas não podem ser explicadas apenas pela renda, uma vez que, quando se leva em consideração o Índice de Desenvolvimento Humano - IDH, o Estado do Rio de Janeiro em 2000 se posicionou entre os cinco maiores IDH do Brasil, com um índice considerado de alto desenvolvimento humano: 0,802;

d) na tentativa de compreender a razão das perdas sofridas pela empresa, a UFF e a FGV segmentaram diferentes áreas e concluíram que, por exemplo, as Regionais Guanabara e Norte apresentavam maiores perdas quando comparadas com as Regionais Serrana e Norte, embora essas últimas tenham menores índices de desenvolvimento humano (IDH). Essas instituições criaram, então, o Índice de Complexidade Social a partir de variáveis como: óbitos por agressão; proporção de domicílios em favela; taxa de urbanização; proporção de domicílios com rede geral de água e proporção de domicílios com rede geral de esgoto. Criou-se um modelo de regressão multivariada a partir da seleção de quatro localidades escolhidas como objeto de estudo, tendo-se concluído que o conjunto de características sociais e culturais de cada localidade tem uma grande influência nos furtos de energia;

e) a conclusão do trabalho indica que, por ter o Rio de Janeiro um "grau de complexidade social da organização de seu espaço urbano" bastante superior ao das outras unidades da federação, suas perdas são mais elevadas do que, por exemplo, as do Estado do Paraná, cujo IDH é de 0,790 e apresenta perdas de 5,67%, contra 25% de perdas no Rio de Janeiro, que possui IDH de 0,802. Após ressaltar as ações sociais desenvolvidas pela AMPLA junto às comunidades, que pouco resultado tem surtido, foi sugerida a modificação da metodologia de cálculo usada pela ANEEL, especificamente no que tange à inadimplência, no sentido de que fosse reconhecido o percentual de 5,21% e não 0,5% sobre o faturamento bruto sem ICMS, como determinado pela reguladora;

f) a Ampla tem 2,5 milhões de consumidores, dos quais 60 mil moram em áreas de risco, conforme explicitado na Nota Técnica nº 230/2003:

"para 60.000 clientes localizados em áreas de alto risco - é extremamente difícil a aplicação de alguma disciplina de mercado - busca-se que o faturamento seja feito de forma centralizada por comunidade e/ou o consumo desses clientes seja subsidiado pela tarifa e/ou o consumo desses clientes seja subsidiado pelo governo";

g) segundo a Aneel, no 1º ciclo, o montante de 2.415.266,75 MWh de perdas elétricas, valorado pela tarifa média de compra de energia da Ampla (R\$ 75,51/MWh) representou um custo de R\$ 182.373.640,43. Porém, se o percentual de perdas elétricas da Ampla fosse similar ao de outras concessionárias com porte semelhante, o custo com as perdas teria sido de R\$ 87.498.697,82. Ou seja, o consumidor cativo da Ampla pagou um adicional de R\$ 94.874.942,58, em virtude do alegado efeito das características da área de concessão da empresa carioca sobre o

montante das perdas elétricas. Depois da revisão tarifária de 2003, a Ampla passou a combater as perdas com o emprego de tecnologia de ponta. De acordo com seu plano estratégico, publicado no Relatório Anual de

Sustentabilidade 2006, as perdas naquele ano foram reduzidas de 22,14% para 20,37% em um ano, em função dos investimentos realizados. A Ampla captou R\$ 229 milhões, até agosto de 2006, junto ao BNDES para executar o projeto de redução de perdas;

h) o programa de combate ao furto de energia, denominado Rede Ampla, foi iniciado, em 2003, nos municípios com maior incidência de perdas, quais sejam, Duque de Caxias, Magé, Itaboraí e São Gonçalo. As perdas nesses locais caíram de 53% para 9,5%, com redução de 88% no furto de energia, em um período de três anos. Para tanto, foi elevada a rede secundária (baixa tensão) até o nível da rede primária (média tensão), por meio de um cabo pré-reunido. Ambas as redes passaram a ficar a nove metros do solo, o que dificulta ligações clandestinas. Paralelamente, foram iniciadas ações sociais e, em fevereiro de 2004, começaram os primeiros testes com a medição eletrônica em residências de baixa tensão;

i) a equipe de Auditoria visitou uma comunidade em Niterói, denominada Jardim Catarina, onde esse sistema foi implantado. Além dos benefícios acima referidos, há um importante aspecto a ser ressaltado no sistema. É o fato de que, caso se viole a medição centralizada, onde estão concentradas oito residências, todas são automaticamente desligadas. É uma forma de promoção de um controle por parte da própria comunidade, pois, caso se tente violar o sistema, há o corte automático dos vizinhos, o que colabora para inibir as possíveis tentativas de furto. A partir desse inovador projeto, a concessionária foi a primeira distribuidora do Brasil autorizada pela Aneel a adotar a medição eletrônica para clientes em baixa tensão (Resolução nº 201/2005). A Ampla encerrou 2006 com 358.292 clientes ligados à Rede Ampla. Desses, 231.225 têm medidores eletrônicos instalados e 198.542 já estavam sendo faturados eletronicamente. A partir do recebimento de informações diárias sobre seu consumo, esses clientes têm a possibilidade de gerir seu orçamento, mediante a leitura digital dos dados que são enviados para o Sistema de Dados da Ampla e transformados em quilowatts/hora e reais;

j) no primeiro ciclo de revisão tarifária, a Aneel repassou integralmente as perdas da Light para a tarifa. O regulador aceitou as justificativas da concessionária e considerou ser "responsabilidade do regulador garantir os direitos dos consumidores localizados nas áreas que cumprem regularmente as suas obrigações com a concessionária e, ao mesmo tempo, assegurar que a empresa possa exercer sua gestão em condições de normalidade" (Nota Técnica nº 188/2003). A Aneel considerou que nas áreas de risco é impossível para a Light exercer, com normalidade, suas funções, pois essas áreas são dominadas por traficantes que controlam a população e fiscalizam a entrada e saída de pessoas e serviços. No entanto, na Nota Técnica nº 188/2003, a distribuidora afirmou que apenas 1/3 das perdas comerciais se concentram nessas áreas de risco. Segundo a referida Nota Técnica:

"2/3 das perdas comerciais do segmento de baixa tensão (62% das perdas totais) são originadas por consumidores que não são de "baixa renda", ou seja, têm capacidade de pagamento. Segundo a concessionária, 50% dessas perdas (1,2 TW/ano) são devidos ao consumo de ar condicionado e somente 0,1 TWh/ano podem ser atribuídas ao segmento favelas/baixa renda. Os 50% restantes são identificados no documento como "demais baixa tensão", sem definição precisa, mas separados do segmento "favela/baixa renda".

k) ademais, a Nota Técnica afirma que "o mercado servido pela Concessionária tem características mais favoráveis que os atendidos por outras empresas (96% são consumidores urbanos, clientes residenciais com renda maior que a média do país em todos os segmentos)." Contudo, a concessionária também afirmou que "existe na atualidade, em algumas localidades do

Estado do Rio de Janeiro, um quadro de incivilidade e de ilegalidade que traz grandes dificuldades, em alguns locais insuperáveis para o exercício das atividades de distribuição, em particular no que concerne ao combate à fraude e à inadimplência. O extremo dessa situação na cidade do Rio de Janeiro são algumas favelas, onde o furto de energia chega a alcançar a 70% do total distribuído."

l) sem menosprezar a questão social que afeta o Estado do Rio de Janeiro, é discutível utilizar a correlação entre violência e furto de energia como justificativa para repassar integralmente as perdas para as tarifas. Grande parte desse furto está relacionado à falta de investimento na rede, o que a torna muito vulnerável e de fácil acesso. Ademais, conforme já explicitado, a área de risco representa um terço da origem das perdas. A complexidade urbana do Estado do Rio de Janeiro influencia nas perdas de energia, no entanto, mais de 60% dessas perdas estão localizadas em outros segmentos, com reais e possíveis ações de combate, perfeitamente gerenciáveis pela distribuidora. A decisão da Aneel quanto à remuneração integral das perdas da Light no 1º ciclo não contribui para o incentivo à eficiência. A Light teve fator "X" igual a zero durante 8 anos e, exatamente quando seria captado o ganho de eficiência para repasse ao consumidor, a Aneel acata o valor informado pela concessionária em detrimento da modicidade tarifária;

m) a própria Aneel reconhece que "se o percentual das perdas elétricas da Light fosse similar ao de outras concessionárias com porte semelhante, o custo com as perdas seria a ordem de R\$ 273,7 milhões, no entanto, as perdas da Light representam R\$ 434,8 milhões, uma diferença de R\$ 161,1 milhões, que o consumidor está arcando" (Nota Técnica nº 188/2003);

n) observou-se nas contribuições das audiências públicas realizadas pela Aneel que agentes do setor têm questionado com veemência o repasse das perdas comerciais para as tarifas. A seguir, está descrita a contribuição da Companhia Siderúrgica Nacional - CSN, na Audiência Pública nº 47/2004:

"quando da privatização das distribuidoras de energia, um dos pontos de maior atratividade para os compradores destas empresas era o nível de perda de energia: quanto maior o nível de perda de energia maior era a possibilidade de ganho dos compradores, caso as distribuidoras investissem na redução destas perdas. O que acontece atualmente é que praticamente toda, ou quase toda, a perda comercial está sendo coberta pelo pagamento dos consumidores, fazendo com que as distribuidoras possam ter este ganho com muito pouco investimentos na redução das perdas. Qual o incentivo que os gestores das distribuidoras têm em aplicar recursos para sua diminuição se todos os consumidores já estão pagando esta conta? Absolutamente nenhum, ou seja, as distribuidoras trabalham como se não tivessem nenhuma, ou quase nenhuma, perda comercial, ou seja, todo o ganho que teriam com a privatização já obtêm hoje sem a aplicação de recursos financeiros para a diminuição destas perdas." (acessado via Internet www.aneel.gov.br - audiência pública 47/2004)

o) já a Associação Nacional dos Consumidores de Energia - ANACE, composta por empresas dos setores têxtil, de mineração, alimentos, hotelaria, shopping centers, empreendimentos imobiliários, máquinas e equipamentos, papel e celulose, embalagens, isolantes elétricos, revestimentos e cerâmico, que consomem juntos aproximadamente 900 MW médios de carga, manifestou-se na Audiência Pública nº 8/2006 no sentido de que as perdas comerciais deveriam ser tratadas como risco do mercado e, como tal, deveriam ser assumidas pelas concessionárias.

"recursos inadequados, subestimação do problema, falta de expertise etc., o que denota os equívocos do tratamento ao assunto até o momento e a necessidade de seu aprimoramento no ambiente regulatório. Outro aspecto verificado, que.....indicadores sociais e

estudos sócioeconômicos, mas sempre considerando que tal característica reflete um risco de mercado que deve ser assumido pela concessionária" (fls. 344 Anexo VIII da Nota Técnica nº 262/2006)

p) consta da Nota Técnica nº 262/2006 que a Copel, valendo-se no ciclo 1999/2000 do Programa de Eficiência Energética que foi incentivado pela Aneel, conseguiu juntar modicidade tarifária e otimização do nível de perdas, por meio da utilização de um banco de dados completo e do gerenciamento computacional do sistema de distribuição, que permitem conhecer o carregamento individual de cada elemento (transformador e trecho de condutor). Isso demonstra que o conhecimento de onde estão essas perdas, é fundamental para se traçar um plano que as amenize;

q) finalmente, cabe ressaltar que as concessionárias que investem em suas redes têm obtido excelentes resultados, como é o caso da Cemig, a segunda maior concessionária do Brasil, que atende a 6,2 milhões de consumidores e tem perda comercial de 2,34%. É o caso também da Copel, quarta maior do país, que tem perda comercial de 1,28% sobre o mercado cativo. Ao passo que a Light, terceira no ranking, e a Ampla, décima colocada, apresentam perdas da ordem de 17,90% e 17,00%.

7. Em seguida, a equipe de Auditoria apresentou suas considerações finais, das quais destaco os seguintes pontos:

a) esta Auditoria operacional visou avaliar o impacto das perdas elétricas no sistema elétrico brasileiro. Essas perdas se dividem em técnicas e comerciais. As primeiras advêm da dissipação de energia nos condutores, é inerente às características físicas das instalações e também está relacionada à manutenção e à qualidade dos equipamentos. As perdas comerciais decorrem de fraude, furto e falta de medição. O nível de perdas no sistema elétrico é fator determinante do patamar tarifário e da necessidade de investimento em novos empreendimentos de geração, pois, para uma dada demanda, quanto maiores forem as perdas, mais energia deverá ser gerada e injetada no sistema, sendo que uma parte será efetivamente consumida, faturada e paga e outra parte será dissipada nos condutores, furtada, não medida ou não paga. Um certo nível de perdas é inevitável, mas o nível global de perdas é gerenciável e passível de regulação. Incentivos adequados devem ser oferecidos a todos os agentes do sistema para que se tenha a melhor eficiência energética possível, caso contrário, as externalidades negativas tanto econômicas quanto ambientais se farão sentir em toda a sociedade;

b) por meio desta Auditoria, buscou-se responder a três questões básicas:

b.1) qual é o impacto das perdas técnicas e comerciais nas tarifas de energia em todo o sistema elétrico?

b.2) as ações desenvolvidas pela Aneel otimizaram os níveis de perdas?

b.3) quais são os mecanismos que podem ser utilizados para combatê-las?

c) para tanto, foram analisados os dois ciclos de revisões tarifárias, o primeiro iniciado em 2003 e o segundo em 2007. Ademais, as perdas foram analisadas no contexto da regulação econômica baseada no regime de tarifa pelo preço-teto;

d) no que concerne ao impacto das perdas sobre as tarifas e o sistema elétrico, a Auditoria constatou que anualmente são embutidos R\$ 4,7 bilhões nas tarifas em decorrência de perdas técnicas e comerciais, o que equivale, em média, a um aumento de 5% sobre as tarifas dos consumidores finais;

e) com o intuito de aprofundar a análise do impacto provocado pelas perdas sobre o sistema elétrico e o Estado, buscou-se estimar o montante de impostos que deixaram de ser arrecadados em razão da energia fornecida e não faturada (perdas comerciais), utilizando como parâmetro a diferença entre as tarifas de venda e de compra de energia pelas distribuidoras.

Constatou-se que o setor elétrico e o Estado deixaram de arrecadar R\$ 6,7 bilhões em 2003 e R\$ 10 bilhões em 2007, sempre em valores nominais;

f) o faturamento de todas as concessionárias do setor de energia elétrica em 2007 foi da ordem de R\$ 90 bilhões. Somente a parcela embutida na tarifa é da ordem de R\$ 4,7 bilhões, que representam 5% do faturamento anual do setor. Quando se acrescenta a energia que deixa de ser faturada e os respectivos impostos que deixam de ser arrecadados, essa cifra alcança os R\$ 10 bilhões, ou seja, 11% do faturamento anual do setor. Dessa forma, é possível visualizar a magnitude dessas perdas;

g) visando dimensionar a magnitude das perdas comerciais, oriundas de fraude ou furto, aduz-se que em 2007 essas perdas atingiram 19 TWh, o que corresponde a todo o consumo do mercado cativo do Estado de Minas Gerais, com seus 6,2 milhões de consumidores, durante um ano. Já os 25 TWh de perdas técnicas são suficientes para atender por um ano os Estados da Bahia, Pernambuco e Ceará juntos, os quais abrigam 11,6 milhões de consumidores. Ainda com o intuito de esclarecer a materialidade das perdas, registra-se que a Usina de Santo Antônio, que estará localizada no Rio Madeira (RO), terá capacidade para gerar 2.144 MW e demandará um investimento estimado em R\$ 9 bilhões. Por outro lado, somente as perdas comerciais por ano alcançam 2.219 MW (as perdas globais atingem 5.938 MW, sendo 2.910 MW relativos a perdas técnicas na distribuição, 809 MW correspondentes às perdas na transmissão e 2.219 MW referentes às perdas comerciais);

h) as perdas elétricas globais anuais, atualmente de 5.938 MW, apresentam tendência de crescimento, como já vem ocorrendo nos últimos anos. Considerando que as perdas no Brasil podem ser combatidas com mais eficácia, há margem muito grande para a sua redução;

i) no que concerne à segunda questão da Auditoria, observou-se que as ações da agência reguladora não foram efetivas em otimizar os níveis de perdas. As ações que a reguladora sinalizou que implementaria no 1º ciclo não se concretizaram e agora, no 2º ciclo, a maioria das medidas que a Aneel disse que iria adotar também não foram implementadas. É importante ressaltar que no período entre a assinatura do contrato de concessão e o 1º ciclo de revisão tarifária, que para algumas concessionárias foi de 8 anos (na média foram 5 anos), foi arbitrado que o fator "X" seria igual a zero. Isso significou que até 2003, quando se iniciou o primeiro ciclo de revisão tarifária, o consumidor pagou as tarifas históricas e as concessionárias tiveram a oportunidade de auferir todos os ganhos decorrentes de eventuais reduções de custos, sem compartilhá-los com os consumidores. A revisão tarifária de 2003 foi, segundo a Aneel "a primeira oportunidade dada ao regulador para estabelecer tarifas justas" (Nota Técnica nº 51/2003). Entretanto, naquela ocasião, foram repassadas integralmente as perdas para os consumidores;

j) a própria Aneel reconheceu, no item 67 da Nota Técnica nº 26/2006, que as perdas comerciais acatadas no 1º ciclo foram causadas por ineficiência na gestão, diagnóstico incompleto das causas e inadequado combate por parte da concessionária. Reconheceu também que certas distribuidoras foram eficientes no combate às perdas comerciais, enquanto outras concentraram seus esforços em outros processos ou tiveram insucesso nesse combate devido à visão equivocada do problema (recursos inadequados, subestimação do problema ou falta de expertise). Ora, esse reconhecimento, associado ao fato de que o resultado dessa ineficiência está sendo embutido nas tarifas, está em dissonância com a Lei nº 8.987/1995 e com os Contratos de Concessão celebrados pelas distribuidoras, pois o serviço em tela deve ser prestado de forma adequada e eficiente;

k) no 2º ciclo, em que pese as tarifas estarem sendo homologadas em caráter provisório, como também ocorreu no 1º ciclo, a Aneel, em resposta à diligência realizada pela Sefid, confirmou que várias medidas propostas pela sua Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição não serão implementadas. No que diz respeito às perdas técnicas, muitas

foram as inovações propostas para o 2º ciclo. Por exemplo, o item 53 da Nota Técnica nº 26/2006 propôs que a influência das perdas comerciais nas perdas técnicas não seja desprezada, mas que se quantifique esse montante para uma regulação por metas. As metas assim definidas incentivariam a implementação de melhorias na gestão técnica (engenharia, manutenção e planejamento) das concessionárias. Por outro lado, as perdas técnicas oriundas de consumos irregulares podem ser reduzidas por meio do aperfeiçoamento ou reconstrução de processos de gestão comercial da empresa (vistorias e fiscalizações, campanhas sociais, mapeamento de áreas críticas, entre outros). Esse seria um mecanismo importante e, crê-se, contribuiria para aumentar a eficiência das concessionárias. Entretanto, ele não foi implementado neste 2º ciclo. De acordo com o Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição, as notas técnicas expressam uma visão da Superintendência que pode, após as discussões e audiências públicas, ser alterada sem a necessidade de modificar as notas técnicas anteriores;

l) a Resolução Normativa Aneel nº 234/2006, item II.1 do Anexo VIII, dispõe que "o nível de perdas técnicas deve ser obtido por comparação entre as distribuidoras, com base nos indicadores apurados para cada segmento de rede". Ademais, seria definida uma trajetória descendente de perdas técnicas, tendo por base uma análise agregada das redes de distribuição. Tal análise seria operacionalizada com a ferramenta SISPAI - Sistema Integrado de Planejamento Agregado de Investimentos na Expansão dos Sistemas de Distribuição. Cada rede de distribuição seria associada a uma rede representativa, com características semelhantes, e por meio do SISPAI seria realizado um estudo otimizado do custo-benefício da redução das perdas e estimado o montante de investimentos necessário para atingir essa redução. Em que pese serem as três medidas, estabelecimento de uma trajetória declinante de perdas, comparação entre as concessionárias e estudo do custo-benefício da redução das perdas, importantes para o aperfeiçoamento do processo regulatório, elas não foram implementadas. Além de não ter estipulado uma trajetória e sim uma meta pontual, a Aneel não promoveu a comparação entre as concessionárias. O método comparativo seria de grande valia, uma vez que, como descrito na Resolução Normativa nº 234/2006, haveria a simulação de competição entre redes consideradas semelhantes no conjunto das concessionárias, o que é imprescindível num ambiente de assimetria de informação.;

m) esses fatos são preocupantes na medida em que a própria Aneel registra no item 177 da Nota Técnica nº 262/2006 que no 1º ciclo as informações fornecidas pelas concessionárias foram inadequadas, verbis:

"o que deve ser evitado são os valores inadequados do primeiro ciclo de revisão tarifária, quando a empresa apurou e apresentou suas perdas sem um critério regulatório único e verificou-se, em muitos casos, que as perdas técnicas não foram calculadas obedecendo à boa prática de engenharia."

n) em resposta à diligência realizada pela Sefid, o Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD informou que não foram utilizados os dispositivos estabelecidos nas resoluções e nas notas técnicas mencionadas. Acrescentou que todos os pontos acima citados não deverão ser contemplados no novo regulamento, que está sendo proposto e será submetido à deliberação da Diretoria Colegiada da Aneel. Observa-se que todos os incentivos previstos para serem implementados no 2º ciclo, visando minimizar as perdas, foram descartados, à exceção do cálculo das perdas técnicas efetuado pela Aneel. Contudo, não há qualquer explicação técnica para o fato de a Aneel realizar estudos mostrando que determinadas ações são importantes, prever a realização dessas ações em suas notas técnicas e resoluções e depois não as implementar. Assim sendo, entende-se que, em relação à regulação das perdas elétricas, a Aneel não está zelando pela modicidade tarifária nem pela otimização dos níveis de perda do setor elétrico, o que afronta o

disposto nos arts. 3º e 4º do Decreto nº 2.335/1997;

o) visando responder à última questão desta Auditoria, relativa aos mecanismos para combater as perdas, a equipe visitou três concessionárias cujas perdas estavam entre as mais elevadas: Ampla, Light e Manaus Energia. Observou-se que a vulnerabilidade da rede de distribuição elétrica é muito grande, o que é um estímulo ao furto, razão pela qual a equipe pesquisou quais são as alternativas tecnológicas existentes para o combate às perdas elétricas. É preciso esclarecer que, entre as 64 concessionárias, há empresas que ainda usam majoritariamente medidores eletromecânicos, popularmente conhecidos como relógios, cuja tecnologia tem mais de 100 anos. Buscou-se na literatura estudos e experimentos que apontassem alternativas para esse problema de Auditoria. Verificou-se que o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPTEL, ligado ao sistema Eletrobrás, desenvolveu em 1992 o Sistema de Medição Centralizada. Referido sistema é uma importante ferramenta no combate às perdas de energia, pois permite às concessionárias gerenciarem a rede de distribuição de maneira muito mais eficiente, uma vez que disponibiliza informações como balanço de energia, nível de demanda máxima e níveis de perdas técnicas e comerciais. Adicionalmente, possibilita o corte e a religação remotos e, no caso da medição centralizada externa, confere uma relativa imunidade contra adulterações ou desvios, que são muito comuns quando o medidor fica instalado no interior da unidade consumidora;

p) a Ampla, que tem 2,5 milhões de consumidores, implantou a medição eletrônica para 358 mil consumidores com bastante sucesso. Onde o sistema foi instalado, a rede ficou blindada e evitou-se o furto de energia. A Light, que atende a 3,8 milhões de consumidores, planeja implantar em 2008 o sistema em 70 mil estabelecimentos. Além dessas duas concessionárias, estão implantando o sistema as seguintes empresas: Celpe, Copel, Cemig, Celpa, Ceron e Saelpa. Portanto, há tecnologia disponível para impedir o furto de energia;

q) ainda no que diz respeito aos mecanismos para minimizar as perdas elétricas, a Subcláusula Quinta - Cláusula Quinta do Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição firmado pelas concessionárias e pela União determina à concessionária que implemente medidas visando à conservação e ao combate ao desperdício de energia elétrica. Para tanto, devem ser aplicados recursos de, no mínimo, 1% da receita anual da concessionária, devendo o programa contemplar metas físicas e orçamentos para a redução das perdas técnicas e comerciais. Esses recursos advêm de um encargo tarifário embutido nas tarifas de cada concessionária. Contudo, observou-se que a quantidade de estudos desenvolvidos pelo P&D, relacionados com as perdas de energia, ainda é pequena. Segundo a Aneel, foram aprovados projetos no valor de R\$ 738 milhões, no período de 2003 a 2006, a título de P&D. Desse total, apenas R\$ 56 milhões (7,59%) se destinaram a projetos de combate às perdas. Além disso, não há aferição da efetividade desses projetos.

8. Diante do acima exposto, a equipe de Auditoria propôs que este Tribunal:

8.1. recomende à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, nos termos do art. 250, III, do Regimento Interno do TCU, a implementação dos seguintes dispositivos constantes de suas normas regulatórias:

8.1.1. item 53 da Nota Técnica nº 26/2006, que propõe para o 2º ciclo tarifário que a influência das perdas comerciais nas perdas técnicas não seja desprezada, mas que se quantifique esse montante para adotar uma regulação por metas, pois assim as metas definidas para as perdas técnicas incentivariam melhorias na gestão técnica;

8.1.2. itens 25, 26 e 27 da Nota Técnica nº 25/2006 SRD/ANEEL, que prevêem a implementação de uma ferramenta regulatória de avaliação dos investimentos, o SISPAI - Sistema Integrado de Planejamento Agregado de Investimento na Expansão dos Sistemas de Distribuição, o

qual utilizará uma metodologia de caráter estratégico que estima os investimentos referentes à rede de distribuição primária, às subestações de distribuição e às conexões das linhas de transmissão;

8.1.3. item 174 da Nota Técnica nº 262/2006 SRE/SFF/SRD/SFE/SRC/ANEEL, que estabelece um limite para as perdas técnicas, de modo a considerar relações de eficiência, tais como, a manutenção regular, a ampliação da capacidade e a reconfiguração e modernização das redes das concessionárias;

8.1.4. item 177 da Nota Técnica nº 262/2006 SRE/SFF/SRD/SFE/SRC/ANEEL, que estabelece a necessidade de implementar métodos e técnicas adequados para garantir a eficiência das distribuidoras quanto à gestão de perdas e, principalmente, para verificar a consistência dos valores apresentados pelas concessionárias;

8.1.5. item II.1 da Resolução Normativa nº 234/2006, que prevê a implementação de instrumentos que permitam a comparação do nível de perdas técnicas entre as distribuidoras, com base nos indicadores apurados para cada segmento de rede;

8.1.6. item II.2 da Resolução Normativa nº 234/2006, que determina que as distribuidoras devem apresentar seus atuais níveis de perdas, sua inadimplência, seu histórico nos últimos anos e um estudo completo, contendo, no mínimo:

8.1.6.1. o diagnóstico completo da situação atual das perdas não técnicas na área de concessão;

8.1.6.2. as ações que serão desenvolvidas;

8.1.6.3. uma proposta para o nível de perdas não técnicas a ser atingido na próxima revisão tarifária periódica, tendo em vista o desempenho da própria concessionária na redução das perdas nos últimos anos;

8.1.6.4. uma proposta para a definição de indicadores para comparar as distribuidoras;

8.1.6.5. a descrição das melhores práticas de combate às perdas comerciais, que estão sendo implementadas por algumas distribuidoras visando à efetiva diminuição do furto de energia;

8.1.6.6. um demonstrativo da efetividade na recuperação dos valores frutos de perdas de energia;

8.1.6.7. um demonstrativo dos investimentos realizados para o combate às perdas de energia e das despesas anuais para o combate a essas perdas, por projeto;

8.1.6.8. um demonstrativo do número de unidades consumidores sem medição;

8.1.6.9. um relatório sobre as ações adotadas visando incrementar a eficiência energética em comunidades de baixa renda;

8.1.7. subitem V.1.3.3 de todas as Notas Técnicas do 1º ciclo de revisão tarifária, no sentido de se considerar no 2º ciclo uma trajetória decrescente para as perdas elétricas que permita à concessionária gerenciar sua redução progressiva;

8.1.8. Resolução Normativa nº 136/2008, que aprovou o Manual do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D), o qual prevê que seja aferida a efetividade e a implantação dos estudos realizados em P&D;

8.2. determine à Aneel que remeta ao TCU, no prazo de 60 dias, a contar da publicação do Acórdão que vier a ser prolatado, Plano de Ação, contendo cronograma de adoção das medidas necessárias à implementação das recomendações acima relacionadas, além de outras que julgue, a seu critério, suficientes e necessárias para a gestão adequada das perdas elétricas, mitigando os riscos e ineficiências apontadas neste relatório, com o nome dos responsáveis pela implementação dessas medidas. Caso alguma recomendação não seja adotada, apresentar a

justificativa;

8.3. encaminhe cópia da deliberação que vier a ser proferida, bem como do relatório e voto que a fundamentarem, às Comissões de Minas e Energia, de Defesa do Consumidor, Meio Ambiente e Minorias da Câmara dos Deputados e à Comissão de Serviços de Infra-estrutura do Senado Federal, ao Conselho Nacional de Política Energética, ao Ministério de Minas e Energia, à Procuradoria Geral da República - 3ª Câmara de Coordenação e Revisão - Consumidor e Ordem Econômica - e à Casa Civil da Presidência da República.

9. O Diretor da 1ª DT da Sefid e o titular daquela Secretaria manifestaram sua aquiescência a essa proposta (fl. 204).

É o relatório.

Voto do Ministro Relator

Trata-se de Auditoria operacional realizada na Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, com a finalidade de avaliar o impacto das perdas no sistema elétrico brasileiro. As perdas elétricas se dividem em técnicas e comerciais. As primeiras advêm da dissipação de energia nos condutores e estão relacionadas às características físicas das instalações, à manutenção e à qualidade dos equipamentos. Já as perdas comerciais decorrem de fraude, furto ou falta de medição.

2. As perdas verificadas no sistema elétrico desempenham um papel relevante na determinação dos níveis tarifários que devem ser adotados e do volume de recursos que deve ser investido em novos empreendimentos de geração. Afinal, um elevado nível de perdas acarreta a necessidade de incrementar a quantidade de energia que deverá ser gerada e injetada no sistema, uma vez que uma parcela dessa energia será efetivamente consumida, faturada e paga e outra parte será dissipada nos condutores, furtada, não medida ou não paga.

3. Um certo nível de perdas é inevitável, pois decorre de características dos equipamentos e processos utilizados, contudo, uma parcela significativa das perdas é gerenciável e passível de regulação. Por via de consequência, incentivos adequados devem ser oferecidos a todos os agentes do sistema para que eles busquem sempre alcançar a melhor eficiência energética possível. Aduzo que, caso uma atuação ineficiente dos agentes setoriais acarrete um nível elevado de perdas, o ônus daí decorrente será arcado por todos os usuários do sistema.

4. Nesse contexto, esta Auditoria visou responder às seguintes questões:

- qual é o impacto das perdas técnicas e comerciais nas tarifas de energia elétrica em todo o sistema elétrico?
- as ações desenvolvidas pela Aneel otimizaram os níveis de perdas?
- quais são os mecanismos disponíveis para combater essas perdas?

5. Com esse desiderato, foram analisados os dois ciclos de revisões tarifárias de distribuição de energia elétrica, o primeiro iniciado em 2003 e o segundo em 2007. Friso que, em ambos os ciclos, foi adotada a regulação econômica baseada no regime de tarifa pelo preço-teto.

6. Após compulsar os presentes autos, constatei que o rateio das perdas técnicas e comerciais acarreta um aumento de 5% sobre o valor das tarifas que são pagas pelos consumidores finais. Em valores nominais, esse aumento corresponde anualmente a R\$ 4,7 bilhões.

7. Aduzo que as concessionárias são ressarcidas com base no preço de compra da energia fornecida e não faturada. Caso se considere o preço de venda dessa energia, verifica-se que as concessionárias e o Estado, este último por causa da não-arrecadação de tributos, deixaram de receber R\$ 6,7 bilhões em 2003 e R\$ 10 bilhões em 2007, sempre em valores nominais.

8. Tendo em vista que as concessionárias do setor de energia elétrica faturaram, em 2007, um total de R\$ 90 bilhões, constata-se que somente a parcela das perdas embutida na tarifa

representa um pouco mais de 5% do faturamento anual desse setor. Já a energia que deixa de ser faturada e os respectivos impostos que deixam de ser arrecadados equivalem a 11% do faturamento anual do setor.

9. A ordem de grandeza dessas perdas também pode ser estimada mediante a comparação com o consumo e a geração de energia. Assim, por exemplo, as perdas comerciais em 2007 atingiram 19 TWh, o que corresponde à energia utilizada pelos consumidores cativos do Estado de Minas Gerais durante um ano. Já as perdas técnicas, que em 2007 atingiram 25 TWh, são suficientes para atender por um ano os Estados da Bahia, Pernambuco e Ceará juntos, os quais abrigam 11,6 milhões de consumidores.

10. Ainda com o intuito de demonstrar a materialidade das perdas, registra-se que a Usina de Santo Antônio, que estará localizada no Rio Madeira (RO), terá capacidade para gerar 2.144 MW e demandará um investimento estimado em R\$ 9 bilhões. A energia gerada por essa Usina corresponde a pouco mais de 36% das perdas globais anuais, que atingem 5.938 MW.

11. Ressalto, ainda, que as perdas elétricas globais têm apresentado uma tendência de crescimento nos últimos anos. Assim sendo, entendo haver uma margem significativa para sua redução.

12. Cumpre salientar que no período entre a assinatura do contrato de concessão e o 1º ciclo de revisão tarifária, que para algumas concessionárias durou 8 anos (na média foram 5 anos), foi arbitrado que o fator "X" seria igual a zero. Isso significou que até 2003, quando se iniciou o primeiro ciclo de revisão tarifária, o consumidor pagou as tarifas históricas e as concessionárias tiveram a oportunidade de auferir todos os ganhos decorrentes de eventuais reduções de custos, sem compartilhá-los com os consumidores. A revisão tarifária de 2003 foi, segundo a Aneel "a primeira oportunidade dada ao regulador para estabelecer tarifas justas". Entretanto, naquela ocasião, foram repassadas integralmente as perdas para os consumidores.

13. A própria Aneel reconheceu que as perdas comerciais acatadas no 1º ciclo foram causadas por ineficiência na gestão, diagnóstico incorreto das causas dessas perdas e seu inadequado combate por parte da concessionária. A agência reguladora aduziu que algumas distribuidoras foram eficientes no combate às perdas comerciais, enquanto outras concentraram seus esforços em processos diversos ou tiveram insucesso nesse combate devido à visão equivocada do problema, consistente na alocação inadequada de recursos, subestimação do problema e falta de expertise.

14. Considerando que a ineficiência das concessionárias no combate às perdas acarreta um incremento nas tarifas cobradas dos usuários de energia elétrica, entendo que essa ineficiência viola o disposto na Lei nº 8.987/1995 e nos Contratos de Concessão celebrados pelas distribuidoras, os quais estabelecem que o serviço em tela deve ser prestado de forma adequada e eficiente.

15. Em resposta à diligência realizada por esta Corte, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição da Aneel informou que várias ações propostas pela agência reguladora, em notas técnicas por ela editadas, não serão implementadas no 2º ciclo de revisão tarifária, ora em curso. Segundo a entidade reguladora, suas notas técnicas expressam uma visão da Superintendência que pode, após as discussões e audiências públicas, ser alterada sem a necessidade de promover a modificação das notas técnicas anteriores.

16. Dentre as ações aventadas pela Aneel, três merecem destaque, devido ao seu potencial para reduzir as perdas. A primeira se refere ao estabelecimento do nível de perdas técnicas admissíveis por meio de comparação entre as distribuidoras, realizada com base nos indicadores apurados para cada segmento de rede. O método comparativo seria de grande valia, uma vez que haveria a simulação de competição entre redes consideradas semelhantes, o que é

muito importante num ambiente de assimetria de informação.

17. A segunda ação proposta pela agência reguladora consistia na definição de uma trajetória descendente para as perdas técnicas, a qual seria delineada a partir da análise agregada das redes de distribuição. Tal análise seria operacionalizada por meio do Sistema Integrado de Planejamento Agregado de Investimentos na Expansão dos Sistemas de Distribuição - SISPAI.

18. Por meio da terceira ação proposta, cada rede de distribuição seria associada a uma rede representativa, com características semelhantes, e seria realizado um estudo otimizado do custo-benefício da redução das perdas e estimado o montante de investimentos necessário para atingir essa redução.

19. Nenhuma dessas três ações foi efetivamente implementada. Além disso, em resposta à diligência realizada pelo TCU, o Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição da Aneel informou que esses procedimentos não deverão estar contemplados no novo regulamento, que está sendo proposto e será submetido à deliberação da Diretoria Colegiada da agência reguladora.

20. Diante disso, constata-se que os incentivos para que as concessionárias combatam de forma eficaz as perdas, que estavam previstos para serem implementados no 2º ciclo, foram descartados, à exceção do cálculo das perdas técnicas efetuado pela Aneel.

21. Visando responder à última questão desta Auditoria, relativa aos mecanismos para combater as perdas, a equipe visitou três concessionárias cujas perdas estavam entre as mais elevadas: Ampla, Light e Manaus Energia. Nessa visita, constatou-se que a vulnerabilidade da rede de distribuição elétrica é muito grande, o que facilita o furto. Ademais, cabe destacar que, entre as 64 concessionárias de distribuição de energia elétrica existentes atualmente no Brasil, há empresas que ainda usam majoritariamente medidores eletromecânicos, popularmente conhecidos como relógios, cuja tecnologia tem mais de 100 anos.

22. Diante disso, foi realizada uma pesquisa com o intuito de identificar alternativas de solução para esse problema de Auditoria. Verificou-se que o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, ligado ao sistema Eletrobrás, desenvolveu em 1992 o Sistema de Medição Centralizada. Referido sistema é uma importante ferramenta no combate às perdas de energia, pois permite às concessionárias gerenciarem a rede de distribuição de maneira muito mais eficiente, uma vez que disponibiliza informações como balanço de energia, nível de demanda máxima e níveis de perdas técnicas e comerciais. Adicionalmente, possibilita o corte e a religação remotos e, no caso da medição centralizada externa, confere uma relativa imunidade contra adulterações ou desvios, que são relativamente comuns quando o medidor fica instalado no interior da unidade consumidora.

23. A título de exemplo da eficácia dos dispositivos de combate às perdas comerciais, pode ser citado o caso da Ampla, que atende 2,5 milhões de consumidores e implantou a medição eletrônica para 358 mil consumidores. Onde esse sistema foi instalado, a rede ficou blindada e evitou-se o furto de energia. A Light, que atende a 3,8 milhões de consumidores, planeja implantar em 2008 o sistema em 70 mil estabelecimentos. Além dessas duas concessionárias, estão implantando o sistema as seguintes empresas: Celpe, Copel, Cemig, Celpa, Ceron e Saelpa. Portanto, há tecnologia disponível para reduzir significativamente o furto de energia.

24. Importa salientar que a Subcláusula Quinta da Cláusula Quinta do Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição, que é firmado pelas concessionárias e pela União, determina que as distribuidoras implementem medidas visando à conservação e ao combate ao desperdício de energia elétrica. Para tanto, devem ser aplicados recursos de, no mínimo, 1% da receita anual da concessionária. Esses recursos advêm de um encargo tarifário embutido nas tarifas de cada concessionária. Contudo, observou-se que a quantidade de estudos relacionados

com as perdas de energia ainda é pequena. Segundo a Aneel, foram aprovados projetos no valor de R\$ 738 milhões, no período de 2003 a 2006, a título de Pesquisa e Desenvolvimento. Desse total, apenas R\$ 56 milhões (7,59%) se destinaram a projetos de combate às perdas. Além disso, não há aferição da efetividade desses projetos.

25. Com supedâneo nessas considerações, entendo que devem ser implementadas medidas visando reduzir as perdas técnicas e comerciais. Nesse sentido, são oportunas e convenientes as recomendações sugeridas pela zelosa Sefid, as quais devem ser acatadas com pequenas alterações formais. Contudo, discordo especificamente da determinação sugerida no sentido de que seja fixado um prazo para que a Aneel encaminhe ao TCU um Plano de Ação, contendo um cronograma, para a adoção de providências com vistas a implementar as recomendações constantes do Acórdão que vier a ser proferido.

26. Entendo que não deve ser cobrada de forma taxativa a implementação das recomendações exaradas por esta Corte de Contas, dentro de um prazo determinado, sob pena de transformá-las em determinações. Por outro lado, sopesada a sólida fundamentação das recomendações em tela, avalio que deve ser determinado aos gestores públicos que avaliem e se manifestem expressamente sobre essas recomendações. Caso eles entendam que sua implementação não é oportuna ou conveniente, esses agentes públicos deverão explicitar as razões desse entendimento. Agindo dessa forma, o TCU garantirá que os gestores públicos levem em considerações suas recomendações, sem desnaturá-las.

Com espeque no acima exposto, em linha de concordância, no essencial, com a manifestação da unidade técnica, VOTO no sentido de que o Tribunal adote o Acórdão que ora submeto à apreciação deste Plenário.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em ____ de ____ de 2008.

BENJAMIN ZYMLER

Relator

Acórdão

Vistos, relatados e discutidos estes autos que tratam de Auditoria operacional realizada na Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, com a finalidade de avaliar o impacto das perdas no sistema elétrico brasileiro,

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

9.1. recomendar à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, nos termos do art. 250, III, do Regimento Interno do TCU, que implemente os seguintes dispositivos constantes de suas normas regulatórias:

9.1.1. item 53 da Nota Técnica nº 26/2006 SRD/SRC/SRE/ANEEL: propõe para o 2º ciclo tarifário que a influência das perdas comerciais nas perdas técnicas não seja desprezada, mas que se quantifique esse montante para adotar uma regulação por metas;

9.1.2. itens 25, 26 e 27 da Nota Técnica nº 25/2006 SRD/ANEEL: prevêm a implementação de uma ferramenta regulatória de avaliação dos investimentos, o Sistema Integrado de Planejamento Agregado de Investimento na Expansão dos Sistemas de Distribuição - SISPAI, visando estimar os investimentos referentes à rede de distribuição primária, às subestações de distribuição e às conexões das linhas de transmissão;

9.1.3. item 174 da Nota Técnica nº 262/2006 SRE/SFF/SRD/SFE/SRC/ANEEL: estabelece um limite para as perdas técnicas, de modo a considerar relações de eficiência, tais como, a manutenção regular, a ampliação da capacidade e a reconfiguração e modernização das redes das concessionárias;

9.1.4. item 177 da Nota Técnica nº 262/2006 SRE/SFF/SRD/SFE/SRC/ANEEL: estabelece a necessidade de implementar métodos e técnicas adequados para garantir a eficiência das distribuidoras quanto à gestão de perdas e, principalmente, para verificar a consistência dos valores apresentados pelas concessionárias;

9.1.5. item II.1 da Resolução Normativa nº 234/2006: prevê a implementação de instrumentos que permitam a comparação do nível de perdas técnicas entre as distribuidoras, com base nos indicadores apurados para cada segmento de rede;

9.1.6. item II.2 da Resolução Normativa nº 234/2006: determina que as distribuidoras devem apresentar seus atuais níveis de perdas, sua inadimplência, seu histórico nos últimos anos e um estudo completo, contendo, no mínimo:

9.1.6.1. o diagnóstico completo da situação atual das perdas não técnicas na área de concessão;

9.1.6.2. as ações que serão desenvolvidas;

9.1.6.3. uma proposta para o nível de perdas não técnicas a ser atingido na próxima revisão tarifária periódica, tendo em vista o desempenho da própria concessionária na redução das perdas nos últimos anos;

9.1.6.4. uma proposta para a definição de indicadores para comparar as distribuidoras;

9.1.6.5. a descrição das melhores práticas de combate às perdas comerciais, que estão sendo implementadas por algumas distribuidoras visando à efetiva diminuição do furto de energia;

9.1.6.6. um demonstrativo da efetiva recuperação dos valores decorrentes de perdas de energia;

9.1.6.7. um demonstrativo dos investimentos realizados para o combate às perdas de energia e das despesas anuais para o combate a essas perdas, por projeto;

9.1.6.8. um demonstrativo do número de unidades consumidores sem medição;

9.1.6.9. um relatório sobre as ações adotadas visando incrementar a eficiência energética no caso de comunidades de baixa renda;

9.1.7. subitem V.1.3.3 de todas as Notas Técnicas do 1º ciclo de revisão tarifária: no sentido de considerar no 2º ciclo uma trajetória decrescente para as perdas elétricas que permita à concessionária gerenciar sua redução progressiva;

9.1.8. Resolução Normativa nº 136/2008, que aprovou o Manual do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D), o qual prevê que seja aferida a efetividade e a implantação dos estudos realizados em P&D;

9.2. determinar à Aneel, com fulcro no art. 250, II, do Regimento Interno do TCU, que analise as recomendações exaradas neste Acórdão, manifeste-se sobre a conveniência e a oportunidade de sua implementação e encaminhe essa manifestação ao TCU em, no máximo, 60 (sessenta) dias;

9.3. encaminhar cópia deste Acórdão, bem como do Relatório e Voto que o fundamentaram, às Comissões de Minas e Energia, de Defesa do Consumidor, Meio Ambiente e Minorias da Câmara dos Deputados e à Comissão de Serviços de Infra-estrutura do Senado Federal, ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, ao Ministério de Minas e Energia, à 3ª Câmara de Coordenação e Revisão - Consumidor, e Ordem Econômica da Procuradoria Geral da República e à Casa Civil da Presidência da República

Quorum

13.1. Ministros presentes: Walton Alencar Rodrigues (Presidente), Guilherme Palmeira, Ubiratan Aguiar, Benjamin Zymler (Relator) e Raimundo Carreiro.

13.2. Auditores convocados: Marcos Bemquerer Costa e André, Luís de Carvalho

Publicação

Ata 41/2008 - Plenário

Sessão 08/10/2008

Aprovação 09/10/2008

Dou 10/10/2008

Referências (HTML)

Documento(s):025-619-2007-2.doc

**PORTAL DE
PESQUISA TEXTUAL**

Quinta-feira, 3 de Setembro de 2009.

Pesquisa número:	5
Pesquisa refinada:	{tagRefQ}
Expressão de Pesquisa:	Pesquisa em formulário - documento número: 1103, ano do documento: 2008
Bases pesquisadas:	Acórdãos
Documento da base:	Acórdão
Documentos recuperados:	6
Documento Mostrado:	2

Identificação

Acórdão 1103/2008 - Plenário

Número Interno do Documento

AC-1103-22/08-P

Grupo/Classe/Colegiado

GRUPO I / CLASSE VII / Plenário

Processo

014.698/2002-7

Natureza

Monitoramento

Entidade

Órgão/Entidade: Ministério de Minas e Energia-MME e Agência Nacional de Energia Elétrica-Aneel

Interessados

Responsáveis: Dilma Vana Rousseff (CPF 133.267.246-91), José Mário Miranda Abdo (CPF 057.276.691-20)

Sumário

Monitoramento. Recomendações feitas por meio do Acórdão nº 344/2003-Plenário. Reiteração de recomendação feita por meio do Acórdão nº 59/2005-Plenário. Implementação parcial. Conversão de recomendação em determinação dada a sua relevância e o custo desnecessário observado. Fixação de prazo para o MME. Encaminhamento dos autos à Sefid para a continuidade do monitoramento.

Assunto

Monitoramento

Ministro Relator

UBIRATAN AGUIAR

Representante do Ministério Público

não atuou

Unidade Técnica

Sefid

Advogado Constituído nos Autos

não há

Dados Materiais

c/ 2 volumes e 2 anexos

Relatório do Ministro Relator

Cuidam os autos do segundo monitoramento, realizado pela Sefid, das recomendações proferidas ao Ministério de Minas e Energia por meio dos Acórdãos nºs 344/2003-Plenário e 59/2005-Plenário.

2. A Lei nº 10.438/2002 isentou os consumidores da chamada "subclasse residencial baixa renda" dos pagamentos dos encargos de contratação da capacidade emergencial, da aquisição de energia emergencial e da recomposição tarifária emergencial. Além disso, a citada lei definiu critérios gerais a serem obedecidos para classificação naquela subclasse.

3. Na auditoria realizada, procurou-se identificar o perfil sócio-econômico da parcela da população brasileira que não tem acesso à energia elétrica, e se os beneficiários dos subsídios concedidos aos consumidores residenciais de energia elétrica integrantes da "subclasse residencial baixa renda" encontravam-se realmente entre a população brasileira de menor renda.

4. A principal constatação foi a inadequação dos critérios, que se baseavam na hipótese de que o baixo consumo de energia elétrica implicava em baixa renda per capita domiciliar. Essa conclusão foi obtida a partir da verificação, mediante o uso de técnicas estatísticas, da baixa correlação entre as variáveis "renda per capita" e "consumo domiciliar de energia".

5. Transcrevo, a seguir o relatório do segundo monitoramento realizado, abordando aspectos inerentes às duas deliberações deste Colegiado:

"2. Trata-se do segundo monitoramento das recomendações proferidas ao Ministério de Minas e Energia, mediante o Acórdão nº 344/2003-Plenário, de 09/04/2003, e o Acórdão nº 59/2005 - Plenário, de 2/2/2005, referentes à universalização dos serviços de distribuição de energia elétrica e à tarifa social.

3. Para a execução do monitoramento foram realizadas reuniões no Ministério de Minas e Energia - MME e na Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. No MME, participaram da reunião com a equipe de monitoramento, entre outros, a consultora jurídica e o secretário de energia. Na ANEEL, o superintendente de regulação da comercialização.

4. No Acórdão nº 344/2003-Plenário, o TCU fez recomendações ao Ministério de Minas e Energia, em razão da necessidade de regulamentação do art. 14 da Lei 10.438/2002 que trata, entre outros assuntos, das metas de universalização de energia elétrica e da tarifa social, quais sejam:

"9.1 recomendar ao Ministério de Minas e Energia, tendo em vista a necessidade premente de regulamentação do art. 14 da Lei 10.438/2002, a materialidade dos recursos envolvidos no financiamento do subsídio para consumidores de baixa renda (R\$ 581 milhões/ano) vis-a-vis a possibilidade de os critérios de enquadramento desses consumidores estabelecidos pela referida lei serem ineficientes no sentido de reduzir as desigualdades sociais, que promova, com a

urgência que o assunto requer, mecanismos de cooperação e integração interinstitucional com vistas a avaliar a conveniência de implementar as seguintes medidas:

9.1.1 aprofundar os estudos relacionando consumo domiciliar de energia elétrica com renda domiciliar per capita e outras variáveis sócio-econômicas;

9.1.2 fazer gestões junto ao IBGE a respeito da possibilidade de incluir na próxima Pesquisa Nacional por Amostragem de Domicílios (PNAD) uma questão sobre o consumo domiciliar mensal de energia elétrica em KWh;

9.1.3 utilizar critérios adicionais que reduzam as potenciais características da aplicação dos critérios da Lei nº 10.438/2002, em termos de ineficiência no uso de recursos e ineficácia em promover a equidade, ou mesmo de remodelar os mecanismos previstos para conseguir beneficiar efetivamente os domicílios de baixa renda;

9.1.4 no tocante à fonte de financiamento, evitar que o subsídio seja suportado pelos demais consumidores da própria concessionária, pelo risco de se onerar os consumidores residenciais de estados pouco industrializados e com percentual elevado de consumidores enquadrados na subclasse baixa renda.

9.1.5 integrar outras áreas de governo com a finalidade de traçar diretrizes para a política de universalização dos serviços de energia elétrica, no âmbito de um plano de desenvolvimento regional e combate à pobreza."

5. De todas essas recomendações, apenas os itens 9.1.4 e 9.1.5 foram implementados. No que diz respeito ao item 9.1.4, a Aneel esclareceu que a fonte de recurso utilizada para subsidiar as tarifas, até dezembro de 2003, foi a Reserva Global de Reversão - RGR. A partir de 2004, passou-se a se utilizar a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE. Ambas as fontes são fundos setoriais de energia. São encargos que incidem sobre as tarifas de energia cobradas de todos os consumidores do Brasil, ou seja, não é um subsídio intraconcessão, não onera demasiadamente os consumidores de estados não industrializados (fls. 216).

6. Quanto ao item 9.1.5, a recomendação foi de fato contemplada com o programa Luz para Todos, pois está inserido na concepção do programa a integração de várias instâncias ministeriais. O Programa é gerido pela Eletrobrás e conta com um Conselho Nacional de Universalização (CNU), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e integrado pela Casa Civil e pelo Ministérios de Desenvolvimento Agrário, Agricultura, Pecuária e Abastecimento, Extraordinário da Segurança Alimentar, Integração Nacional, Educação, Saúde, Meio Ambiente, Ciência e Tecnologia e, Indústria e Desenvolvimento e Comércio Exterior e também pelo BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social), ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e o Fórum de Secretários de Energia. O CNU estabelece ações interministeriais para o desenvolvimento das comunidades rurais de acordo com as políticas do Governo Federal. Esse programa foi iniciado em 2004 e tem o objetivo de levar energia elétrica para 12 milhões de pessoas do meio rural até 2008 (2 milhões de domicílios). A instalação da energia elétrica até os domicílios será gratuita para as famílias de baixa renda.

7. Ante a não implementação das demais recomendações (itens 9.1.1 a 9.1.3), esta unidade técnica observou a necessidade de verificar se a Aneel estava realizando fiscalizações na aplicação dos subsídios da tarifa social, haja vista o incremento dos valores da tarifa social, à época, verificado pela equipe. Havia sido repassados às concessionárias, até junho de 2004, valores superiores a 1,8 bilhão de reais, recursos esses que não vinham sendo adequadamente fiscalizados face ao contingenciamento orçamentário imposto à Aneel pelo Governo Federal. Ante tais achados, o plenário do TCU proferiu o Acórdão nº 59/2005 - Plenário, de 2/2/2005:

"9.1. reiterar a recomendação ao Ministério de Minas e Energia, feita no subitem 9.1.1 do Acórdão nº 344/2003-Plenário, no sentido de que se aprofundem os estudos relacionando

consumo domiciliar de energia elétrica com renda domiciliar per capita e outras variáveis sócio-econômicas, fixando ao MME o período de 30 (trinta) dias, a contar da ciência da presente deliberação, para que informe a este Tribunal o prazo necessário para executar essa ação;

9.2. encaminhar os autos à Sefid para a realização do segundo monitoramento, em que especial atenção deverá ser dada aos seguintes aspectos:

9.2.1. análise do estudo que venha a ser feito para atender à recomendação do subitem 9.1.1 acima;

9.2.2. definição de critérios adicionais para o enquadramento de consumidores na subclasse baixa renda, notadamente aqueles de consumo domiciliar de até 80 kWh;

9.2.3. verificação das fiscalizações realizadas pela Aneel nas subvenções econômicas repassadas às concessionárias, relativamente à tarifa social."

8. Este segundo monitoramento foi realizado mediante solicitação de dados ao MME, Aneel e às Centrais Elétricas Brasileiras, com vista a elucidar as pendências que remanesçam. Dessa forma, a presente instrução tratará dessas pendências com base nos documentos enviados por esses entes públicos em resposta às diligências acima mencionadas.

1 Estudo sobre a adequação dos critérios da Lei 10.438/2002

9. Para implementar a recomendação do TCU proferida em abril de 2003, o MME, em janeiro de 2006, contratou equipe de professores da Universidade de Brasília - UNB, por meio da FINATEC - Fundação de Empreendimentos Científicos e Tecnológicos. Para tanto, foi efetuado um procedimento licitatório e o Contrato ESTAL/SBQC/001/2005 foi firmado, em 27/01/2006, entre o MME e a FINATEC, conforme informação contida às fls. 255.

10. O subitem 9.1.1 do Acórdão nº 344/2003-Plenário, de 09/04/2003, recomendou que o MME aprofundasse os estudos relacionando consumo domiciliar de energia elétrica com renda domiciliar per capita e outras variáveis sócio-econômicas, tendo em vista a conclusão do Relatório de Auditoria que os critérios da Lei 10.438/2002 não estavam atingindo os consumidores de baixa renda, como era seu objetivo.

11. A versão final do Relatório produzido pela FINATEC, intitulado "O Estudo sobre o perfil sócio-econômico dos consumidores residenciais de energia elétrica no Brasil", encontra-se no Anexo 2, fls. 01/102, deste processo.

12. A razão pela qual o TCU recomendou a realização de tal estudo é o fato de que o Relatório de Auditoria Operacional de 2003 constatou que existe um grande número de residências de renda mais alta com consumo abaixo do limite e também de pessoas com baixa renda e consumo acima do limite, ou seja, estão beneficiando pessoas que não precisariam do subsídio e deixando de atender outras que mais necessitariam, evidenciando-se a inadequação do critério da Lei nº 10.438/2002, notadamente, na faixa de consumo até 80 kWh que foram automaticamente enquadrados no programa, diferente dos consumidores das demais faixas (até 220 kWh) que precisam comprovar serem usuários de outros programas governamentais.

13. Esses monitoramentos acompanharam a execução das recomendações do TCU, haja vista a falta de eficácia e efetividade da lei em termos de promover a equidade social. A Lei nº 10.438/2002, ao enquadrar automaticamente as residências com consumo até 80 kWh, permitiu que, por exemplo, casas de praia, sítios, flats, ou residências em que morem poucas pessoas fossem enquadradas sem que fossem de pessoas de baixa renda. Por outro lado, residências de baixa renda onde moram muitas pessoas, conseqüentemente, consomem mais que 80 kWh, não recebem o subsídio. A existência de consumidores de média e baixa renda beneficiados pelos mesmos critérios é uma medida de ineficiência da lei em termos de alocação de recursos. Os dois efeitos combinados demonstram o caráter regressivo da lei, na medida em que existem

consumidores de baixa renda subsidiando consumidores de média e alta renda.

14. A conclusão a que chegou o estudo da FINATEC confirma os achados de auditoria do TCU. Os dados foram replicados e, conforme se verá a seguir, ratificou que os critérios da Lei nº 10.438/2002 são inadequados para atingir o público alvo dessa política pública.

15. Consta do Relatório produzido pela FINATEC que o seu objetivo foi "traçar e sugerir novas políticas de tarifação social, visando o bem-estar dos consumidores de baixa renda". Após uma descrição dos principais programas de governo na área, realizou-se um estudo do perfil sócio-econômico dos consumidores de energia elétrica no País.

16. Tal estudo concluiu que: "o atual sistema de subsídio tarifário, cujo alvo é o grupo de consumidores de baixa renda, atinge, na verdade, um grupo distinto: para a faixa de consumo de até 80 kWh, menos de 50% das famílias ganham até meio salário mínimo de renda per capita, mesmo quando consideramos uma renda per capita de corte abaixo da qual se localizam quase 30% dos domicílios brasileiros. Em outras palavras, menos da metade dos consumidores de energia elétrica com faixa de consumo até 80 kWh podem ser considerados de baixa renda. Os demais estariam recebendo indevidamente os subsídios tarifários. As micro simulações executadas no relatório visam, exatamente, identificar e dirimir as distorções apresentadas".

17. Ante tal conclusão, a FINATEC apresentou oito propostas de tarifação social para o MME. Antes de descrevê-las, explicitam-se algumas notações utilizadas pelos pesquisadores para que as propostas se tornem inteligíveis.

Tabela 1 - Categorias de grupo de consumidor.

GRUPO de consumidores da Classe T2 - consumo médio móvel mensal, dos últimos 12 meses, abaixo de 80 kWh, sem que tenha mais de 2 meses onde o consumo tenha atingido picos acima de 120 kWh.

GRUPO de consumidores da Classe T3 - consumo médio móvel mensal, dos últimos 12 meses, entre 80 kWh e 220 kWh, e esteja cadastrado no Ministério do Desenvolvimento Social e Combate à Pobreza - MDS, para receber auxílio do programa Bolsa Família.

T4 são os consumidores enquadrados nos critérios anteriores à Lei 10.438/2002 que depois dela permaneceram enquadrados.

Fonte: fls. 18 do Anexo 2 - Estudo FINATEC-UNB.

Tabela 2 - Sistema de subsídio do baixa renda

Tarifa T - tarifa residencial cheia

Tarifa T' - onde houve racionamento em 2001 e foi acrescida a Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE - tarifa de fato aplicada aos consumidores residenciais que não pertencem às categorias de baixa renda.

Para os consumidores de baixa renda, de acordo com o sistema escalonado de descontos, a tarifa é de 35% de T para os primeiros 30 kWh; de 60% de T para o consumo que exceder 30 kWh, até o limite de 100 kWh; e de 90% de T para o consumo de que exceder 100 kWh, até o chamado limite regional (que varia de Estado para Estado). Sobre o consumo que exceder o limite regional, incide a tarifa T, mas sem incidir a RTE (que se aplica apenas a consumidores não pertencentes às classes de baixa renda). Portanto, os descontos podem ser de 65%, 40% ou 10%, a depender da faixa de consumo no sistema escalonado.

Fonte: fls. 18 do Anexo 2 - Estudo FINATEC-UNB.

18. Embora tenha formulado oito propostas, a FINATEC sugere que as Propostas 1 a 5 são as mais factíveis. A seguir, expõem-se todas as propostas para que se tenha uma idéia do conjunto apresentado pelos pesquisadores contratados pelo MME:

Proposta 0 - Manutenção da política de subsídios atualmente em vigor, em termos de impactos orçamentários, deve-se levar em conta a adição esperada de novas famílias de

consumidores na Classe T3.

Proposta 1 - Eliminação de subsídios da categoria T2 e manutenção da T3, com as seguintes especificações adicionais: (a) unidades de consumo cadastradas no Ministério do Desenvolvimento Social e Combate à Fome - MDS, com renda per capita de até 1/2 salário mínimo, não precisam ter média móvel de consumo mensal abaixo de 220 kWh - independente da faixa de consumo, basta ter o cadastro do MDS para continuar recebendo os subsídios de baixa renda. São elegíveis para o cadastro do MDS as famílias com até 1/2 salário mínimo de renda mensal per capita - atualmente, o salário mínimo está em R\$ 350,00; (b) os descontos permanecem com o mesmo sistema de escalonamento; (c) os descontos serão dados para os valores consumidos até os limites regionais atualmente vigentes; (d) sobre os valores consumidos acima do limite máximo, a unidade de consumo pagará a tarifa residencial cheia, incluindo a RTE. A manutenção dos limites regionais atualmente vigentes facilitaria a implantação do novo sistema, dado que as distribuidoras não teriam que fazer adaptações nesses limites.

Proposta 2 - similar à Proposta 1, exceto que o item (c) anterior seria substituído pelo item (c"), de acordo com o qual os descontos serão dados para os valores consumidos até os limites específicos para áreas urbanas ou rurais e 140 kWh mensais para as áreas rurais e 160 kWh para as áreas urbanas.

Proposta 3 - similar à Proposta 1, exceto que o item (b) seria substituído pelo item (b"), de acordo com o qual haveria um novo sistema de escalonamento de descontos. Nesse novo sistema, todo o consumo até 37 kWh receberia desconto de 100%. Sobre o consumo excedendo esse patamar, incidiria a tarifa integral (desconto de 0%). Portanto, caso o domicílio de baixa renda consumisse 45 kWh em um determinado mês, ele pagaria apenas a tarifa residencial integral sobre 8 kWh. Sobre esse valor integral, haveria também a incidência da RTE.

Proposta 4 - similar à Proposta 1, exceto que o item (c) seria substituído pelo item (c"), de acordo com o qual os descontos serão dados para os valores consumidos até os limites específicos, que variam de acordo com as áreas urbanas ou rurais e com o número de residentes na unidade de consumo. Os limites diferenciados serão dados para famílias com até cinco integrantes. A partir do sexto integrante, não há adição ao limite regional específico.

Proposta 5 - similar à Proposta 1, exceto que o item (a) seria substituído pelo item (a"), de acordo com o qual as unidades de consumo cadastradas no programa Bolsa Família não precisam ter média móvel de consumo mensal abaixo de 220 kWh e independente da faixa de consumo, basta serem cadastradas no programa Bolsa Família, para continuar recebendo os subsídios de baixa renda. Atualmente são elegíveis ao programa Bolsa Família as famílias com até R\$ 120,00 de renda mensal per capita (valores em R\$ de 2006). A restrição de fornecer subsídios apenas para famílias recebendo benefícios do programa Bolsa Família reduz em mais de 4,4 milhões o número de famílias elegíveis para serem incluídas na Categoria T3.

Proposta 6 - similar à Proposta 2, exceto que o item (a) seria substituído pelo item (a"), de acordo com o qual são elegíveis aos subsídios tarifários de energia elétrica as famílias beneficiadas pelo programa Bolsa Família.

Proposta 7 - similar à Proposta 3, exceto que o item (a) pelo item (a"), de acordo com o qual são elegíveis aos subsídios tarifários de eletricidade as famílias beneficiadas pelo programa Bolsa Família.

Proposta 8 - similar à Proposta 4, exceto que o item (a) pelo item (a"), de acordo com o qual são elegíveis aos subsídios tarifários de baixa renda as famílias beneficiadas pelo programa Bolsa Família.

19. Os pesquisadores explicitaram os impactos de cada proposta, dividido-os em curto e médio/longo prazos. Em todas as propostas apresentadas, sugeriu-se a extinção da classe

residencial T2, dado que metade das unidades de consumo nessa categoria não são os consumidores de baixa renda. Os impactos de curto prazo correspondem à situação de subsídios após a extinção da classe T2 é da transferência dos antigos consumidores elegíveis (de fato com baixa renda) da classe T2 para uma nova classe T3. Por outro lado, em todas as oito propostas apresentadas, um fator importante, o cadastramento junto ao MDS, ou a participação no Bolsa Família, para que as famílias fossem classificadas como baixa renda de subsídios tarifários de eletricidade. Conforme estimativas, o potencial de famílias no programa de baixa renda, caso o cadastro do MDS seja adotado, com renda per capita de corte de $\frac{1}{2}$ salário mínimo, é de quase 16 milhões de unidades de consumo (em torno de 30% dos domicílios brasileiros). Mesmo com a implantação do programa Bolsa Família como famílias de baixa renda, o número potencial de famílias seria de 11,2 milhões (aproximadamente 20% dos domicílios brasileiros).

20. Segundo os pesquisadores da UNB, independente da proposta adotada, existe uma tendência de o número de famílias baixa renda de eletricidade aumentar até esses universos potenciais. A entrada das demais famílias em potencial no programa de baixa renda de eletricidade ocasionaria uma pressão sobre os subsídios tarifários. Essa pressão foi medida pelos impactos orçamentários de médio/longo prazo, conforme apresentados nas fls. 81 e 87 do Anexo 2.

21. O estudo da FINATEC destaca, em relação ao impacto das diferentes propostas, que a utilização de novos limites regionais (140 kWh para as áreas rurais e 160 kWh para as áreas urbanas) não traria benefícios sensíveis em termos de impactos orçamentários. O mesmo se aplica aos novos limites regionais escalonados por número de pessoas no domicílio. De maneira geral, a manutenção dos limites regionais atualmente em vigor traria o mesmo impacto orçamentário que a implantação desses novos limites. Portanto, seria mais interessante manter os limites regionais atuais, o que facilitaria muito a implementação da nova proposta. Por outro lado, o fato de esses novos limites terem sido estimados, via exercícios econométricos, de forma a garantir um consumo mínimo de eletricidade para as famílias de baixa renda, corrobora os limites regionais atualmente vigentes.

22. Os professores, então, propuseram um novo escalonamento de descontos para as famílias no programa de baixa renda. De acordo com esse novo escalonamento, as famílias com consumo de até 37 kWh teriam desconto integral (100%). Sobre o consumo que excedesse esse patamar, incidiria a tarifa residencial integral (0% de desconto). O valor de 37 kWh corresponde ao somatório de consumo mensal de um conjunto mínimo de equipamentos eletro-eletrônicos. Esse conjunto é composto por um refrigerador de 290 litros, uma televisão de 14 polegadas (utilizada 6 horas por dia) e três lâmpadas compactas (utilizadas 3 horas por dia cada). Como limitação dessa proposta, apontam os professores, esse novo escalonamento traz oportunidades para a concessionária estabelecer um consumo mínimo, o que poderia elevar substancialmente o montante alocado para os subsídios. Além disso, esse novo escalonamento pode reduzir os incentivos para que as concessionárias combatam as ligações irregulares.

23. Para a nova categoria de baixa renda, a elegibilidade de cada unidade de consumo seria comprovada via cadastro do MDS, sendo elegíveis famílias com até $\frac{1}{2}$ salário mínimo de renda per capita, ou via programa Bolsa Família, sendo elegíveis as famílias com até R\$ 120,00 de renda per capita. O cadastro do MDS, com renda de até $\frac{1}{2}$ salário mínimo, englobaria potencialmente um número bem maior de famílias do que o universo potencial para o programa Bolsa Família. Por conta disso, os impactos orçamentários da adoção do cadastro do MDS são bem maiores.

24. Além disso, este cadastro do MDS é menos fiscalizado, dado que nem todas as famílias nesse cadastro, com renda de até $\frac{1}{2}$ salário mínimo, recebem auxílio financeiro do MDS. Por outro lado, a utilização do programa Bolsa Família para definir baixa renda na tarifação de

eletricidade restringe o número de famílias que seriam atendidas por esses subsídios. Essas duas alternativas (cadastro do MDS x programa Bolsa Família) explicitam a relação de compromisso entre a abrangência da política pública e os gastos com essa política.

25. Os exercícios de microsimulações efetuados no estudo da FINATEC estimaram os impactos orçamentários agregados sobre os subsídios aplicados às categorias T2 e T3 conjuntamente, sem distinguir se alguns desses consumidores estariam na classe T4 ou não. Os impactos orçamentários estimados referem-se ao total de subsídios, independentes de esses estarem sendo bancados pela CDE ou não. Em uma segunda etapa, estimaram os impactos orçamentários especificamente para a CDE. De acordo com os resultados, para algumas das propostas, mesmo com a eliminação da classe T2 poderia haver um aumento no montante total de subsídios financiados pela CDE, devido à possível entrada na classe T3 de um grande número de novos consumidores de baixa renda, dada a abrangência do cadastro do MDS.

26. O estudo procurou estimar também o impacto orçamentário de não se alterar a atual política vigente. Essa estratégia poderia implicar, no médio/longo prazo, um aumento em torno de 30% no total de subsídios aos consumidores de baixa renda e um aumento de quase 40% no total de subsídios financiados diretamente pela CDE.

27. Por fim, a equipe de consultores sugere que a proposta escolhida esteja entre as propostas 1 e 5. Opinam que não seria adequado alterar os limites regionais em vigor. Na escolha entre as propostas, 1 ou 5, alertam para dois fatos: 1) a abrangência total da política tarifária para consumidores de baixa renda; e 2) a alteração do escalonamento tarifário atualmente em vigor. Dizem que a escolha do cadastro do MDS garante uma maior abrangência do programa de subsídios, por outro lado, o montante de subsídios para esse cadastro seria bem maior. Especificamente para os subsídios financiados pela CDE, poderia haver um aumento no montante no médio/longo prazos. Além disso, a fiscalização das famílias no cadastro do MDS, com renda per capita de até $\frac{1}{2}$ salário mínimo é menos intensa, dado que não há aporte de recursos diretamente para todas as famílias cadastradas. Já para as famílias no programa Bolsa Família, a fiscalização é mais efetiva, pois esse programa implica um auxílio financeiro mensal.

28. A equipe de consultores avaliou também a possibilidade de outras formas de definição das unidades de consumo de baixa renda, além do cadastro do MDS ou do programa Bolsa Família. Uma das formas seria utilizar os valores de IPTU cobrado pelas prefeituras. Em geral, esses valores são definidos pela prefeitura de cada cidade, de acordo com o plano de zoneamento, e estão relacionados às características dos imóveis.

29. No entanto, ressaltam que a implementação de uma proposta de tarifação subsidiada de eletricidade baseada nos valores de IPTU teria um alto custo de implantação, devido à necessidade de uma coordenação apropriada entre as prefeituras, o MME e a ANEEL. Esse fato se agrava dado que a grande maioria dos municípios brasileiros possui menos de 20 mil habitantes e não necessariamente esses municípios pequenos estariam em condições de implementar uma estratégia eficaz de cooperação com o setor elétrico. Por esses motivos e, principalmente, considerando o esforço do MDS para tornar o seu cadastro único cada vez mais consistente, a equipe de consultores finaliza o estudo sugerindo que a definição do público de baixa renda para os subsídios tarifários de energia seria mais apropriada a partir das bases de cadastrados do MDS.

30. Essas foram as conclusões apresentadas pelos pesquisadores da Universidade de Brasília, contratados por meio da FINATEC - Fundação de Empreendimentos Científicos e Tecnológicos - em cumprimento à recomendação desta Corte de Contas.

31. Entretanto, cabe, ainda, registrar que o Acórdão nº 344/2003-Plenário, em seu subitem 9.1.2, sugeriu que o MME fizesse gestões junto ao IBGE a respeito da possibilidade de incluir na próxima Pesquisa Nacional por Amostragem de Domicílios (PNAD) uma questão sobre o

consumo domiciliar mensal de energia elétrica em kWh. Embora nenhuma providência tenha sido tomada, há de se registrar o fato de a Pesquisa de Orçamento Familiar - POF 2003/2004 do IBGE já ter incluído o item "gasto com iluminação". Portanto, já há dado suficiente para alcançar o consumo domiciliar mensal de energia elétrica em kWh, como demonstrou esse estudo elaborado pela FINATEC que se valeu dos dados da POF, enquanto o TCU usou os dados da Pesquisa de Padrão de Vida - PPV. Em que pese o uso de bancos de dados diferentes, ambos chegaram ao mesmo resultado.

32. Com esse Estudo, entende-se que as recomendações 9.1.1 e 9.1.2 do Acórdão nº 344/2003-Plenário, de 09/04/2003, reiterada pelo item 9.2.1 do Acórdão nº 59/2005 - Plenário, de 2/2/2005, foram plenamente cumpridas, resta ao MME envidar esforços para sua implementação, pois existe uma lei que carece de modificação.

2 Critérios adicionais para residências com consumo de até 80 kWh.

33. Os achados de auditoria do TCU, ratificados pelo estudo acima da FINATEC-UNB, mostram a inadequabilidade dos critérios estabelecidos a partir da edição da Lei nº 10.438/2002 para o enquadramento dos beneficiados pela tarifa social.

34. O Acórdão nº 59/2005 - Plenário, em seu subitem 9.2.2., recomendou ao MME que fossem definidos critérios adicionais para o enquadramento de consumidores na subclasse baixa renda, notadamente aqueles de consumo domiciliar de até 80 kWh.

35. Muito embora o primeiro acórdão já tratasse especificamente desse tema, esse último acórdão foi mais explícito, o que é salutar, pois a inadequação do critério da lei permite que pessoas que não precisam do subsídio sejam beneficiadas.

36. Não obstante o cumprimento da recomendação do TCU para que fossem realizados estudos que replicassem os dados da equipe de auditoria ter sido implementada, passados 5 anos de implementação da tarifa social (iniciada em 2002), o ponto nevrálgico permanece sem mudança, a distorção, já demonstrada acima, causada no Programa em decorrência da inclusão, pela Lei nº 10.438/2002, de residências com consumo de até 80 kWh. Quanto aos consumidores entre 80 kWh e 220 kWh, há a exigência de que sejam cadastrados no Programa Bolsa-Família, entretanto, os beneficiários ainda estão em condição provisória. A Aneel vem ano a ano prorrogando o prazo para que consumidores comprovem sua condição de baixa renda para manutenção do benefício. O último prazo, dado pela Aneel, para garantir o direito à tarifa social foi 30 de setembro de 2007.

37. A categoria de consumidores até 80 kWh é a mais expressiva, pois dos 17,5 milhões de residências beneficiadas pela tarifa social, apenas 3,8 milhões estão na faixa de consumo entre 80 e 220 kWh/mês, ao passo que 13,7 milhões estão nessa faixa até 80 kWh. Em termos monetários, a materialidade se mostra muito expressiva.

38. De acordo com dados da Tabela 3 fornecidos pela Aneel (fls. 391), até agosto de 2007, foram gastos R\$ 5,6 bilhões com a tarifa social (valores nominais). Observa-se que, em média, 74% dos valores são destinados aos consumidores de até 80 kWh, justamente onde foi identificado que 50% desses consumidores não deveriam estar inseridos no programa. Assim, face à não modificação dos critérios da lei, há um desperdício anual de R\$ 382 milhões ao ano, em termos nominais. Concluindo-se, portanto, que do período de 2002 até agosto de 2007, esse montante foi da ordem de R\$ 2.070.026.511,10, com recursos subsidiados pela Conta de Desenvolvimento Energético -CDE, que é um encargo tarifário embutido nas tarifas de energia, ou seja, rateado com todos os consumidores.

Tabela 3 - Valores gastos com Tarifa Social

Tarifa Social-0 a 80 kWh-80 a 220 kWh-Total R\$

2002-338.070.630,54-78%-93.562.136,27-22%-431.632.767,59

2003-640.0 67.906,21-71%-257.909.091,87-29%-897.976.998,79
2004-856.193.733,78-78% -244.044.628,42-22%-1.100.238.362,98
2005-964.532.036,50-74%-346.910.50 2,63-26%-1.311.442.539,87
2006-1.022.293.759,89-72%-391.842.868,86-28%- 1.414.136.629,47
2007*-318.894.955,28-70%-137.619.397,55-30%-456.514.35 3,53
Total Geral-4.140.053.022,20-74%-1.471.888.625,60-26%-5.611.941.652,23
Desperdício - 50% até 80 kWh-2.070.026.511,10----
Fonte: Aneel fls. 391 * dados até agosto de 2007.

3 Fiscalizações da Aneel

39. Em que pese a alegação, inicialmente dada pela Aneel, de que não estava fiscalizando a aplicação dos valores da tarifa social por parte das concessionárias em razão do contingenciamento orçamentário imposto pelo Governo Federal, a Aneel vem realizando fiscalizações como restou comprovado às fls. 262/324 e 338 /387.

40. Os relatórios enviados revelaram irregularidades nos procedimentos das concessionárias no que diz respeito ao enquadramento de consumidores na categoria baixa renda, bem como quanto à apuração dos valores da tarifa social. Cabe destacar que a metodologia adotada para a escolha dos casos investigados em cada concessionária foi amostra aleatória. As fiscalizações tiveram o seguinte escopo:

- 1) período 2002 a 2006;
- 2) verificação dos dados de faturamento das unidades consumidoras subclasse residencial baixa renda e residencial;
- 3) verificação dos valores de diferença mensal negativa de receita;
- 4) verificação dos valores de diferença mensal positiva de receita; e
- 5) verificação dos valores de diferença mensal de receita.

41. Entre as irregularidades elencadas pelos técnicos, a mais recorrente foi o enquadramento de unidades consumidoras não residenciais na categoria baixa renda, a exemplo de templo religioso, comércio e repartição pública.

42. As concessionárias Saelpa-PB, Escelsa-ES, AES Sul-RS, Cotel-PR e Cemig-MG apresentaram divergência na apuração das diferenças mensais de receita, tendo a Aneel determinado às concessionárias que recalculassem a receita de acordo com a metodologia estabelecida na Resolução Normativa Aneel nº 89, de 25/10/2004. A situação mais grave foi a da AES Sul em que os técnicos da Aneel propuseram que as homologações fossem suspensas até que os dados fossem reenviados para a Aneel.

43. Há que se ressaltar a importância da fiscalização, principalmente porque os relatórios revelam uma enorme fragilidade dos controles das concessionárias sobre o cadastro dos consumidores enquadrados como de baixa renda. Entende-se, portanto, que a recomendação 9.2.3. do Acórdão nº 59/2005 - Plenário, de 2/2/2005, foi atendida.

4 Conclusão

44. A auditoria operacional que antecedeu o presente monitoramento buscou verificar a adequabilidade dos critérios de enquadramento dos consumidores de baixa renda instituídos pela Lei nº 10.438/2002, que estabeleceu categorias de descontos para tais consumidores.

45. Foram realizados dois monitoramentos. O primeiro, autorizado pelo Acórdão nº 344/2003-Plenário, de 09/04/2003. O segundo, pelo Acórdão nº 59/2005 - Plenário, de 2/2/2005.

46. Esses monitoramentos acompanharam a execução das recomendações do TCU, haja vista a falta de eficácia e efetividade da lei em termos de promover a equidade social, pois a Lei nº 10.438/2002, ao enquadrar automaticamente as residências com consumo até 80 kWh, permitiu que, por exemplo, casas de praia, sítios, flats, ou residências em que morem poucas

... pessoas, fossem enquadradas sem que fossem de pessoas de baixa renda. Por outro lado, residências de baixa renda onde moram muitas pessoas, conseqüentemente, consomem mais que 80 kWh, não recebem o subsídio. A existência de consumidores de média e baixa renda beneficiados pelos mesmos critérios é uma medida de ineficiência da lei em termos de alocação de recursos. Os dois efeitos combinados demonstram o caráter regressivo da lei, na medida em que existem consumidores de baixa renda subsidiando consumidores de média e alta renda.

47. Estudo contratado pelo MME, por recomendação do subitem 9.1.1 do Acórdão nº 344/2003-Plenário, reiterado pelo Acórdão nº 59/2005 - Plenário, executado pela FINATEC-UNB, replicou os dados apresentados pelo TCU e chegou à mesma conclusão da equipe de auditoria desta Corte de Contas, mesmo tendo usado base de dados diferentes para medir o consumo de energia elétrica das residências. Enquanto o TCU utilizou a base de dados da Pesquisa de Padrão de Vida - PPV - do IBGE, a FINATEC-UNB utilizou a base de dados da Pesquisa de Orçamento Familiar - POF - do IBGE. Mesmo com bases diferenciadas, o estudo da UNB ratificou, em novembro de 2006, o relatório de auditoria operacional do TCU realizada em 2003.

48. Em 2006, o estudo da FINATEC-UNB conclui que: "o atual sistema de subsídio tarifário, cujo alvo é o grupo de consumidores de baixa renda, atinge, na verdade, um grupo distinto: para a faixa de consumo de até 80 kWh, menos de 50% das famílias ganham até meio salário mínimo de renda per capita, mesmo quando consideramos uma renda per capita de corte abaixo da qual se localizam quase 30% dos domicílios brasileiros. Em outras palavras, menos da metade dos consumidores de energia elétrica com faixa de consumo até 80 kWh podem ser considerados de baixa renda. Os demais estariam recebendo indevidamente os subsídios tarifários".

49. Passados cinco anos de implementação da tarifa social (iniciada em 2002), o ponto nevrálgico permanece sem mudança, a distorção causada pela inclusão no Programa de residências com consumo de até 80 kWh, em decorrência de a Lei nº 10.438/2002 ter assim estabelecido. Quanto aos consumidores entre 80 kWh e 220 kWh, há a exigência de que sejam cadastrados no Programa Bolsa Família, entretanto, os beneficiários ainda estão em condição provisória. A Aneel vem ano a ano prorrogando o prazo para que consumidores comprovem sua condição de baixa renda para manutenção do benefício. O último prazo, dado pela Aneel, para garantir o direito à tarifa social foi 30 de setembro de 2007.

50. O custo anual da tarifa social é da ordem de R\$ 1,4 bilhões ao ano, subsidiado com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE. A CDE é um encargo tarifário embutido nas tarifas de energia, ou seja, rateada com todos os consumidores.

51. No período de janeiro de 2002 a agosto de 2007, foram gastos R\$ 5,6 bilhões com a tarifa social (valores nominais). Considerando que, em média, 74% dos valores são destinados aos consumidores de até 80 kWh, justamente onde foi identificado que 50% desses consumidores não deveriam estar inseridos no programa, conclui-se que, no período indicado, o desperdício foi da ordem de R\$ 2.070.026.511,10, conforme Tabela 3

52. Esse desperdício foi anunciado pelo TCU desde 2003. De todos os itens relativos às recomendações do TCU, restou descumprido exatamente o subitem 9.1.3 do Acórdão nº 344/2003-Plenário com a seguinte recomendação ao MME: "utilizar critérios adicionais que reduzam as potenciais características da aplicação dos critérios da Lei nº 10.438/2002, em termos de ineficiência no uso de recursos e ineficácia em promover a equidade, ou mesmo de remodelar os mecanismos previstos para conseguir beneficiar efetivamente os domicílios de baixa renda". Posteriormente, esta recomendação foi reiterada pelo subitem 9.2.2 do Acórdão nº 59/2005 - Plenário.

53. O Ministério de Minas e Energia há muito tempo está de posse de robustos

estudos que mostram a falta de efetividade da política pública da tarifa social, ou seja, tem conhecimento suficiente para propor as modificações na Lei nº 10.438/2002. Portanto, entende-se que cabe determinação e não mais recomendação ao MME no sentido de coibir as distorções que vêm ocorrendo face ao não cumprimento de recomendação desta Corte de Contas.

4.1 Proposta de Encaminhamento

54. Isto posto, opina-se pelo encaminhamento dos presentes autos ao Gabinete do Exmo. Ministro-Relator, Sr. Ubiratan Aguiar, propondo:

I - seja determinado ao Ministério de Minas e Energia que, no prazo de 60 dias, informe ao TCU a respeito das providências adotadas para a redefinição dos critérios para o enquadramento de consumidores na subclasse baixa renda, notadamente aqueles de consumo domiciliar de até 80 kWh, como recomendado pelo subitem 9.1.3 do Acórdão nº 344/2003-Plenário, reiterado pelo subitem 9.2.2 do Acórdão nº 59/2005 - Plenário, tendo em vista que no período de janeiro de 2002 a agosto de 2007, foram gastos R\$ 5,6 bilhões com a tarifa social (valores nominais), dos quais, 74% são destinados aos consumidores de até 80 kWh, justamente onde foi identificado que 50% desses consumidores não deveriam estar inseridos no programa, importando no desperdício da ordem de R\$ 2 bilhões, além de permitir que consumidores de baixa renda subsidiem consumidores de média e alta renda.

II - seja encaminhada cópia da deliberação que vier a ser adotada, bem como do relatório e voto que a fundamentarem, às Comissões de Minas e Energia, de Defesa do Consumidor, Meio Ambiente e Minorias da Câmara dos Deputados e à Comissão de Serviços de Infra-estrutura do Senado Federal, ao Conselho Nacional de Política Energética, ao Ministério de Minas e Energia, à Agência Nacional de Energia Elétrica e à 3ª Câmara da Procuradoria Geral da República;

III - que a SEFID continue monitorando o cumprimento do subitem 9.1.3 do Acórdão nº 344/2003-Plenário, reiterado pelo subitem 9.2.2 do Acórdão nº 59/2005 - Plenário."

É o Relatório.

Voto do Ministro Relator

O presente monitoramento evidencia o atendimento da quase totalidade das recomendações encaminhadas por este Tribunal ao Ministério de Minas e Energia por meio dos Acórdãos nºs 344/2003-Plenário e 59/2005-Plenário.

2. Contudo, verificou-se que a concretização de todos os esforços ainda não se deu: a implementação de critérios adicionais que permitam identificar os domicílios de baixa renda, público-alvo desejado da Lei nº 10.438/2002.

3. O teor da recomendação é o seguinte:

"9.1.3 utilizar critérios adicionais que reduzam as potenciais características da aplicação dos critérios da Lei nº 10.438/2002, em termos de ineficiência no uso de recursos e ineficácia em promover a equidade, ou mesmo de remodelar os mecanismos previstos para conseguir beneficiar efetivamente os domicílios de baixa renda;"

4. Do primeiro monitoramento, foi possível constatar, a partir das informações coletadas acerca do atendimento dos itens 9.1.1 e 9.1.3 do Acórdão nº 344/2003-Plenário, que o problema relativo à inadequação dos critérios estabelecidos com a edição da Lei nº 10.438/2002 para o enquadramento dos beneficiados pela tarifa social havia sido apenas atenuado. Com a edição da Resolução/Aneel nº 44/2004 ficou estabelecido, como requisito para o recebimento do benefício, que os consumidores na faixa de consumo entre 80 e 220 kWh comprovassem estar inscritos no Cadastro Único do Governo Federal e estar aptos a receber os benefícios do Programa Bolsa Família. Todavia, verificou-se que essa norma não propiciou mudança em relação àqueles com consumo mensal até 80 kWh.

5. Por meio do presente trabalho foi possível examinar o estudo feito em atendimento ao item 9.1.1 do Acórdão nº 344/2003-Plenário. Suas conclusões, em grandes linhas, como salientado pela Sefid, são no mesmo sentido daquelas que constaram do relatório de auditoria operacional, apreciado por este tribunal no ano de 2003. De toda sorte, a partir das conclusões desse trabalho, dispõe o Ministério de Minas e Energia dos elementos necessários à formulação de propostas de alteração dos critérios definidos na lei que instituiu a tarifa social.

6. Aliás, é isso que se deseja que seja implementado o mais breve possível, uma vez que os recursos destinados a assegurar esse benefício social são finitos e escassos, como todos os recursos destinados ao atendimento de políticas públicas de cunho social. Dessa maneira, ainda que não se fale em prejuízos aos cofres públicos, pode-se pensar em não assistência àqueles que efetivamente necessitam da ajuda, o que representa prejuízo social.

7. Por outro lado, permanece, ainda, o beneficiamento Indevido de consumidores de média e alta renda que mantém para os momentos de lazer imóveis que são eventualmente utilizados, e que, por essa razão, não ultrapassam o limite de 80 kWh.

8. O que se verificou foi que, muito embora o Acórdão nº 59/2005-Plenário, em seu subitem 9.2.2, tivesse recomendado ao Ministério de Minas e Energia que fossem definidos critérios adicionais para o enquadramento de consumidores na subclasse baixa renda, notadamente aqueles de consumo domiciliar de até 80 kWh, nada foi feito para identificar quais são, de fato, os domicílios com esse nível de consumo e se são efetivamente pertencentes a famílias de baixa renda, permanecendo, dessa forma, presente a distorção inicialmente identificada.

9. Mesmo para a faixa de consumidores entre 80 kWh e 220 kWh, apesar da edição da Resolução/Aneel nº 44/2004, que, como anteriormente mencionado passou a exigir o cadastramento no Programa Bolsa Família, os beneficiários ainda estão em condição provisória, conforme verificado neste monitoramento.

10. A adoção de providências no sentido de implementar as recomendações contidas no item 9.1.3 do Acórdão nº 344/2003-Plenário e pelo item 9.2.2 do Acórdão nº 59/2006-Plenário mostra-se urgente. Pelos dados registrados nos autos, a categoria de consumidores até 80 kWh é a mais expressiva, representando cerca de 78% do total de domicílios beneficiados. Em valores nominais, as cifras gastas com a tarifa social atingiram no período de 2002, ano de sua implantação, até agosto de 2007, R\$ 4.140 milhões de um total de R\$ 5.612 milhões. Cabe salientar, porém, que, do montante R\$ 4.140 milhões, cerca de 50% representaram desperdício (média de R\$ 382 milhões por ano), haja vista que foram valores destinados a consumidores que não deveriam estar inseridos no programa. Saliente-se, a propósito, que esse desperdício foi subsidiado por recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que é um encargo embutido nas tarifas de energia, havendo, dessa forma, rateio com todos os consumidores.

11. Outro aspecto avaliado neste monitoramento refere-se à verificação das fiscalizações realizadas pela Aneel nas subvenções econômicas repassadas às concessionárias, relativamente à tarifa social, recomendação constante do item 9.2.3 do Acórdão nº 59/2005-Plenário. A Sefid constatou que a Aneel vem realizando as fiscalizações necessárias, considerando-se atendida a recomendação.

12. Com relação à proposta da Sefid no sentido de que o Tribunal faça, agora, determinação ao Ministério de Minas e Energia, apesar de este trabalho ser oriundo de auditoria operacional, procede. O que se tem de concreto é que, passados cerca de seis anos da criação da tarifa social, e mais de cinco desde que o Tribunal manifestou-se no sentido da necessidade da alteração de critérios, o que era crucial ter sido feito, não o foi.

13. As conclusões do estudo solicitado à Finatec pelo Ministério de Minas e Energia, em atendimento ao item 9.1.1 do Acórdão nº 344/2003-Plenário, são de seu conhecimento desde

2006. Desde então, corroborando as conclusões da nossa equipe de auditoria, alguma providência deveria ter sido tomada, haja vista as conclusões no sentido da falta de efetividade da política pública da tarifa social. Significa dizer que a referida pasta já tem conhecimento suficiente para propor as modificações na Lei nº 10.438/2002.

14. É urgente e necessário que se alcance a eficácia e a efetividade que a referida lei buscou implementar em termos de promoção e equidade social. Como salientado pela Sefid, a existência de consumidores de média e alta renda beneficiados pelos mesmos critérios é uma medida de ineficiência da lei em termos de alocação de recursos. Os dois efeitos combinados demonstram o caráter regressivo da lei, na medida em que existem consumidores de baixa renda subsidiando consumidores de média e alta renda.

15. A Finatec apontou em seu estudo: "o atual sistema de subsídio tarifário, cujo alvo é o grupo de consumidores de baixa renda, atinge, na verdade, um grupo distinto: para a faixa de consumo de até 80 kWh, menos de 50% das famílias ganham até meio salário mínimo de renda per capita, mesmo quando consideramos uma renda per capita de corte abaixo da qual se localizam quase 30% dos domicílios brasileiros. Em outras palavras, menos da metade dos consumidores de energia elétrica com faixa de consumo até 80 kWh podem ser considerados de baixa renda. Os demais estariam recebendo indevidamente os subsídios tarifários".

16. O momento, portanto, deve ser de medidas efetivas. O prazo já decorrido e o conjunto de informações em posse do Ministério de Minas e Energia indicam a necessidade da adoção de providências urgentes para solucionar essa questão. Por esse motivo, acolho a sugestão da Sefid no sentido de encaminhar a determinação pertinente, com o objetivo de coibir as distorções que vêm ocorrendo face ao não cumprimento de recomendação desta Corte de Contas.

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

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 11 de junho de 2008.

UBIRATAN AGUIAR
Ministro-Relator

Acórdão

VISTOS, relatados e discutidos estes autos relativos ao segundo monitoramento, realizado pela Sefid, das recomendações proferidas ao Ministério de Minas e Energia por meio dos Acórdãos nºs 344/2003-Plenário e 59/2005-Plenário.

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

9.1. com fundamento no art. 250, inciso II, do Regimento Interno, determinar ao Ministério de Minas e Energia que, no prazo de 60 (sessenta) dias, informe a este Tribunal a respeito das providências adotadas para a redefinição dos critérios para o enquadramento de consumidores na subclasse baixa renda, notadamente aqueles de consumo domiciliar de até 80 kWh, como recomendado pelo subitem 9.1.3 do Acórdão nº 344/2003-Plenário, reiterado pelo subitem 9.2.2 do Acórdão nº 59/2005-Plenário, tendo em vista que no período de janeiro de 2002 a agosto de 2007, foram gastos R\$ 5,6 bilhões com a tarifa social (valores nominais), dos quais, 74% são destinados aos consumidores de até 80 kWh, justamente onde foi identificado que 50% desses consumidores não deveriam estar inseridos no programa, importando no desperdício da ordem de R\$ 2 bilhões, além de permitir que consumidores de baixa renda subsidiem consumidores de média e alta renda;

9.2. encaminhar cópia desta deliberação, bem como do Relatório e do Voto que a fundamentam, às Comissões de Minas e Energia, de Defesa do Consumidor, Meio Ambiente e

Minorias da Câmara dos Deputados e à Comissão de Serviços de Infra-estrutura do Senado Federal, ao Conselho Nacional de Política Energética, ao Ministério de Minas e Energia, à Agência Nacional de Energia Elétrica e à 3ª Câmara da Procuradoria Geral da República;

9.3. determinar que a Sefid continue monitorando o cumprimento do subitem 9.1.3 do Acórdão nº 344/2003-Plenário, reiterado pelo subitem 9.2.2 do Acórdão nº 59/2005-Plenário

Quorum

13.1. Ministros presentes: Walton Alencar Rodrigues (Presidente), Marcos Vinícios Vilaça, Valmir Campelo, Guilherme Palmeira, Ubiratan Aguiar (Relator), Benjamin Zymier, Augusto Nardes, Aroldo Cedraz e Raimundo Carreiro.

13.2. Auditores presentes: Augusto Sherman Cavalcanti, Marcos Bemquerer Costa e André Luís de Carvalho

Publicação

Ata 22/2008 - Plenário

Sessão 11/06/2008

Aprovação 12/06/2008

Dou 13/06/2008

Referências (HTML)

Documento(s):014-698-2002-7-UA.doc

PORTAL DE
PESQUISA TEXTUAL

Quinta-feira, 3 de Setembro de 2009.

Pesquisa número:	6
Pesquisa refinada:	{tagRefQ}
Expressão de Pesquisa:	Pesquisa em formulário - documento número: 1630, ano do documento: 2008
Bases pesquisadas:	Acórdãos
Documento da base:	Acórdão
Documentos recuperados:	6
Documento Mostrado:	2

Identificação

Acórdão 1630/2008 - Plenário

Número Interno do Documento

AC-1630-32/08-P

Grupo/Classe/Colegiado

GRUPO I / CLASSE VII / Plenário

Processo

013.120/2007-3

Natureza

Denúncia

Entidade

Entidades: Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel

Interessados

Interessado: Identidade preservada. Responsável: Jerson Kelman - Diretor Geral da Aneel

Sumário

DENÚNCIA. CONHECIMENTO. COBRANÇA INDEVIDA DE ENERGIA ELÉTRICA NÃO FORNECIDA. PROCEDÊNCIA. DESCUMPRIMENTO DE RESOLUÇÃO DA ANEEL. DETERMINAÇÕES

Assunto

Denúncia

Ministro Relator

Benjamin Zymler

Representante do Ministério Público

não atuou

Unidade Técnica

Sefid

Advogado Constituído nos Autos

não há

Dados Materiais

(com 1 anexo e Sigiloso)

Relatório do Ministro Relator

Trata-se de denúncia protocolada na Secex (BA) - fl. 3. O assessor daquela unidade técnica enviou a documentação para a Sefid, tendo em vista a privatização da Companhia Energética da Bahia - Coelba e o fato de essa denúncia ter sido apresentada também à Controladoria Geral da União e à Ministra da Casa Civil, Dilma Rouseff.

2. O denunciante alegou que:

a) sua empresa foi contratada pela Prefeitura Municipal de Jequié (BA) para prestar serviços de consultoria sobre a eficiência do fornecimento de energia no Município. Como resultado desse trabalho, foram analisadas as contas de energia de 7 (sete) sedes municipais, tendo sido constatada cobranças indevidas de energia em 6 (seis) delas. Nessas sedes, foi cobrada uma quantidade de energia maior que aquela efetivamente fornecida pela Coelba;

b) durante o apagão, houve um corte da ordem de 35% na iluminação pública, contudo, a energia não ofertada foi cobrada;

c) o Município de Jequié (BA) foi prejudicado pela restrição na iluminação de suas ruas entre junho/2001 e fevereiro/2002. Ao mesmo tempo, sofreu considerável prejuízo financeiro por ter pago à Coelba por uma energia não consumida;

d) anexou a Ata da Reunião realizada pela Agência Estadual da Bahia - AGERBA, em 24/11/2006, com a presença da Coelba e do representante da Prefeitura Municipal de Jequié (BA). Segundo esta ata, a Coelba concordou em devolver os valores;

e) os recursos financeiros que poderiam ter sido aplicados nas áreas de educação, saúde e saneamento, oriundos da redução dos valores das contas de energia elétrica pagas, não o foram porque o gestor municipal desconhecia que pagara valores superiores;

f) a Agência Nacional de Energia - Aneel não monitorou a Coelba;

g) com o fim do racionamento, em 1º/03/2002, foi instituído o Encargo Compulsório. Em virtude disso, todos os consumidores, excluindo os de baixa renda, foram obrigados a pagar valores maiores nas respectivas contas;

h) as concessionárias de energia, alegando perda de receitas, foram contempladas pelo Governo Federal com a Recomposição Tarifária Extraordinária e RTE, por meio da Medida Provisória nº 2.148-1/2002. A mesma presteza não foi observada no que diz respeito à devolução de valores indevidos cobrados à maior do Município;

i) tal fato pode ter ocorrido em outros Estados. Afinal, "as demais concessionárias valendo-se da crônica deficiência de gestão das prefeituras dos grandes centros e grotões, quanto a controle de gastos, não fizeram também o mesmo?"

j) solicita que seja verificado se houve cobrança indevida generalizada em todo o Brasil, tendo em vista que há, segundo dados do IBGE, mais de 300 municípios com população acima de 80.000 habitantes; que em média consomem acima de 50.000.000 kWh para Iluminação Pública;

k) anexou os seguintes documentos:

- ata de reunião de mediação entre a Coelba e a Prefeitura Municipal de Jequié (BA) - fls. 4 e 5;
- ofício da Prefeitura Municipal de Jequié (BA) à Coelba avisando da cobrança indevida de R\$ 130.390,30 (fl. 6);
- relatórios da TNA Consultoria Técnica Ltda. demonstrando as irregularidades em tela (fl. 7 a 11);
- ofício da TNA Consultoria Técnica Ltda., de 28/12/2006, enviado à Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia - AGERBA (fls. 14 a 17).

3: Diante do acima exposto, a unidade técnica propôs o conhecimento desta denúncia e a realização de inspeção na Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel com o intuito de verificar sua procedência.

4. Tendo em vista o preenchimento dos requisitos de admissibilidade, determinei a autuação deste processo como denúncia e determinei a realização da inspeção proposta pela Sefid (fl. 20).

5. A equipe encarregada da inspeção destacou que (fls. 60 a 64):

a) esta denúncia pode ser sintetizada em quatro pontos. Primeiro, a COELBA cobrou por um serviço que não prestou à Prefeitura Municipal de Jequié (BA) durante o racionamento que durou de junho/2001 a fevereiro/2002. Segundo, a Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia - AGERBA, no exercício de competência delegada pela Aneel, participou da mediação com a COELBA visando obter o ressarcimento à Prefeitura de Jequié (BA) dos valores pagos à maior. A COELBA não cumpriu o combinado nessa reunião de mediação, apesar de admitir a cobrança indevida. Terceiro, tal fato ocorreu em outros Municípios baianos, quicá no Brasil inteiro. Quarto, a Aneel não tem conhecimento de tais fatos;

b) segundo a Ata da reunião de mediação realizada entre a AGERBA, a Prefeitura Municipal de Jequié (BA) e a COELBA, em 14 de dezembro de 2006, a concessionária deveria fazer o ressarcimento em dobro à Municipalidade face à cobrança de serviço não prestado durante o racionamento de junho/2001 a fevereiro/2002;

c) o denunciante, com base em histórico de consumo do Município de Jequié (BA) - fls. 10 e 11, alegou que esse Município, além de ter sido prejudicado pela restrição à iluminação de suas ruas e logradouros, sofreu considerável prejuízo financeiro, pois pagou por uma energia não consumida e não fornecida pela COELBA;

d) documentos enviados pela AGERBA (fls. 39 a 44) demonstram que dezembro de 2006 foi a data estipulada pela reguladora estadual como limite para que a concessionária procedesse ao ressarcimento. Como essa devolução não ocorreu, a AGERBA convocou novamente a COELBA para que o efetivasse;

e) foi firmado um convênio de cooperação pela Aneel e pela AGERBA (fls. 25 a 38), tendo sido estipulado que a agência reguladora estadual deve apurar e solucionar as queixas de consumidores e agentes setoriais, em conformidade com as normas, regulamentos e dispositivos contratuais, quando estiverem esgotadas as tentativas de acordo pelas partes em conflito (Cláusula Primeira - do objeto, inciso III);

f) desde novembro de 2006, por meio de mediação da reguladora estadual, a COELBA concordou em devolver 374.570 kWh, o que à época estava orçado em R\$ 140.882,46. Considerando que o art. 78, § 4º, da Resolução Aneel nº 456/2000 preconiza que a devolução seja em dobro, esse valor pode chegar (sem correção monetária) a R\$ 280 mil;

g) tais valores foram cobrados a maior há mais de 6 anos e até agora não houve o devido ressarcimento;

h) segundo a Aneel (fl. 23), o assunto ficou restrito ao âmbito da AGERBA;

i) consoante a ata da reunião de mediação, a COELBA reconheceu a irregularidade. Contudo, posteriormente, apresentou "fatos novos" à ouvidoria da AGERBA. Esses fatos não foram descritos nestes autos. Diante disso, a equipe solicitou que a AGERBA esclarecesse essa questão;

j) a AGERBA não reconheceu as alegações da COELBA como "fatos novos". A coordenação de energia da AGERBA, em 27/07/2007, asseverou que (fl. 44):

"a concessionária não apresentou justificativas complementares no prazo estabelecido na reunião do dia 05/06/2007. Em função disso, não foi ainda realizada nova reunião de mediação. Está sendo emitido ofício à concessionária cobrando a entrega das justificativas no prazo de 5 dias a contar da data do recebimento deste, para em seguida agendar nova reunião de mediação entre as partes."

k) pelo exposto, vê-se que a concessionária pode estar protelando a implementação de uma solução para o problema sob comento;

l) consoante a AGERBA, além da Prefeitura de Jequié (BA), as seguintes prefeituras baianas apresentaram reclamações: Vitória da Conquista, Caculé, Paulo Afonso, Santo Antônio de Jesus, Livramento de Nossa Senhora e Almas de Monte Alto. A agência reguladora ressaltou que podem existir outros questionamentos que sejam desconhecidos dela e da Aneel;

m) o denunciante informou que, além das Prefeituras citadas acima, os Municípios baianos de Brejões, Jitauna, Itaquara e Nova Itarana também solicitaram a intervenção da AGERBA (fl. 45);

n) assim, somente no Estado da Bahia, 10 Municípios registraram a cobrança indevida. No que diz respeito a outras concessionárias no Brasil, a Aneel informa que tal irregularidade também ocorreu nos Estados do Ceará e Piauí.

6. Com espeque nessas considerações, a equipe de inspeção concluiu que:

a) esta denúncia é procedente;

b) a Aneel deve atuar para dar cumprimento ao disposto na sua Resolução nº 456, de 29/11/2000, que estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, cujo art. 78 estabelece que, quando houver diferença a cobrar ou a devolver, a concessionária deverá informar ao consumidor, por escrito, quanto:

"I - a irregularidade constatada;

II - a memória descritiva dos cálculos do valor apurado, referente às diferenças de consumos de energia elétrica e/ou de demandas de potência ativas e reativas excedentes, inclusive os fatores de carga e de demanda típicos quando aplicáveis os critérios referidos no § 2º do art. 71 e na alínea "c", inciso IV, do art. 72;

III - os elementos de apuração da irregularidade;

IV - os critérios adotados na revisão dos faturamentos;

V - o direito de recurso previsto nos §§ 1º e 3º deste artigo; e

VI - a tarifa utilizada.

§ 1º Caso haja discordância em relação à cobrança ou respectivos valores, o consumidor poderá apresentar recurso junto a concessionária, no prazo de 10 (dez) dias a partir da comunicação.

§ 2º A concessionária deliberará no prazo de 10 (dez) dias, contados do recebimento do recurso, o qual, se indeferido, deverá ser comunicado ao consumidor, por escrito, juntamente com a respectiva fatura, quando pertinente, a qual deverá referir-se exclusivamente ao ajuste do faturamento, com vencimento previsto para 3 (três) dias úteis.

§ 3º Da decisão da concessionária caberá recurso à Agência Reguladora Estadual ou do Distrito Federal, conforme o caso, ou, na ausência daquela, à ANEEL, no prazo de 10 (dez) dias, que deliberará sobre os efeitos do pedido.

§ 4º Constatado o descumprimento dos procedimentos estabelecidos neste artigo ou, ainda, a improcedência ou incorreção do faturamento, a concessionária providenciará a devolução do indébito por valor igual ao dobro do que foi pago em excesso, salvo hipótese de engano justificável."

c) essa irregularidade teria ocorrido em 11 municípios baianos. Entretanto, a AGERBA só intermediou até agora o caso de Jequié;

d) o denunciante aventou a possibilidade de esse irregularidade ter sido generalizada em todo o país, porém, a Aneel só tem conhecimento de ela ter ocorrido na Bahia, no Ceará e no Piauí. Apenas de ter conhecimento, a agência não adotou nenhuma medida para fazer cumprir o art. 78, § 4º, da Resolução Aneel nº 456/2000. Por essa razão, a real dimensão do ocorrido é desconhecida, pois a Aneel apenas sinalizou que outras concessionárias também faturaram por serviços não prestados, entretanto, não se sabe quantos Municípios foram envolvidos nessa irregularidade;

e) a COELBA descumpriu a Cláusula Nona, inciso IV, do Contrato de Concessão nº 10/1997, firmado por essa concessionária e pela Aneel, e o art. 25 da Lei nº 8.987/1995, logo, cabe a ela responder por todos os prejuízos causados aos usuários ou a terceiros;

f) crê-se pertinente sugerir que a Aneel intime a AGERBA a cumprir o disposto na Cláusula Terceira, inciso II, letras "c", "d" e "h", do Convênio de Cooperação nº 1/2006 (fl. 33), no sentido de exercer as atividades de sua competência com eficiência e, principalmente, zelar pelo cumprimento das decisões emanadas da Aneel, notadamente a Resolução nº 456, de 29 de novembro de 2000;

g) a Aneel descumpriu o disposto no art. 4º, XVI, do Decreto nº 2.335/1997, pois compete-lhe cabe estimular a melhoria do serviço prestado e zelar, direta e indiretamente, por sua boa qualidade, observando, no que couber, o disposto na legislação vigente de proteção e defesa do consumidor.

7. Diante disso, a equipe propôs:

a) julgar procedente a presente denúncia, pois foi descumprido o disposto nos arts. 4º, XVI, do Decreto nº 2.335/1997 e 78, § 4º, da Resolução Aneel nº 456, de 29/11/2000, que estabelecem as condições gerais de fornecimento de energia elétrica;

b) determinar à Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, nos termos do art. 251 do Regimento Interno do TCU, que, no prazo de 15 dias:

- adote medidas para dar efetividade ao disposto nos arts. 4º, XVI, do Decreto nº 2.335/1997 e 78, § 4º, da Resolução Aneel nº 456/2000, os quais preconizam que, constatada incorreção do faturamento, a concessionária providenciará a devolução do indébito por valor igual ao dobro do que foi pago em excesso, salvo hipótese de engano justificável;

- informe ao TCU o resultado da mediação realizada entre a COELBA e o Município de Jequié (BA), pela Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia - AGERBA, por delegação de competência, nos termos do Convênio de Cooperação nº 1/2006, quanto à cobrança a maior de prestação de serviço, equivalente a 374.570 kWh, durante o racionamento de 2001/2002;

- informe ao TCU que medidas serão adotadas para apurar os graves indícios de cobrança a maior, pela COELBA, de serviços de eletricidade prestados às Prefeituras Municipais baianas de Vitória da Conquista, Caculé, Paulo Afonso, Santo Antônio de Jesus, Livramento de Nossa Senhora, Almas de Monte Alto, Brejões, Jitauna, Itaquara e Nova Itarana;

- informe ao TCU que medidas serão adotadas para apurar os indícios de cobrança a maior de serviços de eletricidade pela COELCE e CEPISA, que já são conhecidas pela Aneel;

c) retirar a chancela de sigilo destes autos;

d) dar ciência do acórdão a ser adotado, bem como do relatório e voto que o fundamentarem, ao interessado e à ANEEL.

8. O diretor da 1ª DT da Sefid e o titular daquela unidade técnica manifestaram sua aquiescência a essa proposta (fls. 64-verso e 68, respectivamente).

É o relatório.

Voto do Ministro Relator

Trata-se de denúncia versando sobre suposta cobrança indevida de tarifa de energia elétrica da Prefeitura Municipal de Jequié (BA), por parte da Companhia Energética da Bahia - Coelba. Referida cobrança teria violado o disposto nos arts. 4º, XVI, do Decreto nº 2.335/1997 e 78, § 4º, da Resolução Aneel nº 456/2000.

2. Preliminarmente, ressalto que a presente denúncia deve ser conhecida, pois atende aos requisitos de admissibilidade previstos no art. 53 da Lei Orgânica do TCU e nos arts. 234 e 235 do Regimento Interno do TCU. Afinal, ela se refere à atuação da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, que é uma entidade submetida à jurisdição desta Corte de Contas; foi redigida em linguagem clara e objetiva; contém o nome legível, a qualificação e o endereço do denunciante e está acompanhada de indícios concernentes à irregularidade denunciada.

3. Sopesada a robustez desses indícios, determinei a realização de inspeção na Aneel, a qual foi regularmente realizada pela Secretaria de Fiscalização de Desestatização - Sefid.

4. Após compulsar estes autos, verifiquei que os indícios de cobrança a maior já são do conhecimento da Aneel. Ressalto que, segundo informado por essa agência reguladora, há indícios de que essa cobrança indevida também teria ocorrido em outros municípios baianos, cearenses e piauienses.

5. O art. 78 da Resolução Aneel nº 456/2000, que estabelece, de forma atualizada e consolidada, as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, assim dispõe:

"Art. 78. Nos casos em que houver diferença a cobrar ou a devolver, a concessionária deverá informar ao consumidor, por escrito, quanto:

I - a irregularidade constatada;

II - a memória descritiva dos cálculos do valor apurado, referente às diferenças de consumos de energia elétrica e/ou de demandas de potência ativas e reativas excedentes, inclusive os fatores de carga e de demanda típicos quando aplicáveis os critérios referidos no § 2º do art. 71 e na alínea "c", inciso IV, do art. 72;

III - os elementos de apuração da irregularidade;

IV - os critérios adotados na revisão dos faturamentos;

V - o direito de recurso previsto nos §§ 1º e 3º deste artigo; e

VI - a tarifa utilizada.

§ 1º Caso haja discordância em relação à cobrança ou respectivos valores, o consumidor poderá apresentar recurso junto a concessionária, no prazo de 10 (dez) dias a partir da comunicação.

§ 2º A concessionária deliberará no prazo de 10 (dez) dias, contados do recebimento do recurso, o qual, se indeferido, deverá ser comunicado ao consumidor, por escrito, juntamente com a respectiva fatura, quando pertinente, a qual deverá referir-se exclusivamente ao ajuste do faturamento, com vencimento previsto para 3 (três) dias úteis.

§ 3º Da decisão da concessionária caberá recurso à Agência Reguladora Estadual ou do Distrito Federal, conforme o caso, ou, na ausência daquela, à ANEEL, no prazo de 10 (dez) dias, que deliberará sobre os efeitos do pedido.

§ 4º Constatado o descumprimento dos procedimentos estabelecidos neste artigo ou, ainda, a impropriedade ou incorreção do faturamento, a concessionária providenciará a devolução

do indébito por valor igual ao dobro do que foi pago em excesso, salvo hipótese de engano justificável."

6. Entendo que, em face dos fortes indícios de cobrança indevida por parte das concessionárias de distribuição de energia elétrica nos Estados da Bahia, Ceará e Piauí, a Aneel deve atuar visando à observância do disposto no art. 78 de sua Resolução nº 456/2000, acima citado.

7. Por via de consequência, considero serem oportunas e adequadas as determinações propostas pela Sefid, no sentido de que a Aneel informe ao TCU que providências está adotando para averiguar a efetiva ocorrência das irregularidades tratadas nestes autos. Ademais, caso seja comprovada a existência desses indébitos, a agência deverá informar a esta Corte de Contas que medidas pretende adotar para resolver a questão ora sob comento.

Diante do exposto, concordando com a Sefid, VOTO por que o Tribunal adote o Acórdão que ora submeto à apreciação deste Plenário.

TCU, Sala das Sessões, 13 de agosto de 2008.

BENJAMIN ZYMLER

Relator

Acórdão

VISTOS, relatados e discutidos estes autos que tratam de denúncia versando sobre suposta cobrança indevida de tarifa de energia elétrica da Prefeitura Municipal de Jequié (BA), por parte da Companhia Energética da Bahia - Coelba. Referida cobrança teria violado o disposto nos arts. 4º, XVI, do Decreto nº 2.335/1997 e 78, § 4º, da Resolução Aneel nº 456/2000.

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

9.1. conhecer da presente denúncia, para, no mérito, julgá-la procedente, com fulcro no art. 53 da Lei Orgânica do TCU e nos arts. 234 e 235 do Regimento Interno desta Corte de Contas;

9.2. determinar à Agência Nacional de Energia Elétrica que, no prazo de 60 (sessenta) dias, informe ao TCU:

9.2.1. o resultado da mediação realizada entre a COELBA e o Município de Jequié (BA), pela Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia - AGERBA, por delegação de competência, nos termos do Convênio de Cooperação nº 1/2006, quanto à cobrança a maior de prestação de serviço, equivalente a 374.570 kWh, durante o racionamento de 2001/2002;

9.2.2. que medidas serão adotadas para apurar os graves indícios de cobrança a maior, pela COELBA, de serviços de eletricidade prestados às Prefeituras Municipais balneárias de Vitória da Conquista, Caculé, Paulo Afonso, Santo Antônio de Jesus, Livramento de Nossa Senhora, Almas de Monte Alto, Brejões, Jitauna, Itaquara e Nova Itarana;

9.2.3. que medidas serão adotadas para apurar os indícios de cobrança a maior de serviços de eletricidade pela COELCE e pela CEPISA;

9.2.4. caso a existência dessas cobranças a maior tenha sido ou venha a ser confirmada, que medidas pretende adotar para resolver essa questão;

9.3. levantar a chancela de sigilo aposta a estes autos, com espeque no art. 55, § 1º, da Lei nº 8.443/1992, preservada a identidade do denunciante;

9.4. dar ciência deste Acórdão, bem como do Relatório e do Voto que o fundamentaram, ao denunciante e à Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel

Quorum

13.1. Ministros presentes: Walton Alencar Rodrigues (Presidente), Marcos Vinícios Vilaça, Valmir Campelo, Guilherme Palmeira, Ubiratan Aguiar, Benjamin Zymler (Relator), Augusto Nardes, Aroldo Cedraz e Raimundo Carreiro.

13.2. Auditores presentes: Augusto Sherman Cavalcanti, Marcos Bemquerer Costa e André Luís de Carvalho.

Publicação

Ata 32/2008 - Plenário

Sessão 13/08/2008

Aprovação 14/08/2008

Dou 18/08/2008

Referências (HTML)

Documento(s):RESERVADA-013-120-2007-3-BZ.doc

PORTAL DE
PESQUISA TEXTUAL

Quinta-feira, 3 de Setembro de 2009.

Pesquisa número:	7
Pesquisa refinada:	{tagRefQ}
Expressão de Pesquisa:	Pesquisa em formulário - documento número: 2379, ano do documento: 2008
Bases pesquisadas:	Acórdãos
Documento da base:	Acórdão
Documentos recuperados:	6
Documento Mostrado:	2

Identificação

Acórdão 2379/2008 - Plenário

Número Interno do Documento

AC-2379-44/08-P

Grupo/Classe/Colegiado

GRUPO I / CLASSE V / Plenário

Processo007.953/2007-2 **Natureza**

DESESTATIZAÇÃO

Entidade

Órgão/Entidade: Agência Nacional de Energia Elétrica - MME

Interessados

Interessados/Responsáveis: Interessado: Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (61.695.227/0001-93). Responsável: Jerson Kelman (155.082.937-87)

Sumário

Acompanhamento. Processo de revisão tarifária da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA. Exercício de 2007. Regularidade dos procedimentos adotados. Arquivamento

Assunto

Acompanhamento

Ministro Relator

Benjamin Zymler

Representante do Ministério Público

não atuou

Unidade Técnica

Secretaria de Fiscalização de Desestatização (SEFID)

Advogado Constituído nos Autos

não há

Dados Materiais

(com 3 anexos)

Relatório do Ministro Relator

Trata-se de acompanhamento do processo de revisão tarifária da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A., nos termos preconizados pela Instrução Normativa TCU nº 43/2002, segundo a qual o acompanhamento dos processos de revisão tarifária é dividido em três etapas: exame preliminar, primeiro e segundo estágios.

2. Em caráter preliminar, o analista instrutor destacou que:

a) o regime econômico-financeiro das concessões de serviço público de energia elétrica compreende a apropriação de ganhos de eficiência empresarial e de competitividade, consoante disposto no art. 14, IV, da Lei nº 9.427/1996;

b) segundo a Aneel, o regime tarifário dos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica constitui uma vertente do regime de regulação por incentivos, cuja finalidade precípua é o aumento da eficiência e da qualidade na prestação do serviço e de atendimento ao princípio da modicidade tarifária (fl. 114 do anexo 3). Como um dos princípios norteadores da regulação do setor elétrico brasileiro, a modicidade tarifária consta explicitamente da lei de concessões (art. 6º, § 1º, da Lei nº 8.987/1995) e inspirou, em grande medida, a lei de criação do novo modelo do setor elétrico (Lei nº 10.848/2004), conforme a Exposição de Motivos EM nº 95/MME, de 11/12/2003. A eficiência é outro princípio muito presente na regulação do setor elétrico. A observância desse princípio é um dos requisitos necessários à caracterização da adequada prestação do serviço de distribuição de energia elétrica (art. 6º, § 1º, da Lei nº 8.987/1995);

c) a reprodução de um ambiente competitivo é um dos objetivos do regulador em situações de monopólios naturais ou de fato. Todavia, a ação regulatória voltada para a indução de competição em situações de falhas de mercado deve ser pautada pela preocupação com a qualidade do serviço prestado. Em relação a esse aspecto, devem ser sopesados a exigência de maior qualidade vis-à-vis a busca da modicidade tarifária, visto que o aumento da qualidade pode vir acompanhado da necessidade de maiores investimentos e, conseqüentemente, de maiores tarifas. Conforme o modelo de preços tetos (price cap), estabelecido em consonância com o art. 15 da Lei nº 9.427/1996, as tarifas serão fixadas em um patamar máximo, podendo as distribuidoras, se assim desejarem, praticarem valores inferiores ao teto estabelecido pelo órgão regulador. Essa previsão consta explicitamente da Primeira Subcláusula da Cláusula Sexta do Contrato de Concessão da Eletropaulo nº 162/1998. No Brasil, no entanto, tal redução não ocorre em relação às tarifas cobradas dos consumidores "cativos", pois, não havendo competição na distribuição de energia elétrica, não há incentivos para a redução das tarifas. É provável que essa situação perdure até que seja possível a todos os consumidores, definidos hoje como "cativos", escolherem de quais agentes do setor elétrico irão adquirir a energia elétrica para seu consumo. Atualmente, somente os grande consumidores de energia elétrica, ditos "livres", podem optar pelos fornecedores desse insumo;

d) no âmbito do TC nº 017.273/2007-0, tal constatação ensejou uma proposta de

recomendação à Aneel, no sentido de que essa agência envide esforços de modo a possibilitar maior competição no setor de distribuição de energia elétrica e, por via de consequência, possibilite que os consumidores cativos possam ter a opção de escolher o fornecedor de energia elétrica;

e) no procedimento de revisão tarifária das distribuidoras de energia elétrica, a Aneel solicita um conjunto de informações às concessionárias a fim de efetuar os estudos iniciais visando calcular o índice de reposicionamento tarifário e o fator X. Contudo, essa sistemática apresenta certos inconvenientes, que reconhecidos pela Agência. Nesse sentido, a própria Aneel reconhece que os procedimentos regulatórios baseados nas análises de informações fornecidas pelas distribuidoras podem apresentar problemas decorrentes da assimetria de informação, os quais podem prejudicar o regulador e os consumidores finais (fl. 115 do anexo 3). Para a Aneel, essa questão é particularmente evidente quando a análise se refere à informação contábil das concessionárias, pois a possibilidade de manipulação ou "gaming" das informações é elevada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica no 97/2003-SRE/Aneel. p. 12, item 38);

f) o percentual que será aplicado como reposicionamento tarifário da concessionária de energia elétrica resulta da comparação da receita requerida com a receita verificada em um determinado ano-teste (corresponde aos doze meses imediatamente posteriores à data da revisão em processamento).

A receita requerida é composta de duas parcelas, chamadas de parcelas A e B. A parcela A inclui os custos sobre os quais, teoricamente, a concessionária não tem influência (compra de energia elétrica e encargos tarifários) e que são repassados integralmente para a tarifa. A parcela B inclui os custos de operação, a remuneração dos investimentos e os tributos. É sobre essa última parcela que recai o maior esforço do regulador durante a revisão periódica. Para chegar ao valor da parcela B, a Aneel seguiu metodologias e princípios estabelecidos na Resolução Normativa Aneel nº 234/2006. De acordo com essa Resolução, foram consideradas:

- empresa de referência: para estabelecer custos operacionais eficientes;
- estrutura ótima de capital, CAPM e WACC: para garantir retorno adequado do capital;
- reavaliação de ativos: para remunerar os investimentos prudentes;

g) o fator X expressa os ganhos de produtividade decorrentes do aumento da escala do negócio, que devem ser repassados para o consumidor até a próxima revisão tarifária. Tais ganhos não estão associados a uma gestão mais eficiente da concessionária. Eles decorrem dos incrementos das vendas da concessionária, devido ao maior consumo dos consumidores existentes ou da incorporação de novos clientes;

h) a prestação de contas da Administração é um princípio fundamental da ordem constitucional brasileira, que sujeita todos os administradores públicos à prestação e à tomada de contas pelo sistema de controle externo. Esse dever incide, inclusive, sobre a Administração indireta, que está sujeita à fiscalização do Tribunal de Contas ("As empresas públicas e as sociedades de economia mista, integrantes da administração indireta, estão sujeitas à fiscalização do Tribunal de Contas" - MS nº 25.092/DF, Rel. Min. Carlos Velloso - Diário de Justiça de 17/03/2006). Em consonância com as diretrizes de outras entidades de fiscalização superior (Intosai), o TCU atua no controle de conformidade, de desempenho operacional e de avaliação de políticas regulatórias, buscando acompanhar previamente todo os procedimentos regulatórios e, dessa forma, contribuir para o aprimoramento do ambiente regulatório e a transparência dos procedimentos de regulação;

i) a fiscalização enfatiza a fixação do valor de outorga ou da tarifa, a fim de que

qualquer irregularidade detectada possa ser corrigida tempestivamente, o que evita prejuízos aos cofres públicos e aos usuários desses serviços. Na literatura jurídica, diversos autores (ARAGÃO, Alexandre Santos de. *Agências reguladoras e a evolução do direito administrativo econômico*. 2ª ed. Rio de Janeiro: Forense, 2003. p. 340. DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella. *O Equilíbrio Econômico-financeiro e o Controle das Agências Reguladoras*. p. 64/65. *O controle externo da regulação de serviços públicos*. Brasília : TCU, 2002. 65p. Palestra proferida no seminário "O Controle Externo da Regulação de Serviços Públicos (Seminário realizado em Brasília em outubro de 2001)". Disponível em <
<http://www2.tcu.gov.br/pls/porta/docs/PAGE/TCU/PUBLICACOES/LISTAPUBLICACOES/CERSP.PDF>>. Acesso em 13 jun 2007. GOMES DE MATOS, Mauro Roberto. *O Conselho Administrativo de Defesa Econômica e o Contrato Administrativo*. *Revista de Direito Administrativo*, vol. 224.) enfatizam essa atuação do Tribunal de Contas;

j) o TCU não pode se furtar de fiscalizar o procedimento de revisão tarifária da Eletropaulo pelos seguintes motivos:

- os riscos aos quais estão submetidos os procedimentos regulatórios, haja vista que sempre existe a possibilidade de ocorrer assimetrias de informação, comportamentos oportunistas ("gaming"), capturas regulatórias e monitoramentos imperfeitos (MACIEIRA, Leonardo dos Santos. *Risco moral no cálculo do reposicionamento tarifário: o problema do oportunismo das distribuidoras de energia elétrica*. Unb: Brasília, 2006.);

- a materialidade dos recursos envolvidos neste TC, já que o erário (União e BNDES) detém diretamente ou indiretamente (por meio de participações acionárias na AES ELPA e na Cia. Brasileira de Energia) cerca de 27% das ações da Eletropaulo, entre ordinárias e preferenciais, o que corresponde a aproximadamente R\$ 1,3 bilhões (fl. 111 do anexo 3);

- a relevância do serviço público prestado pela Eletropaulo, que responde pela distribuição de energia elétrica para 24 municípios do Estado de São Paulo e atende uma população estimada em 16 milhões de pessoas, situadas em uma região socioeconômica importante e densamente industrializada (fl. 111 do anexo 3).

3. Em relação à revisão tarifária da Eletropaulo, o ACE ressaltou que:

- a) a revisão tarifária de concessionárias de serviço público distribuidoras de energia elétrica é regida por uma legislação setorial específica, especialmente pelas Leis nº 10.848/2004, nº 9.427/1996 e nº 8.987/1995, pelo Decreto nº 2.335/1997, pela Resolução Normativa Aneel nº 234/2006 e pelo Contrato de Concessão nº 168/1998;

- b) no âmbito do TCU, o acompanhamento da revisão tarifária está regulado pela Instrução Normativa TCU nº 43/1992. Esse acompanhamento é dividido em dois estágios. No primeiro estágio, são analisadas as propostas provisórias de revisão tarifária e no segundo, a revisão definitiva;

- c) de acordo com a previsão contratual, as tarifas da Eletropaulo são alteradas por meio de revisão tarifária periódica a cada 4 anos. A primeira revisão ocorreu em 2003, durante o primeiro ciclo de revisões tarifárias. Naquela ocasião, as tarifas foram reposicionadas, em caráter provisório, em 11,65% e o fator X estabelecido em 2,39%. Desde então, as tarifas foram reajustadas anualmente pelos seguintes percentuais: 18,62% (2004), 2,12% (2005) e 11,45% (2006) (fl. 113 do anexo 3). Em termos matemáticos, o índice de reposicionamento tarifário é expresso pela seguinte equação:

$$RT = (RR - OR)/RV$$

Onde:

RT: reposicionamento tarifário

RR: receita requerida

OR: outras receitas

RV: receita verificada

d) na proposta inicial de revisão tarifária, a Aneel estimou o reposicionamento tarifário médio da Eletropaulo em -3,98% (negativo) e o fator X a ser deduzido do IGPM nos reajustes tarifários anuais em 3,40% (fls. 40 e 44 do anexo 3). A manifestação da Eletropaulo sobre a proposta preliminar de revisão tarifária consta da fl. 2 do anexo 2. No entanto, não consta destes autos nenhum documento que apresente o ponto de vista da Aneel acerca dos questionamentos suscitados pela Eletropaulo. A agência apenas informou que a nota técnica seguinte serviria como instrumento de resposta;

e) a segunda proposta de revisão, detalhada pela Nota Técnica nº 127/2907 - SRE/Aneel, foi discutida na Audiência Pública realizada em 14/6/2007, na cidade de São Paulo, conforme consta do relatório sobre o andamento da audiência pública elaborado por servidores da Sefid (fls. 11 a 14). Consta dessa Nota Técnica que a proposta de reposicionamento foi de -5,41% (negativo) e de 3,19 para o fator X (fls. 94 e 98 do anexo 3). Comparativamente à proposta preliminar, o reposicionamento foi reduzido em 1,43%; o que representa um decréscimo de 35,93%, ao passo que o fator X foi reduzido em 0,21%, o que equivale a uma redução de 5,88%. Os principais itens responsáveis pela alteração de valores do índice de reposicionamento são apresentados na tabela 1 abaixo;

Tabela 1 - Evolução dos principais componentes da revisão tarifária da Eletropaulo

Componentes NT n.º 127/07 Proposta preliminar Variação (%)

Total parcela A (R\$) 5.469.913.277,66 5.652.442.589,22 -3,23%

Total parcela B (R\$) 2.170.435.615,51 2.146.493.113,74 1,12%

Outras receitas (R\$) 42.618.468,92 38.356.622,03 11,11%

Receita verificada (R\$) 8.031.964.508,12 8.082.467.560,46 -0,62%

Base de remuneração (R\$) 5.098.640.063,48 5.098.640.063,48 0,00%

Perdas elétricas (%) 14,64 14,64 0,00%

Perdas elétricas (%) 14,64 14,64 0,00%

fator X (%) 3,2 3,4% -5,88%

Índice de reposicionamento tarifário (%) -5,41 -3,98 -35,93%

Fonte: fls. 1 a 2 do anexo 2 (CD ROM).

f) os itens da parcela A que sofreram maior variação percentual foram a Reserva Global de Reversão (RGR) - aumento de 13%; a Rede Básica - queda de 16,83%; o Contrato de Comercialização no Ambiente Regulado (CCEAR/2008 T15/H30) - queda de 23,97% e as Sobras de Energia - queda de 23,32%;

g) o item que sofreu maior variação na parcela B foi o relativo à empresa de referência (-3,25%). Os demais itens sofreram variações positivas, sendo as receitas irrecuperáveis (2,14%) as mais expressivas (tabela 2);

Tabela 2 - Evolução dos principais componentes da parcela B

Parcela B

Componentes NT n.º 127/07(2) Proposta preliminar (1) Diferenças(1-2) Variação (1/2)

Custos Operacionais 864.000.700,14 890.260.765,57 26.260.065,43 -2,95%

Empresa de Referência 812.672.246,02 840.007.829,04 27.335.583,02 -3,25%

Receitas Irrecuperáveis (0,50%) 51.328.454,13 50.252.936,53 (1.075.517,59) 2,14%

Remuneração dos Investimentos 1.282.492.413,60 1.280.174.849,93 (2.317.563,67) 0,18%

Remuneração Bruta de Capital 770.976.179,30 768.658.615,63 (2.317.563,67)
0,30%

Quotas de Reintegração 511.516.234,30 511.516.234,30 - 0,00%

Total da Parcela B 2.146.493.113,74 2.170.435.615,51 23.942.501,76 -1,10%

Fonte: fls. 1 e 2 do anexo 2.

h) no ciclo anterior de revisão tarifária, a Aneel havia disponibilizado documento intitulado "respostas e esclarecimentos da Aneel às contribuições e comentários recebidos nas audiências públicas sobre as revisões tarifárias periódicas - aspectos metodológicos e aspectos específicos". Para esse segundo ciclo de revisões, as contribuições metodológicas gerais constam do documento "Relatório de análise das contribuições referentes à audiência pública nº 8/2006", parte integrante da Nota Técnica nº 262/2006-SRE/SRD/SFF/SRD/SRC/SFE/Aneel;

i) segundo o Relatório e o Voto do Diretor-Relator da Aneel (fls. 165 a 173 do anexo 3), a Nota Técnica nº 184/2007 - SRE/Aneel foi elaborada após a consolidação das contribuições recebidas em decorrência da submissão da Nota Técnica nº 127/2007 - SRE/Aneel à Audiência Pública nº 14/2007. Nesse Voto, são tecidas considerações sobre as principais contribuições, sendo mencionado que as respectivas análises constariam da Nota Técnica nº 184/2007 - SRE/Aneel (fl. 168 do anexo 3). De fato, na Nota Técnica nº 184/2007 - SRE/Aneel, foi informado que as repostas às contribuições recebidas nas audiências públicas formariam o Anexo V da citada nota técnica (fl. 164 do anexo 3). Porém, tal anexo não está disponível no sítio da Aneel na Internet. Como documento similar elaborado para o caso da Coelce foi disponibilizado naquele sítio da Aneel na Internet, presume-se que, no caso da Eletropaulo, a ausência do referido documento tenha ocorrido por lapso da Agência;

j) a Nota Técnica nº 184/2007 - SRE/Aneel deu suporte à decisão final da Agência sobre o índice de revisão tarifária e o fator X da Eletropaulo. Em relação à nota anterior, os itens de maior variação foram os custos operacionais (4,39%) e remuneração dos investimentos (-7,44%), conforme tabela 3, abaixo;

Tabela 3 - Evolução dos principais componentes da revisão tarifária da Eletropaulo

Componentes NT n.º 184/07 NT n.º 127/07 Variação

Encargos setoriais 845.784.842,65 862.378.305,29 -1,92%

Custo com transporte de energia 894.085.432,03 880.538.389,67 1,54%

Compra de energia (expurg. sobras) 3.689.113.181,61 3.726.996.582,70 -1,02%

Custos operacionais (c/ receitas irrecup.) 901.947.405,08 864.000.700,14 4,39%

Remuneração dos investimentos 1.187.071.384,22 1.282.492.413,60 -7,44%

Outras Receitas 42.618.468,92 42.618.468,92 0,00%

RTP -7,92% -5,41% -46,40%

Fator X 2,42% 3,20% -24,51%

Fonte: fl. 3 do anexo 2.

k) consideradas as alterações implementadas em relação ao primeiro estágio, o reposicionamento tarifário da Eletropaulo foi fixado em -7,92% (negativo) e o fator X em 2,42%, ambos provisórios (fls. 152 e 156 do anexo 3). A seguir, serão analisados os principais aspectos metodológicos relacionados à revisão tarifária;

l) o valor das outras receitas é estipulado pela Aneel como sendo 90% do valor informado pela concessionária (fl. 151 do anexo 3). Na proposta preliminar, a Eletropaulo havia informado R\$ 42.618.468 como sendo o valor de outras receitas. Aplicando-se o percentual de 90%, a Aneel apurou o valor de R\$ 38.356.622 que seria utilizado como redutor tarifário a título de outras receitas (fls. 39 e 40 do anexo 3). Ocorre que, nas notas técnicas seguintes, o valor das outras receitas informado pela Eletropaulo passou a ser de R\$ 47.353.854,36. Logo, aplicando-se o

reduzidor de 90%, obtinha o montante de R\$ 42.618.468,92 a ser subtraído da receita requerida. Apesar de esse valor ser exatamente igual ao valor bruto de outras receitas apurado na proposta preliminar, não há nas notas técnicas subsequentes justificativas para essa mudança da base de cálculo (fls. 93 e 94 e 151 do anexo 3);

m) a despeito da recomendação do TCU para a Aneel adotar critério objetivo para calcular o percentual de outras receitas (item 9.3.3 do Acórdão TCU nº 200/2007 - Plenário), não há justificativa técnica na Resolução Normativa Aneel nº 234/2006 para a utilização do percentual de 90%. Foi apurado também que a Aneel utiliza a previsão de receita informada pela concessionária como base de cálculo (fl. 151 do anexo 3) e que essas receitas ainda não são fiscalizadas pela Agência (fl. 19);

n) por meio da Nota Técnica nº 183/2006 - SFF/SRE/Aneel, a agência relacionou os itens a serem revistos com fulcro nos critérios utilizados para definir a base de remuneração regulatória. Referidos critérios foram estabelecidos na Resolução Aneel nº 493/2002 e na Nota Técnica nº 178/2003 - SRE/SFF/Aneel. Essas propostas decorreram das seguintes oportunidades de melhorias:

- o prazo de vigência do credenciamento proposto na Resolução Aneel nº 493/2002 se mostrou incompatível com o prazo de execução dos serviços, o que ocasionou problemas como o término do credenciamento durante os trabalhos de avaliação dos ativos das concessionárias;

- não havia uma conta contábil para inclusão de reservatórios, barragens e adutoras;

- nem todas as concessionárias apresentavam, em separado, o laudo de avaliação dos bens não elegíveis;

- na Resolução Aneel nº 493/2002, faltava definir de forma clara a base de aplicação do índice de aproveitamento de terrenos, edificações, máquinas e equipamentos de subestações;

- eram necessários procedimentos específicos para o levantamento físico dos equipamentos de usinas, subestações, linhas e redes;

o) a Nota Técnica nº 262/2006 - SRE/SRD/SFF/SRD/SRC/SFE/Aneel reiterou a necessidade de melhorar o critério e a metodologia de apuração da base de remuneração regulatória;

p) aplicada a metodologia apresentada na Resolução Normativa Aneel nº 234/2006, obteve-se uma base de remuneração líquida para a Eletropaulo de R\$ 4,7 bilhões e uma taxa de depreciação de 4,31%. O valor encontrado para a base de remuneração aparenta ser razoável, pois se situa em um patamar inferior ao valor do ativo imobilizado contábil, de R\$ 5,1 bilhões e próximo ao valor utilizado na revisão tarifária de 2003, de R\$ 4,7 bilhões;

q) cabe ressaltar que a base de remuneração divulgada pela Aneel é definitiva, enquanto que, no primeiro ciclo de revisão tarifária, na data de reposicionamento tarifário, os valores das bases de remuneração das concessionárias eram, em geral, provisórias. Nesse aspecto, a Aneel atendeu à recomendação contida no item 9.3.2 do Acórdão TCU nº 200/2007 - Plenário, no sentido de definir previamente o valor da base de remuneração a ser utilizado na revisão periódica (fl. 148 do anexo 3);

r) a provisão relativa a perdas de receitas irre recuperáveis consideradas pela Aneel foi de 0,5% da receita bruta de distribuição (R\$ 49.446.081), valor esse compatível com o percentual de 0,7% sobre a receita bruta para provisão para crédito de liquidação duvidosa utilizado pela Eletropaulo em 2006. Contudo, do ponto de vista regulatório, isso não significa que tal valor esteja adequado, pois um dos objetivos da regulação por incentivo é induzir o aumento da eficiência da concessionária. Em relação a esse item, a Aneel afirma que deverá ser definida uma metodologia para o cálculo de perdas de receitas irre recuperáveis a ser aplicada ainda neste segundo ciclo de revisão tarifária (fl. 140 do anexo 3). Por essa razão o valor obtido ainda é provisório;

s) a receita verificada foi calculada a partir de um mercado físico, estimado e informado pela Eletropaulo para o ano-teste futuro, de 31.938.897 MWh para os consumidores cativos e de 7.829.391 MWh para os consumidores livres. Com base nesse mercado, a Aneel calculou uma receita de R\$ 8,1 bilhões (fls. 150 e 151 do anexo 3). Essa receita é ligeiramente diferente do valor calculado na nota técnica anterior (Nota Técnica nº 127/2007 - SRE/Aneel), apesar de o mercado físico ter sido o mesmo. Não obstante isso, comparando o mercado físico cativo projetado com o apresentado pela Eletropaulo no Relatório de Administração de 2006, constatou-se a compatibilidade dos valores projetados com aqueles valores agregados, realizados nos anos de 2005 e 2006, de 31.645 GWh e de 31.656 GWh, respectivamente;

t) a Aneel optou por manter a metodologia utilizada no primeiro ciclo (empresa de referência), a qual foi atualizada visando maior precisão e robustez. A despeito disso, a metodologia de empresa de referência será aprimorada para aplicação no segundo ciclo de revisões tarifárias (fl. 140 do anexo 3). A proposta constante da Nota Técnica nº 166/2006 - SRE/Aneel previa avanços em relação ao custo com pessoal, aos dados de ativos físicos, aos dados de clientes, à estrutura central e à revisão de cálculos de processos comerciais e de cálculos de processos de operação e manutenção. A Nota Técnica nº 262/2006 - SRE/SRD/SFF/SRD/SRC/SFE/Aneel reiterou a necessidade de aperfeiçoar essa metodologia, em especial no que concerne aos seguintes pontos:

- considerar os custos de pessoal, materiais, serviços e outros com base na pesquisa de salários e na cotação de preços de materiais, no âmbito da Concorrência nº 4/2006, e utilizar adicionalmente o banco de preços referenciados da Aneel;

- considerar para os dados de entrada do modelo, informações sobre ativos e clientes dos bancos de dados digitais de rede e da base de remuneração regulatória validada;

- dimensionar a estrutura central do modelo a partir da comparação das atuais práticas de gestão das concessionárias distribuidoras de energia elétrica, por benchmarking;

- revisar o cálculo das tarefas desempenhadas nos processos e atividades de operação e manutenção e de gestão comercial de clientes, a ser estabelecida em definitivo no âmbito da Concorrência nº 4/2006;

- incluir custos relativos aos conselhos de consumidores, com base em critério regulatório a ser estabelecido pela Aneel, após definição de estudo por parte de grupo de trabalho;

- atualizar os indicadores utilizados no modelo a partir de parâmetros físicos e de clientes, considerando o ano-teste de cada concessionária e utilizando o IPCA para o custo de pessoal e o IGPM para materiais e serviços;

u) a empresa de referência também será ajustada com base nos resultados obtidos pelas concessionárias no primeiro ciclo tarifário. Ademais, serão definidos grupos com base na similaridade entre as concessionárias, objetivando promover ajustes nos parâmetros da empresa de referência, de forma a considerar adequadamente a escala do negócio, a dispersão da rede e a estrutura do mercado. Além disso, será iniciada a avaliação de técnicas de benchmarking que promovam resultados consistentes com a empresa de referência;

v) considerando as atualizações determinadas pela Resolução Normativa Aneel nº 234/2006, o valor obtido para as despesas operacionais da Eletropaulo foi de R\$ 852.501.323,00 - sem considerar as receitas irre recuperáveis (fl. 140 do anexo 3). Essas despesas apresentaram um incremento de quase 1,5% em relação à nota técnica anterior (Nota Técnica nº 127/2007 - SRE/Aneel). Em relação à primeira revisão tarifária, em 2003, os custos operacionais sofreram um incremento de 32%, frente a uma variação de 22% do IGPM e de 23% do IPCA no mesmo período;

x) segundo consta da proposta preliminar e do Anexo I da Nota Técnica nº 184/2007 - SRE/Aneel, em conformidade com o estabelecido na Resolução Normativa nº 234/2006, o modelo

de empresa de referência ainda será aprimorado para aplicação no segundo ciclo de revisão tarifária, de forma que os resultados são provisórios. Por essa razão, o percentual definitivo do reposicionamento da Eletropaulo será fixado quando da definição final dos custos operacionais eficientes, conforme consta da ressalva ao art. 1º, § 1º, da Resolução Homologatória Aneel nº 500/2007 (fl. 175 do anexo 3). Assim, mais um índice de reposicionamento tarifário é fixado provisoriamente, como vem ocorrendo desde o primeiro ciclo de revisões;

z) as metodologias utilizadas no cálculo do custo e da estrutura de capital são basicamente as mesmas utilizadas no ciclo de revisões passadas com algumas atualizações nos valores das séries utilizadas. Em relação à estrutura de capital, buscou-se atualizar a base de dados de forma a considerar o atual ambiente institucional e econômico-financeiro, visto que mudanças institucionais e econômicas justificam a atualização na estrutura de capital ótima definida no primeiro ciclo. Assim, manteve-se a metodologia da estrutura ótima de capital do primeiro ciclo de revisão tarifária, conforme disposto na Nota Técnica nº 165/06 - SRE/Aneel e foram incluídas as seguintes alterações:

- a meta pontual dentro da faixa regulatória final passou a ser considerada aquela que mais se aproxima da estrutura média de capital definida para o conjunto de países dos grupos 1 e 2, que englobam Argentina, Chile, Austrália e Grã-Bretanha;

- o capital de terceiros passa a ser apurado a partir do valor contábil do passivo total, enquanto para o capital próprio utiliza-se o valor contábil do patrimônio líquido;

- aa) dessa forma, a estrutura de capital foi definida como sendo 57,16% de participação de capital de terceiros e o restante de capital próprio (fl. 84 do anexo 3);

- ab) em relação ao custo de capital, manteve-se o modelo CAPM e WACC com as seguintes atualizações:

- para efeito de cálculo do prêmio de risco de mercado, para a taxa de retorno de mercado e para a taxa livre de risco foi utilizada a série histórica desde o ano de 1928;

- na estimativa dos betas das empresas americanas foi utilizada uma janela temporal de 5 anos em bases mensais, com a série iniciando em julho de 2001 e terminando em junho de 2006;

- no cálculo dos betas desalavancados foi utilizada a alíquota de imposto de renda dos EUA de 40%, conforme relatório mais recente da KPMG;

- ac) o custo de capital próprio e de terceiros foi de 16,71% e 14,97%, respectivamente (fls. 87 e 88 do anexo 3). Considerando a estrutura de capital calculada, o custo médio ponderado de capital (WACC) foi de 9,95%, o que resultou em uma remuneração bruta de capital de R\$ 708.591.345 (fl. 149 do anexo 3);

- ad) a metodologia do fator X também foi aprimorada, em especial houve:

- retirada do fator Xc do cálculo do fator X. O fator Xc visava capturar a avaliação dos consumidores em relação aos serviços prestados pela concessionária distribuidora de energia elétrica;

- obtenção da projeção de receita a partir do mercado de energia elétrica do período tarifário, segregada por classe de consumo e pela tarifa calculada pela divisão da Parcela B da classe de consumo pelo respectivo mercado de energia;

- utilização da projeção de mercado da concessionária, segregada por classe de consumo, após análise de consistência com os valores históricos e os de mercado informados pela concessionária ao Ministério das Minas e Energia em atendimento ao art. 17 do Decreto nº 5.163/2004;

- adoção do montante global de investimentos em expansão da rede, definido regulatoriamente com base na projeção dos investimentos informados pela concessionária e nos

valores históricos;

- alteração da fórmula de cálculo do componente Xa, de forma que somente os custos relativos à parcela mão-de-obra dos custos operacionais sejam atualizados pelo IPCA;

ae) o valor do fator Xe da Eletropaulo foi definido preliminarmente em 2,42%, uma vez que o procedimento de cálculo do fator X requer o valor definitivo dos custos operacionais que integram a parcela B e, conseqüentemente, do índice de reposicionamento tarifário (fls. 156 e 175, do anexo 3). Assim, nota-se a provisoriedade de mais um componentes da revisão tarifária;

af) as perdas de energia elétrica são consideradas na Parcela A da receita da distribuidora e, portanto, compõem a tarifa cobrada dos consumidores. O regulador deve fixar limites para tais perdas, visando a uma gestão mais eficiente do setor elétrico, que seja voltada para a modicidade tarifária. A exemplo de outros componentes da revisão tarifária, o valor das perdas de energia elétrica também continua provisório, pois, segundo a Aneel, deverá ser revisado quando da aprovação da metodologia de cálculo de perdas de energia (fl. 124 do anexo 3), conforme consta da Nota Técnica nº 26/2006- SRD/SRC/SRE/ANEEL;

ag) a partir da avaliação sobre as perdas técnicas na rede de distribuição da Eletropaulo (Nota Técnica nº 39/2007-SRD/Aneel), a agência reguladora definiu o valor provisório das perdas regulatórias em 12,77% sobre a energia injetada, o que representa 5.822.077 MWh (fls. 124 e 125 do anexo 3). Esses valores estão próximos daqueles observados no Relatório de Resultados do 1º Trimestre de 2007 da Eletropaulo (. Acesso em 1º de agosto de 2007.). Assim essas perdas situam-se em torno de 12,20% sobre o total de energia de suprimento medido na fronteira (45.000 GWh), o que representa perdas elétricas de 5.490 GWh;

ah) as sobras de energia contratada foram valoradas ao preço de R\$ 69,19/MWh. Na Nota Técnica nº 184/2007 - SRE/Aneel, é informado que esse preço foi obtido com base no preço médio dos CCEAR de empreendimentos existentes (fl. 128 do anexo 3). O preço utilizado para valorar as sobras acaba por beneficiar a distribuidora em detrimento dos consumidores cativos, pois a despesa total com compra de energia é subtraída do montante de sobras de energia, valoradas por um dos menores preços entre os contratos de compra de energia da Eletropaulo. Entre os 12 contratos de compra de energia da Eletropaulo, somente uma avença possui valor inferior ao preço de R\$ 69,19/MWh. Todos os demais contratos possuem valores superiores ao valor utilizado pela Aneel para precificar as sobras elétricas. Se um dos objetivos da regulação é estimular a eficiência da firma monopolista, simulando condições que seriam enfrentadas em um mercado competitivo, e se o modelo regulatório em vigor prima pela busca pela modicidade tarifária, não se vislumbra razão para que a Aneel, ao valorar as sobras que serão expurgadas do balanço energético, utilize o preço médio dos CCEAR de empreendimentos existentes. Por que, por exemplo, não utilizar o maior valor da energia adquirida ou, aos menos, o preço médio de todos os contratos de compra de energia? Caso procedesse assim, o regulador teria a oportunidade de desincentivar a aquisição de energia por valor excessivo ou superior ao preço médio de mercado ou do portfólio de contratos da concessionária, além de estimular, com isso, a melhor gestão pela distribuidora dos seus contratos bilaterais, entre terceiros ou partes relacionadas. Assim, sob a ótica da modicidade tarifária, seria mais apropriado que as sobras fossem expurgadas pelo maior valor da energia adquirida pela Eletropaulo ou, aos menos, pelo preço médio de todos os contratos de compra de energia.

4. Com esquite nessas considerações, o ACE concluiu que:

a) após analisar a documentação relativa à revisão tarifária da Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade de São Paulo S/A (Eletropaulo), observou-se que a Aneel optou pela continuidade metodológica, pois as metodologias utilizadas são basicamente as mesmas que foram empregadas no primeiro ciclo de revisões tarifárias. Foram implementados, apenas, alguns ajustes

determinados por meio da Resolução Normativa Aneel nº 234/2006. Adicionalmente, foram previstos outros avanços a serem implementados ainda neste segundo ciclo de revisões;

b) alguns componentes da revisão tarifária, a exemplo do que ocorreu no primeiro ciclo, continuam provisórios. Por exemplo, o valor dos custos operacionais, das perdas elétricas e das perdas de receita irrecuperáveis. Assim sendo, o índice de reposicionamento tarifário e o fator X foram calculados de forma provisória (fl. 161 do anexo 3). Apesar disso, optou-se por não fazer nenhuma proposta de encaminhamento. A uma, porque, embora este problema tenha sido detectado pelo TCU desde o primeiro ciclo, a Aneel, inobstante todo o esforço empregado, ainda não conseguiu sedimentar a metodologia de revisão tarifária, razão pela qual essa Agência prevê aprimoramentos metodológicos a serem implementados ainda neste segundo ciclo de revisões. A duas, porque a atualização de dados e a evolução metodológica fazem parte da dinâmica dos procedimentos regulatórios, os quais estão submetidos a constante progresso, não podendo, por esse motivo, serem encarados de forma simplista ou como um procedimento estático. Por fim, devido à existência de proposta de encaminhamento (TC nº 002.694/2007-6), no sentido de que a Aneel "ultime esforços para definição de todas as metodologias que regerão um ciclo de revisões tempestivamente";

c) em relação às outras receitas, persiste o problema de dependência de dados declaratórios das concessionárias e de ausência de fiscalização desses valores. Não cabe consignar proposta de encaminhamento sobre esse item específico, pois essa questão já foi analisada nos TC nº 002.694/2007-6 e nº 017.273/2007-0. A propósito, esse último processo contém diversas propostas de encaminhamento, algumas de caráter geral, aplicáveis a todas as concessionárias nos procedimentos de reajuste tarifário ou de revisão tarifária periódica;

d) em relação à modicidade tarifária, identificou-se que as sobras de energia elétrica poderiam ser expurgadas pelo maior valor da energia adquirida pela distribuidora ou, ao menos, pelo preço médio de todos os contratos de compra de energia, de modo a desincentivar a aquisição de energia por valor excessivo ou superior ao preço médio de mercado ou do portfólio de contratos da concessionária e estimular a melhor gestão pela distribuidora dos seus contratos bilaterais, entre terceiros ou partes relacionadas. Nesse contexto, propõe-se recomendar à Aneel reavaliar o critério utilizado para valorar as sobras contratuais;

e) não se pode deixar de registrar, além dos ajustes metodológicos implementados ou em implementação pela Aneel, a iniciativa da Agência de aumentar a transparência dos procedimentos de revisão tarifária periódica. Apesar de ter sido detectado no TC nº 017.273/2007-0, relativo à fiscalização do reajuste e da primeira a revisão tarifária da Enersul, que a Aneel não disponibilizava no seu sítio na Internet as planilhas de cálculo da revisão tarifária, visto que o escopo daquela; verificou-se, posteriormente, ao analisar a segunda revisão tarifária da Eletropaulo, que, para as revisões do segundo ciclo tarifário, a Aneel vem disponibilizando tais memoriais de cálculo, o que contribui sobremaneira para a transparência e o controle social;

f) deve ser ressalvado que existem determinações deste Tribunal, referentes ao primeiro ciclo de revisão, cuja eficácia está suspensa por força de recursos impetrados pela Aneel (vide instrução do TC nº 001.499/2005-0). De acordo com a deliberação que vier a ser proferida por esta Corte, o resultado do primeiro ciclo de revisão tarifárias poderá ser impactado e, por conseguinte, o resultado do segundo ciclo de revisões poderá ser alterado.

5. Diante do acima exposto, o ACE propôs:

a) recomendar à Aneel que reavalie o critério utilizado na valoração das sobras de energia elétrica expurgadas do balanço, visando com isso aumentar a eficiência, estimular a modicidade tarifária e criar incentivos à melhor gestão dos contratos de compra de energia por parte das concessionárias distribuidoras de energia elétrica;

b) remeter cópias do Acórdão, bem como do Relatório e do Voto, à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel); à Casa Civil da Presidência da República; ao Ministério de Minas e Energia (MME); à Comissão de Meio Ambiente, Defesa do Consumidor e Fiscalização e Controle do Senado Federal; à Subcomissão das Agências Reguladoras do Senado Federal; à Subcomissão Temporária de Regulamentação dos Marcos Regulatórios do Senado Federal; à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados; à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados; a 3ª Câmara de Coordenação e Revisão do Ministério Público Federal;

c) arquivar os presentes autos.

6. O Diretor da 1ª DT da Sefid e o titular daquela Secretaria manifestaram sua concordância com essa proposta (fl. 62 do vol. principal).

É o Relatório.

Voto do Ministro Relator

Trata-se do acompanhamento, nos termos preconizados pela Instrução Normativa TCU nº 43/2002, da 2ª revisão tarifária da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A., realizada em 2007.

2. Em conformidade com a citada Instrução Normativa TCU nº 43/2002, o acompanhamento dos processos de revisão tarifária é dividido em três etapas: exame preliminar, primeiro e segundo estágios. No exame preliminar, são avaliadas as questões comuns a todas as revisões tarifárias. Já no primeiro estágio, são analisadas as propostas provisórias de revisão tarifária. Finalmente, no segundo estágio, avalia-se a revisão definitiva.

3. Inicialmente, a Aneel estimou uma redução de 3,98% nas tarifas cobradas pela Eletropaulo. Ademais, foi fixado um fator X, a ser abatido nos reajustes tarifários anuais subsequentes, de 3,40%. Após analisar as sugestões encaminhadas pelos interessados, inclusive pela concessionária, a agência reguladora alterou esses valores e passou a prever uma redução de 5,41%, além de modificar o valor do fator X para 3,19%.

4. Por fim, após uma nova rodada de audiências públicas e recebimento de sugestões, a Aneel, por meio da sua Resolução Homologatória nº 500/2007, determinou uma redução de 7,92% nas tarifas e fixou o Fator X em 2,42%.

5. Friso que os índices acima citados ainda são provisórios, uma vez que os valores das perdas técnicas e comerciais e dos custos considerados ótimos pela Aneel, que desempenham um papel relevante na estimativa desses índices, foram fixados de forma provisória pelo ente regulador.

6. Após compulsar os presentes autos, observei que os procedimentos adotados pela Aneel foram regulares. Contudo, entendo necessário tecer algumas considerações a respeito desses procedimentos.

7. A Aneel aperfeiçoou a metodologia que havia sido utilizada na 1ª Revisão Tarifária, inclusive, em atendimento a determinações e recomendações exaradas por esta Corte de Contas. Ademais, essa agência previu a implementação de novas melhorias metodológicas. Registro, ainda, que a Aneel tem incrementado a transparência dos procedimentos de revisão tarifária periódica. Nesse sentido, por exemplo, a agência tem divulgado em seu site na internet as planilhas de cálculo da revisão tarifária.

8. Entretanto, foi constatado que subsistem alguns problemas. O primeiro deles se refere à assimetria de informações entre regulador e regulado. No caso em tela, a Aneel utiliza informações fornecidas pela entidade regulada, o que pode, em tese, favorecer essa última entidade. Assim, por exemplo, a Agência Nacional de Energia Elétrica adota no cálculo da revisão tarifária o valor das "outras receitas" que é informado pela concessionária. Esse problema se torna mais sério quando se verifica que a agência não verifica a veracidade dessa informação por meio

de Auditorias in loco. Porém, abstenho-me de determinar, neste momento, à agência reguladora que modifique seus procedimentos, uma vez que essa questão está sendo objeto de análise em outro processo, no âmbito do qual devem ser formuladas determinações e recomendações de cunho geral.

9. Cumpre destacar que existem determinações deste Tribunal, referentes ao primeiro ciclo de revisão, cuja eficácia está suspensa por força de recursos impetrados pela Aneel. De acordo com a deliberação que vier a ser proferida por esta Corte, o resultado do primeiro ciclo de revisão tarifárias poderá ser impactado e, por conseguinte, o resultado do segundo ciclo de revisões poderá ser alterado.

10. Finalmente, saliento que a recomendação sugerida pela zelosa Sefid, no sentido de que a Aneel reavalie o critério utilizado para valorar as sobras de energia elétrica expurgadas do balanço, pode efetivamente contribuir para aumentar a eficiência, estimular a modicidade tarifária e criar incentivos à melhor gestão dos contratos de compra de energia por parte das concessionárias distribuidoras de energia elétrica. Por via de consequência, entendo que essa recomendação deve ser exarada por este Tribunal.

Diante de todo o exposto, em linha de concordância com o entendimento da Unidade Técnica, Voto por que o Tribunal adote o Acórdão que ora submeto à elevada apreciação deste Plenário.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 29 de outubro de 2008.

BENJAMIN ZYMLER
Relator

Acórdão

Vistos, relatados e discutidos estes autos que tratam do acompanhamento, nos termos preconizados pela Instrução Normativa TCU nº 43/2002, da 2ª revisão tarifária da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A., realizada em 2007, os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em sessão Plenária, diante das razões expostas pelo Relator, ACORDAM em:

9.1. recomendar à Aneel que reavalie o critério utilizado na valoração das sobras de energia elétrica expurgadas do balanço, visando com isso aumentar a eficiência, estimular a modicidade tarifária e criar incentivos à melhor gestão dos contratos de compra de energia por parte das concessionárias distribuidoras de energia elétrica;

9.2. remeter cópias deste Acórdão, bem como do Relatório e do Voto que o fundamentaram, à Agência Nacional de Energia Elétrica; à Casa Civil da Presidência da República; ao Ministério de Minas e Energia; à Comissão de Meio Ambiente, Defesa do Consumidor e Fiscalização e Controle do Senado Federal; à Subcomissão Temporária de Regulamentação dos Marcos Regulatórios do Senado Federal; à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados; à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados e à 3ª Câmara de Coordenação e Revisão do Ministério Público Federal;

9.3. arquivar os presentes autos

Quorum

13.1. Ministros presentes: Ubiratan Aguiar (na Presidência), Valmir Campelo, Guilherme Palmeira, Benjamin Zymier (Relator), Augusto Nardes, Aroldo Cedraz e Raimundo Carreiro.

13.2. Auditor convocado: Augusto Sherman Cavalcanti.

13.3. Auditores presentes: Marcos Bemquerer Costa e André Luís de Carvalho.

UBIRATAN AGUIAR BENJAMIN ZYMLER
na Presidência Relator

Publicação

Ata 44/2008 - Plenário
Sessão 29/10/2008
Aprovação 30/10/2008
Dou 31/10/2008

Referências (HTML)

Documento(s):007.953 2007-2-MIN-BZ.rtf

PORTAL DE
PESQUISA TEXTUAL

Quinta-feira, 3 de Setembro de 2009.

Pesquisa número:	8
Pesquisa refinada:	{tagRefQ}
Expressão de Pesquisa:	Pesquisa em formulário - documento número: 2542, ano do documento: 2008
Bases pesquisadas:	Acórdãos
Documento da base:	Acórdão
Documentos recuperados:	5
Documento Mostrado:	2

Identificação

Acórdão 2542/2008 - Plenário

Número Interno do Documento

AC-2542-48/08-P

Grupo/Classe/Colegiado

GRUPO I / CLASSE V / Plenário

Processo

002.694/2007-6

Natureza

Desestatização

Entidade

Entidade: Agência Nacional de Energia Elétrica - MME

Interessados

Interessada: Companhia Energética do Ceará - Coelce. Responsável: Jerson Kelman - Diretor-Presidente da Aneel

Sumário

Acompanhamento. Processo de revisão tarifária da Companhia Energética do Ceará - Coelce. Exercício de 2007. Regularidade dos procedimentos adotados. Recomendações. Arquivamento

Assunto

Desestatização

Ministro Relator

Benjamin Zymler

Representante do Ministério Público

não atuou

Unidade Técnica

Sec. de Fiscalização de Desestatização (SEFID)

Advogado Constituído nos Autos

não há

Dados Materiais

(com 3 anexos)

Relatório do Ministro Relator

Trata-se do acompanhamento do processo de revisão tarifária periódica da Companhia Energética do Ceará - COELCE, concessionária que atende aos consumidores do Estado do Ceará, no âmbito do segundo ciclo de revisão tarifária conduzido pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. O acompanhamento de revisões tarifárias periódicas dos contratos de concessão dos serviços de distribuição de energia elétrica por parte do Tribunal de Contas da União está disciplinado na Instrução Normativa nº 43/2002.

2. Preliminarmente, a ACE destacou que:

a) de acordo com o disposto na IN TCU nº 43/2002, o acompanhamento dos processos de revisão tarifária se inicia com o exame preliminar, no âmbito do qual são avaliadas questões comuns a todas as revisões tarifárias previstas para o período. Nessa etapa, o TCU seleciona quatro processos de revisão tarifária a serem acompanhados integralmente em dois estágios, em conformidade com os critérios constantes do art. 3º, § 1º, dessa IN. No ano de 2007, estavam previstas sete revisões tarifárias e o processo da Companhia Energética do Ceará foi selecionado para ser acompanhado em caráter ordinário. Ainda de acordo com a norma acima citada, no primeiro estágio é analisada a proposta provisória de revisão tarifária e no segundo estágio, a revisão definitiva. O art. 4º, I e II, da IN TCU nº 43/2002, a seguir transcrito, estabelece os documentos que serão analisados nesses dois estágios:

"Art. 4º A fiscalização dos quatro processos a que se refere o § 1º do art. 3º, retro, ocorrerá em dois estágios, mediante análise dos seguintes documentos:

I - primeiro estágio:

- a) primeira proposta de revisão tarifária;
- b) resposta do concessionário a essa proposta;
- c) análise preparada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL sobre a resposta do concessionário;
- d) nota técnica, planilhas de cálculo que fundamentaram a proposta de revisão tarifária e a estimativa do Fator X que foram divulgados antes da audiência pública;
- e) relatório dos representantes do TCU sobre a manifestação dos participantes da audiência pública.

II - segundo estágio

- a) segunda nota técnica e planilhas de cálculo, em meio magnético, que dão suporte à decisão final da ANEEL sobre a revisão tarifária;
- b) eventuais fatos relevantes atinentes ao processo de revisão tarifária em curso;
- c) ato de homologação das tarifas."
- b) os contratos de concessão de distribuição de energia elétrica estabelecem que as tarifas serão alteradas por meio de reajustes tarifários anuais, revisões tarifárias extraordinária ou periódicas;
- c) inicialmente, por imposição contratual e depois por determinação da Lei nº

9.427/1996, estabeleceu-se que o regime econômico-financeiro das concessões de serviço público de distribuição de energia elétrica é o de preços máximos. Os objetivos desse regime são "a eficiência na prestação do serviço e a modicidade tarifária, com vantagens para os usuários do serviço". O instrumento regulatório desse regime é a revisão tarifária periódica. Incumbe à ANEEL, por força de disposições legais (Leis nº 8.987/1995 e nº 9.427/1996), regulamentares (Decreto nº 2.335/1997) e contratuais, proceder às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia;

d) o processo de revisão tarifária periódica é constituído basicamente pelo reposicionamento tarifário e pela determinação do Fator X que será utilizado nos reajustes tarifários anuais até a próxima revisão periódica;

e) o percentual que será aplicado como reposicionamento tarifário consiste no confronto entre a receita requerida para um ano-teste futuro (primeiro ano do período a que se aplicará a revisão tarifária em processamento), excluídas as receitas que não decorrem exclusivamente das tarifas, e a receita verificada pela concessionária nesse período, conforme expresso na equação a ser transcrita. O ano-teste para a revisão da COELCE compreende o período de abril de 2007 a março de 2008 (fl. 7 do anexo 1):

f) a receita requerida é composta pelas Parcelas A e B. A Parcela A inclui os custos considerados não gerenciáveis pela concessionária (compra de energia elétrica, transporte de energia e encargos setoriais resultantes de políticas de governo), que são repassados integralmente para a tarifa. A Parcela B inclui os custos de operação e manutenção eficientes, a remuneração dos investimentos prudentes e a quota de reintegração regulatória (refere-se à depreciação). Apesar de haver interveniência regulatória na Parcela A (limitação dos níveis de perdas e homologação de contratos de compra de energia com parte beneficiária), é sobre a Parcela B que recai o esforço maior do regulador durante a revisão periódica;

g) para o cálculo da Parcela B, a Aneel estabelece níveis de custos operacionais eficientes (custos reconhecidos pela Agência) e uma remuneração adequada estimada sobre os investimentos prudentes (investimentos relacionados exclusivamente com a prestação do serviço de distribuição de energia). Esses custos e essa remuneração não são, portanto, os apresentados pela concessionária, mas aqueles definidos pela ANEEL;

h) o montante a ser abatido da receita requerida corresponde à soma de receitas extra-concessão, outras receitas e receitas de suprimento;

i) a receita verificada é a obtida pela aplicação das tarifas em vigor sobre o mercado de venda considerado para o ano-teste. Já o Fator X expressa os ganhos de eficiência projetados da concessionária que devem ser repassados para o consumidor até a próxima revisão tarifária. Tais ganhos "não estão associados a uma gestão mais eficiente da concessionária, mas decorrem dos incrementos das vendas da concessionária tanto pelo maior consumo dos clientes existentes quanto pela incorporação de novos clientes" (fl. 9 do anexo 1). O Fator X é constituído pelos componentes Xe e Xa. O componente Xe procura capturar os ganhos de produtividade que a concessionária venha a obter durante o próximo período tarifário e o Xa tem por finalidade refletir a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), definido pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE, sobre a parcela da mão-de-obra considerada nos custos operacionais da concessionária (fls. 22 e 23 do anexo 1).

3. Em seguida, a ACE analisou a competência do TCU para controlar as entidades reguladoras. Dessa análise, destaco os seguintes pontos:

a) em não havendo recursos, é de se esperar que as determinações e recomendações exaradas no âmbito do exame preliminar sejam implementadas pela Agência e produzam efeitos em todas as revisões tarifárias daquele ciclo revisional, mesmo naquelas que já houverem sido

homologadas. Da mesma forma, as determinações e recomendações exaradas nos autos de cada um dos processos específicos de acompanhamento que não tenham aplicação restrita ao caso concreto em análise deverão afetar todas as revisões do ciclo. Assim, como consequência das correções determinadas ou dos aprimoramentos aplicáveis à metodologia e aos procedimentos utilizados pela Agência no processo de revisão tarifária de uma concessionária, todas as revisões devem ser revisitadas, sejam elas realizadas ou a realizar, acompanhadas ou não pelo TCU;

b) seguindo esse raciocínio, as revisões tarifárias são analisadas do ponto de vista da legislação vigente, dos métodos e procedimentos definidos e declarados pelo regulador e das deliberações eficazes no momento em que os atos administrativos para fins de revisão tarifária foram praticados. Ou seja, os acórdãos ou itens de acórdão que estiverem com sua eficácia suspensa devem ser ressalvados como um passivo contingente de aplicação a depender do reexame da matéria pelo TCU;

c) do controle externo do primeiro ciclo das revisões tarifárias das empresas de distribuição de energia elétrica resultou um conjunto expressivo de achados, que gerou recomendações e determinações à ANEEL. A primeira revisão tarifária periódica examinada pelo Tribunal, em atendimento às disposições da IN nº 43/2002, foi a da concessionária ESCELSA (TC nº 015.402/2001-1). Esse exame gerou as Decisões nº 1.066/2001 e nº 1.483/2002, sendo que a eficácia dessa última foi suspensa por recurso impetrado e ainda não julgado em definitivo. A despeito da grande quantidade de determinações e recomendações contidas nas referidas decisões, tais deliberações não tiveram efeito prático, pois se referem a uma fase incipiente da metodologia e os problemas apontados à época foram resolvidos gradualmente com o advento de novas metodologias;

d) com o início da consolidação da metodologia pelo regulador, o Tribunal procedeu ao exame preliminar do 1º ciclo (TC nº 014.291/2003-2) e analisou as revisões tarifárias relativas ao ano de 2003, quais sejam as relativas à CEMIG, ELETROPAULO e LIGHT;

e) no caso daquele exame preliminar, o Tribunal, entre outras medidas, resolveu por meio dos itens 9.2 a 9.4 do Acórdão nº 1.757 - Plenário, de 19/11/2003:

"9.2. determinar à Aneel que adote as providências necessárias a fim de sanar as seguintes impropriedades:

9.2.1. desconto em duplicidade dos saldos do grupo de estoques para definição do capital de giro constante da Resolução 493/2002;

9.2.2. inclusão indevida de contas de caráter financeiro na definição do capital de giro constante da Resolução 493/2002;

9.2.3. não inclusão de contas de caráter operacional, classificadas no ativo realizável a longo prazo e passivo exigível a longo prazo, na definição de capital de giro constante da Resolução 493/2002;

9.2.4. desconsideração do capital de giro negativo na definição da base de remuneração constante da Resolução 493/2002;

9.2.5. utilização da expressão (7), do Anexo V à Nota Técnica 40/2003, que não captura adequadamente os ganhos adicionais da concessionária oriundos, exclusivamente, de aumento de demanda, para o cálculo da parcela Xe;

9.2.6. emprego de técnica inadequada para a determinação do risco regulatório;

9.2.7. incompatibilidade entre os métodos de cálculo do reposicionamento tarifário e o da parcela Xe do fator X.

9.3. recomendar à Aneel que:

9.3.1. torne obrigatória a contabilização dos ativos operacionais das distribuidoras

pelo valor novo de reposição calculado com base nas diretrizes da Resolução 493/2002;

9.3.2. elabore regras de rodízio periódico dos avaliadores credenciados a fim de proporcionar mais transparência ao processo de avaliação dos ativos das concessionárias de distribuição de energia;

9.4. determinar à Sefid que, no exame dos processos específicos de revisão tarifária, verifique o cumprimento às determinações anteriores."

f) a ANEEL interpôs recurso contra o citado Acórdão nº 1.757/2003 - Plenário. Até a presente data, não houve deliberação acerca desse recurso pelo Tribunal;

g) ao examinar a revisão tarifária da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG (TC nº 002.739/2003-7), o Tribunal decidiu fazer diversas determinações à Agência por meio do Acórdão nº 1.756/2003 - Plenário, de 19/11/2003. Porém, a ANEEL e a CEMIG impetraram Pedidos de Reexame contra esse Acórdão. A Corte, por meio do Acórdão nº 200/2007 - Plenário, deu-lhes provimento parcial, tornou insubsistente o Acórdão nº 1.756/2003 - Plenário e resolveu:

"9.2. com fundamento no art. 250, inciso III, do Regimento Interno, determinar à ANEEL que:

[...]

9.2.2. nos próximos processos de revisão tarifária:

9.2.2.1. observe os arts. 2º e 50 da Lei nº 9.784/1999, no que se refere à motivação dos atos administrativos, divulgando tempestivamente em cada revisão tarifária os motivos pelos quais aceitou ou rejeitou os pleitos dos participantes da audiência pública;

9.2.2.2. divulgue as revisões tarifárias com a antecedência necessária de modo a permitir que haja um intervalo maior entre a publicação das notas técnicas e a realização das audiências públicas;

9.3. recomendar à ANEEL que:

9.3.1. no estudo específico que vem conduzindo no contexto do processo de revisão tarifária periódica, avalie a oportunidade, a conveniência e a forma mais adequada de consideração dos efeitos do benefício fiscal decorrente da distribuição de juros sobre o capital próprio, na forma prevista na Lei nº 9.249/1995;

9.3.2. defina previamente o valor da base de remuneração a ser utilizado na revisão periódica;

9.3.3. adote critério objetivo para calcular o percentual da receita extra-concessão que será considerado para efeito de modicidade tarifária."

h) nos processos de revisão tarifária da ELETROPAULO (TC nº 007.371/2003-5,) e LIGHT (TC nº 016.128/2003-2), o Tribunal determinou, por meio dos Acórdãos nº 555 e nº 556, ambos do Plenário, que a ANEEL incluísse em todos os processos de revisão tarifária os efeitos do benefício fiscal decorrente da distribuição de juros sobre o capital próprio. A Agência opôs embargos de declaração, que foram conhecidos e providos, por intermédio dos Acórdãos nº 1.756 e nº 1.757, nos mesmos moldes do decidido no Acórdão nº 200/2007 - Plenário. Posteriormente, o Ministério Público junto ao TCU interpôs embargos de declaração contra essas decisões. A Corte conheceu os embargos, por meio dos Acórdãos nº 271 e nº 272, ambos do Plenário, porém negou-lhes provimento. A ELETROPAULO e a LIGHT, que também haviam impetrado recurso, solicitaram desistência dos respectivos pedidos de reexame;

i) no primeiro ciclo de revisões tarifárias (2002 a 2006), a COELCE não integrou a amostra de processos acompanhada em conformidade com a IN nº 43/2002. No entanto, as decisões adotadas no exame pelo Plenário, que não forem restritas ao caso concreto analisado, são eficazes em relação às revisões tarifárias das 64 concessionárias existentes.

4. Em relação ao mérito deste acompanhamento, a ACE ressaltou que:

a) segundo disposto nos arts. 5º e 6º da IN nº 43/2002, a ANEEL deve encaminhar a documentação necessária ao acompanhamento das revisões tarifárias e a Unidade Técnica deve avaliar essa documentação nos prazos previamente estabelecidos;

b) a contagem desses prazos se inicia com a publicação de Aviso no Diário Oficial da União -DOU informando sobre o início do processo de revisão tarifária. No caso da COELCE, o Aviso contendo o cronograma de eventos da revisão foi publicado no DOU nº 226, de 27/11/2006 (fl. 81 do anexo 1). Referido cronograma foi alterado por meio de Aviso publicado no DOU nº 38, de 26/02/2007 (fls. 82 e 83 do anexo 1). Além disso, considerando que, para o segundo ciclo de revisão tarifária, a ANEEL modificou a metodologia utilizada por meio da Resolução Normativa nº 234, de 31/10/2006, foi acordado pela ANEEL e pela SEFID que os prazos estabelecidos na IN nº 43/2002 seriam reduzidos. Cabe destacar que os prazos avançados foram cumpridos adequadamente pela ANEEL;

c) a proposta inicial de revisão tarifária, consoante disposto no art. 4º, I, "a", da IN nº 43/2002, foi apresentada pela ANEEL à COELCE em reunião de trabalho ocorrida no dia 15/01/2007, com o objetivo de aprimorar a proposta de revisão tarifária periódica que seria colocada em audiência pública (fls. 1 a 80 do anexo 1). Nesse momento, o reposicionamento tarifário foi estipulado em -12,81 % e o componente Xe do Fator X foi estimado em caráter preliminar em 2,65 %;

d) conforme previsto no art. 4º, I, "b", da IN nº 43/2002 e no cronograma de eventos da revisão, publicado no DOU nº 226/2006, a concessionária, em fevereiro de 2007, teceu críticas detalhadas à versão preliminar da proposta de revisão tarifária (fls. 84 a 119 do anexo 1). Ademais, a COELCE reivindicou correção de cálculos ou novo exame dos seguintes componentes:

- perdas regulatórias (fls. 89v e 90 do anexo 1);
- balanço energético (fl. 91 do anexo 1);
- compra de energia elétrica (fl. 89 do anexo 1);
- encargos tarifários (fl. 91v do anexo 1);
- estrutura e custo de capital (fls. 92v e 93 do anexo 1);
- base de remuneração (fls. 93v e 95 do anexo 1);
- quota de depreciação (fl. 95 do anexo 1);
- modelagem da empresa de referência (fls. 95 a 106 do anexo 1);
- inadimplência regulatória (fl. 106v a 108 do anexo 1);
- Fator X (fl. 110 do anexo 1);

e) além dos componentes integrantes da segunda revisão tarifária ordinária, a COELCE apresentou pleitos de componentes financeiros externos à esta revisão;

f) não consta dos autos um documento específico da ANEEL que apresente o ponto de vista da Agência acerca de cada questionamento suscitado pela concessionária. Referido documento deveria integrar o primeiro estágio, conforme disposto no art. 4º, I, "c", da IN nº 43/2002. Em outros processos de revisão tarifária, a ANEEL enfatizou que as próprias Notas Técnicas, publicadas junto com a contra-proposta de revisão tarifária feita pela ANEEL, constituem uma resposta às manifestações feitas pelas concessionárias, ou seja, a Nota Técnica conteria o resultado da análise da Agência sobre a manifestação do concessionário. Contudo, a Nota Técnica nº 50/2007, não informa explicitamente os pleitos atendidos e a respectiva motivação;

g) o documento em questão foi apresentado no segundo estágio, quando foi publicado um anexo específico da Nota Técnica nº 89/2007, que apresenta as bases técnicas para a Resolução Homologatória nº 457/2007 (fls. 271 a 286 do anexo 1) e o Voto do Diretor Edvaldo Alves de Santana (fls. 287 a 292 do anexo 1). Nesse Voto, que foi submetido à Diretoria Colegiada

da ANEEL para fins de homologação da revisão tarifária, o regulador analisa a aceitação ou não dos principais pleitos formulados pela concessionária e pelos demais participantes da audiência pública;

h) a versão da proposta de revisão tarifária, prevista no art. 4º, I, "d", da IN nº 43/2002, constante da Nota Técnica SRE/ANEEL nº 50/2007 (fl. 141 do anexo 1), foi apresentada e discutida na Audiência Pública nº 4/2007, realizada em 04/03/2007 em Fortaleza (CE). Nessa versão, o reposicionamento tarifário (RT) atingiu -8,53%, tendo sido considerados os dados constantes do Quadro 1 abaixo:

QUADRO 1 - REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO

Receita Requerida R\$ 1.612.604.087,07

Outras Receitas R\$ 8.102.292,51

Receita Verificada R\$ 1.754.199.067,59

Reposicionamento Tarifário -8,53 %

i) a receita requerida divide-se nas Parcelas A e B. A Parcela A, por sua vez, subdivide-se em despesas com a compra de energia elétrica (R\$ 787.740.612,89 - fl. 129v do anexo 1) e encargos tarifários (R\$ 191.041.438,62). A Parcela A, portanto, corresponde a 61 % da receita requerida. Já a Parcela B, composta pelos custos operacionais eficientes, pela remuneração do capital e pela quota de reintegração regulatória, totalizou R\$ 633.822.035,56 (fls. 132v a 140 do anexo 1);

j) os custos operacionais eficientes "asseguram que a concessionária distribuidora poderá obter os níveis de qualidade do serviço exigidos e que os ativos necessários manterão sua capacidade de serviço inalterada durante toda sua vida útil". Eles são definidos pela ANEEL a partir de uma empresa de referência imaginada, para atuar na região da concessionária. Os detalhes sobre o cálculo desses custos estão descritos nas fls. 148 a 182 do anexo 1. Considerando o balanço energético da concessionária, aos custos eficientes são acrescidas as receitas consideradas irrecuperáveis, estabelecidas provisoriamente como sendo equivalentes a 0,5% do faturamento bruto da COELCE. A Resolução Normativa nº 234/2006 estabeleceu que a ANEEL disponibilizaria, antes do início do segundo ciclo de revisão, a metodologia para avaliar e definir os percentuais a serem reconhecidos como receitas irrecuperáveis, por concessionária ou conjunto de concessionárias;

k) a remuneração do capital resulta da aplicação de uma taxa de retorno sobre o investimento a ser remunerado. A taxa de retorno foi calculada na Resolução Normativa da ANEEL nº 246/2006 e reproduzida na Nota Técnica nº 50/2007 (fls. 134 a 138 do anexo 1), com base no método do Custo Médio Ponderado de Capital (Weighted Average Cost of Capital - WACC). "Esse enfoque busca proporcionar aos investidores um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de risco comparáveis". O custo de capital médio ponderado nominal foi de 12,78 % e o de capital médio ponderado real foi de 9,98 %. A base de remuneração deverá ser calculada nos termos da Resolução Normativa nº 234/2006, mantendo-se os aspectos básicos da Resolução da ANEEL nº 493/2002, relativos à necessidade de refletir apenas os investimentos prudentes na definição das tarifas dos consumidores;

l) considerando que "as concessionárias de distribuição encontram-se em processo de cumprimento da avaliação dos ativos estabelecida na Resolução Normativa nº 234/2006", a Agência estabeleceu, em caráter provisório, a base de remuneração regulatória líquida equivalente a R\$ 1.289.246.009,71 (fls. 138 e 139 do anexo 1). A base de remuneração de capital resulta da aplicação da taxa equivalente ao custo médio ponderado sobre a base de remuneração regulatória líquida provisória. Considerando a alíquota de imposto, composta pela alíquota do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (25%) e da Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (9%), obtém-se o

valor da remuneração bruta de capital de R\$ 196.310.532,98 a ser considerada na receita requerida (fl. 139 do anexo 1). Note-se que essa receita, por via de consequência, também será provisória;

m) a quota de reintegração regulatória expressa a recomposição dos investimentos realizados para prestar o serviço ao longo da vida útil desses bens e é composta pelas quotas de depreciação e amortização. Para estimar esse item, a ANEEL considerou a depreciação com percentual médio de 4,43% sobre o valor do Ativo Imobilizado em Serviço deduzido dos valores de Servidões, Terrenos, Bens Administrativos, Veículos, Móveis e Utensílios, correspondente a 1º/01/2007. Esse percentual, segundo a ANEEL, refletiu a taxa média de depreciação e amortização dos ativos da COELCE. O valor encontrado foi de R\$ 109.379.983,57 (fl. 139v do anexo 1), porém ainda se trata de um valor provisório, tendo em vista a interinidade da base de remuneração;

n) a COELCE não possui receitas com atividades extra-concessão nem receitas de suprimento. Já a parcela relativa a "outras receitas" totaliza R\$ 8.102.292,51 e compreende receitas pelo uso dos sistemas de distribuição, arrendamentos e aluguéis, aluguel de postes, iluminação pública e ainda outras receitas (fl. 140v do anexo 1);

o) a receita verificada, resultado da aplicação das tarifas de fornecimento em vigor sobre o mercado de venda considerado para o ano-teste (7.682,268 MWh), foi de R\$ 1.754.199.067,59 (fl. 140 do anexo 1);

p) o Fator X, estabelecido na Resolução Normativa nº 234/2006, é constituído pelos componentes Xe e Xa. No caso da COELCE, o Xe calculado foi de 1,355 % (fl. 142v do anexo 1). Esse valor é provisório, uma vez que depende do cálculo definitivo dos valores da Quota de Reintegração e da Base de Remuneração Regulatórias. O componente Xa é desmembrado em custos operacionais, remuneração sobre o capital e depreciação. Dentro de cada elemento, utiliza-se o IGP-M como índice de correção para custos com materiais e equipamentos e o IPCA para corrigir os custos com mão de obra. O valor de Xa deve ser calculado a cada reajuste tarifário anual, considerando a data contratual de 22/04 dos anos de 2008 a 2010 e os componentes definidos na revisão tarifária periódica em tela.

5. Representantes do TCU compareceram à audiência pública realizada na cidade de Fortaleza no dia 04/04/2007 e elaboraram relatório do qual destaco os seguintes pontos:

a) a COELCE apresentou ponderações acerca da área de concessão da empresa e da Nota Técnica nº 50/2007-SRE/ANEEL. Em relação à área de concessão, destacou a quantidade de consumidores de baixa renda da região (com consequentes subsídios) e investimentos realizados em expansão da rede. Quanto à Nota Técnica nº 50/2007, expôs as demandas contidas na manifestação sobre a proposta preliminar da ANEEL (fls. 84 a 119 do anexo 1);

b) o Conselho de Consumidores da COELCE abordou o interesse dos consumidores em tarifas menores, porém reclinou a carga tributária (34 % de impostos) sobre a tarifa de energia elétrica. Ademais, comentou sobre possível abusividade dos municípios na cobrança da taxa de iluminação pública e sobre pleitos diversos relacionados ao acesso de agricultores irrigantes a subsídios;

c) o Secretário Executivo da Defesa do Consumidor do Ministério Público sugeriu que a ANEEL proibisse a cobrança de contribuição de iluminação pública no boleto expedido pela concessionária de energia elétrica;

d) a ANEEL expôs as premissas e os procedimentos da Agência para a revisão tarifária da COELCE e apresentou o conteúdo da Nota Técnica nº 50/2007 e o resultado dos cálculos do reposicionamento tarifário. Além disso, explicou o cálculo do Fator X e comentou os efeitos financeiros da Conta de Compensação de Variação de Valores da Parcela A-CVA e o procedimento de diferimento que será adotado para implementar a adequação das tarifas da COELCE;

e) diversos consumidores expuseram questionamentos relativos a:

- contrato de compra de energia celebrado pela COELCE e pela Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF. Referido contrato foi considerado inadequado, uma vez que a COELCE repassa o montante equivalente à energia comprada sem a respectiva geração pela CGTF que, em função dos superávits hídricos atuais registrados no sistema interligado, restringe-se a comprar no mercado spot a quantidade de energia a ser fornecida contratualmente. Foi enfatizado que a COELCE e a CGTF fazem parte do mesmo grupo empresarial e que a CGTF adquire a energia no mercado por preço inferior a 50 % do repassado pela COELCE. Ademais, independentemente deste fato, enfatizaram que outros contratos com termelétricas asseguram o fornecimento ao Sistema Interligado Nacional, que é suportado pelo pool de distribuidoras integrantes do sistema;
- necessidade de modicidade tarifária devido à capacidade de pagamento dos consumidores residenciais (em sua maioria classificados como baixa renda) e aos níveis de comprometimento da economia regional (consumidores industriais e comerciais);
- elogios à qualidade do serviço prestado pela COELCE;
- preocupações acerca de eventual redução ou mesmo extinção de trabalhos sociais financiados pela empresa em razão da modicidade tarifária;

f) foram apresentadas contribuições na audiência pública relativas a temas regulatórios, em especial encargos setoriais, subsídios cruzados, aspectos metodológicos da revisão tarifária e componentes tarifários financeiros externos à revisão. Foi sugerido que a ANEEL:

- reavalie a supressão do componente Xc do Fator X. Referido componente, que expressa a avaliação dos consumidores do serviço prestado pela concessionária, integrava o Fator X antes das alterações na metodologia da revisão tarifária promovida pela Resolução Normativa nº 234/2006;
- avalie e considere a efetiva aplicação de plano de investimentos homologado na revisão tarifária anterior para fins de estabelecimento de níveis de investimentos na revisão vindoura;
- não considere, nos componentes tarifários financeiros externos à revisão de passivos, as subvenções a irrigantes e a recuperação de descontos concedidos na tarifa de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição para empreendimentos hidroelétricos e de fontes alternativas com potência instalada inferior a 30 MW, os quais foram disciplinados pela Resolução Normativa da ANEEL nº 77/2004;
- adote curva de diminuição de perdas regulatórias em níveis similares às homologadas no primeiro ciclo;
- não cobre o passivo da revisão tarifária extraordinária devido ao diferimento do preço da energia comprada da CGTF;

g) as distribuidoras, por sua vez, solicitaram:

- o reconhecimento dos custos de estruturas implantadas visando à contenção de perdas;
- o estabelecimento de padrão para cálculo das receitas irrecuperáveis em função de curva de permanência de valores considerados pela concessionária como não recuperáveis;
- a reconsideração da participação dos materiais nos ativos das empresas distribuidoras (Parcela B);
- a publicação de metodologia definitiva da empresa de referência;
- a implantação de banco de dados referenciados para obtenção de custos operacionais;
- o reconhecimento de equipes de manutenção com composição mínima prevista em normas de segurança.

6. No que concerne à análise do Primeiro Estágio desse acompanhamento, o ACE destacou que:

a) o processo administrativo da revisão tarifária da COELCE contempla todos os requisitos estabelecidos no art. 4º da IN nº 43/2002, de forma tempestiva em conformidade com o previsto no art. 5º da mesma instrução;

b) cabe salientar, particularmente, a análise do regulador sobre as sugestões apresentadas pela Concessionária e pelos participantes da audiência pública, contida no Anexo IV da Nota Técnica nº 89/2007, que apresenta as bases técnicas para a edição da Resolução Homologatória nº 457/2007 (fls. 271 a 286 do Anexo 1). Também merece destaque o Voto do Diretor Edvaldo Alves de Santana (fls. 287 a 292 do Anexo 1), que foi submetido à Diretoria Colegiada da ANEEL para fins de homologação da revisão tarifária em que o regulador comenta acerca da aceitação ou não dos principais pleitos tanto da concessionária quanto dos demais participantes da audiência pública. Essa resposta aos comentários e contribuições recebidas na audiência pública está condizente com o determinado no Acórdão nº 200/2007 - Plenário;

c) a Nota Técnica nº 50/2007 apresenta alterações na meta das perdas regulatórias, que passou de 12,64 % para 13,02 %, as quais se justificam pela ANEEL haver retificado os patamares de metas de perdas técnicas e não-técnicas (fl. 127v do anexo 1), em decorrência da reavaliação do impacto do Programa Luz para Todos sobre as perdas previstas;

d) o balanço energético apresentado contempla o recálculo das sobras físicas (reconsideração de compras de energia), tendo passado de 394.263 MWh para 345.914 MWh. A valoração média passou de R\$ 70,18/MWh para R\$ 69,82/MWh;

e) em relação à compra de energia elétrica, a Nota Técnica nº 50/2007 aumentou a estimativa preliminar de R\$ 777.768.277,42 (fl. 10 do anexo 1) para R\$ 787.740.612,89 (fl. 129v do anexo 1). As principais alterações entre as quantidades de energia comprada e as tarifas de compra da energia apresentadas na proposta preliminar e na Nota Técnica nº 50/2007 foram o valor da tarifa considerada para o contrato com parte relacionada, que passou de R\$ 160,27/MWh para R\$ 163,53/MWh, os valores das tarifas consideradas para alguns contratos resultantes de leilões de energia, que passaram de uma média de R\$ 157,26/MWh para R\$ 160,43/MWh, e a quantidade de energia oriunda do Proinfa, que passou de 76.052 MWh para 110.328 MWh;

f) considerando a necessidade de conhecer as relações contratuais e as ações do regulador, realizou-se, durante a análise do segundo estágio, diligência à ANEEL para obter esclarecimentos relativos ao contrato de compra de energia celebrado pela COELCE e pela CGTF;

g) a partir da atualização de alguns valores provisórios de encargos, a ANEEL recalculou na Nota Técnica nº 50/2007 o montante de encargos tarifários setoriais (incluindo encargos de uso da rede básica e de conexão referente às demais instalações de transmissão), tendo sido alcançado o valor de R\$ 191.041.438,62. Posteriormente, esse montante foi reajustado em função da homologação das Resoluções referentes aos encargos com ONS, Rede Básica e CCC, com vigência a partir da data do reposicionamento tarifário e dos valores dos encargos RGR, TFSEEE, Conexão e Compra de Energia Elétrica também concatenados na data do reposicionamento tarifário;

h) a COELCE deferiu solicitação da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) em relação à estrutura ótima e ao custo de capital, definida na Resolução Normativa nº 246/2006. A ABRADEE pleiteava, desde janeiro de 2007, aperfeiçoamentos no cálculo da estrutura ótima de capital. Em 27/03/2007, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 259, por meio da qual alterou a estrutura ótima de capital e o custo de capital a ser utilizado no segundo ciclo de revisão tarifária. Assim, o Custo de Capital Médio Ponderado (WACC) passou de 9,98 % para 9,95 %. Por terem ocorrido posteriormente, essas alterações não foram incorporadas

à Nota Técnica nº 50/2007, porém foram relatadas pela ANEEL na Audiência Pública nº 4/2007 e integraram a revisão tarifária homologada;

i) a Resolução Normativa nº 234/2006 estabeleceu que a base de remuneração seria calculada considerando os ativos imobilizados em serviço a serem identificados pela concessionária, por meio de avaliação efetuada por empresa cadastrada junto à ANEEL. Como a COELCE ainda não apresentou a avaliação dos ativos estabelecida na Resolução, a proposta preliminar apresentou um valor provisório para a base de remuneração utilizando valores contábeis. Considerando que a proposta apresentada para conhecimento e discussão pelos consumidores na audiência pública é a proposta preliminar, seria interessante que os cálculos e as bases constantes dessa proposta se situassem o mais próximo possível dos valores a serem homologados, o que conferiria maior transparência ao processo de revisão;

j) a COELCE apresentou valores distintos da quota de depreciação em função da taxa média de depreciação pleiteada de 4,52 % (resultado da média entre a taxa média de depreciação da base blindada de 4,55 % e a taxa média das adições de 4,48 %). Na Nota Técnica nº 50/2007, a ANEEL manteve a taxa proposta média de 4,43 % (fl. 139v do anexo 1). Como essa taxa se aplica ao cálculo da base de remuneração e está diretamente associada aos ativos da Concessionária, a quota de depreciação apresentada também é provisória;

k) argumentando que o modelo básico da empresa de referência a ser utilizado no segundo ciclo de revisão tarifária e previsto na Resolução Normativa nº 234/2006 ainda não foi consolidado pela ANEEL, a Concessionária solicitou o recálculo dos custos operacionais da empresa de referência, considerando o crescimento do número de consumidores da área de concessão desde a última revisão, o crescimento das instalações físicas, as melhorias da qualidade do serviço, a proporção real de consumidores localizados em área urbana e rural, a estrutura de combate a perdas e inadimplência, as exigências normativas quanto à segurança no trabalho com risco elétrico (a NR-10 exige no mínimo dois operários), os encargos adicionais de pessoal e a lavagem de isoladores em áreas com alta salinidade;

l) a Agência reviu a proposta preliminar e apresentou, na Nota Técnica nº 50/2007, custos operacionais eficientes no montante de R\$ 316.614.467,67 (superior em cerca de 6 % ao valor constante da proposta preliminar) e perdas de receita irre recuperáveis no montante de R\$ 11.517.051,34 67 (o valor constante da proposta preliminar era de R\$ 4.658.575,65). Houve aumento do percentual atribuível a perdas com receitas irre recuperáveis, que passou de 0,20 % na proposta preliminar para 0,50 % na Nota Técnica nº 50/2007 (fl. 134v do anexo 1). Apesar de alterar o percentual atribuível a receitas irre recuperáveis, a ANEEL ainda considera esse índice como provisório;

m) entre as variáveis que integram o cálculo da componente Xe do Fator X, destacam-se as projeções de investimentos. A metodologia, prevista na Resolução Normativa nº 234/2006 e aplicada nesta revisão (fl. 194v do anexo 1), prevê que as concessionárias informem os planos de investimentos em distribuição e subtransmissão. A ANEEL os analisa de acordo com o histórico de investimentos, com o auxílio de ferramentas específicas. Não há, no entanto, retroalimentação da diferença entre os valores programados de investimento e os efetivamente investidos no cálculo do Fator X da próxima revisão tarifária. Como o Fator X não está "associado à gestão mais eficiente da Concessionária", mas ao crescimento desta, vislumbrou-se a necessidade de identificar, por meio de inspeção, como a ANEEL considera, no novo patamar regulatório de investimento, a efetiva realização dos investimentos programados pela Concessionária e reconhecidos pela Agência durante a revisão tarifária anterior.

7. Em relação ao segundo estágio, o ACE ressaltou que:

a) de acordo com o art. 4º, II, da IN TCU nº 43/2002, integram o segundo estágio a

PORTAL DE
PESQUISA TEXTUAL

Quinta-feira, 3 de Setembro de 2009.

Pesquisa número:	17
Pesquisa refinada:	{tagRefQ}
Expressão de Pesquisa:	Pesquisa em formulário - documento número: 2.542, ano do documento: 2008, colegiado: Plenário
Bases pesquisadas:	Acórdãos
Documento da base:	Acórdão
Documentos recuperados:	1
Documento Mostrado:	1

Identificação

Acórdão 2542/2008 - Plenário

Número Interno do Documento

AC-2542-48/08-P

Grupo/Classe/Colegiado

GRUPO I / CLASSE V / Plenário

Processo

002.694/2007-6

Natureza

Desestatização

Entidade

Entidade: Agência Nacional de Energia Elétrica - MME

Interessados

Interessada: Companhia Energética do Ceará - Coelce. Responsável: Jerson Kelman - Diretor-Presidente da Aneel

Sumário

Acompanhamento. Processo de revisão tarifária da Companhia Energética do Ceará - Coelce. Exercício de 2007. Regularidade dos procedimentos adotados. Recomendações. Arquivamento

Assunto

Desestatização

Ministro Relator

Benjamin Zymler

Representante do Ministério Público

não atuou

Unidade Técnica

Sec. de Fiscalização de Desestatização (SEFID)

Advogado Constituído nos Autos

não há

Dados Materiais

(com 3 anexos)

Relatório do Ministro Relator

Trata-se do acompanhamento do processo de revisão tarifária periódica da Companhia Energética do Ceará - COELCE, concessionária que atende aos consumidores do Estado do Ceará, no âmbito do segundo ciclo de revisão tarifária conduzido pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. O acompanhamento de revisões tarifárias periódicas dos contratos de concessão dos serviços de distribuição de energia elétrica por parte do Tribunal de Contas da União está disciplinado na Instrução Normativa nº 43/2002.

2. Preliminarmente, a ACE destacou que:

a) de acordo com o disposto na IN TCU nº 43/2002, o acompanhamento dos processos de revisão tarifária se inicia com o exame preliminar, no âmbito do qual são avaliadas questões comuns a todas as revisões tarifárias previstas para o período. Nessa etapa, o TCU seleciona quatro processos de revisão tarifária a serem acompanhados integralmente em dois estágios, em conformidade com os critérios constantes do art. 3º, § 1º, dessa IN. No ano de 2007, estavam previstas sete revisões tarifárias e o processo da Companhia Energética do Ceará foi selecionado para ser acompanhado em caráter ordinário. Ainda de acordo com a norma acima citada, no primeiro estágio é analisada a proposta provisória de revisão tarifária e no segundo estágio, a revisão definitiva. O art. 4º, I e II, da IN TCU nº 43/2002, a seguir transcrito, estabelece os documentos que serão analisados nesses dois estágios:

"Art 4º A fiscalização dos quatro processos a que se refere o § 1º do art. 3º, retro, ocorrerá em dois estágios, mediante análise dos seguintes documentos:

I - primeiro estágio:

- a) primeira proposta de revisão tarifária;
- b) resposta do concessionário a essa proposta;
- c) análise preparada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL sobre a resposta do concessionário;
- d) nota técnica, planilhas de cálculo que fundamentaram a proposta de revisão tarifária e a estimativa do Fator X que foram divulgados antes da audiência pública;
- e) relatório dos representantes do TCU sobre a manifestação dos participantes da audiência pública.

II - segundo estágio

- a) segunda nota técnica e planilhas de cálculo, em meio magnético, que dão suporte à decisão final da ANEEL sobre a revisão tarifária;
- b) eventuais fatos relevantes atinentes ao processo de revisão tarifária em curso;
- c) ato de homologação das tarifas."
- b) os contratos de concessão de distribuição de energia elétrica estabelecem que as tarifas serão alteradas por meio de reajustes tarifários anuais, revisões tarifárias extraordinária ou periódicas;
- c) inicialmente, por imposição contratual e depois por determinação da Lei nº

9.427/1996, estabeleceu-se que o regime econômico-financeiro das concessões de serviço público de distribuição de energia elétrica é o de preços máximos. Os objetivos desse regime são "a eficiência na prestação do serviço e a modicidade tarifária, com vantagens para os usuários do serviço". O instrumento regulatório desse regime é a revisão tarifária periódica. Incumbe à ANEEL, por força de disposições legais (Leis nº 8.987/1995 e nº 9.427/1996), regulamentares (Decreto nº 2.335/1997) e contratuais, proceder às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia;

d) o processo de revisão tarifária periódica é constituído basicamente pelo reposicionamento tarifário e pela determinação do Fator X que será utilizado nos reajustes tarifários anuais até a próxima revisão periódica;

e) o percentual que será aplicado como reposicionamento tarifário consiste no confronto entre a receita requerida para um ano-teste futuro (primeiro ano do período a que se aplicará a revisão tarifária em processamento), excluídas as receitas que não decorrem exclusivamente das tarifas, e a receita verificada pela concessionária nesse período, conforme expresso na equação a ser transcrita. O ano-teste para a revisão da COELCE compreende o período de abril de 2007 a março de 2008 (fl. 7 do anexo 1);

f) a receita requerida é composta pelas Parcelas A e B. A Parcela A inclui os custos considerados não gerenciáveis pela concessionária (compra de energia elétrica, transporte de energia e encargos setoriais resultantes de políticas de governo), que são repassados integralmente para a tarifa. A Parcela B inclui os custos de operação e manutenção eficientes, a remuneração dos investimentos prudentes e a quota de reintegração regulatória (refere-se à depreciação). Apesar de haver interveniência regulatória na Parcela A (limitação dos níveis de perdas e homologação de contratos de compra de energia com parte beneficiária), é sobre a Parcela B que recai o esforço maior do regulador durante a revisão periódica;

g) para o cálculo da Parcela B, a ANEEL estabelece níveis de custos operacionais eficientes (custos reconhecidos pela Agência) e uma remuneração adequada estimada sobre os investimentos prudentes (investimentos relacionados exclusivamente com a prestação do serviço de distribuição de energia). Esses custos e essa remuneração não são, portanto, os apresentados pela concessionária, mas aqueles definidos pela ANEEL;

h) o montante a ser abatido da receita requerida corresponde à soma de receitas extra-concessão, outras receitas e receitas de suprimento;

i) a receita verificada é a obtida pela aplicação das tarifas em vigor sobre o mercado de venda considerado para o ano-teste. Já o Fator X expressa os ganhos de eficiência projetados da concessionária que devem ser repassados para o consumidor até a próxima revisão tarifária. Tais ganhos "não estão associados a uma gestão mais eficiente da concessionária, mas decorrem dos incrementos das vendas da concessionária tanto pelo maior consumo dos clientes existentes quanto pela incorporação de novos clientes" (fl. 9 do anexo 1). O Fator X é constituído pelos componentes Xe e Xa. O componente Xe procura capturar os ganhos de produtividade que a concessionária venha a obter durante o próximo período tarifário e o Xa tem por finalidade refletir a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), definido pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE, sobre a parcela da mão-de-obra considerada nos custos operacionais da concessionária (fls. 22 e 23 do anexo 1).

3. Em seguida, a ACE analisou a competência do TCU para controlar as entidades reguladoras. Dessa análise, destaco os seguintes pontos:

a) em não havendo recursos, é de se esperar que as determinações e recomendações exaradas no âmbito do exame preliminar sejam implementadas pela Agência e produzam efeitos em todas as revisões tarifárias daquele ciclo revisional, mesmo naquelas que já houverem sido

homologadas. Da mesma forma, as determinações e recomendações exaradas nos autos de cada um dos processos específicos de acompanhamento que não tenham aplicação restrita ao caso concreto em análise deverão afetar todas as revisões do ciclo. Assim, como consequência das correções determinadas ou dos aprimoramentos aplicáveis à metodologia e aos procedimentos utilizados pela Agência no processo de revisão tarifária de uma concessionária, todas as revisões devem ser revisitadas, sejam elas realizadas ou a realizar, acompanhadas ou não pelo TCU;

b) seguindo esse raciocínio, as revisões tarifárias são analisadas do ponto de vista da legislação vigente, dos métodos e procedimentos definidos e declarados pelo regulador e das deliberações eficazes no momento em que os atos administrativos para fins de revisão tarifária foram praticados. Ou seja, os acórdãos ou itens de acórdão que estiverem com sua eficácia suspensa devem ser ressaltados como um passivo contingente de aplicação a depender do reexame da matéria pelo TCU;

c) do controle externo do primeiro ciclo das revisões tarifárias das empresas de distribuição de energia elétrica resultou um conjunto expressivo de achados, que gerou recomendações e determinações à ANEEL. A primeira revisão tarifária periódica examinada pelo Tribunal, em atendimento às disposições da IN nº 43/2002, foi a da concessionária ESCELSA (TC nº 015.402/2001-1). Esse exame gerou as Decisões nº 1.066/2001 e nº 1.483/2002, sendo que a eficácia dessa última foi suspensa por recurso impetrado e ainda não julgado em definitivo. A despeito da grande quantidade de determinações e recomendações contidas nas referidas decisões, tais deliberações não tiveram efeito prático, pois se referem a uma fase incipiente da metodologia e os problemas apontados à época foram resolvidos gradualmente com o advento de novas metodologias;

d) com o início da consolidação da metodologia pelo regulador, o Tribunal procedeu ao exame preliminar do 1º ciclo (TC nº 014.291/2003-2) e analisou as revisões tarifárias relativas ao ano de 2003, quais sejam as relativas à CEMIG, ELETROPAULO e LIGHT;

e) no caso daquele exame preliminar, o Tribunal, entre outras medidas, resolveu por meio dos itens 9.2 a 9.4 do Acórdão nº 1.757 - Plenário, de 19/11/2003:

"9.2. determinar à Aneel que adote as providências necessárias a fim de sanar as seguintes impropriedades:

9.2.1. desconto em duplicidade dos saldos do grupo de estoques para definição do capital de giro constante da Resolução 493/2002;

9.2.2. inclusão indevida de contas de caráter financeiro na definição do capital de giro constante da Resolução 493/2002;

9.2.3. não inclusão de contas de caráter operacional, classificadas no ativo realizável a longo prazo e passivo exigível a longo prazo, na definição de capital de giro constante da Resolução 493/2002;

9.2.4. desconsideração do capital de giro negativo na definição da base de remuneração constante da Resolução 493/2002;

9.2.5. utilização da expressão (7), do Anexo V à Nota Técnica 40/2003, que não captura adequadamente os ganhos adicionais da concessionária oriundos, exclusivamente, de aumento de demanda, para o cálculo da parcela Xe;

9.2.6. emprego de técnica inadequada para a determinação do risco regulatório;

9.2.7. incompatibilidade entre os métodos de cálculo do reposicionamento tarifário e o da parcela Xe do fator X.

9.3. recomendar à Aneel que:

9.3.1. torne obrigatória a contabilização dos ativos operacionais das distribuidoras

pelo valor novo de reposição calculado com base nas diretrizes da Resolução 493/2002;

9.3.2. elabore regras de rodízio periódico dos avaliadores credenciados a fim de proporcionar mais transparência ao processo de avaliação dos ativos das concessionárias de distribuição de energia;

9.4. determinar à Sefid que, no exame dos processos específicos de revisão tarifária, verifique o cumprimento às determinações anteriores."

f) a ANEEL interpôs recurso contra o citado Acórdão nº 1.757/2003 - Plenário. Até a presente data, não houve deliberação acerca desse recurso pelo Tribunal;

g) ao examinar a revisão tarifária da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG (TC nº 002.739/2003-7), o Tribunal decidiu fazer diversas determinações à Agência por meio do Acórdão nº 1.756/2003 - Plenário, de 19/11/2003. Porém, a ANEEL e a CEMIG impetraram Pedidos de Reexame contra esse Acórdão. A Corte, por meio do Acórdão nº 200/2007 - Plenário, deu-lhes provimento parcial, tornou insubsistente o Acórdão nº 1.756/2003 - Plenário e resolveu:

"9.2. com fundamento no art. 250, inciso III, do Regimento Interno, determinar à ANEEL que:

[...]

9.2.2. nos próximos processos de revisão tarifária:

9.2.2.1. observe os arts. 2º e 50 da Lei nº 9.784/1999, no que se refere à motivação dos atos administrativos, divulgando tempestivamente em cada revisão tarifária os motivos pelos quais aceitou ou rejeitou os pleitos dos participantes da audiência pública;

9.2.2.2. divulgue as revisões tarifárias com a antecedência necessária de modo a permitir que haja um intervalo maior entre a publicação das notas técnicas e a realização das audiências públicas;

9.3. recomendar à ANEEL que:

9.3.1. no estudo específico que vem conduzindo no contexto do processo de revisão tarifária periódica, avalie a oportunidade, a conveniência e a forma mais adequada de consideração dos efeitos do benefício fiscal decorrente da distribuição de juros sobre o capital próprio, na forma prevista na Lei nº 9.249/1995;

9.3.2. defina previamente o valor da base de remuneração a ser utilizado na revisão periódica;

9.3.3. adote critério objetivo para calcular o percentual da receita extra-concessão que será considerado para efeito de modicidade tarifária."

h) nos processos de revisão tarifária da ELETROPAULO (TC nº 007.371/2003-5,) e LIGHT (TC nº 016.128/2003-2), o Tribunal determinou, por meio dos Acórdãos nº 555 e nº 556, ambos do Plenário, que a ANEEL incluísse em todos os processos de revisão tarifária os efeitos do benefício fiscal decorrente da distribuição de juros sobre o capital próprio. A Agência opôs embargos de declaração, que foram conhecidos e providos, por intermédio dos Acórdãos nº 1.756 e nº 1.757, nos mesmos moldes do decidido no Acórdão nº 200/2007 - Plenário. Posteriormente, o Ministério Público junto ao TCU interpôs embargos de declaração contra essas decisões. A Corte conheceu os embargos, por meio dos Acórdãos nº 271 e nº 272, ambos do Plenário, porém negou-lhes provimento. A ELETROPAULO e a LIGHT, que também haviam impetrado recurso, solicitaram desistência dos respectivos pedidos de reexame;

i) no primeiro ciclo de revisões tarifárias (2002 a 2006), a COELCE não integrou a amostra de processos acompanhada em conformidade com a IN nº 43/2002. No entanto, as decisões adotadas no exame pelo Plenário, que não forem restritas ao caso concreto analisado, são eficazes em relação às revisões tarifárias das 64 concessionárias existentes.

4. Em relação ao mérito deste acompanhamento, a ACE ressaltou que:

a) segundo disposto nos arts. 5º e 6º da IN nº 43/2002, a ANEEL deve encaminhar a documentação necessária ao acompanhamento das revisões tarifárias e a Unidade Técnica deve avaliar essa documentação nos prazos previamente estabelecidos;

b) a contagem desses prazos se inicia com a publicação de Aviso no Diário Oficial da União -DOU informando sobre o início do processo de revisão tarifária. No caso da COELCE, o Aviso contendo o cronograma de eventos da revisão foi publicado no DOU nº 226, de 27/11/2006 (fl. 81 do anexo 1). Referido cronograma foi alterado por meio de Aviso publicado no DOU nº 38, de 26/02/2007 (fls. 82 e 83 do anexo 1). Além disso, considerando que, para o segundo ciclo de revisão tarifária, a ANEEL modificou a metodologia utilizada por meio da Resolução Normativa nº 234, de 31/10/2006, foi acordado pela ANEEL e pela SEFID que os prazos estabelecidos na IN nº 43/2002 seriam reduzidos. Cabe destacar que os prazos avançados foram cumpridos adequadamente pela ANEEL;

c) a proposta inicial de revisão tarifária, consoante disposto no art. 4º, I, "a", da IN nº 43/2002, foi apresentada pela ANEEL à COELCE em reunião de trabalho ocorrida no dia 15/01/2007, com o objetivo de aprimorar a proposta de revisão tarifária periódica que seria colocada em audiência pública (fls. 1 a 80 do anexo 1). Nesse momento, o reposicionamento tarifário foi estipulado em -12,81 % e o componente Xe do Fator X foi estimado em caráter preliminar em 2,65 %;

d) conforme previsto no art. 4º, I, "b", da IN nº 43/2002 e no cronograma de eventos da revisão, publicado no DOU nº 226/2006, a concessionária, em fevereiro de 2007, teceu críticas detalhadas à versão preliminar da proposta de revisão tarifária (fls. 84 a 119 do anexo 1). Ademais, a COELCE reivindicou correção de cálculos ou novo exame dos seguintes componentes:

- perdas regulatórias (fls. 89v e 90 do anexo 1);
- balanço energético (fl. 91 do anexo 1);
- compra de energia elétrica (fl. 89 do anexo 1);
- encargos tarifários (fl. 91v do anexo 1);
- estrutura e custo de capital (fls. 92v e 93 do anexo 1);
- base de remuneração (fls. 93v e 95 do anexo 1);
- quota de depreciação (fl. 95 do anexo 1);
- modelagem da empresa de referência (fls. 95 a 106 do anexo 1);
- inadimplência regulatória (fl. 106v a 108 do anexo 1);
- Fator X (fl. 110 do anexo 1);

e) além dos componentes integrantes da segunda revisão tarifária ordinária, a COELCE apresentou pleitos de componentes financeiros externos à esta revisão;

f) não consta dos autos um documento específico da ANEEL que apresente o ponto de vista da Agência acerca de cada questionamento suscitado pela concessionária. Referido documento deveria integrar o primeiro estágio, conforme disposto no art. 4º, I, "c", da IN nº 43/2002. Em outros processos de revisão tarifária, a ANEEL enfatizou que as próprias Notas Técnicas, publicadas junto com a contra-proposta de revisão tarifária feita pela ANEEL, constituem uma resposta às manifestações feitas pelas concessionárias, ou seja, a Nota Técnica conteria o resultado da análise da Agência sobre a manifestação do concessionário. Contudo, a Nota Técnica nº 50/2007, não informa explicitamente os pleitos atendidos e a respectiva motivação;

g) o documento em questão foi apresentado no segundo estágio, quando foi publicado um anexo específico da Nota Técnica nº 89/2007, que apresenta as bases técnicas para a Resolução Homologatória nº 457/2007 (fls. 271 a 286 do anexo 1) e o Voto do Diretor Edvaldo Alves de Santana (fls. 287 a 292 do anexo 1). Nesse Voto, que foi submetido à Diretoria Colegiada

da ANEEL para fins de homologação da revisão tarifária, o regulador analisa a aceitação ou não dos principais pleitos formulados pela concessionária e pelos demais participantes da audiência pública;

h) a versão da proposta de revisão tarifária, prevista no art. 4º, I, "d", da IN nº 43/2002, constante da Nota Técnica SRE/ANEEL nº 50/2007 (fl. 141 do anexo 1), foi apresentada e discutida na Audiência Pública nº 4/2007, realizada em 04/03/2007 em Fortaleza (CE). Nessa versão, o reposicionamento tarifário (RT) atingiu -8,53%, tendo sido considerados os dados constantes do Quadro 1 abaixo:

QUADRO 1 - REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO

Receita Requerida R\$ 1.612.604.087,07

Outras Receitas R\$ 8.102.292,51

Receita Verificada R\$ 1.754.199.067,59

Reposicionamento Tarifário -8,53 %

i) a receita requerida divide-se nas Parcelas A e B. A Parcela A, por sua vez, subdivide-se em despesas com a compra de energia elétrica (R\$ 787.740.612,89 - fl. 129v do anexo 1) e encargos tarifários (R\$ 191.041.438,62). A Parcela A, portanto, corresponde a 61 % da receita requerida. Já a Parcela B, composta pelos custos operacionais eficientes, pela remuneração do capital e pela quota de reintegração regulatória, totalizou R\$ 633.822.035,56 (fls. 132v a 140 do anexo 1);

j) os custos operacionais eficientes "asseguram que a concessionária distribuidora poderá obter os níveis de qualidade do serviço exigidos e que os ativos necessários manterão sua capacidade de serviço inalterada durante toda sua vida útil". Eles são definidos pela ANEEL a partir de uma empresa de referência imaginada para atuar na região da concessionária. Os detalhes sobre o cálculo desses custos estão descritos nas fls. 148 a 182 do anexo 1. Considerando o balanço energético da concessionária, aos custos eficientes são acrescidas as receitas consideradas irrecuperáveis; estabelecidas provisoriamente como sendo equivalentes a 0,5% do faturamento bruto da COELCE. A Resolução Normativa nº 234/2006 estabeleceu que a ANEEL disponibilizaria, antes do início do segundo ciclo de revisão, a metodologia para avaliar e definir os percentuais a serem reconhecidos como receitas irrecuperáveis, por concessionária ou conjunto de concessionárias;

k) a remuneração do capital resulta da aplicação de uma taxa de retorno sobre o investimento a ser remunerado. A taxa de retorno foi calculada na Resolução Normativa da ANEEL nº 246/2006 e reproduzida na Nota Técnica nº 50/2007 (fls. 134 a 138 do anexo I), com base no método do Custo Médio Ponderado de Capital (Weighted Average Cost of Capital - WACC). "Esse enfoque busca proporcionar aos investidores um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de risco comparáveis". O custo de capital médio ponderado nominal foi de 12,78 % e o de capital médio ponderado real foi de 9,98 %. A base de remuneração deverá ser calculada nos termos da Resolução Normativa nº 234/2006, mantendo-se os aspectos básicos da Resolução da ANEEL nº 493/2002, relativos à necessidade de refletir apenas os investimentos prudentes na definição das tarifas dos consumidores;

l) considerando que "as concessionárias de distribuição encontram-se em processo de cumprimento da avaliação dos ativos estabelecida na Resolução Normativa nº 234/2006", a Agência estabeleceu, em caráter provisório, a base de remuneração regulatória líquida equivalente a R\$ 1.289.246.009,71 (fls. 138 e 139 do anexo 1). A base de remuneração de capital resulta da aplicação da taxa equivalente ao custo médio ponderado sobre a base de remuneração regulatória líquida provisória. Considerando a alíquota de imposto, composta pela alíquota do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (25%) e da Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (9%), obtém-se o

valor da remuneração bruta de capital de R\$ 196.310.532,98 a ser considerada na receita requerida (fl. 139 do anexo 1). Note-se que essa receita, por via de consequência, também será provisória;

m) a quota de reintegração regulatória expressa a recomposição dos investimentos realizados para prestar o serviço ao longo da vida útil desses bens e é composta pelas quotas de depreciação e amortização. Para estimar esse item, a ANEEL considerou a depreciação com percentual médio de 4,43% sobre o valor do Ativo Imobilizado em Serviço deduzido dos valores de Servidões, Terrenos, Bens Administrativos, Veículos, Móveis e Utensílios, correspondente a 1º/01/2007. Esse percentual, segundo a ANEEL, reflete a taxa média de depreciação e amortização dos ativos da COELCE. O valor encontrado foi de R\$ 109.379.983,57 (fl. 139v do anexo 1), porém ainda se trata de um valor provisório, tendo em vista a interinidade da base de remuneração;

n) a COELCE não possui receitas com atividades extra-concessão nem receitas de suprimento. Já a parcela relativa a "outras receitas" totaliza R\$ 8.102.292,51 e compreende receitas pelo uso dos sistemas de distribuição, arrendamentos e aluguéis, aluguel de postes, iluminação pública e ainda outras receitas (fl. 140v do anexo 1);

o) a receita verificada, resultado da aplicação das tarifas de fornecimento em vigor sobre o mercado de venda considerado para o ano-teste (7.682.268 MWh), foi de R\$ 1.754.199.067,59 (fl. 140 do anexo 1);

p) o Fator X, estabelecido na Resolução Normativa nº 234/2006, é constituído pelos componentes Xe e Xa. No caso da COELCE, o Xe calculado foi de 1,355 % (fl. 142v do anexo 1). Esse valor é provisório, uma vez que depende do cálculo definitivo dos valores da Quota de Reintegração e da Base de Remuneração Regulatórias. O componente Xa é desmembrado em custos operacionais, remuneração sobre o capital e depreciação. Dentro de cada elemento, utiliza-se o IGP-M como índice de correção para custos com materiais e equipamentos e o IPCA para corrigir os custos com mão de obra. O valor de Xa deve ser calculado a cada reajuste tarifário anual, considerando a data contratual de 22/04 dos anos de 2008 a 2010 e os componentes definidos na revisão tarifária periódica em tela.

5. Representantes do TCU compareceram à audiência pública realizada na cidade de Fortaleza no dia 04/04/2007 e elaboraram relatório do qual destaco os seguintes pontos:

a) a COELCE apresentou ponderações acerca da área de concessão da empresa e da Nota Técnica nº 50/2007-SRE/ANEEL. Em relação à área de concessão, destacou a quantidade de consumidores de baixa renda da região (com consequentes subsídios) e investimentos realizados em expansão da rede. Quanto à Nota Técnica nº 50/2007, expôs as demandas contidas na manifestação sobre a proposta preliminar da ANEEL (fls. 84 a 119 do anexo 1);

b) o Conselho de Consumidores da COELCE abordou o interesse dos consumidores em tarifas menores, porém récriminou a carga tributária (34 % de impostos) sobre a tarifa de energia elétrica. Ademais, comentou sobre possível abusividade dos municípios na cobrança da taxa de iluminação pública e sobre pleitos diversos relacionados ao acesso de agricultores irrigantes a subsídios;

c) o Secretário Executivo da Defesa do Consumidor do Ministério Público sugeriu que a ANEEL proibisse a cobrança de contribuição de iluminação pública no boleto expedido pela concessionária de energia elétrica;

d) a ANEEL expôs as premissas e os procedimentos da Agência para a revisão tarifária da COELCE e apresentou o conteúdo da Nota Técnica nº 50/2007 e o resultado dos cálculos do reposicionamento tarifário. Além disso, explicou o cálculo do Fator X e comentou os efeitos financeiros da Conta de Compensação de Variação de Valores da Parcela A-CVA e o procedimento de diferimento que será adotado para implementar a adequação das tarifas da COELCE;

- e) diversos consumidores expuseram questionamentos relativos a:
 - contrato de compra de energia celebrado pela COELCE e pela Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF. Referido contrato foi considerado inadequado, uma vez que a COELCE repassa o montante equivalente à energia comprada sem a respectiva geração pela CGTF que, em função dos superávits hídricos atuais registrados no sistema interligado, restringe-se a comprar no mercado spot a quantidade de energia a ser fornecida contratualmente. Foi enfatizado que a COELCE e a CGTF fazem parte do mesmo grupo empresarial e que a CGTF adquire a energia no mercado por preço inferior a 50 % do repassado pela COELCE. Ademais, independentemente deste fato, enfatizaram que outros contratos com termelétricas asseguram o fornecimento ao Sistema Interligado Nacional, que é suportado pelo pool de distribuidoras integrantes do sistema;
 - necessidade de modicidade tarifária devido à capacidade de pagamento dos consumidores residenciais (em sua maioria classificados como baixa renda) e aos níveis de comprometimento da economia regional (consumidores industriais e comerciais);
 - elogios à qualidade do serviço prestado pela COELCE;
 - preocupações acerca de eventual redução ou mesmo extinção de trabalhos sociais financiados pela empresa em razão da modicidade tarifária;
- f) foram apresentadas contribuições na audiência pública relativas a temas regulatórios, em especial encargos setoriais, subsídios cruzados, aspectos metodológicos da revisão tarifária e componentes tarifários financeiros externos à revisão. Foi sugerido que a ANEEL:
 - reavalie a supressão do componente Xc do Fator X. Referido componente, que expressa a avaliação dos consumidores do serviço prestado pela concessionária, integrava o Fator X antes das alterações na metodologia da revisão tarifária promovida pela Resolução Normativa nº 234/2006;
 - avalie e considere a efetiva aplicação de plano de investimentos homologado na revisão tarifária anterior para fins de estabelecimento de níveis de investimentos na revisão vihdoura;
 - não considere, nos componentes tarifários financeiros externos à revisão de passivos, as subvenções a irrigantes e a recuperação de descontos concedidos na tarifa de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição para empreendimentos hidroelétricos e de fontes alternativas com potência instalada inferior a 30 MW, os quais foram disciplinados pela Resolução Normativa da ANEEL nº 77/2004;
 - adote curva de diminuição de perdas regulatórias em níveis similares às homologadas no primeiro ciclo;
 - não cobre o passivo da revisão tarifária extraordinária devido ao diferimento do preço da energia comprada da CGTF;
- g) as distribuidoras, por sua vez, solicitaram:
 - o reconhecimento dos custos de estruturas implantadas visando à contenção de perdas;
 - o estabelecimento de padrão para cálculo das receitas irrecuperáveis em função de curva de permanência de valores considerados pela concessionária como não recuperáveis;
 - a reconsideração da participação dos materiais nos ativos das empresas distribuidoras (Parcela B);
 - a publicação de metodologia definitiva da empresa de referência;
 - a implantação de banco de dados referenciados para obtenção de custos operacionais;
 - o reconhecimento de equipes de manutenção com composição mínima prevista em normas de segurança.

6. No que concerne à análise do Primeiro Estágio desse acompanhamento, o ACE destacou que:

a) o processo administrativo da revisão tarifária da COELCE contempla todos os requisitos estabelecidos no art. 4º da IN nº 43/2002, de forma tempestiva em conformidade com o previsto no art. 5º da mesma instrução;

b) cabe salientar, particularmente, a análise do regulador sobre as sugestões apresentadas pela Concessionária e pelos participantes da audiência pública, contida no Anexo IV da Nota Técnica nº 89/2007, que apresenta as bases técnicas para a edição da Resolução Homologatória nº 457/2007 (fls. 271 a 286 do Anexo 1). Também merece destaque o Voto do Diretor Edvaldo Alves de Santana (fls. 287 a 292 do Anexo 1), que foi submetido à Diretoria Colegiada da ANEEL para fins de homologação da revisão tarifária em que o regulador comenta acerca da aceitação ou não dos principais pleitos tanto da concessionária quanto dos demais participantes da audiência pública. Essa resposta aos comentários e contribuições recebidas na audiência pública está condizente com o determinado no Acórdão nº 200/2007 - Plenário;

c) a Nota Técnica nº 50/2007 apresenta alterações na meta das perdas regulatórias, que passou de 12,64 % para 13,02 %, as quais se justificam pela ANEEL haver retificado os patamares de metas de perdas técnicas e não-técnicas (fl. 127v do anexo 1), em decorrência da reavaliação do impacto do Programa Luz para Todos sobre as perdas previstas;

d) o balanço energético apresentado contempla o recálculo das sobras físicas (reconsideração de compras de energia), tendo passado de 394.263 MWh para 345.914 MWh. A valoração média passou de R\$ 70,18/MWh para R\$ 69,82/MWh;

e) em relação à compra de energia elétrica, a Nota Técnica nº 50/2007 aumentou a estimativa preliminar de R\$ 777.768.277,42 (fl. 10 do anexo 1) para R\$ 787.740.612,89 (fl. 129v do anexo 1). As principais alterações entre as quantidades de energia comprada e as tarifas de compra da energia apresentadas na proposta preliminar e na Nota Técnica nº 50/2007 foram o valor da tarifa considerada para o contrato com parte relacionada, que passou de R\$ 160,27/MWh para R\$ 163,53/MWh, os valores das tarifas consideradas para alguns contratos resultantes de leilões de energia, que passaram de uma média de R\$ 157,26/MWh para R\$ 160,43/MWh, e a quantidade de energia oriunda do Proinfa, que passou de 76.052 MWh para 110.328 MWh;

f) considerando a necessidade de conhecer as relações contratuais e as ações do regulador, realizou-se, durante a análise do segundo estágio, diligência à ANEEL para obter esclarecimentos relativos ao contrato de compra de energia celebrado pela COELCE e pela CGTF;

g) a partir da atualização de alguns valores provisórios de encargos, a ANEEL recalculou na Nota Técnica nº 50/2007 o montante de encargos tarifários setoriais (incluindo encargos de uso da rede básica e de conexão referente às demais instalações de transmissão), tendo sido alcançado o valor de R\$ 191.041.438,62. Posteriormente, esse montante foi reajustado em função da homologação das Resoluções referentes aos encargos com ONS, Rede Básica e CCC, com vigência a partir da data do reposicionamento tarifário e dos valores dos encargos RGR, TFSEEE, Conexão e Compra de Energia Elétrica também concatenados na data do reposicionamento tarifário;

h) a COELCE deferiu solicitação da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) em relação à estrutura ótima e ao custo de capital, definida na Resolução Normativa nº 246/2006. A ABRADEE pleiteava, desde janeiro de 2007, aperfeiçoamentos no cálculo da estrutura ótima de capital. Em 27/03/2007, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 259, por meio da qual alterou a estrutura ótima de capital e o custo de capital a ser utilizado no segundo ciclo de revisão tarifária. Assim, o Custo de Capital Médio Ponderado (WACC) passou de 9,98 % para 9,95 %. Por terem ocorrido posteriormente, essas alterações não foram incorporadas

à Nota Técnica nº 50/2007, porém foram relatadas pela ANEEL na Audiência Pública nº 4/2007 e integraram a revisão tarifária homologada;

i) a Resolução Normativa nº 234/2006 estabeleceu que a base de remuneração seria calculada considerando os ativos imobilizados em serviço a serem identificados pela concessionária, por meio de avaliação efetuada por empresa cadastrada junto à ANEEL. Como a COELCE ainda não apresentou a avaliação dos ativos estabelecida na Resolução, a proposta preliminar apresentou um valor provisório para a base de remuneração utilizando valores contábeis. Considerando que a proposta apresentada para conhecimento e discussão pelos consumidores na audiência pública é a proposta preliminar, seria interessante que os cálculos e as bases constantes dessa proposta se situassem o mais próximo possível dos valores a serem homologados, o que conferiria maior transparência ao processo de revisão;

j) a COELCE apresentou valores distintos da quota de depreciação em função da taxa média de depreciação pleiteada de 4,52 % (resultado da média entre a taxa média de depreciação da base blindada de 4,55 % e a taxa média das adições de 4,48 %). Na Nota Técnica nº 50/2007, a ANEEL manteve a taxa proposta média de 4,43 % (fl. 139v do anexo 1). Como essa taxa se aplica ao cálculo da base de remuneração e está diretamente associada aos ativos da Concessionária, a quota de depreciação apresentada também é provisória;

k) argumentando que o modelo básico da empresa de referência a ser utilizado no segundo ciclo de revisão tarifária e previsto na Resolução Normativa nº 234/2006 ainda não foi consolidado pela ANEEL, a Concessionária solicitou o recálculo dos custos operacionais da empresa de referência, considerando o crescimento do número de consumidores da área de concessão desde a última revisão, o crescimento das instalações físicas, as melhorias da qualidade do serviço, a proporção real de consumidores localizados em área urbana e rural, a estrutura de combate a perdas e inadimplência, as exigências normativas quanto à segurança no trabalho com risco elétrico (a NR-10 exige no mínimo dois operários), os encargos adicionais de pessoal e a lavagem de isoladores em áreas com alta salinidade;

l) a Agência reviu a proposta preliminar e apresentou, na Nota Técnica nº 50/2007, custos operacionais eficientes no montante de R\$ 316.614.467,67 (superior em cerca de 6 % ao valor constante da proposta preliminar) e perdas de receita irre recuperáveis no montante de R\$ 11.517.051,34 67 (o valor constante da proposta preliminar era de R\$ 4.658.575,65). Houve aumento do percentual atribuível a perdas com receitas irre recuperáveis, que passou de 0,20 % na proposta preliminar para 0,50 % na Nota Técnica nº 50/2007 (fl. 134v do anexo 1). Apesar de alterar o percentual atribuível a receitas irre recuperáveis, a ANEEL ainda considera esse índice como provisório;

m) entre as variáveis que integram o cálculo da componente Xe do Fator X, destacam-se as projeções de investimentos. A metodologia, prevista na Resolução Normativa nº 234/2006 e aplicada nesta revisão (fl. 194v do anexo 1), prevê que as concessionárias informem os planos de investimentos em distribuição e subtransmissão. A ANEEL os analisa de acordo com o histórico de investimentos, com o auxílio de ferramentas específicas. Não há, no entanto, retroalimentação da diferença entre os valores programados de investimento e os efetivamente investidos no cálculo do Fator X da próxima revisão tarifária. Como o Fator X não está "associado à gestão mais eficiente da Concessionária", mas ao crescimento desta, vislumbrou-se a necessidade de identificar, por meio de inspeção, como a ANEEL considera, no novo patamar regulatório de investimento, a efetiva realização dos investimentos programados pela Concessionária e reconhecidos pela Agência durante a revisão tarifária anterior.

7. Em relação ao segundo estágio, o ACE ressaltou que:

a) de acordo com o art. 4º, II, da IN TCU nº 43/2002, integram o segundo estágio a

segunda nota técnica, as planilhas de cálculo que dão suporte à decisão final da ANEEL sobre a revisão tarifária, eventuais fatos relevantes e o ato de homologação das tarifas;

b) em março de 2007, motivada por solicitação de representante de agentes do setor elétrico, a ANEEL alterou, ainda com base no método do Custo Médio Ponderado de Capital (Weighted Average Cost of Capital - WACC), a estrutura ótima de capital e o custo de capital a ser aplicado no segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Dessa forma, a Resolução Normativa nº 246/2006 foi alterada pela Resolução Normativa nº 259/2007. O custo de capital médio ponderado nominal a ser incorporado nessa revisão tarifária corresponde a 12,81% e o custo de capital médio ponderado real corresponde a 9,95%, como se observa no Quadro 2 abaixo:

QUADRO 2 - CUSTO DE CAPITAL MÉDIO PONDERADO (WACC), RESOLUÇÕES NORMATIVAS ANEEL nº 259/2007 e nº 246/2006

Componente Resolução Normativa nº 259/2007(vigente) Resolução Normativa nº 246/2006(revogada)

Estrutura de Capital Capital Próprio Capital de Terceiros 42,84 % 57,16 % 43,80 % 56,20 %

Inflação Americana 2,60 % 2,54 %

Custo de Capital Próprio Nominal Real 16,71 % 13,75 % 16,50 % 13,61 %

Custo de Capital de Terceiros Nominal Real 14,97 % 12,06 % 14,97 % 12,12 %

Custo Médio Ponderado WACC Nominal Real 12,81 % 9,95 % 12,78 % 9,98 %

c) Por meio da Resolução Homologatória nº 457, de 18/04/2007, a ANEEL homologou o resultado provisório da segunda revisão tarifária de fornecimento de energia elétrica da COELCE (fls. 277 a 282 do anexo 1). O reposicionamento tarifário da COELCE foi fixado em - 6,35%, sendo -7,20% relativo à revisão tarifária periódica e 0,85 % aos componentes tarifários externos à revisão tarifária. Referida Resolução estabeleceu, entre outras disposições, que esse percentual é provisório e que o valor definitivo será estabelecido após a definição da quota de reintegração e da base de remuneração regulatória, nos termos do disposto na Resolução Normativa nº 234/2006. Determinou, ainda, que a eventual variação da Parcela B, decorrente da diferença entre o percentual provisório e o definitivo, será corrigida no reajuste tarifário anual de 22/04/2008. Em relação ao Fator X, fixou o componente Xe em 2,82% a ser aplicado como redutor, em termos reais, da Parcela B nos reajustes tarifários subsequentes de 2008 a 2010. Nesses reajustes tarifários, tendo por base a data contratual de 22/04, também será calculado o respectivo componente Xa. O percentual do Xe homologado também não é definitivo, pois depende dos valores da quota de reintegração e da base de remuneração regulatória;

d) a ANEEL publicou a Nota Técnica nº 89, de 16/04/2007, na qual apresentou as bases técnicas da Resolução Homologatória nº 457/2007. O reposicionamento tarifário da COELCE, calculado considerando os valores apresentados no Quadro 3 abaixo, alcançou o índice de - 7,20%. Além das parcelas integrantes do reposicionamento tarifário homologado, o Quadro em tela contém os valores propostos na Nota Técnica nº 50/2007.

Quadro 3 - Comparação do reposicionamento tarifário entre o primeiro e o segundo estágio

1.ª Nota Técnica (nº 050, de 05/03/2007) 2.ª Nota Técnica (nº 089, de 16/04/2007)
Diferença entre as Notas Técnicas

Receita Requerida R\$ 1.612.604.087,07 R\$ 1.639.846.793,70 27.242.706,63 (1,69 %)

Outras Receitas R\$ 8.102.292,51 R\$ 8.102.292,51 -

Receita Verificada R\$ 1.754.199.067,59 R\$ 1.758.339.247,69 4.141.180,10 (0,24 %)

Reposicionamento -8,53 % -7,20 % 0,67 %

e) a Nota Técnica nº 89/2007 apresentou diversas alterações em relação à Nota Técnica nº 50/2007, nas Parcelas A e B, particularmente no cálculo dos componentes que geram a receita requerida. As modificações nos níveis de perda, balanço energético e estabelecimento definitivo de encargos setoriais (fls. 209v a 211 do anexo 1) acarretaram restrito aumento da Parcela A (da ordem de 0,1 %). Já a Parcela B variou em mais de 4% e a empresa de referência aumentou em 6% (fls. 212 a 214 do anexo 1). Em razão de alteração da base de remuneração provisória, apesar de a Resolução Normativa nº 259/2007 haver reduzido a taxa de juros relativa ao custo de capital de 9,98% para 9,95 %, a remuneração bruta do capital foi majorada em 3% e a quota de reintegração regulatória em quase 2%. Após a apuração das perdas técnicas da COELCE durante o ano de 2006, a ANEEL estabeleceu novo patamar regulatório pontual de perdas totais em 12,94% (fls. 206v e 207 do anexo 1), enquanto a Nota Técnica nº 50/2007 apresentava o valor de 13,02% (fl. 127v do anexo 1). Ademais, em que pese a redução no montante de energia perdido, como a cota de energia originária do PROINFA também foi reduzida, o balanço energético registrou diminuição em 14% na disponibilidade líquida (fl. 207v do anexo 1);

f) em decorrência das alterações ocorridas na parcela B e nos parâmetros "crescimento médio dos ativos" (passou de 9% para 11,62%) e "vida útil dos ativos" (passou de 25 anos para 22 anos) a parcela Xe aumentou de 1,355 % para 2,82 %;

g) segundo a Resolução Normativa nº 234/2006, a ANEEL deveria disponibilizar a metodologia para avaliação e definição dos percentuais a serem reconhecidos como receitas irrecuperáveis, por concessionária ou conjunto de concessionárias, antes do início do segundo ciclo de revisão. No entanto, o percentual de perdas irrecuperáveis admitido na revisão tarifária ainda é provisório. As revisões tarifárias constituem um processo complexo, no âmbito do qual nem todas as informações necessárias ao respectivo acompanhamento são apresentadas em nível detalhado. Considerando as prerrogativas estabelecidas pela Lei nº 8.433/1992 e pelo Regimento Interno do TCU, realizaram-se duas diligências, por meio dos Ofícios-TCU/SEFID nº 1.072/2007 (fls. 17 e 18) e nº 1.144/2007 (fl. 42), e uma inspeção junto à ANEEL para obter esclarecimentos diversos sobre a revisão tarifária da COELCE. A primeira diligência visou esclarecer a existência de contrato de compra de energia firmado pela COELCE e pela Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF com repasse financeiro equivalente ao montante contratado de energia elétrica, sem que houvesse a efetiva geração de energia por parte da CGTF, fato registrado durante audiência pública. Já a segunda diligência almejou identificar mecanismos de controle e fiscalização sobre as informações prestadas pelas concessionárias à ANEEL os mercados consumidores e o componente "outras receitas". A inspeção, por sua vez, foi realizada com vistas a esclarecer dúvidas quanto ao estágio do processo de definição da base de remuneração regulatória e do modelo de empresa de referência (também homologada em caráter provisório na Resolução nº 457/2007). Também foram averiguados os níveis de investimentos programados e realizados, o índice de aproveitamento e o cálculo do custo médio ponderado de capital antes dos impostos;

h) entre os contratos de compra de energia da COELCE, destaca-se aquele firmado com a Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF, que, para o ano-teste da revisão tarifária do segundo ciclo, prevê o fornecimento de 2.695.537 MWh ao custo total de R\$ 432.090.069,97. Esse contrato representa cerca de 35% da quantidade de energia a ser comprada pela COELCE e 55,2% dos custos decorrentes dessa compra. O preço da energia contratada com a CGTF e repassado à estrutura de custo da COELCE corresponde a R\$ 160,30 por MWh (incluindo parcela de R\$ 13,30 por MWh relativa à compensação de desconto dado no valor da tarifa da usina no período de abril de 2005 a março de 2007 - fl. 209 do anexo 1). Já a média de preços dos contratos celebrados pela COELCE em ambiente regulado corresponde a R\$ 70,31 por MWh;

i) visando esclarecer dúvidas relativas a dispositivos legais que fundamentam a compra de energia pelas partes relacionadas na revisão tarifária da COELCE, à apropriação dos preços estabelecidos no contrato sem a real geração pela CGTF e a mecanismos previstos no contrato firmado pela COELCE e pela CGTF e adotados pelo regulador, com o objetivo de resguardar a modicidade tarifária, expediu-se diligência à ANEEL. Em resposta, por meio do Ofício nº 128/2007-DR/ANEEL (fls. 28 a 30), a Agência Reguladora apresentou os dispositivos legais que fundamentam a compra de energia com partes relacionadas (Lei nº 9.648, de 27/05/1998, e Resoluções ANEEL nº 22, de 01/02/2001, nº 278, de 19/07/2000, e nº 486, de 29/08/2002);

j) o Decreto nº 3.371, de 24/02/2000, estabeleceu o Programa Prioritário de Termelétricidade na tentativa de minimizar a crise de energia elétrica que o país sofreu em 2001. O art. 2º desse decreto estabeleceu que:

"as usinas termelétricas, integrantes do Programa Prioritário de Termelétricidade-PPT, farão jus às seguintes prerrogativas:

I - garantia de suprimento de gás natural, pelo prazo de até vinte anos, de acordo com as regras a serem estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia;

II - garantia da aplicação do valor normativo à distribuidora de energia elétrica, por um período de até vinte anos, de acordo com a regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica -ANEEL;

III - garantia pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES de acesso ao Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico";

k) o limite de repasse do preço livremente negociado nesse tipo de contrato bilateral para as tarifas de fornecimento, por meio do "valor normativo", consta da Resolução nº 22/2001. Em algumas situações, o preço de repasse aceito age como um bonificador ao permitir que seja repassado às tarifas valor superior ao contratado, como previsto na art. 3º, II, "f" e "g" dessa Resolução, verbis:

"Art. 3º O limite de repasse das compras de energia elétrica realizadas no período de referência será considerado de acordo com os procedimentos estabelecidos a seguir:

[...]

II - o preço de repasse será estabelecido da seguinte forma:

[...]

f) quando o valor de PBI for menor que $0,9 \times \text{VNi}$, e maior ou igual a $0,85 \times \text{VNi}$, o valor de PCEi será igual a $0,5 \times \text{PBI} + 0,46 \times \text{Vni}$; e

g) quando o valor de PBI for menor que $0,85 \times \text{VNi}$, o valor de PCEi será igual a $0,885 \times \text{Vni}$.

Em que PCEi = preço de repasse da compra de energia elétrica relativa ao contrato bilateral "i" livremente negociado, nas condições vigentes na data do reajuste em processamento e na data do reajuste anterior, conforme disposto no art. 3º desta Resolução e expresso em R\$/MWh; PBI é o preço da compra de energia elétrica realizada, no período de referência, por meio do contrato bilateral "i" livremente negociado, o qual será expresso em R\$/ MWh; e VNi é o Valor Normativo, vigente na época da contratação do contrato bilateral "i" definido pela ANEEL, expresso em R\$/MWh;

k) apesar de a Termofortaleza haver iniciado sua operação somente em dezembro de 2003, com previsão de vigência de contrato de fornecimento por 20 anos, a Resolução nº 23 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica conferiu as prerrogativas do PPT às obras que cumprissem os condicionantes por ela relacionados. Dessa forma, por cumprir esses condicionantes, a Termofortaleza implantou uma termelétrica abrangida pelo PPT;

l) a Resolução ANEEL nº 278/2000 facultava às distribuidoras de energia elétrica o

auto-suprimento, ou seja, a compra de energia com empresas vinculadas ao mesmo grupo empresarial para atendimento de seus consumidores cativos até o limite de 30% da energia comercializada. Porém, o art. 7º, § 3º, dessa mesma resolução estabelecia que "até 2012, o montante de energia elétrica produzido por usinas termelétricas que iniciem sua operação em 2001 ou 2002 não será considerado no limite de auto-suprimento das empresas de distribuição". Posteriormente, a Resolução ANEEL nº 486/2002 ampliou o prazo para início de operação de usinas integrantes do PPT até 2004 e excluiu os montantes contratados com essas usinas do limite de auto-suprimento até 2014. Portanto, pelas Resoluções ANEEL nº 278/2000 e nº 486/2002, é plausível que uma distribuidora firme contratos de compra de energia exclusivamente dentro do próprio grupo empresarial, o que pode gerar problemas de transparência;

m) o contrato de compra de energia em tela foi firmado pela COELCE e pela CGTF antes das mudanças no marco regulatório do setor elétrico ocorridas em 2004, tendo sido adotada a modalidade de disponibilidade, sem ressalvas em relação a custos fixos ou variáveis resultantes de efetiva geração de energia. Dada a preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro, o Operador Nacional do Sistema e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica utilizam modelos matemáticos para calcular o preço de liquidação de diferenças, visando encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas. Assim, quando há superavit na produção de energia hidrelétrica, o Operador Nacional do Sistema não despacha uma usina termelétrica. Em que pese não haver geração de energia pela CGTF, a liquidação, que ocorre na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, realiza um balanço entre os valores devidos em decorrência do contrato sob comento e o preço do mercado spot. Em decorrência de superavit hídrico, os preços no mercado spot registrados nos anos de 2004 a 2007 pela CCEE no submercado nordeste foram bem inferiores ao valor contratado pela COELCE e pela CGTF (médias anuais no submercado nordeste nos anos 2004 - R\$ 41,55 por MWh, 2005 - R\$ 18,52 por MWh, 2006 - R\$ 32,70 por MWh e 2007 - R\$ 94,40 por MWh). A CGTF, pertencente ao mesmo grupo empresarial da COELCE, contabiliza a diferença entre o valor nominal estabelecido em contrato (atualmente R\$ 160,30 por MWh) e o preço do mercado spot em seu favor. Conseqüentemente, caso os valores registrados no mercado spot sejam superiores ao valor nominal, há benefícios em prol da COELCE;

n) situação similar foi constatada em outras concessionárias, como na Companhia de Eletricidade de Pernambuco durante a revisão tarifária que ocorreu em 2005. Nesse caso, após a homologação do resultado da revisão tarifária pela Diretoria da ANEEL, o Ministério Público Federal - MPF, em conjunto com o Ministério Público de Pernambuco, questionou judicialmente os valores homologados (Processo nº 2005.83.00.8345-6, Justiça Federal em Pernambuco). Em maio de 2005, por meio de Decisão Liminar, a Justiça Federal determinou à ANEEL a suspensão dos efeitos da resolução homologatória que fixou os novos valores para as tarifas da empresa. Adicionalmente, essa decisão alterou os valores relativos à aquisição de energia termelétrica, consignada como parte relacionada, substituindo-os pelo custo da energia hidrelétrica disponível no mercado spot. Em cumprimento a essa decisão, a ANEEL recalculou o reposicionamento tarifário e homologou outra resolução em junho de 2005. Em setembro de 2005, a referida decisão liminar foi suspensa pelo Superior Tribunal de Justiça - STJ e voltou a vigorar o índice calculado anteriormente. Em decisão de mérito, a Justiça Federal acatou a solicitação do MPF e, atualmente, a demanda se encontra sob recurso junto ao Tribunal Regional Federal da 5ª Região;

o) no caso da COELCE, tramita na Justiça Federal do Ceará uma ação popular (Processo nº 2007.81.00.006310-3), no âmbito da qual questiona-se a apropriação nas planilhas de cálculo da revisão tarifária do segundo ciclo da COELCE dos preços relativos ao contrato ora sob

exame;

p) esse contrato foi firmado sob a premissa de compra de energia livremente negociada em contratos bilaterais, no contexto do Programa Prioritário de Termelétricas. A COELCE e a CGTF pertencem ao mesmo grupo controlador (ENDESA) e o contrato foi homologado pela ANEEL. Com a edição da Lei nº 10.604, de 12/12/2002, que buscava estimular a concorrência e a modicidade tarifária, a aquisição de energia pelas concessionárias de distribuição passou a subordinar-se à licitação, na modalidade de leilão. Posteriormente, o marco regulatório do setor, instituído pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004, alterou a Lei nº 10.604/2002 e estabeleceu o Ambiente de Contratação Regulada - ACR e o Ambiente de Contratação Livre - ACL. A partir desse novo marco, os agentes de distribuição devem "garantir o atendimento à totalidade de seu mercado [ativo], mediante contratação regulada". A compra nesse ambiente é realizada por meio de leilões, promovidos pela ANEEL;

q) no modelo atual, instituído pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentado pelo Decreto nº 5.163/2004, os contratos de comercialização de energia no ambiente regulado podem ser celebrados sob a modalidade de quantidade ou disponibilidade de energia elétrica. Nos primeiros, o gerador é responsável por todos os custos e riscos do negócio (é responsável pela aquisição do combustível para geração, por todos os custos variáveis) e é remunerado pela energia efetivamente entregue ao sistema. Já na modalidade de disponibilidade de energia elétrica, há previsão de pagamento do custo fixo, independentemente de geração, o qual expressa o custo real de disponibilidade para o sistema, e do custo variável, somente quando da efetiva geração de energia elétrica. Dessa forma, os riscos e também os benefícios decorrentes da variação da produção são repassados aos consumidores regulados de forma transparente e justa para todos os atores envolvidos. Já o contrato em discussão é por disponibilidade indiscriminada e não adere a nenhuma das modalidades estabelecidas no novo marco regulatório. Conforme o histórico de médias de preços anuais no submercado nordeste nos anos de 2004 a 2007 citados anteriormente, o consumidor tem sido onerado por esta apropriação inadequada e o grupo empresarial detentor da CGTF e da COELCE tem incorporado lucros extraordinários;

r) em que pese a conformidade dos contratos com os regulamentos então vigentes, observa-se que na relação contratual entre a COELCE e a CGTF há inconsistência no desempenho das funções da Agência Reguladora, que deve, entre outros objetivos, buscar a eficiência no mercado. Nesse sentido, a Cláusula Sétima do contrato de concessão de distribuição de energia elétrica da COELCE estabelece que "a CONCESSIONÁRIA obriga-se a obter a energia elétrica requerida pelos usuários ao menor custo efetivo, dentre as alternativas disponíveis, quando comparado com os custos observados no contexto nacional e internacional". Portanto, a ANEEL deveria garantir que a Concessionária efetivamente comprasse energia ao menor valor possível, resguardando, portanto, a modicidade tarifária. Aduz-se que a modicidade tarifária na prestação de serviços públicos é tratada em diversos dispositivos constitucionais e legais, como nos arts. 75 da Constituição Federal de 1988, 6º da Lei nº 8.987/1995 e 2.º, I e V, da Lei nº 10.848/2004;

s) os contratos de compra de energia realizados no contexto do Programa Prioritário de Termelétricas apresentam duas particularidades. O apagão configurou um período de exceção no mercado brasileiro de energia elétrica, porém esses contratos foram celebrados com previsão de duração de médio e longo prazos, sendo que a vigência do contrato celebrado pela COELCE e pela CGTF é de 20 anos. Ademais, tais contratos foram celebrados em um momento de transição do modelo do setor elétrico, que substituiu a possibilidade de contratos bilaterais pela compra de energia no mercado regulado por meio de leilões de energia. Dessa forma, a atipicidade conjuntural do apagão e as normas então vigentes para celebração de contratos entre partes relacionadas contribuíram para a contratação da compra de energia entre a COELCE e a CGTF em

uma modelagem pouco objetiva;

t) "os contratos de energia, por razões técnicas, não são contratos de entrega física de mercadoria, mas contratos de garantia de entrega ou instrumentos meramente financeiros" em que "não é possível garantir que um determinado produtor entregue energia", mas que "a energia será entregue mesmo que produzida por outro gerador" (fl. 28). Contudo, a ANEEL tem a obrigação legal de reavaliar tal arcabouço normativo, bem como o contrato em tela, para buscar cumprir sua missão de guardião da transparência, eficiência e modicidade tarifária setorial, além de resguardar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão de distribuição de energia elétrica (em favor ou não da concessionária). Ademais, as termelétricas, no contexto do sistema interligado, têm papel prioritário de atuação visando à segurança desse sistema. Dessa forma, o custo associado ao despacho de termelétricas com esta função deveria ser responsabilidade de todo o sistema e não estritamente de uma concessionária de distribuição e, por consequência, de seus consumidores. No entanto, nesse caso, a justa partilha entre todos os integrantes do Sistema Interligado restou prejudicada em razão da faculdade, então existente, de contratação de energia entre partes relacionadas. No caso de contratos celebrados entre partes relacionadas no contexto do PPT, a distribuidora podia contratar o fornecimento de energia consigo mesma (auto-contratação), com regras de despacho, acertadamente, por ordem de mérito do sistema, porém com liquidação pelo preço de contrato a ser arcada pelos consumidores vinculados exclusivamente à concessionária que celebrou o contrato. Cabe ressaltar que, no caso da COELCE, enquanto o preço da energia contratada junto à CGTF em 2007 correspondeu a R\$ 160,30 por MWh, a média do preço de energia no mercado spot no período de 2004 a 2007 variou entre R\$ 18,52 e R\$ 94,40 por MWh e o preço da energia dos demais contratos celebrados pela COELCE em ambiente regulado corresponde a R\$ 70,31 por MWh;

u) considerando essa realidade e a perspectiva de que existam outros casos similares em outras distribuidoras, o TCU necessita avaliar detidamente a expressão monetária do valor normativo e as regras de repasses de custos com a compra de energia elétrica para os consumidores cativos, em decorrência da eventual não observância, por parte da Aneel, de preceitos jurídicos e fáticos. Assim, em sede de Representação da Unidade Técnica, autuada no TC nº 010.655/2008-0, pretende-se avaliar a "regulamentação técnica da Aneel, que permite repasses excessivos de custos frente às alternativas de menor custo existentes, em flagrante contraposição ao princípio da modicidade tarifária. Por se tratar de norma geral, a correção da regulamentação da Aneel sanará a impropriedade e resultará de imediato na adequação do repasse de custos dos contratos bilaterais, beneficiando os consumidores do país". Portanto, por já estar sendo tratado no âmbito do TC nº 010.655/2008-0, nesse tema não haverá proposta de mérito;

v) nos ofícios que registram e aprovam o contrato de compra e venda de energia elétrica celebrado pela Coelce e pela CGTF (Ofícios nº 45/2002-SEM/Aneel, de 11/04/2002, e nº 243/2002-SFF/Aneel, de 09/04/2002 - fls. 67 e 72 do anexo 3), menciona-se que os montantes contratados de energia elétrica pela Coelce a serem reconhecidos quando do cálculo do Índice de Reajuste Tarifário anual (IRT) deverão ser aqueles unicamente necessários para atender ao seu mercado de referência. Logo, não será admitida nesse contrato energia excedente à necessária para atender a esse mercado. Com base nos Princípios da Eficiência e da Modicidade Tarifária, entende-se que tal raciocínio deveria ser estendido ao cálculo da Revisão Tarifária Periódica (RTP). No entanto, isso não ocorre. Na revisão tarifária da Coelce, a energia contratada supera a necessária para atender ao seu mercado. Esse excesso de energia é considerado como sobra contratual (fl. 207 do anexo 1), que é avaliada pelo preço médio dos contratos de energia mais recentes, firmados a partir da edição da Lei nº 10.848/2004, denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Ocorre que dos 14 contratos de

compra de energia da Coelce, 13 apresentam preços de energia superiores ao utilizado para valorar as sobras (fls. 208 e 209 do anexo 1). Logo, o custo de compra de energia é reduzido por um valor menor de sobras, o que beneficia a concessionária em detrimento do consumidor;

x) por não haver competição entre concessionárias e desde que esse custo seja repassado integralmente para as tarifas pagas pelos consumidores, a distribuidora pode não se preocupar com o valor de compra de energia para atender o seu mercado. No caso em análise, o consumidor "cativo" é obrigado a adquirir energia elétrica exclusivamente da Coelce. Em face dessa falha de mercado (monopólio), há a necessidade de regulação. Por esse motivo, a legislação de concessões do setor elétrico é explícita quanto à

necessidade de atender aos Princípios da Eficiência e da Competitividade (Leis nº 8.987/1995, nº 9.427/1996 e nº 10.848/2004). Desses princípios basilares resulta um terceiro princípio: o da modicidade tarifária. Se um dos objetivos da regulação é estimular a eficiência da firma monopolista, simulando condições que seriam enfrentadas em um mercado competitivo, e se o modelo regulatório em vigor tem por objetivo a busca pela modicidade tarifária, não se vislumbra razão para que a Aneel, ao valorar as sobras que serão expurgadas do balanço energético, utilize o preço médio dos CCEAR de empreendimentos existentes, que constitui valor inferior aos dos contratos bilaterais com partes relacionadas e com terceiros. Assim, tendo em conta os princípios legais que regem a atuação da Aneel, era esperado que o valor das sobras fossem calculadas com base no maior preço de compra da energia da Coelce, obtendo, com isso, um maior valor a ser subtraído da despesa total com compra de energia. Por analogia à regra utilizada no IRT, as compras de energia elétrica da CGTF deveriam ser unicamente nos montantes necessários para atender ao mercado da Coelce, de modo que havendo sobras no balanço energético para fins de revisão tarifária, as sobras deveriam ser avaliadas pelo preço da energia desse contrato. Ainda que não fosse assim, se o critério utilizado pela Aneel é de preços médios, por que não fazer a média de todos os contratos de compra de energia da Coelce? Caso procedesse assim, o regulador teria a oportunidade de desincentivar a aquisição de energia por valor excessivo ou superior ao preço médio de mercado ou do portfólio de contratos da concessionária, além de estimular a melhor gestão pela distribuidora dos seus contratos bilaterais firmados com terceiros ou partes relacionadas. De todas as possibilidades levantadas, a solução adotada pela Aneel é a que mais beneficia a distribuidora e mais penaliza o consumidor. Assim, sugere-se recomendar à Aneel que, nos processos de revisão tarifária periódica, adote mecanismo de valoração de sobras de energia compatível com os princípios da eficiência e da modicidade tarifária;

z) considerando a necessidade de controle das informações prestadas pelas concessionárias sobre os mercados consumidores, que serve de subsídio para a estimativa do mercado adotada no processo de revisão tarifária, bem como sobre o componente "outras receitas", promoveu-se diligência à ANEEL. A Agência, por meio do Ofício nº 180/2007-DR/ANEEL (fls. 44 a 46), relatou que dispõe de sistemas para registro, pelas concessionárias, das informações utilizadas nos processos de reajuste e revisão tarifários sobre mercado de venda e fornecimento e receitas das concessões. No entanto, por tratar-se de mercado projetado, não realiza fiscalizações específicas para validar os dados utilizados nas revisões tarifárias. A receita verificada, estimada para o ano-teste, é resultado da aplicação das tarifas de fornecimento e de uso do sistema de distribuição em vigor aos mercados de venda de fornecimento e de consumidores livres, também referenciados ao ano-teste. Em relação ao componente "outras receitas", a ANEEL registra os contratos firmados pelas concessionárias que possam gerar receita distinta da prestação dos serviços de energia elétrica, especialmente os referentes ao compartilhamento de infra-estrutura, porém também não há fiscalização sistemática;

aa) uma das dificuldades enfrentadas pela regulação consiste na assimetria de informações disponíveis para o regulador e os agentes de mercado. Ao envidar esforços para validar dados sobre o consumo por classe tarifária informado pela concessionária, a Agência terá subsídios para diminuir as incertezas do processo de regulação. Além da fiscalização, a existência e aplicação de penalidades compatíveis em caso de irregularidades certamente diminuiriam eventuais comportamentos oportunistas dos agentes. Tais ações poderiam ser incorporadas aos procedimentos de fiscalizações atualmente existentes, especialmente àquelas relacionadas aos subsídios legais. Portanto, sugere-se recomendar à ANEEL que:

- estabeleça mecanismos de fiscalização periódica, bem como de punição em caso de não veracidade dos valores informados pelas concessionárias, sobre os dados de consumo, por classe tarifária, do mercado consumidor declarado pela concessionária a ser utilizado no cálculo da receita verificada;

- estabeleça mecanismos de fiscalização periódica, bem como de punição em caso de não veracidade dos valores informados, sobre os dados de outras receitas que não decorram exclusivamente das tarifas, mas que mantêm relação, mesmo que indireta, com o serviço público prestado ou com os bens afetos a sua prestação declarados pela concessionária;

ab) a Nota Técnica nº 89/2007, que contém a base técnica da Resolução nº 457/2007 que homologou provisoriamente o resultado da segunda revisão tarifária da COELCE, não reduziu o caráter provisório da base de remuneração regulatória. Os componentes "custos operacionais", "remuneração do capital", "quota de reintegração regulatória" e "Xe" (integrante do Fator X) estão associados diretamente ao levantamento dos ativos ou da base de remuneração regulatória, portanto, a definição da base de remuneração regulatória definitiva é estratégica. Durante inspeção, identificou-se que a base de remuneração foi aceita provisoriamente em razão do exíguo período transcorrido entre a publicação da Resolução nº 234, publicada em 31/08/2006, e a revisão tarifária contratual ocorrida em 22/04/2007. Na data da revisão contratual, a concessionária encontrava-se em processo de avaliação dos ativos para posterior definição da base de remuneração. O Tribunal de Contas da União, no ciclo de revisão tarifária anterior, reconheceu a importância da definição da base de remuneração regulatória e determinou à ANEEL, por meio do Acórdão nº 1.756/2006-Plenário, que "nos próximos processos de revisão tarifária defina previamente o valor da base de remuneração a ser utilizado na revisão periódica". Em sede de reexame desta decisão, no entanto, a Corte de Contas decidiu, por meio do Acórdão nº 200/2007 - Plenário, converter a referida determinação em recomendação com os mesmos termos;

ac) a ANEEL informou que a metodologia da empresa de referência está em fase de aprimoramento por empresa de consultoria, que deveria finalizar a modelagem até agosto de 2007. É da razão de ser da Agência Reguladora escolher uma solução dentre uma gama de alternativas viáveis e válidas, porém essa discricionariedade sofre temperamentos, pois, quando os atos finalísticos afetam direitos ou interesses dos administrados, o art. 50 da Lei nº 9.784/1999 exige que eles sejam motivados. Ademais, ainda que não houvesse exigência de ordem legal, cabe ressaltar que a motivação dos atos administrativos discricionários é uma tendência fruto da evolução do direito contemporâneo, sendo reconhecida pela doutrina e pela jurisprudência. Logo, por afetarem direitos e interesses das concessionárias ou dos consumidores, os atos finalísticos da Aneel devem ser motivados. Aduz-se que, segundo a teoria dos motivos determinantes, havendo motivação, os atos administrativos discricionários ficam vinculados aos motivos expostos para todos os efeitos jurídicos, sujeitando-se ao confronto da existência e legitimidade dos motivos indicados. Existindo desconformidade entre os motivos e a realidade, o ato é inválido. Assim, em que pese a não observância ao Acórdão nº 200/2007, em função de retardo nas modificações metodológicas estabelecidas na Resolução nº 234/2006, e, além disso, tendo em vista a não

definição prévia pela ANEEL da metodologia para avaliar e definir os percentuais a serem reconhecidos como receitas irrecuperáveis, por concessionária ou conjunto de concessionárias, sugere-se determinar à ANEEL que defina todas as metodologias que regerão um ciclo de revisões anteriormente ao início desse ciclo;

ad) entre as variáveis que integram o cálculo do componente Xe do Fator X, destacam-se as projeções de investimentos. A metodologia prevista na Resolução Normativa nº 234/2006 e aplicada nesta revisão (fl. 194v do anexo 1) prevê que as concessionárias informem os planos de investimentos em distribuição e subtransmissão. A ANEEL analisa esses planos de acordo com o histórico de investimentos e com o auxílio de ferramentas específicas. Não há, no entanto, retroalimentação, no cálculo do Fator X da próxima revisão tarifária, da diferença entre os valores programados de investimento e os efetivamente investidos. Apesar de o Fator X não estar "associado à gestão mais eficiente da Concessionária", mas ao crescimento desta, este procedimento é condizente com a regulação econômica baseada em regime de preço máximo em que se utilizam métodos prospectivos, os quais não necessariamente refletem o efetivamente ocorrido, mas o desejável. O controle realizado pela ANEEL sobre a aplicação dos investimentos programados restringe-se à manutenção dos níveis de qualidade dos serviços oferecidos pela concessionária e aceitos pelo regulador, porém, seria adequado que a ANEEL dispusesse de mecanismos funcionais para fiscalizar e apenar;

ae) o valor dos grupos de ativos Terrenos, Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias e Subestações, que constam da base de remuneração equivalem ao valor de mercado do bem, que, conforme disposto na Resolução Normativa da ANEEL nº 234/2006, é calculado por meio do "valor novo de reposição descontado o valor do índice de aproveitamento". Esse índice caracteriza-se como o percentual que demonstra o aproveitamento do ativo no serviço público de distribuição de energia. Dessa forma, parte do valor do ativo não será considerado na base de remuneração da concessionária. A definição do índice de aproveitamento na Resolução nº 234/2006, no entanto, conduz ao raciocínio de que o valor de mercado em uso do bem reflete o valor novo de reposição descontado do índice de não aproveitamento. Durante a inspeção, verificou-se tratar-se de um erro de redação na Resolução nº 234/2006, prontamente reconhecido pelo Superintendente da Fiscalização Financeira - SFF, que deverá ser corrigido pela Agência quando de uma próxima republicação dessa Resolução;

af) durante a inspeção, verificou-se também a consistência da metodologia de cálculo do custo médio ponderado de capital antes dos impostos em relação àquele calculado depois dos impostos. Ademais, constatou-se que o componente Xc do Fator X, que considera a satisfação dos clientes com o serviço recebido da concessionária, não foi suprimido da metodologia de cálculo deste fator, mas seu cálculo está sendo readequado para o primeiro reajuste periódico subsequente à revisão em curso. Na oportunidade, a ANEEL também foi alertada sobre erros de conformidade nas planilhas de cálculo da revisão tarifária da COELCE apresentada ao TCU (quantidade de subestações a serem consideradas na empresa de referência para cálculo da vigilância; tarifa prevista para manutenção anual de hardware/software em algumas planilhas com grandeza apresentada em dólares e em outras em reais; cálculo de depreciação em desconformidade com o definido pela Agência nas Notas Técnicas). Os técnicos prontamente acolheram esses apontamentos e informaram que essas falhas seriam corrigidas nas próximas planilhas, portanto não se faz necessário sugerir determinação sobre essa temática.

8. Com esboço nessas considerações, o analista instrutor ressaltou que, a partir da análise da documentação relativa ao processo de revisão tarifária da Companhia Energética do Ceará (COELCE), verificou-se que o processo administrativo da revisão tarifária da COELCE contempla todos os requisitos formais estabelecidos na IN nº 43/2002. No entanto, a ANEEL:

a) homologou provisoriamente a parcela relativa a receitas irrecuperáveis em função de não haver definido previamente a metodologia para avaliação e definição desses percentuais;

b) não possui mecanismos de fiscalização dos dados relativos à composição do mercado consumidor das concessionárias e à receita auferida, que são informados por estas periodicamente, bem como sobre outras receitas que não decorram exclusivamente das tarifas, mas que mantêm relação, mesmo que indireta, com o serviço público prestado ou com os bens afetos a sua prestação, com mecanismos de punição em caso de não veracidade dos valores informados;

c) mantém a homologação de contrato entre partes relacionadas sem o devido resguardo do equilíbrio econômico-financeiro;

d) não definiu as metodologias a serem utilizadas anteriormente ao início deste ciclo de revisão tarifária.

9. Em razão do exposto, com fulcro no art. 250, incisos II e III, do Regimento Interno do TCU, o analista propôs:

a) determinar à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL que defina todas as metodologias que regerão um ciclo de revisões anteriormente ao início desse ciclo;

b) recomendar à ANEEL que:

- nos processos de revisão tarifária periódica, adote mecanismo de valoração de sobras de energia compatível com os princípios da eficiência e da modicidade tarifária;

- estabeleça mecanismos de fiscalização periódica, bem como de punição em caso de não veracidade dos valores informados pelas concessionárias, sobre os dados de consumo, por classe tarifária, do mercado consumidor declarado pela concessionária a ser utilizado no cálculo da receita verificada;

- estabeleça mecanismos de fiscalização periódica, bem como de punição em caso de não veracidade dos valores informados, sobre os dados de outras receitas que não decorram exclusivamente das tarifas, mas que mantêm relação, mesmo que indireta, com o serviço público prestado ou com os bens afetos a sua prestação declarados pela concessionária;

c) arquivar o processo de revisão tarifária da Companhia Energética do Ceará - COELCE por já ter cumprido formalmente os objetivos para os quais foi constituído, sem, contudo, desobrigar a Aneel de eventualmente rever os procedimentos adotados nessa revisão tarifária, em razão do julgamento de outros processos relacionados com este ciclo de revisão.

10. O Diretor da 1ª DT da Sefid e o titular daquela Secretaria manifestaram sua concordância com essa proposta.

É o Relatório.

Voto do Ministro Relator

Trata-se do acompanhamento do processo de revisão tarifária periódica da Companhia Energética do Ceará - COELCE, concessionária que atende aos consumidores do Estado do Ceará, no âmbito do segundo ciclo de revisão tarifária conduzido pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. O acompanhamento de revisões tarifárias periódicas dos contratos de concessão dos serviços de distribuição de energia elétrica por parte do Tribunal de Contas da União está disciplinado na Instrução Normativa nº 43/2002.

2. Em conformidade com a citada Instrução Normativa TCU nº 43/2002, o acompanhamento dos processos de revisão tarifária é dividido em três etapas: exame preliminar, primeiro e segundo estágios. No exame preliminar, são avaliadas as questões comuns a todas as revisões tarifárias. Já no primeiro estágio, são analisadas as propostas provisórias de revisão tarifária. Finalmente, no segundo estágio, avalia-se a revisão definitiva.

3. Inicialmente, a Aneel estimou uma redução de 12,81% nas tarifas cobradas pela

Coelce. Ademais, o Fator X, a ser abatido nos reajustes tarifários anuais subsequentes, foi fixado em 2,65%. Após analisar as sugestões encaminhadas pelos interessados, inclusive pela concessionária, a agência reguladora alterou esses valores e passou a prever uma redução de 8,53%.

4. Por fim, após uma nova rodada de audiências públicas e recebimento de sugestões, a Aneel, por meio da sua Resolução Homologatória nº 457/2007, determinou uma redução de 6,35% nas tarifas e fixou o Fator X em 2,82%.

5. Friso que os índices acima citados ainda são provisórios, uma vez que os valores das perdas técnicas e comerciais e da base de remuneração regulatória, que desempenham um papel relevante na estimativa desses índices, foram fixados de forma provisória pelo ente regulador.

6. Após compulsar os presentes autos, constatei que os procedimentos adotados pela Aneel foram regulares. Contudo, entendo necessário tecer algumas considerações a respeito de alguns procedimentos que podem ser aperfeiçoados por meio da implementação das recomendações sugeridas pela zelosa Sefid.

7. Quando aprovou o contrato de compra e venda de energia elétrica celebrado pela Coelce e pela Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF, a ANEEL frisou que o montante contratado de energia elétrica que seria reconhecido quando do cálculo do Índice de Reajuste Tarifário anual deveria ser o estritamente necessário para atender ao mercado de referência. Com base nos Princípios da Eficiência e da Modicidade Tarifária, julgo que tal raciocínio deveria ser estendido ao cálculo da Revisão Tarifária Periódica, o que não ocorreu, pois a energia contratada superou a necessária para atender ao mercado da Coelce.

8. Esse excesso de energia, considerado como sobra contratual, foi avaliado com fulcro no preço médio dos contratos de energia mais recentes, firmados a partir da edição da Lei nº 10.848/2004, denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Ocorre que dos quatorze contratos de compra de energia firmados pela Coelce, treze apresentam preços de energia superiores àquele que foi utilizado para valorar as sobras. Logo, do custo da compra de energia foi deduzido um valor menor a título de sobras, o que pode ter beneficiado a concessionária em detrimento do consumidor.

9. Considerando que não há competição entre as concessionárias e que esse custo é repassado integralmente para as tarifas pagas pelos consumidores, tal procedimento pode induzir a distribuidora a não se preocupar com o valor de compra da energia adquirida para atender ao seu mercado.

10. No caso em análise, o consumidor "cativo" é obrigado a adquirir energia elétrica exclusivamente da Coelce. Em face dessa falha de mercado (monopólio), há necessidade de regulação. Por esse motivo, a legislação de concessões do setor elétrico é explícita quanto à necessidade de se atender aos Princípios da Eficiência, da Competitividade e da Modicidade Tarifária.

11. Por analogia à regra utilizada nos reajustes tarifários, entende-se recomendável que as compras de energia elétrica efetuadas junto à CGTF sejam limitadas aos montantes necessários para atender ao mercado da Coelce. Ademais, havendo sobras no balanço energético para fins de revisão tarifária, as sobras deveriam ser avaliadas pelo preço da energia estipulado nesse contrato. Conseqüentemente, em linha de concordância com a proposta formulada pela unidade técnica, entendo que deve ser recomendado à ANEEL que, nos processos de revisão tarifária periódica, adote mecanismo de valoração de sobras de energia compatível com os princípios da eficiência e da modicidade tarifária.

12. Uma das maiores dificuldades com que se defronta o regulador é a assimetria de

informações disponíveis para ele, a sociedade e os agentes de mercado. Afinal, via de regra, esses agentes possuem um maior volume de informações, as quais são repassadas por eles aos entes reguladores.

13. Após compulsar os presentes autos, verifiquei haver necessidade de aprimorar os mecanismos de controle sobre as informações prestadas pelas concessionárias, visando, sobretudo, ampliar a confiabilidade desses dados, conferir maior transparência aos atos regulatórios e desestimular a adoção, de eventuais comportamentos oportunistas pelos agentes econômicos. Logo, cabe recomendar à ANEEL que aprimore os procedimentos de controle das informações repassadas pelas concessionárias.

14. Registro que a Aneel tem incrementado a transparência dos procedimentos de revisão tarifária periódica. Nesse sentido, por exemplo, a agência tem divulgado em seu site na internet as planilhas de cálculo da revisão tarifária.

15. Cabe ressaltar, ainda, que a Resolução Normativa nº 234/2006 estabeleceu que a ANEEL disponibilizaria, antes do início do segundo ciclo de revisão, a metodologia que seria utilizada nesse ciclo. Todavia, isso não ocorreu, o que contribuiu para a atribuição de um caráter provisório aos índices fixados no âmbito desta segunda revisão tarifária.

16. A estipulação de índices provisórios acarreta incertezas e insegurança jurídica, logo, deve ser evitada. Assim sendo, entendo que deve ser recomendado à ANEEL que defina a metodologia que regerá um ciclo de revisões tarifárias anteriormente ao início desse ciclo.

17. Finalmente, cumpre destacar que existem determinações deste Tribunal, referentes ao primeiro ciclo de revisão, cuja eficácia está suspensa por força de recursos impetrados pela Aneel. De acordo com a deliberação que vier a ser proferida por esta Corte, o resultado do primeiro ciclo de revisões tarifárias poderá ser impactado e, por conseguinte, o resultado do segundo ciclo de revisões poderá ser alterado.

Diante de todo o exposto, em linha de concordância com o entendimento da Unidade Técnica, Voto por que o Tribunal adote o Acórdão que ora submeto à elevada apreciação deste Plenário.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 12 de novembro de 2008.

BENJAMIN ZYMLER

Relator

Acórdão

Vistos, relatados e discutidos estes autos que tratam do acompanhamento, nos termos preconizados pela Instrução Normativa TCU nº 43/2002, da 2ª revisão tarifária da Companhia Energética do Ceará - Coelce, realizada em 2007.

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

9.1. recomendar à Aneel que:

9.1.1. reavalie o critério utilizado na valoração das sobras de energia elétrica expurgadas do balanço, visando com isso aumentar a eficiência, estimular a modicidade tarifária e criar incentivos à melhor gestão dos contratos de compra de energia por parte das concessionárias distribuidoras de energia elétrica;

9.1.2. defina a metodologia que regerá um ciclo de revisões anteriormente ao início desse ciclo;

9.1.3. estabeleça mecanismos de fiscalização periódica dos valores informados pelas concessionárias, os quais serão utilizados no cálculo da receita verificada;

9.1.4. estabeleça mecanismos de fiscalização periódica dos valores de outras receitas

informados pelas concessionárias;

9.2. remeter cópias deste Acórdão, bem como do Relatório e do Voto que o fundamentaram, à Agência Nacional de Energia Elétrica; à Casa Civil da Presidência da República; ao Ministério de Minas e Energia; à Comissão de Meio Ambiente, Defesa do Consumidor e Fiscalização e Controle do Senado Federal; à Subcomissão das Agências Reguladoras do Senado Federal; à Subcomissão Temporária de Regulamentação dos Marcos Regulatórios do Senado Federal; à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados; à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados e à 3ª Câmara de Coordenação e Revisão do Ministério Público Federal;

9.3. arquivar este processo de revisão tarifária da Companhia Energética do Ceará - COELCE, por já ter cumprido formalmente os objetivos para os quais foi constituído, sem, contudo, desobrigar a Aneel de eventualmente rever os procedimentos adotados nesta revisão tarifária, em razão do julgamento de outros processos relacionados com este ciclo de revisão

Quorum

13.1. Ministros presentes: Walton Alencar Rodrigues (Presidente), Marcos Vinícios Vilaça, Valmir Campelo, Guilherme Palmeira, Ubiratan Aguiar, Benjamin Zymler (Relator), Augusto Nardes, Aroldo Cedraz e Raimundo Carreiro.

13.2. Auditores presentes: Augusto Sherman Cavalcanti, Marcos Bemquerer Costa e André Luís de Carvalho

Publicação

Ata 48/2008 - Plenário

Sessão 12/11/2008

Aprovação 13/11/2008

Dou 14/11/2008

Referências (HTML)

Documento(s):002.694 2007-6-MIN-BZ.rtf

Identificação

Acórdão 1430/2009 - Plenário

Número Interno do Documento

AC-1430-26/09-P

Grupo/Classe/Colegiado

GRUPO I / CLASSE II / Plenário

Processo

031.039/2008-6

Natureza

Solicitação do Congresso Nacional

Entidade

Órgão/Entidade : Agência Nacional de Energia Elétrica - MME

Interessados

Interessado: Câmara dos Deputados

Sumário

PRORROGAÇÃO DE PRAZO PARA ATENDIMENTO DE SOLICITAÇÃO DO CONGRESSO NACIONAL,
NA FORMA DO § 2º DO ART. 15 DA RESOLUÇÃO TCU Nº 215/2008

Assunto

Solicitação do Congresso Nacional

Ministro Relator

Benjamin Zymler

Representante do Ministério Público

não atuou

Unidade Técnica

Sec. de Fiscalização de Desestatização (SEFID)

Advogado Constituído nos Autos

não há

Relatório do Ministro Relator

Adoto como Relatório a instrução do ACE Davi Ferreira Gomes Barreto, com a qual aquiesceram as instâncias superiores da Secretaria de Fiscalização de Desestatização e SEFID.

"Trata-se de Proposta de Fiscalização e Controle nº 52/2008 da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados (fls. 2-14), encaminhada pelo Of. Pres. nº 509/08 (fl. 1), que requer ao TCU fiscalizar a autorização de reajuste das tarifas das seguintes concessionárias: Companhia Energética do Maranhão e CEMAR, Companhia Energética do Piauí e CEPISA, Companhia Energética de Alagoas e CEAL e ENERGISA Paraíba e Distribuidora de Energia S/A.

Aduz a Proposta de Fiscalização que a ANEEL autorizou aumento de 15,33% para a ENERGISA, de 10,98% para a CEMAR, de 10,34% para a CEPISA e de 12,81% para a CEAL. Em vista disso, solicita ao TCU a realização de fiscalização com o objetivo de confirmar os valores estabelecidos, com base nos instrumentos contratuais e legais disponíveis (fl. 6).

O plano de execução da proposta (fl. 13) solicita ao TCU que encaminhe os trabalhos fiscalizatórios a partir de 2007, além do envio de informações relativas aos seguintes quesitos:

exame dos parâmetros componentes do índice de reajuste e sua conformidade;

adequação dos índices contratuais utilizados, tais como o IGPM para reajustar tarifas de energia elétrica;

dados dos contratos, tais como duração, termo inicial e final e equilíbrio econômico-financeiro;

alternativas legais ou contratuais que possibilitem novos pactos entre partes;

realização de oitivas;

requisição de documentos públicos.

Dessa forma, optou-se por, inicialmente, avaliar a legalidade e a legitimidade dos reajustes das concessionárias em questão e, em um segundo momento, comentar cada um dos itens acima, a fim de fornecer subsídios adicionais à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados.

Vale ressaltar que o atual sistema regulatório das concessionárias de distribuição de energia elétrica admite 3 (três) diferentes tipos de mecanismos de atualização tarifária: revisão periódica, revisão extraordinária e reajuste anual.

O Tribunal, por meio da Instrução Normativa no 43/2002, acompanha os processos de revisão tarifária periódica das principais concessionárias, no intuito de garantir a regularidade e contribuir para o aperfeiçoamento metodológico do processo. Entre as análises realizadas no 1º e 2º ciclo de revisões sobressaem as decisões dos acórdãos 1757/2003-P, 1756/2003-P, 555/2004-P, 556/2004-P, 1756/2004-P, 1757/2004-P, 200/2007-P, 271/2007-P, 272/2007-P, 2379/2008 e 2542/2008, algumas delas ainda em sede de recurso nesta Corte.

No que se refere à revisão extraordinária, o TCU realizou auditoria junto à ANEEL (TC e 006.734/2003-9) para avaliar o impacto das ações implementadas para a superação da crise de

energia elétrica sobre o valor das tarifas cobradas pelas concessionárias. O citado processo ainda aguarda julgamento por este Tribunal.

Quanto aos reajustes tarifários, esta Corte, recentemente, realizou auditorias nos processos de reajuste da CELPE e da CEMIG, por solicitação do Congresso Nacional. O TCU exarou o Acórdão 2.210/08-P, que determinou à ANEEL que corrigisse as falhas identificadas na metodologia de reajuste em vigor. Posteriormente, em face de impetração de Embargos de Declaração por parte da Agência, o referido Acórdão foi tornado insubsistente pelo Acórdão 2.544/08-P, para que as concessionárias envolvidas se manifestassem nos autos e tivessem seus argumentos analisados pelo Tribunal.

Nesse sentido, é importante destacar que, no que se refere à regularidade do reajuste tarifário da ENERGISA, proposta similar foi objeto de Representação formulada pelo Deputado Federal Vital do Rêgo Filho, autuado no TC 025.819/2008-1, ainda pendente de decisão por parte deste Tribunal.

Naquela oportunidade, a instrução desta Unidade Técnica não encontrou irregularidades no reajuste da ENERGISA, esclarecendo que as sucessivas autorizações de reajustes das tarifas de energia elétrica por parte da ANEEL decorrem de obrigações legais e contratuais, não havendo irregularidade nesse aspecto. Tendo em vista a semelhança do objeto da Representação autuada no TC 025.819/2008-1 com esta solicitação da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, propõe-se o apensamento do TC 025.819/2008-1 a esta solicitação.

Para fiscalizar os reajustes tarifários da CEMAR, CEPISA e CEAL, diligenciou-se à ANEEL para que enviasse a este Tribunal as planilhas de cálculo, relatório e voto que embasaram os processos conduzidos em 2008 (fls. 17-18).

A análise destes autos iniciou-se com a remessa por parte da ANEEL dos documentos solicitados (fls. 20-22). No intuito de avaliar a legalidade e a legitimidade dos reajustes, o problema foi analisado em duas dimensões: quanto à regularidade dos cálculos aplicados nos reajustes em relação à metodologia em vigor, e quanto à aderência dessa metodologia aos princípios legais que regem as concessões dos serviços de distribuição de energia elétrica.

A apresentação dos resultados do trabalho realizado passa, inicialmente, por uma breve explanação sobre as metodologias de atualização tarifária adotadas pela ANEEL junto às empresas distribuidoras de energia elétrica e, posteriormente, discorre sobre as duas dimensões de análise citadas.

Mecanismos de atualização tarifária

De acordo com a Lei no 9.427/96, as atuais regras jurídicas e econômicas relativas ao regime tarifário dos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica no Brasil constituem uma vertente do regime de regulação por incentivos. Sua principal finalidade é o aumento da eficiência e da qualidade na prestação do serviço, atendendo ao princípio da modicidade tarifária.

Nesse sentido, o modelo de remuneração de concessionárias de energia elétrica é baseado na premissa de que a tarifa aplicada à quantidade de energia vendida gera a receita necessária para cobrir os custos eficientes da empresa. Contudo, compete ao ente regulador criar mecanismos de incentivos para que as empresas administrem seus custos, buscando a modicidade tarifária e a melhoria na prestação do serviço público.

De acordo com os contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica, os custos envolvidos na concessão são divididos em duas parcelas: Parcela A e Parcela B. A primeira representa os custos não gerenciáveis da empresa, ou seja, aqueles que não dependem da sua operação. A segunda representa os custos gerenciáveis da empresa e devem abranger os custos operacionais e a remuneração do capital do investidor. A Tabela 01 detalha os principais componentes de cada parcela.

Tabela 01: Detalhamento da composição das parcelas A e B

PARCELA A

(custos não-gerenciáveis) PARCELA B

(custos gerenciáveis)

Encargos Setoriais Despesas de Operação e Manutenção

Cota de Reserva Global de Reversão (RGR) Pessoal

Cota de Conta de Consumo de Combustível (CCC) Material

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) Serviços de terceiros

Rateio de custos do Proinfa Despesas gerais e outras

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Operador Nacional do Sistema (ONS)

P&D e Eficiência Energética

Encargos de Transmissão Despesas de Capital

Uso das instalações da Rede Básica de transmissão de energia elétrica Cotas de reintegração regulatória

Uso das instalações de Conexão Remuneração do capital

Uso das instalações de Distribuição

Transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu Compra de Energia Elétrica Outros

Energia de Itaipu Perdas de receitas irrecuperáveis

Contratos Iniciais, Contratos Bileterais de Longo Prazo ou Leilões PIS/COFINS

Fonte: Cadernos Temáticos da ANEEL - Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica, 2005

Quando da assinatura dos contratos de concessão, as empresas reconhecem que o nível tarifário vigente, ou seja, o conjunto das tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão das tarifas estabelecidos nos contratos, é suficiente para a manutenção do seu equilíbrio econômico-financeiro.

Isso significa reconhecer que a receita anual é suficiente para cobrir os custos operacionais incorridos na prestação do serviço e remunerar adequadamente o capital investido, seja naquele momento, seja ao longo do período de concessão, na medida em que as regras de atualização têm a finalidade de preservar, ao longo do tempo, o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato. Dessa forma, existem três métodos de atualização tarifária: reajuste tarifário anual, revisão tarifária periódica e revisão tarifária extraordinária.

O reajuste tarifário é realizado anualmente e busca restabelecer o poder de compra da receita obtida pelo concessionário. Para isso, determina-se um Índice de Reajuste Tarifário (IRT), que é aplicado na atualização das tarifas vigentes.

A revisão tarifária periódica é um processo mais detalhado de atualização que, geralmente, ocorre a cada quatro anos. Busca manter o equilíbrio econômico-financeiro ao longo do contrato de concessão, realizando análises mais profundas e detalhadas na determinação dos valores de cada componente das Parcelas A e B. O objetivo desse processo é calcular o reposicionamento tarifário e estabelecer o Fator X.

O cálculo do reposicionamento tarifário se baseia na definição da parcela da receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e para um dado nível de qualidade do serviço e uma remuneração adequada sobre investimentos realizados com prudência.

O Fator X é um "número índice" fixado pela ANEEL, a cada revisão periódica, conforme definido nos contratos de concessão, com o objetivo de ajustar os valores da Parcela B (custos gerenciáveis) aos ganhos de escala do negócio decorrentes de aumento da eficiência operacional.

Tanto a metodologia de reajuste quando a de revisão são baseadas na determinação da receita necessária para cobrir os custos na prestação do serviço, ou seja, consistem no cálculo das Parcelas A e B. Contudo, o processo de definição dessas parcelas difere em cada uma das metodologias.

Por fim, a revisão tarifária extraordinária é um mecanismo, por meio do qual a ANEEL poderá, a qualquer tempo, por solicitação da empresa de distribuição e quando devidamente comprovada, proceder à revisão das tarifas, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, caso haja alterações significativas nos custos da empresa de distribuição, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia, encargos setoriais ou encargos de uso das redes elétricas que possam ser estabelecidos durante o período.

Cálculo do reposicionamento tarifário no processo de revisão periódica

O valor do reposicionamento tarifário é definido como a razão entre a Receita Requerida (receita necessária para manter o equilíbrio econômico-financeiro após a revisão) e a Receita Verificada (receita auferida pela empresa com as tarifas vigentes).

A Receita Verificada é determinada aplicando-se as tarifas vigentes, no momento da revisão, à demanda do mercado referenciado no ano-teste, que é definido como o mercado estimado para período de 12 (doze) meses imediatamente posterior à data de início da vigência das novas tarifas.

Por sua vez, a Receita Requerida é definida como a soma das parcelas A e B, calculadas segundo critérios atualmente estabelecidos pela ANEEL na Resolução nº 236/06.

Além disso, após somar as Parcelas A e B, é subtraído desse resultado o valor das "Outras Receitas", referentes a receitas originárias de fontes diversas das oriundas da concessão, que devem ser compartilhadas com os usuários para fins de modicidade tarifária.

Para se calcular a Parcela A, determinam-se os custos de compra de energia, os encargos tarifários e os custos de transmissão. Já a Parcela B é calculada pela definição de custos operacionais eficientes a partir da construção de uma empresa de referência e pela determinação da remuneração justa do capital investido a partir da definição da base de remuneração e do custo de capital.

Figura 01: Processo de definição dos componentes do reposicionamento tarifário na revisão periódica

Nesse ponto, é importante ressaltar que o processo de definição de cada componente da Parcela B é feito através de critérios técnicos desenvolvidos pelo ente regulador, com o intuito de garantir a solidez metodológica de todo o processo a partir de um cálculo aprofundado de cada um desses componentes (custos operacionais e custo de capital).

A despeito de eventuais críticas e possibilidades de aperfeiçoamento dessa metodologia, não se pode contestar a intenção do regulador de imprimir um forte caráter técnico na definição da Parcela B no processo de revisão tarifária.

Além do valor do reposicionamento tarifário, também é definido durante a revisão tarifária o valor do Fator X. Apesar de não ser relevante para a análise do problema em questão, é importante salientar que essa componente também é obtida através de critérios técnicos definidos em resolução específica da ANEEL.

Cálculo do índice de reajuste tarifário

O índice de reajuste tarifário é dado pela razão entre a Receita na Data de Reajuste em Processamento - DRP (receita capaz de manter o poder de compra da empresa após o reajuste) e a Receita na Data de Referência Anterior - DRA (receita auferida pela empresa no período anterior).

A receita em DRA refere-se à receita efetivamente arrecadada nos últimos 12(doze) meses que antecederam o reajuste tarifário. Por outro lado, a receita em DRP é calculada com base na soma dos valores estimados para as parcelas A e B da concessionária.

A principal diferença entre as metodologias de revisão e reajuste reside na forma como é calculada a parcela B da receita. A metodologia do reajuste não utiliza os critérios definidos na Resolução nº 236/06 da ANEEL.

O processo de definição do IRT passa, primeiramente, pela apuração da Receita em DRA conforme já explicado. O segundo passo consiste em determinar os gastos efetivamente incorridos com a Parcela A durante o período de 12 (doze) meses que antecedeu o reajuste. O valor da Parcela B é finalmente calculado como a diferença entre os valores da Receita em DRA e da Parcela A.

Figura 02: Processo de definição das parcelas A e B da Receita em DRA no reajuste anual

Por outro lado, a definição da receita em DRP começa pela determinação do valor da Parcela B, que é feita corrigindo a mesma parcela B calculada em DRA pela inflação e pelo Fator X.

O último passo consiste em determinar a parcela A a partir dos custos não-gerenciáveis estimados, tomando como base a mesma demanda existente em DRA, ou seja, a dos últimos 12 (doze) meses anteriores à data do reajuste.

Figura 03: Processo de definição das parcelas A e B da Receita em DRP no reajuste anual

Há dois pontos importantes dentro do processo de reajuste tarifário que merecem ser ressaltados: a estimativa da Parcela B tem menor nível de detalhamento técnico quando comparada ao processo de revisão tarifária; a demanda considerada refere-se ao período dos 12 (doze) meses anteriores à atualização e não a uma estimativa dos meses posteriores como na metodologia de revisão.

O método adotado no reajuste para o cálculo da Parcela B é feito com base na diferença entre a receita efetivamente arrecadada e os custos não-gerenciáveis efetivamente despendidos. Não guarda nenhuma relação com as metodologias de empresa de referência, base de remuneração e custo de capital utilizados no processo de revisão.

A segunda diferença entre as metodologias de revisão e reajuste é relativa ao período de tempo utilizado para calcular os componentes das parcelas A e B. Na revisão tarifária é feita uma estimativa da demanda futura para balizar o valor justo da tarifa, enquanto que no processo de reajuste tarifário, as potenciais variações de demanda são ignoradas.

Análise do Reajuste Tarifário

Em uma primeira análise, constatou-se a coerência dos valores apresentados nos relatórios e votos que embasaram os processos de reajuste anual de 2008 com os valores constantes das planilhas de reajuste.

Isso não significa que tais valores não possam vir a apresentar impropriedades, pois há sempre o risco de ocorrerem problemas nos campos de entrada de dados das planilhas de cálculo, notadamente no que se refere à digitação incorreta de dados regulatórios ou ao envio de informações incorretas à ANEEL por parte das distribuidoras de energia elétrica.

No primeiro caso, esse risco pode ser mitigado pela atuação do controle interno da Agência, consistente no cruzamento dos dados enviados pelas distribuidoras com os dados inseridos no modelo.

No segundo caso, o risco pode ser reduzido pela fiscalização da ANEEL, com verificação in loco e com uso dos sistemas de medição. Assim, ordinariamente, essas impropriedades devem ser identificadas por meio de um controle de primeira ordem, ou seja, realizado pela própria Agência sobre as informações prestadas pelas distribuidoras de energia elétrica para o cálculo do IRT.

No que se refere às planilhas de cálculo, observou-se que elas, em grande parte, são padronizadas. Não se identificou erros de fórmulas, referências circulares ou outras inconsistências que pudessem macular o IRT. Também não foi observado erros de digitação nos dados de entrada dos modelos em comparação com os valores expressos nos relatórios que embasaram os processos de reajuste anual. Finalmente notou-se que a sistemática de cálculo das planilhas é coerente com as fórmulas paramétricas da metodologia de reajuste tarifário.

As tabelas 02, 03 e 04 mostram a participação percentual dos itens não gerenciáveis (VPA) e gerenciáveis (VPB) na composição do IRT, quanto cada item evoluiu no período de 2007 a 2008 e a distribuição da receita para cobrir os custos não gerenciáveis e gerenciáveis das distribuidoras CEMAR, CEPISA e CEAL.

Tabela 02 é Composição do índice de reajuste tarifário da CEMAR

Itens Participação no IRT (p.p) Relação 2008/2007 Participação na Receita (%)

VPA 4,61% 10,24% 45,06%

Encargos Setoriais 1,76% 30,93% 6,76%

Encargos de Transmissão 1,20% 18,69% 6,95%

Energia Comprada para Revenda 1,65% 5,01% 31,35%

VPB 5,45% 9,91% 54,94%

Componentes Financeiros 0,19% - -

Reajuste Total 10,25% - -

Fonte: Voto do Processo 48500.002794/2008-05 (fl. 1-3 do Anexo 1)

Tabela 03 é Composição do índice de reajuste tarifário da CEPISA

Itens Participação no IRT (p.p) Relação 2008/2007 Participação na Receita (%)

VPA 6,21% 13,73% 45,36%

Encargos Setoriais 2,20% 43,20% 6,43%

Encargos de Transmissão 1,17% 18,16% 6,69%

Energia Comprada para Revenda 2,84% 8,44% 32,24%

VPB 7,09% 12,93% 54,64%

Componentes Financeiros -2,90% - -

Reajuste Total 10,39% - -

Fonte: Nota Técnica 229/2008 e SRE/ANEEL (fl. 89 do Anexo 1)

Tabela 04 e Composição do índice de reajuste tarifário da CEAL

Ítem Participação no IRT (p.p) Relação 2008/2007 Participação na Receita (%)

VPA 4,61% 9,45% 47,80%

Encargos Setoriais 1,13% 18,57% 6,48%

Encargos de Transmissão 0,73% 14,00% 5,32%

Energia Comprada para Revenda 2,75% 7,34% 36,01%

VPB 7,02% 13,70% 52,20%

Componentes Financeiros 3,42% - -

Reajuste Total 15,05% - -

Fonte: Nota Técnica 236/2008 e SRE/ANEEL (fl. 134 do Anexo 1)

Encargos Setoriais

Os encargos setoriais resultam de políticas governamentais e têm destinação específica. Seus valores são estabelecidos diretamente pela ANEEL e, de forma semelhante nas concessionárias analisadas, foram impactados principalmente pela criação dos Encargos de Serviço de Sistema e ESS (Segurança Energética) e pelo aumento nos valores da Conta de Consumo de Combustíveis e CCC e da Reserva Global de Reversão e RGR.

A Resolução do Conselho Nacional de Política Energética nº 008, de 20 de dezembro de 2007, criou novos componentes para os ESS, relacionados à segurança energética, ou seja, aos custos devidos a ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco e aos despachos de termelétricas fora da ordem de mérito de custo ordenados pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico e CMSE. Os valores correspondentes a esse novo encargo repercutiram fortemente em todo o sistema elétrico brasileiro, inclusive nas concessionárias analisadas.

A CCC, criada pelo Decreto n.º 73.102/73, tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para geração de energia termoeletrica nas regiões do país localizadas fora da área de atendimento do sistema interligado, denominadas sistemas isolados. Os custos da geração termoeletrica dos sistemas isolados são rateados por todos os consumidores do país, mediante a fixação de valores anuais para cada concessionária de

distribuição, proporcionais ao seu mercado, e podem variar em função da necessidade do uso das usinas termoeletricas. Os valores utilizados nos reajustes de 2008 da CEMAR, CEPISA e CEAL foram fixados de acordo com a Resolução Homologatória da ANEEL n.º 616/2008.

A RGR, criada pelo Decreto n.º 41.019/57, tem a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitado a 3,0% de sua receita anual. Os valores utilizados nos reajustes de 2008 da CEMAR, CEPISA e CEAL foram fixados pela Superintendência de Fiscalização Financeira e SFF/ANEEL, de acordo, respectivamente, com os memorandos 1242/2008, 1230/08 e 1244/08 da SFF/ANEEL.

O Gráfico 01 mostra os principais componentes na variação dos encargos setoriais das concessionárias em questão.

Gráfico 01 e Principais componentes da variação 2007/2008 dos encargos setoriais da CEMAR, CEPISA e CEAL (% da variação dos encargos)

[VIDE GRÁFICO NO DOCUMENTO ORIGINAL]

No caso da CEMAR (fl. 13 do Anexo 1), os encargos setoriais somaram R\$ 74 milhões (6,76% da receita) e cresceram 30,93%, devido, principalmente, aos seguintes fatores:

adição de R\$ 4,6 milhões em Encargos de Serviço de Sistema e Segurança Energética, que representou 26% da variação total dos encargos;

aumento de 17,19% nos valores da Conta de Consumo de Combustíveis e CCC, que representou 22% da variação dos encargos;

aumento de 34,11% na Reserva Global de Reversão e RGR, devido a uma projeção subestimada dos investimentos, realizada no reajuste anterior, que resultou em uma base de cálculo muito inferior à efetivamente realizada, representando 24% da variação dos encargos.

Por sua vez, os encargos da CEPISA (fls. 87-89 do Anexo 1) somaram R\$ 40,8 milhões (6,43% da receita) no ano de 2008. Os valores dos encargos cresceram 43,20%, devido, principalmente, aos seguintes fatores:

adição de R\$ 8,1 milhões em Encargos de Serviço de Sistema e Segurança Energética, que representou 66% da variação total dos encargos;

aumento de 11,21% nos valores da Conta de Consumo de Combustíveis e CCC, que representou 11% da variação dos encargos;

aumento de 13,32% nos valores da Reserva Geral de Reversão e RGR, que representou 10% da variação dos encargos.

Por último, os encargos da CEAL (fls. 127 e 133 do Anexo 1) somaram R\$ 42,9 milhões (6,48% da receita) no ano de 2008. Os valores dos encargos cresceram 18,57%, devido, principalmente, aos seguintes fatores:

adição de R\$ 3,0 milhões em Encargos de Serviço de Sistema e Segurança Energética, que representou 46% da variação total dos encargos;

aumento de 4,82% nos valores da Conta de Consumo de Combustíveis e CCC, que representou 12% da variação dos encargos;

aumento de 14,38% nos valores da Reserva Geral de Reversão e RGR, que representou 7% da variação dos encargos.

Encargos de Transmissão

Os custos de transmissão são aqueles relacionados ao transporte da energia, desde as fontes geradoras até a distribuidora; incluindo a utilização da rede básica e de suas instalações de conexão, o transporte da energia proveniente de Itaipu e a eventual utilização da rede de outras distribuidoras.

No caso da CEMAR, esses custos foram estimados em R\$ 76,1 milhões (6,95% da receita). O valor calculado pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e SRT foi 18,69% acima do praticado em 2007 (fl. 06 do Anexo 1).

Os custos com a transmissão para a CEPISA e da CEAL foram estimados, respectivamente, em R\$ 42,5 milhões (6,69% da receita) e em R\$ 35,2 milhões (5,32% da receita). A variação entre os anos de 2007 e 2008 foi semelhante para as duas concessionárias, em torno de 18%, calculados pela mesma superintendência (fls. 88 e 127-128 do Anexo 1).

Energia Comprada para Revenda

As compras de energia estão relacionadas com os custos de contratação do fornecimento de energia elétrica necessários para que a distribuidora atenda seu mercado. Para que seja efetuado o cálculo desses custos, a ANEEL toma como base os contratos bilaterais, leilões públicos e os montantes adquiridos de Itaipu.

Ou seja, com base na carteira de contratos da concessionária e na demanda esperada do mercado, a Agência determina os custos com compra de energia. A determinação dos custos a serem repassados aos consumidores finais das concessionárias foi feita conforme o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, observadas as disposições do contrato de concessão e demais normas pertinentes.

No caso da CEMAR, a energia comprada para revenda é o item de custo mais significativo do VPA, calculado em R\$ 343 milhões (31,35% da receita). Para a CEPISA e CEAL, esses custos são igualmente importantes e representam, respectivamente, R\$ 204 milhões (32,24% da receita) e R\$ 238 milhões (36,01% da receita). Dessa forma, é preciso dedicar especial atenção nas premissas utilizadas na definição desses valores, pois pequenas impropriedades causam impactos significativos. Dentro desse contexto, destacam-se as perdas elétricas.

Perdas Elétricas

Perdas elétricas correspondem à diferença entre a energia injetada na rede pela geradora e a energia efetivamente recebida pelo consumidor, sendo divididas em perdas da rede básica, perdas técnicas e perdas não técnicas. Essa diferença é rateada entre todos os consumidores ligados à rede de distribuição da concessionária.

As perdas da rede básica são aquelas originadas nas redes de transmissão e são rateadas entre concessionárias de transmissão e todos os consumidores do sistema. Já as perdas na distribuição (técnicas e não técnicas) são específicas para cada empresa distribuidora de energia elétrica, sendo calculadas, caso a caso, de acordo com as metodologias definidas pela ANEEL.

Em cada revisão tarifária, a Agência define as metas para redução de perdas na distribuição como forma de incentivar o aumento de eficiência da concessionária e garantir maior modicidade tarifária.

No caso da CEMAR, a ANEEL estabeleceu na revisão tarifária realizada em 2005 que as perdas da concessionária deveriam passar de 41,56% do mercado de venda em 2005 para 37,56% do mercado de 2009, considerando perdas técnicas de 17,50% e perdas na rede básica de 2,73%. A seguir, transcreve-se trecho da Nota Técnica 256/2005 à SRE/ANEEL (fl. 55-72 do Anexo 1):

"13. A ANEEL, na Nota Técnica nº 186/2005-SRE/ANEEL, estabeleceu uma trajetória regulatória para as perdas não-técnicas (comerciais) da CEMAR. Após a Audiência Pública AP nº 013/2005, a meta de perdas comerciais a ser atingida pela CEMAR até o ano de 2009 foi alterada, e deverá ser implementada da seguinte forma:

i) As perdas comerciais da CEMAR deverão atingir o percentual de 17,33% (calculados sobre o mercado de venda) até a próxima revisão tarifária periódica, em agosto de 2009. Nesta revisão tarifária estão sendo consideradas perdas comerciais no percentual de 21,33%, calculadas em relação ao mercado de venda da concessionária. Assim, nos reajustes tarifários de 2006, 2007 e 2008 serão utilizados percentuais decrescentes de perdas comerciais até que seja atingido o percentual de 17,33%, em agosto de 2009.

ii) No transcurso do primeiro ano após a revisão tarifária, a ANEEL realizará estudos para determinar as perdas técnicas da rede elétrica consideradas para efeito de fixação da Base de Remuneração, segundo procedimentos e enfoques metodológicos a serem definidos previamente.

iii) Uma vez estabelecido o valor das perdas técnicas, a ANEEL procederá à fixação das "perdas regulatórias totais" a serem consideradas no cálculo da Parcela A em cada ano do próximo período tarifário." (grifos nossos)

Dessa forma, é possível concluir que as metas para as perdas regulatórias foram definidas assumindo as seguintes premissas:

Inicialmente, é preciso definir o valor das perdas técnicas através de estudos conduzidos pela ANEEL. Enquanto os referidos estudos não são concluídos, considera-se um valor de 17,50% para essas perdas.

Deve ser fixada uma meta para redução de perdas comerciais que decrescerão anualmente, passando de 21,33%, em 2005, para 17,33%, em 2009.

Uma vez calculado o valor definitivo das perdas técnicas, essas serão somadas às não técnicas.

Ao analisar as notas técnicas que embasaram os reajustes tarifários dos anos de 2006 e 2007 da CEMAR, verificou-se que o valor das perdas técnicas foi definido apenas em 2007 e que a trajetória de perdas comerciais da concessionária foi reavaliada para cima. O Gráfico 02 ilustra a evolução das perdas entre 2005 e 2008.

Gráfico 02 é Evolução das perdas da CEMAR entre 2005 e 2008 (% do mercado da concessionária)

[VIDE GRÁFICO NO DOCUMENTO ORIGINAL]

Fonte: Notas Técnicas 256/2005, 228/2006, 240/2007 e 235/2008 é SRE/ANEEL (fls. 01-80 do Anexo1)

No momento do reajuste tarifário de 2007, a ANEEL constatou que as perdas técnicas reais eram inferiores ao que fora provisoriamente definido e, beneficiando a concessionária, aumentou a tolerância para perdas comerciais e alterou as meta para estas perdas em 2009, passando-as de 17,33% para 18,80%. A seguir, transcreve-se parte da Nota Técnica 240/2007 é SRE/ANEEL (fl. 25 do Anexo 1):

"49. Tendo em vista o caráter provisório do tratamento dado às perdas regulatórias no reajuste anterior e a conclusão dos estudos e da fiscalização solicitados, foram realizadas as seguintes alterações nas perdas regulatórias:

50. O percentual de perdas técnicas foi reduzido de 17,5% para 16,03% conforme indicado pela NT 058/2007-SRD/ANEEL, o que representa 496.286,75 MWh com base no mercado de referência do ciclo 2006-2007, e o percentual de perdas não técnicas foi alterado de 21,33% para 22,80%, de tal forma que o percentual total de perdas na distribuição permaneça no mesmo patamar definido da revisão tarifária da empresa em 2005, não havendo portanto qualquer impacto tarifário para a empresa nesse quesito.

51. Em decorrência deste ajuste foi também alterada a meta de perdas não técnicas definida para agosto de 2009, de 17,33% para 18,80%, mantendo-se desta forma a mesma trajetória de redução de quatro pontos percentuais no período 2005 a 2009.

52. Paralelamente, em cumprimento às determinações da revisão tarifária, as perdas não técnicas, agora definidas em 22,80%, serão reduzidas em dois pontos percentuais de forma a seguir a trajetória de redução de perdas definida. A queda de 2% contempla a redução referente ao ciclo 2007-2008 e a redução referente ao ciclo 2006-2007 a época não aplicada devido a não conclusão dos estudos propostos.

53. Merece destaque o fato das perdas na CEMAR estarem entre as maiores do Sistema Interligado Nacional. A soma das perdas técnicas, não técnicas e das perdas na Rede Básica, apuradas para no ciclo tarifário 2006-2007 totalizou 44,98% do mercado de venda da empresa e está acima do limite regulatório estabelecido de 42,66% para o mesmo período."

Ao proceder dessa forma, a ANEEL prejudicou os consumidores em benefício da CEMAR, pois descumpriu dois fundamentos importantes positivados na revisão tarifária de 2005: o caráter provisório das perdas técnicas e a trajetória definida para as perdas comerciais.

A lógica por trás da definição de metas para perdas reside na necessidade de incentivar o aumento de eficiência da concessionária, promovendo maior qualidade no serviço e modicidade tarifária. No caso em pauta, por não saber o valor exato das perdas técnicas, a ANEEL traçou uma trajetória baseada apenas nas perdas comerciais, afirmando que, ao definir com exatidão o valor das perdas técnicas, ajustaria as metas gerais.

Ou seja, o fato de as perdas técnicas passarem de 17,50% para 16,02% não significa que houve uma melhora na operação da CEMAR, mas que esses valores, que eram provisórios, foram finalmente calculados de forma precisa.

Dessa forma, a Agência deveria ajustar os valores que foram considerados provisórios com base nos valores definitivos e manter a mesma trajetória para as perdas comerciais, que efetivamente medem a melhoria do desempenho da empresa.

Além disso, a ANEEL, de posse dos valores definitivos para as perdas técnicas, deveria ter corrigido, de forma retroativa, os valores utilizados em 2005 e 2006, pois esses também foram considerados provisórios, conforme pode ser observado nas notas técnicas que embasaram a revisão e o reajuste, respectivamente. (fls. 38 e 56 do Anexo 1)

O segundo ponto a ser considerado é que, nos processos de reajuste de 2006 e 2007, a Agência não adotou valores decrescentes para as perdas comerciais, contrariando o que tinha sido proposto na revisão tarifária de 2005. É importante ressaltar que o efeito financeiro para o consumidor em diminuir o índice de perdas anualmente é bem diferente de fazê-lo, de forma concentrada, em determinado ano no futuro.

O Gráfico 03 ilustra como deveriam ser as perdas no período 2005-2008, já considerando as perdas técnicas definitivas e a trajetória decrescente das perdas comerciais.

Gráfico 03 ∫ Evolução das perdas ajustadas da CEMAR entre 2005 e 2008 (% do mercado da concessionária)

[VIDE GRÁFICO NO DOCUMENTO ORIGINAL]

Fonte: Análise SEFID

Os efeitos financeiros para os consumidores das impropriedades citadas representam R\$ 15,7 milhões em valores nominais, conforme pode ser observado na Tabela 03.

Tabela 03 ∫ Efeitos financeiros para os consumidores das irregularidades nas definições das perdas da CEMAR

2005 2006 2007 2008

(1) Perdas totais adotadas pela ANEEL (%) 41,56% 41,50% 40,02% 38,07%

(2) Perdas totais corrigidas (%) 40,08% 39,02% 37,80% 36,60%

(3) Diferença: (1) - (2) 1,48% 2,48% 2,22% 1,47%

(4) Mercado de venda da CEMAR (MWh) 2.793.056 2.836.998 3.087.015 3.262.579

(5) Preço médio da energia (R\$/MWh) 60,14 65,69 72,18 75,73

(6) Efeito financeiro total (R\$ mil) 2.486 4.622 4.947 3.632

Fonte: Notas Técnicas 256/2005, 228/2006, 240/2007 e 235/2008 - SRE/ANEEL (fls. 01-80 do Anexo1)

Ante o exposto, fica evidente que o tratamento dado às perdas técnicas pela ANEEL, entre os anos de 2005 e 2008, vai de encontro ao estabelecido na revisão tarifária da concessionária, de acordo com a Nota Técnica 256/2005 - SRE/ANEEL, e ao princípio da modicidade tarifária, positivado pelo art. 6º, §1º, da Lei nº 8.987/95.

De forma semelhante, foram analisadas as trajetórias de perdas da CEPISA e da CEAL. As notas técnicas que embasaram os processos de revisão e reajuste tarifários entre os anos de 2005 e 2008 apontaram que os mesmos problemas identificados na CEMAR foram constatados naquelas concessionárias. Os efeitos financeiros para os consumidores representam R\$ 16,9 milhões e R\$ 27,1 milhões, respectivamente, em valores nominais, conforme pode ser observado nas Tabelas 04 e 05.

Tabela 04 - Efeitos financeiros para os consumidores das irregularidades nas definições das perdas da CEPISA 2005 2006 2007 2008

(1) Perdas totais adotadas pela ANEEL (%) 47,36% 47,30% 47,08% 46,88%

(2) Perdas totais corrigidas (%) 47,36% 45,10% 42,68% 40,28%

(3) Diferença: (1) - (2) 0,00% 2,20% 4,40% 6,60%

(4) Mercado de venda da CEPISA (MWh) 1.697.819 1.666.964 1.666.964 1.788.811

(5) Preço médio da energia (R\$/MWh) 65,52 68,85 71,83 77,20

(6) Efeito financeiro total (R\$ mil) - 2.525 5.268 9.114

Fonte: Notas Técnicas 187/2005, 255/2005, 238/2007 e 229/2008 - SRE/ANEEL (fls. 81-124 do Anexo1)

Tabela 05 - Efeitos financeiros para os consumidores das irregularidades nas definições das perdas da CEAL

2005 2006 2007 2008

- (1) Perdas totais adotadas pela ANEEL (%) 36,29% 36,23% 36,23% 36,28%
- (2) Perdas totais corrigidas (%) 34,21% 32,74% 31,34% 29,51%
- (3) Diferença: (1) - (2) 2,08% 3,49% 4,90% 6,77%
- (4) Mercado de venda da CEMAR (MWh) 2.056.014 2.327.934 2.075.150 2.219.666
- (5) Preço médio da energia (R\$/MWh) 62,11 67,34 71,61 78,05
- (6) Efeito financeiro total (R\$ mil) 2.656 5.467 7.274 11.733

Fonte: Notas Técnicas 189/2005, 253/2005, 209/2006, 236/2007 e 236/2008 e SRE/ANEEL (fls. 125-189 do Anexo1)

Ante a materialidade dos benefícios esperados para os consumidores e a constatação da forma irregular como foram definidas as perdas das concessionárias em questão, contrariando as metas definidas na Nota Técnica 256/2005, 187/2005 e 189/2005 da SRE/ANEEL e o art. 6º, §1º, da Lei nº 8.987/95, é preciso que a ANEEL ajuste as perdas elétricas da CEMAR, da CEPISA e da CEAL, no período 2005-2008, e os respectivos efeitos financeiros para os consumidores, observando que:

os valores provisórios das perdas técnicas devem ser atualizados com os resultados definitivos calculados pela Agência e o que foi pago a maior pelos consumidores deve ser restituído;

as metas inicialmente definidas nas revisões tarifárias de 2005 para as perdas comerciais não devem ser alteradas, com base em uma menor perda não técnica não decorrente de maior eficiência da concessionária;

as perdas comerciais devem seguir uma trajetória decrescente anualmente.

Deve-se ressaltar que, caso essas mudanças sejam feitas, o direito subjetivo das concessionárias, que ainda não se manifestaram a este respeito nos autos, pode ser afetado.

O TCU, por meio do Acórdão nº 2.544/2008-P, firmou entendimento no sentido de que, caso sejam constatadas irregularidades nas metodologias de atualização tarifária conduzidas pela ANEEL que possam ser objeto de determinação desta Corte, as concessionárias envolvidas devem ser chamadas aos autos, observando os princípios do contraditório e da ampla defesa. A seguir, transcreve-se parte do voto do Min. Benjamin Zymler:

"3. A embargante aduz, entre outras alegações, a nulidade do Acórdão nº 2.210/2008 e Plenário, haja vista não ter observado os princípios do contraditório e da ampla defesa, notadamente pela ausência de oitiva da Companhia Energética de Pernambuco e CELPE, da CEMIG Distribuição S/A e das demais empresas concessionárias de energia elétrica do país, as quais têm direito subjetivo afetado pela decisão.

4. De fato, assiste razão à embargante na medida em que não foi possibilitada a manifestação das concessionárias nos autos. Dessa forma, não subsiste a decisão embargada, cabendo a restituição dos autos à unidade técnica para que sejam promovidas as oitivas das concessionárias.

5. Não vislumbro, em face do princípio da economia processual, a necessidade de se chamar aos autos todas as concessionárias de energia elétrica do país, mas tão-somente aquelas relacionadas ao caso concreto: CELPE e CEMIG. Caso ao final do processo persistam as falhas apontadas, poder-se-á, em procedimento específico, apurar as irregularidades nos contratos das demais concessionárias.

6. Deixo de analisar as demais alegações da ANEEL, haja vista a ofensa aos princípios do contraditório e ampla defesa constituir motivo bastante para a anulação da decisão. Não obstante, deverá a unidade técnica, em sua instrução de mérito, analisar tais elementos conjuntamente com aqueles advindos da oitiva a ser promovida.

7. Por fim, cumpre destacar que simultaneamente aos embargos ora analisados, a ANEEL interpôs Pedido de Reexame contra o Acórdão nº 2.210/2008 do Plenário. Ante o acolhimento dos embargos declaratórios e a conseqüente insubsistência da decisão, o recurso perdeu o objeto, razão pela qual dispensa o sorteio de Relator para o feito. Desta forma, os autos devem ser restituídos à unidade técnica para realização das oitivas das concessionárias supracitadas."(grifos nossos)

Ainda seguindo o entendimento firmado pelo TCU no Acórdão nº 2.544/2008-P, em face do princípio da economia processual, não há necessidade de ouvir todas as concessionárias que venham a ser afetadas por uma eventual mudança na metodologia em questão. Caso, ao final do processo, as falhas apontadas persistam, competirá à ANEEL discutir o assunto em audiências públicas, assim como já o faz, sempre que promove mudanças nas metodologias de revisão tarifária.

Nessa oportunidade, como as únicas concessionárias relacionadas ao caso concreto são CEMAR, CEPISA e CEAL, propõe-se diligenciar às concessionárias, para que se manifestem a respeito das irregularidades cometidas pela ANEEL na definição das perdas técnicas e comerciais entre os anos de 2005 e 2008.

Valor da Parcela B (VPB)

Como explicado anteriormente, a definição do Valor da Parcela B é feito com base na diferença entre a receita efetivamente arrecadada e os custos não-gerenciáveis efetivamente despendidos no período anterior. Essas despesas constantes da Parcela B são corrigidas pela variação do IGPM, deduzido do compartilhamento de ganhos de produtividade decorrentes de aumento de demanda, o Fator X.

Como já identificou o TCU no Acórdão 2.210/08-P, a metodologia atual de reajuste tarifário superavalia o Valor da Parcela B, pois permite que essa parcela absorva, indevidamente, ganhos de escala proveniente de custos não-gerenciáveis da concessionária.

A metodologia de reajuste empregada nos contratos de concessão da CEMAR, da CEPISA e da CEAL é idêntica a dos outros contratos de concessão firmados pelas demais concessionárias de distribuição de energia elétrica do país e pelo Poder Público.

Essa metodologia já foi analisada pela equipe técnica do Tribunal, atendendo a outra solicitação do Congresso Nacional, que requisitou uma auditoria nos processos de reajuste tarifário da CELPE (TC 021.975/2007-0) e da CEMIG (TC 018.422/2007-7).

As análises realizadas apontaram evidências de que o método adotado para o reajuste tarifário apresenta uma grave falha conceitual, provocando desequilíbrio econômico-financeiro nos contratos de concessão. Trata-se de falha na concepção da metodologia de reajuste como um todo, e não somente da fórmula paramétrica dos contratos de concessão isoladamente.

Explica-se: a sistemática de cálculo do reajuste tarifário não é capaz de captar os impactos das variações de demanda de mercado em itens da Parcela A. Regra geral, o mercado de energia elétrica apresenta crescimento anual, isso, dentro da sistemática de reajuste tarifário, propicia um ganho adicional para a distribuidora sem que tenha havido melhor eficiência operacional e sem a contrapartida na prestação do serviço. É um ganho para a distribuidora pela simples mudança na escala do negócio.

Como o método adotado no reajuste para o cálculo da Parcela B é feito com base na diferença entre a receita efetivamente arrecadada e os custos não-gerenciáveis efetivamente despendidos, permite-se que variações de demanda, que não são consideradas no momento do reajuste, sejam absorvidas pela Parcela B do ano seguinte. Nas situações de crescimento de demanda, há um ganho adicional da concessionária pela simples mudança na escala do negócio, sem que tenha havido melhor eficiência operacional e sem que haja contrapartida na prestação do serviço.

De tal forma que o problema no reajuste tarifário não está na operacionalização das regras estabelecidas nos contratos, portarias e resoluções, mas na concepção metodológica do IRT, que necessita de aprimoramentos pontuais.

Foi demonstrado que a citada falha metodológica remunera ilegalmente as concessionárias de energia elétrica em detrimento do interesse público e gera impactos de alta materialidade e prejuízos para o usuário de pelo menos R\$1 bilhão ao ano.

Em razão desse processo, o TCU exarou o Acórdão 2.210/08-P, que determinou à ANEEL que corrigisse as falhas identificadas na metodologia de reajuste em vigor. Posteriormente, em face de impetração de Embargos de Declaração por parte da Agência, o referido Acórdão foi tornado insubsistente pelo Acórdão 2.544/08-P, para que as concessionárias envolvidas se manifestassem nos autos e tivessem seus argumentos analisados pelo Tribunal.

Em decorrência da análise do TC 021.975/2007-0, verificou-se que a Superintendência de Regulação Econômica (SRE/ANEEL), desde 11 de outubro de 2007, vem estudando, no âmbito do processo n.º 48500.006111/2007-6, as falhas metodológicas apontadas no Acórdão TCU 2.210/08-P (fls. 45-52 do Anexo 4 do TC - 021.975/2007-0).

Segundo a ANEEL, o processo conduzido internamente pela Agência resultou em uma proposta de alteração da CVA, como solução para a correção da falha identificada. Ocorre que essa alteração se dá por meio de Portaria Interministerial, cuja competência é do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério da Fazenda (MF). Dessa forma, a ANEEL submeteu ao

MME, por meio do Ofício n.º 267/2008-DR/ANEEL, em 3 de dezembro de 2008, proposta de alteração da CVA visando à correção da falha metodológica no reajuste tarifário.

Nesse sentido, propõe-se informar à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados que o Tribunal acompanhará as decisões e soluções adotadas pela ANEEL e pelo MME para a correção dos problemas na metodologia de reajuste tarifário, apontadas pelo Acórdão 2.210/08-P.

Comentários aos Quesitos da Proposta de Fiscalização

Em relação à adequação dos índices contratuais utilizados para reajustar tarifa de energia elétrica (fl. 13), temos a informar que a utilização dos índices de preços tem por objetivo manter o poder de compra da receita da concessionária. A utilização de um ou outro índice pode apresentar vantagens e desvantagens.

O IGPM, por exemplo, até bem pouco tempo apresentava variação menor que o IPCA. No entanto, por ter uma grande parte do seu componente formado pelo Índice de Preços do Atacado (IPA), influenciado diretamente pela variação cambial, o IGPM tende a apresentar grande volatilidade nos períodos de alta do dólar, como ocorreu recentemente com a crise causada pelo subprime e na alta do dólar no período antecedente ao primeiro mandato do Presidente Lula.

Além disso, a utilização do IGPM tende a não ter correlação com a variação dos custos operacionais, visto que tais custos são compostos, em grande parte, por salários pagos pelas distribuidoras aos seus funcionários.

O IPCA, por sua vez, é um índice de correção monetária que apresenta maior aderência aos custos do consumidor, pois reflete os dispêndios dos consumidores realizados com os produtos e serviços. A utilização de um índice setorial, por outro lado, poderia apresentar desvantagens, pois ao reproduzir os custos do setor, diminuiria os objetivos da regulação por incentivos.

Assim, sugerimos à Comissão de Defesa do Consumidor a solicitação ao Instituto de Pesquisas Econômicas Aplicadas (IPEA) ou à Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda (SEAE) trabalhos específicos e aprofundados sobre esse tema.

No que se refere aos dados contratuais das distribuidoras, como duração, termos inicial, final, e equilíbrio econômico-financeiro (fl. 13), esclarece-se que o TCU não dispõe dessas informações para todas as concessionárias. Tais dados, contudo, podem ser obtidos na ANEEL ou no MME.

Em reação às alternativas legais ou contratuais que possibilitem novos pactos entre as partes (fl. 13), cabe esclarecer que essa análise foge a expertise desta SEFID. Porém, é possível afirmar que alterações contratuais sobre cláusulas econômico-financeiras do contrato de concessão, que tratam de reajustes e revisões, requererão anuência das concessionárias e deverão ser propostas pelo Poder Concedente.

Não obstante isso, alterações não contratuais são perfeitamente possíveis, como já ocorre no caso da CVA. Esse poderia ser o caminho, como sugerido pela Aneel, para o aprimoramento metodológico dos reajustes tarifários.

Com relação à realização de oitivas (fl. 14), informa-se que foram feitas oitivas da CELPE e da CEMIG, no âmbito do TC 021.975/2007-0, relativas às impropriedades metodológicas nos reajustes. Além disso, serão feitas diligências à CEMAR, à CEPISA e à CEAL, no intuito de colher informações adicionais sobre as irregularidades constatadas na definição das perdas elétricas dessas concessionárias.

Ademais, no caso de necessidade de ouvir os agentes envolvidos, existe mecanismo apropriado adotado pela ANEEL, que se dá por meio da realização de audiência pública, onde se pode auscultar todas as partes afetadas pelas regras de reajuste tarifário, inclusive os consumidores de energia elétrica.

No que se refere à requisição de documentos públicos (fl. 14), comunica-se que para cada fiscalização de reajuste foi solicitado à ANEEL planilhas de cálculo, relatório e votos embasadores dos reajustes que constam dos respectivos autos.

Finalizando, tendo em vista a semelhança do objeto da Representação autuada no TC 025.819/2008-1 com esta solicitação da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, propôs-se o apensamento do TC 025.819/2008-1 a esta solicitação da Câmara.

Conclusões

Inicialmente, é importante destacar que, no que se refere à regularidade do reajuste tarifário de 2008 da ENERGISA, proposta similar foi objeto de Representação formulada pelo Deputado Federal Vital do Rêgo Filho, autuada no TC 025.819/2008-1, ainda pendente de decisão por parte deste Tribunal.

Naquela oportunidade, a instrução desta Unidade Técnica não encontrou irregularidades no reajuste da ENERGISA, esclarecendo-se que as sucessivas autorizações de reajustes das tarifas de energia elétrica por parte da ANEEL decorrem de obrigações legais e contratuais, não havendo irregularidade nesse aspecto. Tendo em vista a semelhança do objeto da citada Representação com esta solicitação da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, propõe-se, com fulcro no art. 2º da Resolução 196/2006, o apensamento do TC 025.819/2008-1 a esta solicitação.

No que se refere à CEMAR, CEPISA e CEAL, ao final das análises, concluiu-se que os cálculos conduzidos nos processos de reajuste tarifário de 2008 dessas concessionárias foram realizados de acordo com a metodologia em vigor presente nos Contratos de Concessão.

Contudo, as análises desta SEFID constataram que a ANEEL conduziu de forma irregular a definição das perdas das concessionárias em questão, contrariando as metas definidas na Nota Técnica 256/2005, 187/2005 e 189/2005 da SRE/ANEEL e o art. 6º, §1º, da Lei nº 8.987/95, sendo necessário que a ANEEL ajuste as perdas elétricas da CEMAR, da CEPISA e da CEAL, no período 2005-2008, e os respectivos efeitos financeiros para os consumidores, observando que:

os valores provisórios das perdas técnicas devem ser atualizados com os resultados definitivos calculados pela Agência e o que foi pago a maior pelos consumidores deve ser restituído;

as metas inicialmente definidas nas revisões tarifárias de 2005 para as perdas comerciais não devem ser alteradas, com base em uma menor perda não técnica não decorrente de maior eficiência da concessionária;

as perdas comerciais devem seguir uma trajetória decrescente anualmente.

O ajuste das perdas técnicas e comerciais das concessionárias, de acordo com as metas definidas nas respectivas revisões tarifárias e compatíveis com os princípios da eficiência e da modicidade tarifária, representa, para os consumidores, um benefício de R\$ 60 milhões.

O TCU, por intermédio do Acórdão n.º 2.544/2008-P, firmou entendimento no sentido de que, caso sejam constatadas irregularidades nas metodologias de atualização tarifária conduzidas pela ANEEL que possam ser objeto de determinação desta Corte, as concessionárias envolvidas devem ser chamadas aos autos, observando os princípios do contraditório e da ampla defesa.

Portanto, propõe-se diligenciar à CEMAR, à CEPISA e à CEAL, para que se manifestem a respeito das irregularidades na definição das perdas técnicas e comerciais entre os anos de 2005 e 2008. Além disso, no intuito de colher mais esclarecimentos a respeito das conclusões apresentadas, propõe-se diligenciar à ANEEL, para que se manifeste nos autos sobre os achados identificados pela SEFID neste processo.

Dessa forma, para atender de forma integral à presente solicitação, é necessário que os processos de reajuste tarifários em questão sejam analisados de forma plena, permitindo às concessionárias e ao ente regulador a oportunidade de se manifestarem nos autos, conforme o entendimento firmado no Acórdão 2.544/2008-P.

Está disposto na Resolução do TCU nº 215, de 20/08/2008, que dispõe sobre o tratamento de solicitações do Congresso Nacional do SCN, art. 21 o que segue:

"É fixado em 180 dias, a contar da data de publicação deste normativo, o prazo para atendimento das solicitações do Congresso Nacional registradas pela Assessoria Parlamentar que se encontram pendentes no âmbito do Tribunal".

Tendo em vista que esse processo de Solicitação do Congresso Nacional foi autuado neste Tribunal em 19/11/2008, o prazo para seu atendimento, de acordo com o normativo mencionado, encerra-se em 18/05/2009, o que torna inviável ouvir as concessionárias dentro do prazo inicialmente previsto.

Devido à relevância para o saneamento dos autos das respostas às diligências a serem expedidas por esta Unidade Técnica, propõe-se, com fulcro no §2º do art. 15 da Resolução do TCU nº 215/2008, a prorrogação, por mais 90 dias, a contar do pronunciamento desta Corte, do prazo para atendimento da solicitação de fiscalização emanada pela Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados.

Proposta de Encaminhamento

Ante o exposto, submetem-se os presentes autos à consideração superior, propondo:

com fulcro no art. 157, §1o, do Regimento Interno do TCU e na delegação de competência do Relator Exmo. Sr. Benjamim Zymler, estabelecida na Portaria-GM-BZ nº 02/04, diligenciar à Companhia Energética do Maranhão à CEMAR, à Companhia Energética do Piauí à CEPISA, à Companhia Energética de Alagoas à CEAL e à Agência Nacional de Energia Elétrica à ANEEL, para que se manifestem, no prazo de 15 dias, a respeito das irregularidades na definição das perdas técnicas e comerciais dessas concessionárias, entre os anos de 2005 e 2008, principalmente quanto aos seguintes pontos:

os valores provisórios das perdas técnicas devem ser atualizados com os resultados definitivos calculados pela Agência e o que foi pago a maior pelos consumidores deve ser restituído;

as metas inicialmente definidas nas revisões tarifárias de 2005 para as perdas comerciais não devem ser alteradas, com base em uma menor perda não técnica não decorrente de maior eficiência da concessionária;

as perdas comerciais devem seguir uma trajetória decrescente anualmente.

apensar a esta Solicitação o processo TC à 025.819/2008-1, que trata de fiscalização no reajuste tarifário de 2008 da ENERGISA Paraíba, com fulcro no art. 2º da Resolução à TCU 196/2006;

prorrogar o prazo, por mais 90 dias, a contar do pronunciamento do Plenário deste Tribunal, para atendimento da solicitação de fiscalização de que tratam os autos, com fulcro no § 2º do art. 15 da Resolução à TCU nº 215/2008;

comunicar à Presidente da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, Exma. Sra. Deputada Ana Arraes, da prorrogação do prazo, nos termos no § 3º do art. 15 da Resolução à TCU nº 215/2008.

2. É o relatório.

Voto do Ministro Relator

Cuidam os autos de solicitação do Congresso Nacional, decorrente da Proposta de Fiscalização e Controle nº 52/08 da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, na qual a citada comissão requer ao TCU que fiscalize os atos que autorizaram o reajuste de tarifas das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba à Distribuidora de Energia S.A., em percentuais superiores à inflação.

2. No que se refere à regularidade do reajuste tarifário de 2008 da ENERGISA, proposta similar foi objeto de Representação formulada pelo Deputado Federal Vital do Rêgo Filho, autuado no TC 025.819/2008-1. A Sefid, na oportunidade, não encontrou irregularidades no reajuste da ENERGISA e esclareceu que as sucessivas autorizações de reajustes das tarifas de energia elétrica por parte da ANEEL decorreram de obrigações legais e contratuais, não havendo irregularidade nesse aspecto.

3. A análise empreendida pela Secretaria de Fiscalização de Desestatização e SEFID nos processos de reajuste tarifário de 2008 das concessionárias Cemar, Cepisa e Ceal, concluiu que os cálculos estão em conformidade com a metodologia em vigor. Não obstante, a unidade técnica observou que a ANEEL conduziu de forma irregular a definição das perdas das concessionárias em questão, contrariando as metas definidas na Nota Técnica 256/2005, 187/2005 e 189/2005 da SRE/ANEEL e o art. 6º, §1º, da Lei nº 8.987/95, sendo necessário que a ANEEL ajuste as perdas elétricas da CEMAR, da CEPISA e da CEAL, no período 2005-2008, e os respectivos efeitos financeiros para os consumidores.

4. Tendo em vista eventuais prejuízos às concessionárias Cemar, Cepisa e Ceal decorrentes da redefinição das perdas das concessionárias, a unidade técnica promoveu a oitiva das citadas empresas, cujas respostas ainda não foram apresentadas a esta Corte.

5. Em que pesem essas informações preliminares, importa registrar que, nos termos do inciso II do art. 15 da Resolução TCU nº 215/2008, o Tribunal deve atender integralmente à solicitação do Congresso Nacional em até cento e oitenta dias, quando se tratar de solicitação de fiscalização, salvo disposição diversa do Plenário. Considerando que esse processo de Solicitação do Congresso Nacional foi autuado em 19/11/2008 e o prazo para seu atendimento encerrou-se em 18/05/2009, restou inviabilizada a oitiva das concessionárias no prazo inicialmente previsto.

7. Nesse sentido, anuo à proposta da unidade técnica no sentido de, nos termos do § 2º do art. 15 da Resolução TCU nº 215/2008, prorrogar por 90 dias o prazo para atendimento da presente solicitação de fiscalização.

8. Tendo em vista que o prazo para atendimento de solicitação do Congresso Nacional somente poderá ser prorrogado uma única vez, bem como a necessidade de tempo hábil para análise dos autos em meu gabinete, entendo pertinente fixar prazo para que a unidade técnica apresente sua instrução de mérito. Observo que o termo final para cumprimento da solicitação ocorrerá em 18/8/2009. A sessão de plenário imediatamente anterior ocorrerá em 12/8/2009. Considerando o prazo regimental para inclusão de processo em pauta, assim como o tempo necessário para análise dos autos em meu gabinete, entendo deva ser fixado o dia 3/8/2009 como prazo limite para apresentação da instrução de mérito pela unidade técnica.

9. Ante o exposto, Voto por que o Tribunal adote o Acórdão que ora submeto à deliberação deste Colegiado.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 1 de julho de 2009.

BENJAMIN ZYMLER

Relator

Acórdão

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de Solicitação do Congresso Nacional decorrente da Proposta de Fiscalização e Controle nº 52/08 da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados;

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

9.1. prorrogar o prazo, por mais 90 dias, a contar do termo final do prazo inicialmente fixado, para atendimento da solicitação de fiscalização de que tratam os autos, com fulcro no § 2º do art. 15 da Resolução 2 TCU nº 215/2008;

9.2. determinar à Sefid, visando o efetivo cumprimentos dos prazos previstos na Resolução nº 215/2008, que apresente ao Relator a instrução de mérito até o dia 3/8/2009;

9.3. autorizar, com fulcro no art. 13 da Resolução TCU nº 215/2008, a juntada de cópia das peças processuais do TC 025.819/2008-1 que suportam a análise do reajuste tarifário da Energisa Paraíba 2 Distribuidora de Energia S.A., a estes autos.

9.4. comunicar à Presidente da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, Exma. Sra. Deputada Ana Arraes, da prorrogação do prazo, nos termos no § 3º do art. 15 da Resolução 2 TCU nº 215/2008

Quorum

13.1. Ministros presentes: Ubiratan Aguiar (Presidente), Valmir Campelo, Walton Alencar Rodrigues, Benjamin Zymler (Relator), Aroldo Cedraz, Raimundo Carreiro e José Jorge.

13.2. Auditores convocados: Augusto Sherman Cavalcanti e Marcos Bemquerer Costa.

13.3. Auditores presentes: André Luís de Carvalho e Weder de Oliveira

Publicação

Ata 26/2009 - Plenário

Sessão 01/07/2009



CÂMARA DOS DEPUTADOS
DEPARTAMENTO DE COMISSÕES
Comissão de Defesa do Consumidor

Of. Nº 266/09/CDC – Pres.

Brasília, 11 de setembro de 2009.

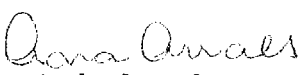
A Sua Excelência o Senhor
Deputado Walter Ihoshi
Gab. nº 466, Anexo III

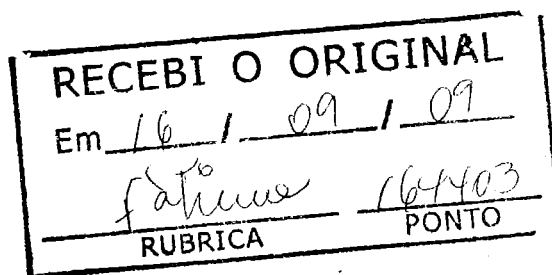
Assunto: **Encaminha resposta ao Ofício nº 509/08/CDC – Pres.**

Senhor Relator,

Encaminho a Vossa Excelência, para conhecimento, cópia do Aviso nº 1025-Seses-TCU-Plenário, em resposta ao Ofício Pres. nº 508/08/CDC, que trata da PFC nº 52/2008, da qual Vossa Excelência é relator, contendo cópia do Acórdão proferido pelo Tribunal de Contas da União, em Sessão Ordinária de 2.9.09, acompanhado do Relatório e voto.

Atenciosamente,


Deputada Ana Arraes
Presidenta





CÂMARA DOS DEPUTADOS
DEPARTAMENTO DE COMISSÕES
Comissão de Defesa do Consumidor

Of. Nº 267/09/CDC – Pres.

Brasília, 11 de setembro de 2009.

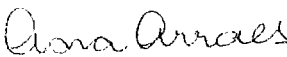
A Sua Excelência o Senhor
Deputado Vital do Rêgo Filho
Gab. nº 833, Anexo IV

Assunto: **Encaminha resposta ao Ofício nº 509/08/CDC – Pres.**

Senhor Deputado,

Encaminho a Vossa Excelência, para conhecimento, cópia do Aviso nº 1025-Seses-TCU-Plenário, em resposta ao Ofício Pres. nº 508/08/CDC, que trata da PFC nº 52/2008, da qual Vossa Excelência é autor, contendo cópia do Acórdão proferido pelo Tribunal de Contas da União, em Sessão Ordinária de 2.9.09, acompanhado do Relatório e voto.

Atenciosamente,


Deputada Ana Arraes
Presidenta

RECEBI O ORIGINAL	
Em <u>16</u> / <u>09</u> / <u>09</u>	
 RUBRICA	<u>226298</u> PONTO



CÂMARA DOS DEPUTADOS
DEPARTAMENTO DE COMISSÕES
Comissão de Defesa do Consumidor

Of. Nº 268/09/CDC – Pres.

Brasília, 11 de setembro de 2009.

A Sua Excelência o Senhor
Deputado Elizeu Aguiar
Gab. nº 375, Anexo III

Assunto: **Encaminha resposta ao Ofício nº 509/08/CDC – Pres.**

Senhor Deputado,

Encaminho a Vossa Excelência, para conhecimento, cópia do Aviso nº 1025-Seses-TCU-Plenário, em resposta ao Ofício Pres. nº 508/08/CDC, que trata da PFC nº 52/2008, que "propõe que o TCU fiscalize a Agência Nacional de Energia Elétrica para fiscalizar a autorização de reajuste das tarifas das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba – Distribuidora de Energia S/A (antiga Saelpa), contendo cópia do Acórdão proferido pelo Tribunal de Contas da União, em Sessão Ordinária de 2.9.09, acompanhado do Relatório e voto.

Atenciosamente,

Ana Arraes
Deputada Ana Arraes
Presidenta

RECEBI O ORIGINAL	
Em <u>16</u> / <u>09</u> / <u>09</u>	
 RUBRICA	<u>201365</u> PONTO



CÂMARA DOS DEPUTADOS
DEPARTAMENTO DE COMISSÕES
Comissão de Defesa do Consumidor

Of. Nº 269/09/CDC – Pres.

Brasília, 11 de setembro de 2009.

A Sua Excelência o Senhor
Deputado Wellington Roberto
Gab. nº 514, Anexo IV

Assunto: **Encaminha resposta ao Ofício nº 509/08/CDC – Pres.**

Senhor Deputado,

Encaminho a Vossa Excelência, para conhecimento, cópia do Aviso nº 1025-Seses-TCU-Plenário, em resposta ao Ofício Pres. nº 508/08/CDC, que trata da PFC nº 52/2008, que "propõe que o TCU fiscalize a Agência Nacional de Energia Elétrica para fiscalizar a autorização de reajuste das tarifas das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba – Distribuidora de Energia S/A (antiga Saelpa), contendo cópia do Acórdão proferido pelo Tribunal de Contas da União, em Sessão Ordinária de 2.9.09, acompanhado do Relatório e voto.

Atenciosamente,

Ana Arraes

Deputada Ana Arraes
Presidenta

RECEBI O ORIGINAL	
Em <u>16</u> / <u>09</u> / <u>09</u>	
<u>Sociedade - 175431</u>	
RUBRICA	PONTO



CÂMARA DOS DEPUTADOS
DEPARTAMENTO DE COMISSÕES
Comissão de Defesa do Consumidor

Of. Nº 270/09/CDC – Pres.

Brasília, 11 de setembro de 2009.

A Sua Excelência o Senhor
Deputado Ciro Nogueira
Gab. nº 924, Anexo IV

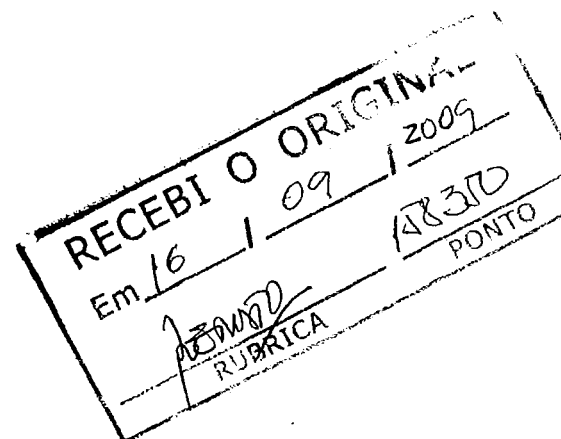
Assunto: **Encaminha resposta ao Ofício nº 509/08/CDC – Pres.**

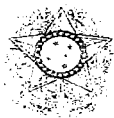
Senhor Deputado,

Encaminho a Vossa Excelência, para conhecimento, cópia do Aviso nº 1025-Seses-TCU-Plenário, em resposta ao Ofício Pres. nº 508/08/CDC, que trata da PFC nº 52/2008, que "propõe que o TCU fiscalize a Agência Nacional de Energia Elétrica para fiscalizar a autorização de reajuste das tarifas das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba – Distribuidora de Energia S/A (antiga Saelpa), contendo cópia do Acórdão proferido pelo Tribunal de Contas da União, em Sessão Ordinária de 2.9.09, acompanhado do Relatório e voto.

Atenciosamente,

Ana Arraes
Deputada Ana Arraes
Presidenta





**CÂMARA DOS DEPUTADOS
COMISSÃO DE DEFESA DO CONSUMIDOR**

Of. Sec. nº 238/2009

Brasília, 3 de novembro de 2009.

A Sua Excelência o Senhor
Deputado **Walter Ihoshi**
Gab. 466 – Anexo III

Assunto: **Elaboração do parecer final à PFC nº 52/2008.**

Senhor Deputado,

Encaminho a Proposta de Fiscalização e Controle nº 52/2008, da qual é Vossa Excelência Relator, cujo relatório prévio, pela implementação, foi aprovado pelo Plenário desta Comissão, em 05.11.2008, a fim de que seja elaborado o relatório final, nos termos do art. 60, IV, do Regimento Interno da Casa.

Esclarecemos que as providências constantes no Plano de Execução e Metodologia de Avaliação do Relatório Prévio, ou seja, as audiências públicas com representantes da ANEEL e a realização de auditoria pelo Tribunal de Contas da União já foram realizadas. As notas taquigráficas referentes às reuniões encontram-se armazenadas na página da Comissão e as conclusões do TCU constam dos Avisos nºs 863/09, 867/09 e 1025/09, cujas cópias já foram remetidas ao seu gabinete.

Se necessário, Vossa Excelência poderá, para elaborar seu parecer, valer-se dos serviços da Consultoria de Orçamento, localizada no pavimento superior da Ala B do Anexo II, sala 116.

Respeitosamente,

Lilian Albuquerque

Lilian de Cássia Albuquerque Santos
Secretária

RECEBI O ORIGINAL	
Em 05 / 11 / 2009	
<i>Fátima</i>	164403
RUBRICA	PONTO

Memorando n.º 74/2009 – SEFID

Brasília, 3 de novembro de 2009.

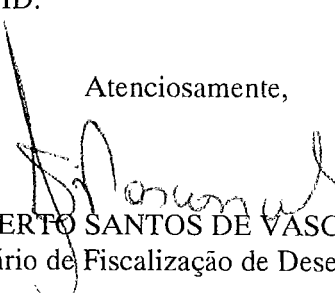
Ao Senhor Chefe de Assessoria Parlamentar

Assunto: encaminha cópia de Contratos de Concessão e instrução da Unidade Técnica

Em cumprimento ao item 9.7, do Acórdão nº 2028/2009-TCU-Plenário, de 2/9/2009, proferido nos autos do processo nº TC-031.039/2008-6, que trata de *Solicitação de Fiscalização nos atos que autorizaram o reajuste de tarifas das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A., formulados pela Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados*, encaminho a Vossa Senhoria, as cópias abaixo relacionadas, a fim de serem encaminhadas por intermédio desta Assessoria Parlamentar à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados:

- Contrato de Concessão nº 60/2000 – ANEEL;
- Contrato de Concessão nº 04/2001 – ANEEL;
- Contrato de Concessão nº 07/2001 – ANEEL;
- Contrato de Concessão nº 019/2001 – ANEEL; e
- instrução desta SEFID.

Atenciosamente,


ADALBERTO SANTOS DE VASCONCELOS
Secretário de Fiscalização de Desestatização



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

PROCESSO Nº 48500.004310/99-39

CONTRATO DE CONCESSÃO Nº 60/2000 - ANEEL

**PARA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA QUE CELEBRAM A UNIÃO E A
COMPANHIA ENERGÉTICA DO
MARANHÃO - CEMAR**

A UNIÃO, doravante designada apenas PODER CONCEDENTE, no uso da competência que lhe confere o artigo 21, inciso XII, letra "b", da Constituição Federal, por intermédio da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA-ANEEL, em conformidade com o disposto no inciso IV do art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autarquia em regime especial, com sede na SGAN, quadra 603, módulo "J", Anexo, Brasília, Distrito Federal, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 02.270.669/0001-29, representada pelo seu Diretor-Geral, JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO, nos termos do inciso V do art. 10 do Anexo I - Estrutura Regimental, aprovada pelo Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, doravante designada apenas ANEEL, e a COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO - CEMAR, com sede na cidade de São Luís, Estado do Maranhão, à Av. Coronel Colares Moreira, nº 477, Renascença II, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 06.272.793/0001-84, representada na forma de seu Estatuto Social, por seu Diretor-Presidente NELSON MALIZIA ALVES, e sua Diretora, MARIA DA GRAÇA MENDES BERTRAND, na condição de concessionária de distribuição de energia elétrica, doravante designada simplesmente CONCESSIONÁRIA, com interveniência de BRISK PARTICIPAÇÕES LTDA, com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, à Rua Consolação nº247, 6º andar, sala 29-A, inscrita no CNPJ/MF nº 003.220.438/0001-73, representada por seus Gerentes-Delegados, PAULO ROGÉRIO DE ARAÚJO BRANDÃO COUTO e CARLOS JOSÉ SANTOS DA SILVA, neste instrumento designada apenas ACIONISTA CONTROLADOR, e do ESTADO DO MARANHÃO, pessoa jurídica de direito público interno, representado pela Procuradora-Geral, ANA MARIA DIAS VIEIRA, doravante denominado INTERVENIENTE DELEGATÁRIO, por este instrumento e na melhor forma de direito têm entre si ajustado o presente CONTRATO DE CONCESSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, que se regerá pelo Código de Águas, aprovado pelo Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, com as alterações introduzidas pelo Decreto nº 852, de 11 de novembro de 1938, pelo Regulamento dos Serviços de Energia Elétrica, aprovado pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, pelas Leis nºs 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.648, de 27 de maio de 1998 e pelo Decreto nº 1.717, de 24 de novembro de 1995, pela legislação superveniente e complementar, pelas normas e regulamentos expedidos pelo PODER CONCEDENTE e ANEEL e pelas condições estabelecidas nas Cláusulas seguintes:

CLÁUSULA PRIMEIRA - OBJETO DO CONTRATO

Este Contrato regula a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica objeto da concessão de que é titular a CONCESSIONÁRIA, discriminada no Anexo I, reagrupada, nos

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



termos do art. 22 da Lei nº 9.074/95 e do Decreto nº 1.717/95, por meio da Resolução ANEEL nº 121, de 24 de maio de 1999, publicada no Diário Oficial de 25 de maio de 1999, outorgada pelo Decreto de 26 de julho de 2000, publicado no Diário Oficial de 27 de julho de 2000.

Subcláusula Primeira - A exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica, objeto deste Contrato, constitui concessão individualizada para a área reagrupada constante do Anexo I deste Contrato, para todos os efeitos legais e contratuais, em especial para fins de eventual intervenção, declaração de caducidade, encampação ou outras formas de extinção.

Subcláusula Segunda - As instalações de transmissão de âmbito próprio da distribuição são consideradas integrantes da concessão de distribuição de que trata este Contrato.

Subcláusula Terceira - Respeitados os contratos de fornecimento vigentes, a concessão regulada neste Contrato não confere à CONCESSIONÁRIA direito de exclusividade relativamente aos consumidores de energia elétrica que, por força da Lei nº 9.074/95, possam adquirir energia elétrica de outro fornecedor.

Subcláusula Quarta - A concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica não confere exclusividade de atendimento da CONCESSIONÁRIA nas áreas onde ficar constatado, pela ANEEL, conforme procedimento a ser definido em regulamentação própria, a atuação de fato de cooperativas de eletrificação rural como prestadoras de serviços públicos, para fins de cumprimento do artigo 23 da Lei nº 9.074/95.

Subcláusula Quinta - A CONCESSIONÁRIA aceita que a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica, de que é titular, seja realizada como função de utilidade pública prioritária, comprometendo-se a somente exercer outras atividades empresariais, que deverão ser contabilizadas em separado, nos termos e condições previstos em regulamentação própria e desde que as receitas auferidas sejam parcialmente destinadas a propiciar a modicidade das tarifas do serviço de energia elétrica, que serão consideradas nas revisões de que trata a Cláusula Sétima deste Contrato. Até que seja expedida a regulamentação própria prevista nesta Subcláusula, o exercício de outras atividades empresariais dependerá de prévia autorização da ANEEL.

Subcláusula Sexta - A CONCESSIONÁRIA, por força do que dispõe o art. 25 da Lei nº 9.074/95, renuncia a eventuais direitos preexistentes que contrariem a Lei nº 8.987/95.

Subcláusula Sétima - Aplicam-se a este Contrato, as normas legais relativas ao serviço público de distribuição de energia elétrica vigentes nesta data e as que vierem a ser editadas pelo PODER CONCEDENTE e pela ANEEL.

CLÁUSULA SEGUNDA - CONDIÇÕES DE PRESTAÇÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, referido neste Contrato, a CONCESSIONÁRIA terá ampla liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal, material e tecnologia, observadas as prescrições deste Contrato, da legislação específica, das normas regulamentares e das instruções e determinações do PODER CONCEDENTE e da ANEEL.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO	
--------------------------------------	--



Subcláusula Primeira - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a adotar, na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, tecnologia adequada e a empregar materiais, equipamentos, instalações e métodos operativos que, atendidas as normas técnicas brasileiras, garantam níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia no atendimento e modicidade das tarifas.

Subcláusula Segunda - A CONCESSIONÁRIA atenderá os pedidos dos interessados na utilização do serviço concedido nos prazos e condições fixados nas normas e regulamentos editados pelo PODER CONCEDENTE e pela ANEEL, e nos termos do Anexo III deste Contrato, prevalecendo o menor prazo, sendo-lhe vedado condicionar a ligação ou religação de unidade consumidora de energia elétrica ao pagamento de valores não previstos nas normas do serviço ou de débito não imputável ao solicitante.

Subcláusula Terceira - É de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA, até o ponto de entrega de energia elétrica, elaborar os projetos, executar as obras necessárias ao fornecimento e participar financeiramente, nos termos da legislação específica, bem como operar e manter o seu sistema elétrico. Sendo da conveniência do interessado, em face da sua participação financeira no custo do projeto e na execução das obras necessárias ao atendimento do seu pedido de ligação ou de aumento de carga, o mesmo poderá realizá-los diretamente ou contratar a sua elaboração, em conformidade com os procedimentos de aprovação, fiscalização e recebimento de instalações, consubstanciados nas normas e padrões da CONCESSIONÁRIA.

Subcláusula Quarta - Quando for necessária a realização de obras no seu sistema, para possibilitar o fornecimento solicitado, a CONCESSIONÁRIA informará, por escrito, ao interessado, as condições técnicas e financeiras para a execução dessas obras e o prazo de início e de conclusão das mesmas, observadas as normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL.

Subcláusula Quinta - O serviço de distribuição de energia elétrica somente poderá ser interrompido em situação de emergência ou após prévio aviso, quando ocorrer:

- I - motivo de ordem técnica ou de segurança das instalações;
- II - irregularidades praticadas pelo consumidor, inadequação de suas instalações ou faltas e atrasos nos pagamentos devidos à CONCESSIONÁRIA, observada a legislação específica.

Subcláusula Sexta - Nas hipóteses previstas no inciso II da Subcláusula anterior, a CONCESSIONÁRIA somente poderá suspender a prestação do serviço se o consumidor, notificado nos termos da regulação específica, não efetuar, no prazo por ela estabelecido, os pagamentos devidos ou não cessar a prática que configure utilização irregular da energia elétrica ou, ainda, não atender à recomendação que lhe tenha sido feita para adequar suas instalações aos requisitos de segurança exigidos pelas normas técnicas e de segurança.

Subcláusula Sétima - Na exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica objeto deste Contrato, a CONCESSIONÁRIA não poderá dispensar tratamento diferenciado, inclusive tarifário, aos usuários de uma mesma classe de consumo e nas mesmas condições de atendimento, exceto nos casos previstos na legislação.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO	
--------------------------------------	--



Subcláusula Oitava - Quando a CONCESSIONÁRIA tiver de efetuar investimentos específicos, ou assumir compromissos de compra de energia para efetuar fornecimento requisitado, o contrato de fornecimento deverá estabelecer condições, formas e prazos que assegurem o ressarcimento dos ônus relativos aos compromissos assumidos.

Subcláusula Nona - Mediante condições ajustadas com outra concessionária, previamente consultada, a CONCESSIONÁRIA poderá fornecer energia elétrica, em caráter provisório, a consumidores localizados fora de sua área de concessão, sem prejuízo do disposto nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074/95, com posterior comunicação à ANEEL, para fins de registro.

Subcláusula Décima - Os contratos de fornecimento de energia elétrica, quando celebrados entre a CONCESSIONÁRIA e os consumidores cativos, deverão indicar, além das condições gerais da prestação de serviços:

I - a identificação do interessado;

II - a localização da unidade de consumo;

III - a tensão e as demais características técnicas do fornecimento, bem como a classificação da unidade de consumo;

IV - a carga instalada e, se for o caso, os valores de consumo e de demanda contratados, com as suas condições de revisão para mais ou para menos;

V - a indicação dos critérios de medição de demanda de potência, de consumo de energia ativa e reativa, de fator de potência, tarifa a ser aplicada, encargos fiscais incidentes e critérios de faturamento;

VI - as condições especiais do fornecimento, se for o caso, e prazo de sua aplicação; e

VII - as penalidades aplicáveis, conforme a legislação em vigor.

Subcláusula Décima Primeira - A CONCESSIONÁRIA deverá manter registros das solicitações e reclamações dos consumidores de energia elétrica, de acordo com os prazos legais e demais condições estabelecidas no Anexo III deste Contrato.

Subcláusula Décima Segunda - Sem prejuízo do disposto na Subcláusula anterior, a CONCESSIONÁRIA organizará e manterá em permanente funcionamento o Conselho de Consumidores, integrado por representantes das diversas classes de consumidores, de caráter consultivo e voltado para orientação, análise e avaliação do serviço e da qualidade do atendimento prestado pela CONCESSIONÁRIA, bem como para formulação de sugestões e propostas de melhoria do serviço.

Subcláusula Décima Terceira - Quaisquer normas, instruções ou determinações, de caráter geral e aplicáveis às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, expedidas pelo PODER CONCEDENTE e pela ANEEL, aplicar-se-ão, automaticamente, ao objeto da concessão ora contratada, a elas submetendo-se a CONCESSIONÁRIA como condições implícitas e integrantes deste Contrato, observado o disposto na Subcláusula Décima Quinta da Cláusula Sétima.

Subcláusula Décima Quarta - A CONCESSIONÁRIA deverá instalar e manter, por sua conta, nas unidades consumidoras, os equipamentos de medição de energia elétrica fornecida, ressalvados os casos específicos ou de emergência, previstos em normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO/	



Subcláusula Décima Quinta - Sem prejuízo do disposto na Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990 (Código de Defesa do Consumidor), na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, objeto deste Contrato, a CONCESSIONÁRIA assegurará aos consumidores, dentre outros, os seguintes direitos:

I - obter a ligação de energia elétrica para qualquer instalação que atenda aos padrões da CONCESSIONÁRIA e aos requisitos de segurança e adequação técnica, segundo as normas específicas;

II - obter os esclarecimentos sobre dúvidas com a prestação do serviço, bem assim as informações requeridas e consideradas necessárias para defesa dos seus direitos;

III - liberdade de escolha na utilização do serviço, observadas as normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL; e

IV - receber o ressarcimento dos danos que, porventura, lhe sejam causados em função do serviço concedido, ressalvados os danos decorrentes de deficiências técnicas nas instalações internas da unidade consumidora ou da má utilização das instalações.

Subcláusula Décima Sexta - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a melhorar o nível de qualidade do serviço, de acordo com os critérios, indicadores, fórmulas e padrões, definidos no Anexo III deste Contrato e na legislação atual e superveniente.

Subcláusula Décima Sétima - A CONCESSIONÁRIA obriga-se, caso pretenda participar de novos empreendimentos de geração, a organizar e administrar separadamente as concessões de distribuição e geração, inclusive constituindo empresa juridicamente independente, observadas as condições de participação estabelecidas em legislação específica.

CLÁUSULA TERCEIRA - PRAZO DA CONCESSÃO E DO CONTRATO

A concessão para distribuição de energia elétrica outorgada pelo Decreto referido na Cláusula Primeira tem prazo de vigência de trinta anos, contado a partir da data da assinatura deste Contrato.

Subcláusula Primeira - Subcláusula Primeira - A critério exclusivo da ANEEL e para assegurar a continuidade e qualidade do serviço público, o prazo da concessão poderá ser prorrogado por, no máximo, igual período, de acordo com o que dispõe o § 3º do art. 4º da Lei nº 9.074/95, mediante requerimento da CONCESSIONÁRIA. A eventual prorrogação do prazo da concessão estará subordinada ao interesse público e à revisão das condições estipuladas neste Contrato.

Subcláusula Segunda - O requerimento de prorrogação deverá ser apresentado até 36 (trinta e seis) meses antes do término do prazo deste Contrato, acompanhado dos comprovantes de regularidade e adimplemento das obrigações fiscais, previdenciárias e dos compromissos e encargos assumidos com os órgãos da Administração Pública, referentes à prestação do serviço público de energia elétrica, bem assim de quaisquer outros encargos previstos nas normas legais e regulamentares então vigentes.

Subcláusula Terceira - A ANEEL manifestar-se-á sobre o requerimento de prorrogação até o 18º (décimo oitavo) mês anterior ao término do prazo da concessão. Na análise do pedido de prorrogação, a ANEEL levará em consideração todas as informações sobre o serviço público de

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO	
--------------------------------------	--



distribuição de energia elétrica prestado, devendo aprovar ou rejeitar o pleito dentro do prazo acima previsto. O deferimento do pedido levará em consideração o cumprimento dos requisitos de serviço adequado, por parte da CONCESSIONÁRIA, conforme relatórios técnicos fundamentados, emitidos pela fiscalização da ANEEL.

CLÁUSULA QUARTA - EXPANSÃO E AMPLIAÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

A concessionária obriga-se a prover o atendimento da atual demanda dos serviços concedidos e também implantar novas instalações, bem como ampliar e modificar as existentes, de modo a garantir o atendimento da futura demanda de seu mercado de energia.

Subcláusula Primeira - As novas instalações, as ampliações e as modificações das instalações existentes, dos sistemas de distribuição e de transmissão de âmbito próprio da distribuição, deverão obedecer os procedimentos legais específicos e as normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL e incorporar-se-ão à respectiva concessão, regulando-se pelas disposições deste Contrato e pelas normas legais e regulamentares da prestação de serviço público de energia elétrica.

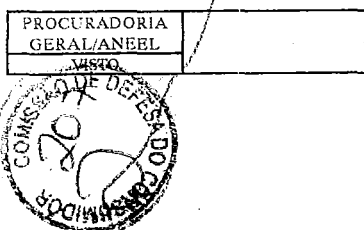
Subcláusula Segunda - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a realizar as obras de expansão e/ou ampliação do sistema elétrico, que representem a alternativa de mínimo custo e tecnologia adequada, necessárias ao atendimento de um conjunto de consumidores solicitado pelo Governo do Estado do Maranhão, mediante acordo escrito. A execução das obras fica condicionada a disponibilização, pelo Estado do Maranhão à CONCESSIONÁRIA, na forma pactuada entre as partes, de recursos correspondentes à diferença entre o custeio das obras e o limite de investimento de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA, segundo as normas estabelecidas pelo PODER CONCEDENTE e pela ANEEL.

Subcláusula Terceira - A CONCESSIONÁRIA se obriga a estender o atendimento dos serviços de energia elétrica aos municípios constantes do item B do ANEXO I, bem como promover a interligação dos municípios constantes do item C do mesmo anexo, nos prazos ali estabelecidos.

CLÁUSULA QUINTA - OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA

Além de outras obrigações decorrentes da lei e das normas regulamentares específicas, constituem encargos da CONCESSIONÁRIA, inerentes à concessão regulada por este Contrato:

- I - fornecer energia elétrica a consumidores localizados em sua área de concessão, nos pontos de entrega definidos nas normas dos serviços, pelas tarifas homologadas pela ANEEL, nas condições estabelecidas nos respectivos contratos de fornecimento e nos níveis de qualidade e continuidade estipulados na legislação, nas normas específicas e no Anexo III deste Contrato;
- II - dar atendimento abrangente ao mercado, sem exclusão das populações de baixa renda e das áreas de baixa densidade populacional, inclusive as rurais, atendidas as normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL;
- III- realizar, por sua conta e risco, as obras necessárias à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, inclusive reposição de bens, operando as instalações e os equipamentos correspondentes de modo a assegurar a regularidade, continuidade, eficiência,



segurança, atualidade, generalidade, cortesia no atendimento e modicidade das tarifas, nos termos da Subcláusula Terceira da Cláusula Segunda deste Contrato;

IV - organizar e manter registro e inventário dos bens e instalações vinculados à concessão e zelar pela sua integridade, providenciando para que, aqueles que, por razões de ordem técnica, sejam essenciais à garantia e confiabilidade do sistema elétrico, estejam sempre adequadamente cobertos por seguro, vedado à CONCESSIONÁRIA, nos termos da legislação específica, alienar, ceder a qualquer título ou dar em garantia sem a prévia e expressa autorização da ANEEL;

V - efetuar, quando determinado pela ANEEL, consoante o planejamento para o atendimento do mercado, os suprimentos de energia elétrica a outras concessionárias e as interligações que forem necessárias;

VI - cumprir e fazer cumprir as normas legais e regulamentares do serviço, respondendo, perante o PODER CONCEDENTE, a ANEEL, os usuários e terceiros, pelos eventuais danos e prejuízos causados em decorrência da exploração dos serviços, ressalvados os danos decorrentes de deficiências técnicas nas instalações internas da unidade consumidora ou da má utilização das instalações;

VII - atender a todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista e previdenciária, os encargos oriundos de normas regulamentares estabelecidas pelo PODER CONCEDENTE e pela ANEEL, bem assim a quaisquer outras obrigações relacionadas ou decorrentes da exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica, especialmente quanto ao pagamento dos valores relativos à fiscalização do serviço público de distribuição, fixados pela ANEEL e recolhidos mensalmente nas datas estabelecidas em conformidade com o art. 13 da Lei nº 9.427/96;

VIII - prestar contas anualmente, à ANEEL, da gestão do serviço público de distribuição de energia elétrica concedido, mediante relatório elaborado segundo as prescrições legais e regulamentares específicas;

IX - prestar contas aos usuários, anualmente, da gestão do serviço público de distribuição de energia elétrica concedido, fornecendo informações específicas sobre os níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação do serviço e modicidade das tarifas, assegurando ampla divulgação nos meios de comunicação acessíveis aos consumidores da sua área de concessão;

X - observar a legislação de proteção ambiental, respondendo pelas consequências de seu eventual descumprimento;

XI - assegurar livre acesso aos seus sistemas de transmissão e distribuição, observada a capacidade operacional do sistema, por parte de produtores de energia elétrica e de consumidores que, por força de lei, possam adquirir energia elétrica de outro fornecedor, mediante celebração de contratos específicos, bem assim cobrar encargos de conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica, consoante as condições gerais de acesso e tarifas estabelecidas pela ANEEL;

XII - publicar, anualmente, suas Demonstrações Financeiras e Relatórios nos termos da legislação vigente;

XIII - realizar programas de treinamento do seu pessoal, visando ao constante aperfeiçoamento do mesmo para a adequada prestação do serviço de distribuição concedido;

XIV - instalar, por sua conta, programa de compensação reativa capacitiva, bem como os equipamentos de monitoramento e controle de tensão necessários para assegurar a qualidade do serviço, inclusive aqueles solicitados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico;

XV - submeter à prévia aprovação da ANEEL qualquer alteração do seu Estatuto Social, transferência de ações do bloco de controle societário que implique mudança desse controle, bem como reestruturação societária da empresa;

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



XVI - observar as normas específicas sobre a Classificação de Contas e o Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, devendo registrar e apurar, separadamente, os investimentos e os custos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, inclusive os relativos às novas instalações, expansões e modificações do seu sistema elétrico;

XVII - observar o disposto em resolução da ANEEL sobre o oferecimento, em garantia, da receita do serviço concedido;

XVIII - manter registro contábil, em separado, das atividades atípicas, não objeto da concessão, ou constituir outra empresa, juridicamente independente, para o exercício dessas atividades;

XIX - subsidiar ou participar do planejamento indicativo do setor elétrico, abrangido pelo art. 174 da Constituição Federal, na forma e condições estabelecidas em regulamento;

XX - participar do Mercado Atacadista de Energia - MAE e do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, quando for o caso, nas condições previstas no Acordo de Mercado e no Estatuto do ONS, e submeter-se às regras e procedimentos emanados dessas entidades; e,

XXI - manter seu acervo documental de acordo com o que determina a Lei nº 8.159, de 8 de janeiro de 1991 e demais normas em vigor.

Subcláusula Primeira - Serão submetidos ao exame e à aprovação da ANEEL, nas hipóteses, condições e segundo procedimentos estabelecidos em regulamento específico, os contratos, convênios, acordos ou ajustes celebrados entre a CONCESSIONÁRIA e acionistas pertencentes ao seu Grupo Controlador, diretos ou indiretos, e empresas controladas ou coligadas, bem como os celebrados com:

I - pessoas físicas ou jurídicas que, juntamente com a CONCESSIONÁRIA, façam parte, direta ou indiretamente, de uma mesma empresa controlada; e,

II - com pessoas físicas ou jurídicas que tenham diretores ou administradores comuns à CONCESSIONÁRIA.

Subcláusula Segunda - Para possibilitar a distribuição da energia elétrica requerida pelos usuários do serviço, de forma regular e adequada, a CONCESSIONÁRIA deverá celebrar os contratos de compra de energia, nos termos do art. 10 da Lei nº 9.648/98, bem como de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição que se fizerem necessários.

Subcláusula Terceira - Na contratação de serviços e na aquisição de materiais e equipamentos vinculados ao serviço objeto deste Contrato, a CONCESSIONÁRIA deverá considerar ofertas de fornecedores nacionais atuantes no respectivo segmento e, nos casos em que haja equivalência entre as ofertas, em termos de preço, prazo de entrega e atendimento às especificações técnicas, obriga-se a assegurar preferência a empresas constituídas sob as leis brasileiras e com sede e administração no País.

Subcláusula Quarta - Compete à CONCESSIONÁRIA captar, aplicar e gerir os recursos financeiros necessários à adequada prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica regulado neste Contrato.

Subcláusula Quinta - A CONCESSIONÁRIA fica obrigada a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, um por cento de sua receita operacional líquida, em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e em ações que tenham por objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica no uso final, nos termos da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e na forma em que dispuser a regulamentação específica sobre a matéria. Para o cumprimento desta obrigação a

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



CONCESSIONÁRIA deverá apresentar à ANEEL, até 31 de janeiro de cada ano, um Programa contendo as ações e suas metas físicas e financeiras, observadas as diretrizes estabelecidas para a sua elaboração, bem como comprovação do cumprimento das obrigações junto ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, na forma em que dispuser o regulamento da referida Lei.

Subcláusula Sexta - O descumprimento das obrigações da Subcláusula anterior, bem como das metas físicas estabelecidas no Programa anual, ainda que parcialmente, sujeitará a concessionária a penalidade de multa limitada esta ao valor mínimo que deveria ser aplicado conforme Subcláusula anterior. Havendo cumprimento das metas físicas sem que tenha sido atingido o percentual mínimo estipulado na Subcláusula anterior, a diferença será obrigatoriamente acrescida ao montante mínimo a ser aplicado no ano seguinte, com as conseqüentes repercussões nos programas e metas."

Subcláusula Sétima - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a submeter à prévia aprovação da ANEEL, qualquer alteração de seu controle acionário, restrito ao bloco de controle, equivalente a, no mínimo, cinquenta por cento mais uma das ações com direito a voto, comprometendo-se, outrossim, a não efetuar, em seus livros sociais, qualquer registro que importe em cessão, transferência ou oneração desse bloco de controle, salvo quando receber a prévia anuência da ANEEL.

CLÁUSULA SEXTA - PRERROGATIVAS DA CONCESSIONÁRIA

A concessão para exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica, referida na Cláusula Primeira deste Contrato, confere à CONCESSIONÁRIA, dentre outras, as seguintes prerrogativas:

- I - utilizar, por prazo indeterminado, os terrenos de domínio público, estabelecendo sobre eles estradas, vias ou caminhos de acesso e as servidões que se tornarem necessárias à exploração do serviço, com sujeição aos regulamentos administrativos;
- II - promover desapropriação e instituição de servidões administrativas sobre bens declarados de utilidade pública, necessários à execução de serviços ou de obras vinculadas ao serviço, arcando com o pagamento das indenizações correspondentes; e,
- III - construir estradas e implantar sistemas de telecomunicações, sem prejuízo de terceiros, para uso exclusivo na exploração do serviço, respeitada a legislação pertinente.

Subcláusula Primeira - As prerrogativas decorrentes da prestação do serviço objeto deste Contrato não conferem à CONCESSIONÁRIA imunidade ou isenção tributária, ressalvadas as situações expressamente indicadas em norma legal específica.

Subcláusula Segunda - Observadas as normas legais e regulamentares específicas, a CONCESSIONÁRIA poderá oferecer, em garantia de contratos de financiamento, os direitos emergentes da concessão que lhe é outorgada, desde que não comprometa a operacionalização e a continuidade da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, observando-se o disposto no inciso XVII da Cláusula Quinta do presente Contrato.

Subcláusula Terceira - Ressalvados os casos expressos na legislação e neste Contrato, o oferecimento da garantia deverá ser precedido de autorização da ANEEL, cuja concordância não

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



dará aos agentes financiadores, direito de qualquer ação contra a ANEEL, em decorrência de descumprimento, pela CONCESSIONÁRIA, dos seus compromissos financeiros.

Subcláusula Quarta - A CONCESSIONÁRIA poderá estabelecer linhas de transmissão destinadas ao transporte de energia elétrica até seus respectivos centros de cargas, sendo-lhe facultada a aquisição negocial das respectivas servidões, mesmo em terrenos de domínio público e faixas de domínio de vias públicas, com sujeição aos regulamentos administrativos.

Subcláusula Quinta - As prerrogativas conferidas à CONCESSIONÁRIA em função deste Contrato não afetarão os direitos de terceiros e dos usuários de energia elétrica, que ficam expressamente ressalvados.

CLÁUSULA SÉTIMA - TARIFAS APLICÁVEIS NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

Pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica que lhe é concedido por este Contrato, a CONCESSIONÁRIA cobrará as tarifas discriminadas no Anexo II, que é rubricado pelas partes e integra este instrumento, ficando homologadas pela ANEEL.

Subcláusula Primeira - É facultado à CONCESSIONÁRIA cobrar tarifas inferiores às discriminadas no Anexo II, desde que a redução não implique pleitos compensatórios posteriores quanto à recuperação do equilíbrio econômico-financeiro e resguardadas as condições constantes na Subcláusula Sétima da Cláusula Segunda.

Subcláusula Segunda - A CONCESSIONÁRIA reconhece que as tarifas indicadas no Anexo II, que serão reposicionadas na forma prevista na Portaria Interministerial nº 152, de 17 de maio de 2000, em conjunto com as regras de reajuste e revisão a seguir descritas, são suficientes, na data do referido reposicionamento, para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato.

Subcláusula Terceira - Os valores das tarifas de que trata esta Cláusula serão reajustados com periodicidade anual, obedecida a legislação e regulamentação vigente e superveniente, 01 (um) ano após a "Data de Referência Anterior", sendo esta definida da seguinte forma:

I - no primeiro reajuste, a data de publicação do reposicionamento tarifário previsto na Portaria Interministerial nº 152, de 17 de maio de 2000; e

II - nos reajustes subsequentes, a data de vigência do último reajuste ou revisão que o tenha substituído, de acordo com o disposto nesta Cláusula.

Subcláusula Quarta - As tarifas decorrentes do reposicionamento tarifário mencionado na Subcláusula anterior, constituirão referência para os reajustes e revisões previstos nesta Cláusula.

Subcláusula Quinta - A periodicidade de reajuste de que trata esta Cláusula poderá ocorrer em prazo inferior a 01 (um) ano, caso a legislação venha assim a permitir, adequando-se, neste caso, a "Data de Referência Anterior" à nova periodicidade estipulada.

Subcláusula Sexta - Para fins de reajuste tarifário, a receita da CONCESSIONÁRIA será dividida em duas parcelas:

PROCURADORIA GERAL DA ANEEL	
--------------------------------	--



Parcela A: parcela da receita correspondente aos seguintes custos: Cota da Reserva Global de Reversão - RGR; cotas da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; valores relativos à taxa de fiscalização do serviço público de distribuição concedido; compra de energia elétrica para revenda; compensação financeira pela exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, quando aplicável; e, encargos de conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Parcela B: valor remanescente da receita da CONCESSIONÁRIA, excluído o ICMS, após a dedução da Parcela A.

Subcláusula Sétima- O reajuste será calculado mediante a aplicação, sobre as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior", do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), assim definido:

$$\text{IRT} = \frac{\text{VPA}_1 + \text{VPB}_0 \times (\text{IVI} \pm \text{X})}{\text{RA}}$$

Onde:

RA: Receita anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", não incluindo o ICMS;

Mercado de Referência: É o mercado de energia assegurada da CONCESSIONÁRIA, nos 12 (doze) meses anteriores ao reajuste em processamento;

IVI: Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM, da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado;

X: Número índice definido pela ANEEL, de acordo com Subcláusula Oitava desta Cláusula, a ser eventualmente subtraído ou acrescido ao IVI.

VPB₀: Valor da Parcela B, referida na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", calculadas da seguinte forma:

$$\text{VPB}_0 = \text{RA} - \text{VPA}_0$$

Onde:

VPA₀: Valor da Parcela A referida na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e a energia comprada em função do "Mercado de Referência";

VPA₁: Valor da Parcela A, referida na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e a energia comprada em função do "Mercado de Referência";

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Subcláusula Oitava - A ANEEL, de acordo com o cronograma apresentado nesta Subcláusula, procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia elétrica, alterando-os para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da CONCESSIONÁRIA, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas. Estas revisões obedecerão ao seguinte cronograma: a primeira revisão será procedida um ano após o quarto reajuste anual concedido, conforme previsto na Subcláusula Terceira; a partir desta primeira revisão, as subseqüentes serão realizadas a cada 4 (quatro) anos.

Subcláusula Nona - No processo de revisão das tarifas, estabelecido na Subcláusula anterior, a ANEEL estabelecerá os valores de X, que deverão ser subtraídos ou acrescidos na variação do IVI ou seu substituto, nos reajustes anuais subseqüentes, conforme descrito na Subcláusula Sétima. Para os primeiros 4 (quatro) reajustes anuais o valor de X será zero.

Subcláusula Décima - A ANEEL poderá, a qualquer tempo, proceder à revisão das tarifas, visando a manter o equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato, sem prejuízo dos reajustes e revisões a que se referem as Subcláusulas anteriores desta Cláusula, caso haja alterações significativas nos custos da CONCESSIONÁRIA, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia elétrica e encargos de uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica que possam ser aprovadas pela ANEEL durante o período, por solicitação desta, devidamente comprovada.

Subcláusula Décima Primeira - No atendimento ao disposto no § 3º do art. 9º da Lei nº 8.987/95, ressalvados os impostos sobre a renda, a criação, alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a assinatura deste Contrato, quando comprovado seu impacto, implicará revisão das tarifas, para mais ou para menos, conforme o caso.

Subcláusula Décima Segunda - Na hipótese de ter ocorrido, após a "Data de Referência Anterior", revisões de tarifas previstas na Subcláusula anterior, que tenham sido realizadas por alteração de tributos ou encargos que não aqueles constantes da Parcela A, quando do reajuste previsto na Subcláusula Sétima, as tarifas, após a aplicação do IRT, serão alteradas, para mais ou para menos, pelos mesmos percentuais destas revisões.

Subcláusula Décima Terceira - Para fins do disposto nesta Cláusula, tributos são todos os impostos, taxas e contribuições incidentes sobre o objeto deste CONTRATO, excetuadas a Contribuição Provisória sobre Movimentações Financeiras - CPMF, a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL ou suas sucedâneas e quaisquer outros existentes ou que venham a ser criados, tendo como base de cálculo o resultado da atividade econômica.

Subcláusula Décima Quarta - A CONCESSIONÁRIA, na eventualidade de qualquer de seus consumidores se tornar autoprodutor ou passar a ser atendido por outra CONCESSIONÁRIA ou por produtor independente, poderá cobrar, pela utilização de suas instalações, as tarifas específicas estabelecidas pela ANEEL, que serão fixadas de forma a assegurar equivalência aos valores das parcelas de suas tarifas de fornecimento, correspondentes às instalações envolvidas no transporte de energia.

Subcláusula Décima Quinta - É vedado à CONCESSIONÁRIA cobrar dos consumidores de energia elétrica, sob qualquer pretexto, valores superiores àqueles homologados pela ANEEL.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Subcláusula Décima Sexta - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a obter a energia elétrica requerida pelos seus consumidores ao menor custo efetivo, dentre as alternativas disponíveis. Na aplicação dos reajustes e revisões previstos nesta Cláusula, serão observados os limites de repasse dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, estabelecidos em resolução da ANEEL.

Subcláusula Décima Sétima - Havendo alteração unilateral do Contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, devidamente comprovado pela CONCESSIONÁRIA, a ANEEL deverá adotar as medidas necessárias ao seu restabelecimento, com efeito a partir da data da alteração.

CLÁUSULA OITAVA - FISCALIZAÇÃO DO SERVIÇO

A exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica objeto deste Contrato será acompanhada, fiscalizada e regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Subcláusula Primeira - A Fiscalização abrangerá o acompanhamento e o controle das ações da CONCESSIONÁRIA nas áreas administrativa, contábil, comercial, técnica, econômica e financeira, podendo a ANEEL estabelecer diretrizes de procedimento ou sustar ações que considere incompatíveis com as exigências da prestação do serviço adequado.

Subcláusula Segunda - Os servidores da ANEEL ou seus prepostos, especialmente designados, terão livre acesso, em qualquer época, a toda e qualquer documentação, pessoas, obras, instalações e equipamentos vinculados ao serviço público de distribuição de energia elétrica, inclusive seus registros contábeis, podendo requisitar, de qualquer setor ou pessoa da CONCESSIONÁRIA, informações e esclarecimentos que permitam aferir a correta execução deste Contrato, bem como os dados considerados necessários para o controle estatístico e planejamento do sistema elétrico nacional, ficando vedado à CONCESSIONÁRIA, restringir, sob qualquer alegação, o disposto nesta Subcláusula.

Subcláusula Terceira - A Fiscalização técnica e comercial do serviço público de distribuição de energia elétrica abrangerá:

- I - a execução dos projetos de obras e instalações;
- II - a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica;
- III - a observância das normas legais e contratuais;
- IV - o desempenho do sistema elétrico da CONCESSIONÁRIA no tocante à qualidade e continuidade do fornecimento efetuado a consumidores finais, nos termos deste Contrato e da legislação específica;
- V - a execução dos programas de incremento à eficiência no uso e na oferta de energia elétrica;
- VI - a estrutura de atendimento a consumidores e de operação e manutenção do sistema elétrico;
- VII - a utilização e o destino da energia; e,
- VIII - a qualidade do atendimento comercial.

Subcláusula Quarta - A Fiscalização econômico-financeira compreenderá a análise e o acompanhamento das operações financeiras, os registros nos livros da CONCESSIONÁRIA,

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO	
--------------------------------------	--



balancetes, relatórios e demonstrações financeiras, prestação anual de contas e quaisquer outros documentos julgados necessários para uma perfeita avaliação da gestão da concessão.

Subcláusula Quinta - A ANEEL poderá determinar à CONCESSIONÁRIA a rescisão de qualquer contrato por ela celebrado, quando verificar que dele possam resultar danos ao serviço público de distribuição de energia elétrica concedido ou tratamento tarifário diferenciado a consumidores que se encontrem na mesma tensão de fornecimento e na mesma classe de consumo, exceto nos casos previstos na legislação.

Subcláusula Sexta - A fiscalização da ANEEL não diminui nem exime as responsabilidades da CONCESSIONÁRIA, quanto à adequação das suas obras e instalações, à correção e legalidade de seus registros contábeis e de suas operações financeiras e comerciais.

Subcláusula Sétima - O desatendimento, pela CONCESSIONÁRIA, das solicitações, notificações e determinações da fiscalização implicará a aplicação das penalidades autorizadas pelas normas dos serviços e por este Contrato.

CLÁUSULA NONA - PENALIDADES

Pelo descumprimento das disposições legais, regulamentares e contratuais pertinentes ao serviço e instalações de energia elétrica, a CONCESSIONÁRIA estará sujeita às penalidades conforme legislação em vigor, especialmente àquelas estabelecidas em Resolução da ANEEL, sem prejuízo do disposto no inciso III, art. 17, Anexo I, do Decreto nº 2.335/97 e nas Cláusulas Décima e Décima Primeira deste Contrato.

Subcláusula Primeira - A CONCESSIONÁRIA estará sujeita à penalidade, entre outras, de multa, aplicada pela ANEEL, no valor máximo, por infração incorrida, de 2% (dois por cento) do valor do faturamento da CONCESSIONÁRIA nos últimos 12 (doze) meses anteriores à lavratura do auto de infração, nos termos da Lei.

Subcláusula Segunda - As penalidades serão aplicadas mediante procedimento administrativo, guardando proporção com a gravidade da infração, em que se assegure à CONCESSIONÁRIA amplo direito de defesa e ao contraditório. Nos casos de transgressão de padrões de qualidade de serviço ao consumidor, individualmente considerado, será observado o procedimento previsto no Anexo III deste Contrato.

Subcláusula Terceira - Quando a penalidade consistir em multa por transgressão de padrões de qualidade de serviço a um grupo de consumidores ou por descumprimento de disposições legais, regulamentares e contratuais e o respectivo valor não for recolhido no prazo fixado pela fiscalização, a ANEEL promoverá a sua cobrança judicial, por via de execução, na forma da legislação específica.

Subcláusula Quarta - Nos casos de descumprimento das penalidades impostas por infração, ou descumprimento de notificação ou determinação do PODER CONCEDENTE para regularizar a prestação de serviços, poderá ser decretada a caducidade da concessão, na forma estabelecida na lei

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



e neste Contrato, sem prejuízo da apuração das responsabilidades da CONCESSIONÁRIA perante o PODER CONCEDENTE, a ANEEL, os usuários e terceiros.

CLÁUSULA DÉCIMA - INTERVENÇÃO NA CONCESSÃO

Sem prejuízo das penalidades cabíveis e das responsabilidades incidentes, a ANEEL poderá intervir na concessão, a qualquer tempo, para assegurar a adequada prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica ou o cumprimento, pela CONCESSIONÁRIA, das normas legais, regulamentares e contratuais.

Subcláusula Primeira - A intervenção será determinada por Resolução da ANEEL, que designará o Interventor, o prazo da intervenção e os objetivos e limites da medida, devendo ser instaurado, dentro dos 30 (trinta) dias seguintes da publicação da resolução, o correspondente procedimento administrativo, para comprovar as causas determinantes da medida e as responsabilidades incidentes, assegurando-se à CONCESSIONÁRIA direito de ampla defesa e ao contraditório.

Subcláusula Segunda - Se o procedimento administrativo não for concluído dentro de 180 (cento e oitenta) dias, considerar-se-á inválida a intervenção, devolvendo-se à CONCESSIONÁRIA a administração do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Subcláusula Terceira - Será declarada a nulidade da intervenção se ficar comprovado que esta não observou os pressupostos legais e regulamentares, devendo o serviço público de distribuição de energia elétrica ser imediatamente devolvido à CONCESSIONÁRIA, sem prejuízo de seu direito de indenização.

Subcláusula Quarta - Cessada a intervenção, se não for extinta a concessão, a administração do serviço público de distribuição de energia elétrica será devolvida à CONCESSIONÁRIA, precedida de prestação de contas pelo interventor, que responderá pelos atos praticados durante a sua gestão.

CLÁUSULA DÉCIMA PRIMEIRA - EXTINÇÃO DA CONCESSÃO, REVERSÃO DOS BENS E INSTALAÇÕES VINCULADOS

A concessão para exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica regulada por este Contrato, considerar-se-á extinta, observadas as normas legais específicas, nos seguintes casos:

- I - pelo advento do termo final do contrato;
- II - pela encampação do serviço;
- III - pela caducidade;
- IV - pela rescisão;
- V - pela anulação decorrente de vício ou irregularidade constatada no procedimento ou no ato de sua outorga; e
- VI - em caso de falência ou extinção da CONCESSIONÁRIA.

Subcláusula Primeira - O advento do termo final do contrato opera, de pleno direito, a extinção da concessão, facultando-se à ANEEL, a seu exclusivo critério, prorrogar o presente Contrato até a assunção de nova concessionária.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Subcláusula Segunda - Extinta a concessão, operar-se-á, de pleno direito, a reversão, ao PODER CONCEDENTE, dos bens e instalações vinculados ao serviço, procedendo-se os levantamentos e as avaliações, bem como a determinação do montante da indenização devida à CONCESSIONÁRIA, observados os valores e as datas de sua incorporação ao sistema elétrico.

Subcláusula Terceira - Para efeito da reversão, os bens vinculados ao serviço concedido são os utilizados, direta ou indiretamente, exclusiva e permanentemente, na prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

Subcláusula Quarta - Para atender ao interesse público, mediante lei autorizativa específica, o PODER CONCEDENTE poderá retomar o serviço, após prévio pagamento da indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados pela CONCESSIONÁRIA para garantir a continuidade e a atualidade do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Subcláusula Quinta - Verificada qualquer das hipóteses de inadimplência previstas na legislação específica e neste Contrato, a ANEEL promoverá a declaração de caducidade da concessão, que será precedida de processo administrativo para verificação das infrações ou falhas da CONCESSIONÁRIA, assegurado direito de defesa e garantida a indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço público de distribuição de energia elétrica. Da indenização apurada serão deduzidos os valores das penalidades e dos danos decorrentes do fato motivador da caducidade.

Subcláusula Sexta - Para efeito de indenizações de que tratam as Subcláusulas Segunda, Terceira, Quarta e Quinta o valor de indenização dos bens reversíveis será aquele resultante de inventário procedido pela ANEEL ou preposto especialmente designado, e seu pagamento realizado com os recursos da Reserva Global de Reversão - RGR, na forma do art. 33 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, Regulamento dos Serviços de Energia Elétrica, e do art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, alterado pelo art. 9º da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, após finalizado o processo administrativo e esgotado todos os prazos e instâncias de recurso.

Subcláusula Sétima - O processo administrativo acima mencionado não será instaurado até que tenha sido dado inteiro conhecimento à CONCESSIONÁRIA, em detalhes, de tais infrações contratuais, bem como tempo suficiente para providenciar as correções de acordo com os termos deste Contrato.

Subcláusula Oitava - A declaração da caducidade não acarretará, para o PODER CONCEDENTE, qualquer responsabilidade em relação aos ônus, encargos ou compromissos com terceiros que tenham sido contratados pela CONCESSIONÁRIA, nem com relação aos empregados desta.

Subcláusula Nona - Alternativamente à declaração de caducidade, poderá o PODER CONCEDENTE restringir a área da concessão, promover a subconcessão ou desapropriar o bloco de ações de controle da CONCESSIONÁRIA e levá-lo a leilão público. Neste último caso, o valor apurado no leilão será transferido ao ACIONISTA CONTROLADOR, até o montante líquido da indenização que lhe seria devida no caso da caducidade.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Subcláusula Décima - Mediante ação judicial especialmente intentada para esse fim, poderá a CONCESSIONÁRIA promover a rescisão deste Contrato, no caso de descumprimento, pelo PODER CONCEDENTE, das normas aqui estabelecidas. Nesta hipótese, a CONCESSIONÁRIA não poderá interromper a prestação do serviço, enquanto não transitar em julgado a decisão judicial que decretar a extinção deste Contrato.

Subcláusula Décima Primeira - Em qualquer hipótese de extinção da concessão, o PODER CONCEDENTE assumirá, imediatamente, a prestação do serviço para garantir a sua continuidade e regularidade.

CLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA - ELETRIFICAÇÃO RURAL

A CONCESSIONÁRIA obriga-se a implementar e participar de programas de eletrificação rural, com vistas à incorporação da potencial demanda desse segmento e ao pleno atendimento do mercado de energia elétrica em sua área de concessão.

Subcláusula Primeira - A CONCESSIONÁRIA compromete-se a participar dos programas e ações decorrentes de políticas públicas federais ou estaduais que visem fomentar a eletrificação rural em sua área de concessão, quando solicitada, por escrito, pelos órgãos públicos promotores. A adesão se dará mediante instrumento jurídico próprio, onde serão definidas as obrigações das partes, o montante a ser investido e sua divisão entre os participantes, as metas físicas e respectivos prazos.

Subcláusula Segunda - No caso de não adesão da CONCESSIONÁRIA aos programas públicos de eletrificação rural para os quais tenha sido convocada, fica a seu encargo propor à ANEEL, no prazo de 90 dias, uma alternativa de atendimento da demanda identificada de seu mercado, em cumprimento do que dispõe o inciso II da Cláusula Quinta deste Contrato.

Subcláusula Terceira - A participação da CONCESSIONÁRIA observará, em todos os casos, as determinações da legislação de regência para prestação dos serviços públicos de energia elétrica.

CLÁUSULA DÉCIMA TERCEIRA - COMPROMISSO DO ACIONISTA CONTROLADOR

O ACIONISTA CONTROLADOR declara aceitar e submeter-se às condições e Cláusulas deste Contrato, obrigando-se a introduzir, no Estatuto Social da CONCESSIONÁRIA, disposição no sentido de não transferir, ceder ou de qualquer forma alienar, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosamente, as ações que fazem parte do bloco de controle sem a prévia concordância da ANEEL.

Subcláusula Única - Na hipótese de transferência, integral ou parcial, de ações que fazem parte do bloco de controle acionário, o(s) novo(s) acionista(s) controlador(es) deverá(ão) assinar termo de anuência e submissão às Cláusulas deste Contrato e às normas legais e regulamentares da concessão.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



CLÁUSULA DÉCIMA QUARTA - DELEGAÇÃO DE COMPETÊNCIA

Tendo em vista o disposto no art. 36 da Lei nº 9.074/95, e no art. 20 da Lei nº 9.427/96, a ANEEL delegará ao ESTADO DO MARANHÃO competência para o desempenho das atividades complementares de fiscalização, controle e regulação dos serviços e instalações de energia elétrica operados pela CONCESSIONÁRIA.

Subcláusula Única - A delegação de competência prevista nesta cláusula será conferida nos termos e condições que vierem a ser definidos em Convênio de Cooperação, uma vez comprovado, pelo ESTADO DO MARANHÃO, a estruturação de órgão aparelhado, técnica e administrativamente, para a execução das atividades respectivas.

CLÁUSULA DÉCIMA QUINTA - MODO AMIGÁVEL DE SOLUÇÃO DE DIVERGÊNCIAS E FORO DO CONTRATO

Resguardado o interesse público, na hipótese de divergência na interpretação ou execução de dispositivos do presente Contrato, a CONCESSIONÁRIA poderá solicitar, às áreas organizacionais da ANEEL, afetas ao assunto, a realização de audiências com a finalidade de harmonizar os entendimentos, conforme procedimento aplicável.

Subcláusula Única - Para dirimir as dúvidas ou controvérsias não solucionadas de modo amigável, na forma indicada no *caput* desta Cláusula, fica eleito o Foro da Justiça Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal, com renúncia expressa das partes a outros, por mais privilegiados que forem.

CLÁUSULA DÉCIMA SEXTA - PUBLICAÇÃO E REGISTRO DO CONTRATO

O presente Contrato será registrado e arquivado na ANEEL, que providenciará, dentro dos 20 (vinte) dias de sua assinatura, a publicação de seu extrato no Diário Oficial.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Assim estando ajustado, fizeram as partes lavrar o presente instrumento, em 4 (quatro) vias de igual teor que são assinadas pelos representantes da ANEEL, da CONCESSIONÁRIA, do ACIONISTA CONTROLADOR, e do INTERVENIENTE DELEGATÁRIO, juntamente com as testemunhas abaixo, para os devidos efeitos legais

Brasília- DF, em 11 de agosto de 2000

PELA ANEEL:

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

Diretor-Geral da ANEEL

PELA CONCESSIONÁRIA:

NELSON MALIZIA ALVES

Diretor Presidente

MARIA DA GRAÇA MENDES BERTRAND

Diretora

PELO ACIONISTA CONTROLADOR:

PAULO ROGÉRIO DE ARAÚJO

BRANDÃO COUTO

Diretor Presidente

CARLOS JOSÉ SANTOS SILVA

Diretor

PELO INTERVENIENTE DELEGATÁRIO:

ANA MARIA DIAS VIEIRA

Procuradora-Geral do Estado do Maranhão

TESTEMUNHAS:

EDUARDO HENRIQUE ELLERY FILHO

CPF: 151.923.691-34

CRISTIANE ROMANO FARHAT FERRAZ

CPF: 142.419.908-51

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



ANEXO I**ÁREA DE CONCESSÃO REAGRUPADA****A - MUNICÍPIOS ATENDIDOS E INTERLIGADOS**

ESTADO DO MARANHÃO	
MUNICÍPIO	MUNICÍPIO
AÇAILÂNDIA	CEDRAL
AFONSO CUNHA	CENTRAL DO MARANHÃO
ÁGUA DOCE DO MARANHÃO	CENTRO DO GUILHERME
ALCÂNTARA	CHAPADINHA
ALDEIAS ALTAS	CIDELÂNDIA
ALTAMIRA DO MARANHÃO	CODÓ
ALTO ALEGRE DO MARANHÃO	COELHO NETO
ALTO ALEGRE DO PINDORÉ	COLINAS
ALTO PARNAÍBA	CONCEIÇÃO DO LAGO-AÇU
AMAPÁ DO MARANHÃO	COROATÁ
AMARANTE DO MARANHÃO	CURURUPU
ANAJATUBA	DAVINÓPOLIS
ANAPURUS	DOM PEDRO
APICUM-AÇU	DUQUE BACELAR
ARAGUANÃ	ESPERANTINÓPOLIS
ARAIOSES	ESTREITO
ARAME	FEIRA NOVA DO MARANHÃO
ARARI	FORMOSA DA SERRA NEGRA
AXIXÁ	FORTALEZA DOS NOGUEIRAS
BACABAL	FORTUNA
BACABEIRA	GODOFREDO VIANA
BACURI	GOÑÇALVES DIAS
BACURITUBA	GOVERNADOR ARCHER
BALSAS	GOVERNADOR EDISON LOBÃO
BARÃO DE GRAJAÚ	GOVERNADOR EUGÊNIO BARROS
BARRA DO CORDA	GOVERNADOR LUIZ ROCHA
BARREIRINHAS	GOVERNADOR NEWTON BELLO
BELA VISTA DO MARANHÃO	GOVERNADOR NUNES FREIRE
BELÁGUA	GRAÇA ARANHA
BENEDITO LEITE	GRAJAÚ
BEQUIMÃO	GUIMARÃES
BERNARDO DO MEARIM	HUMBERTO DE CAMPOS
BOA VISTA DO GURUPI	ICATU
BOM JARDIM	IGARAPÉ DO MEIO
BOM JESUS DAS SELVAS	IGARAPÉ GRANDE
BOM LUGAR	IMPERATRIZ
BREJO	ITAPECURU MIRIM
BREJO DE AREIA	ITINGA DO MARANHÃO
BURITI	JATOBÁ
BURITI BRAVO	JENIPAPO DOS VIEIRAS
BURITICUPU	JOÃO LISBOA
BURITIRAMA	JOSELÂNDIA
CACHOEIRA GRANDE	JUNCO DO MARANHÃO
CAJAPIÓ	LAGO DA PEDRA
CAJARI	LAGO DO JUNCO
CAMPESTRE DO MARANHÃO	LAGO VERDE
CÂNDIDO MENDES	LAGOA DO MATO

PROCURADORIA
GERAL/ANEEL
VISTO



ESTADO DO MARANHÃO	
MUNICIPIO	MUNICIPIO
CANTANHEDE	LAGOA DOS RODRIGUES
CAPINZAL DO NORTE	LAGOA GRANDE DO MARANHÃO
CAROLINA	MAGALHÃES DE ALMEIDA
CARUTAPERÁ	MARACAÇUMÉ
CAXIAS	MARANHÃOZINHO
MATA ROMA	LUÍS DOMINGUES
MATINHA	SANTA LUZIA
MATÕES	SANTA LUZIA DO PARUÁ
MATÕES DO NORTE	SANTA QUITÉRIA DO MARANHÃO
MILAGRES DO MARANHÃO	SANTA RITA
MIRADOR	SANTANA DO MARANHÃO
MIRANDA DO NORTE	SANTO AMARO DO MARANHÃO
MIRINZAL	SANTO ANTÔNIO DOS LOPES
MONÇÃO	SÃO BENEDITO DO RIO PRETO
MONTES ALTOS	SÃO BENTO
MORROS	SÃO BERNARDO
NINA RODRIGUES	SÃO DOMINGOS DO AZEITÃO
NOVA COLINAS	SÃO DOMINGOS DO MARANHÃO
NOVA IORQUE	SÃO FÉLIX DE BALSAS
NOVA OLINDA DO MARANHÃO	SÃO FRANCISCO DO BREJÃO
OLHO D'ÁGUA DAS CUNHÃS	SÃO FRANCISCO DO MARANHÃO
OLINDA NOVA DO MARANHÃO	SÃO JOÃO BATISTA
PAÇO DO LUMIAR	SÃO JOÃO DO CARÚ
PALMEIRÂNDIA	SÃO JOÃO DO PARAÍSO
PARAIBANO	SÃO JOÃO DO SOTER
PARNARAMA	SÃO JOÃO DOS PATOS
PASSAGEM FRANCA	SÃO JOSÉ DE RIBAMAR
PASTOS BONS	SÃO JOSÉ DOS BASÍLIOS
PAULINO NEVES	SÃO LUÍS
PAULO RAMOS	SÃO LUÍS GONZAGA DO MARANHÃO
PEDREIRAS	SÃO MATEUS DO MARANHÃO
PEDRO DO ROSÁRIO	SÃO PEDRO DA ÁGUA BRANCA
PENALVA	SÃO PEDRO DOS CRENTES
PERI MIRIM	SÃO RAIMUNDO DAS MANGABEIRAS
PERITORÓ	SÃO RAIMUNDO DO DOCA BEZERRA
PINDARÉ MIRIM	SÃO ROBERTO
PINHEIRO	SÃO VICENTE FERRER
PIO XII	SATUBINHA
PIRAPEMAS	SENADOR ALEXANDRE COSTA
POÇÃO DE PEDRAS	SENADOR LA ROCQUE
PORTO FRANCO	SERRANO DO MARANHÃO
PORTO RICO DO MARANHÃO	SÍTIO NOVO
PRESIDENTE DUTRA	SUCUPIRA DO NORTE
PRESIDENTE JUSCELINO	SUCUPIRA DO RIACHÃO
PRESIDENTE MÉDICI	TIMBIRAS
PRESIDENTE SARNEY	TIMON
PRESIDENTE VARGAS	TRIZIDELA DO VALE
PRIMEIRA CRUZ	TUFILÂNDIA
RAPOSA	TUNTUM
RIACHÃO	TURIAÇU
RIBAMAR FIQUENE	TURILÂNDIA
ROSÁRIO	TUTÓIA
SAMBAÍBA	URBANO SANTOS
SANTA FILOMENA DO MARANHÃO	VARGEM GRANDE
SANTA HELENA	VIANA

PROCURADORIA	
GERAL/ANEEL	
VISTO	



ESTADO DO MARANHÃO	
MUNICÍPIO	MUNICÍPIO
SANTA INÊS	VILA NOVA DOS MARTÍRIOS
LAJEADO NOVO	VITÓRIA DO MEARIM
LIMA CAMPOS	VITORINO FREIRE
LORETO	ZÉ DOCA

B - MUNICÍPIOS NÃO ATENDIDOS

ESTADO DO MARANHÃO	
MUNICÍPIO	PRAZO MÁXIMO PARA ATENDIMENTO
FERNANDO FALCÃO	Até Dezembro/2000
ITAIPAVA DO GRAJAÚ	Até Dezembro/2000
MARAJÁ DO SENÁ	Até Dezembro/2000

C - MUNICÍPIOS ATENDIDOS MAS NÃO INTERLIGADOS

ESTADO DO MARANHÃO	
MUNICÍPIO	PRAZO MÁXIMO PARA INTERLIGAÇÃO
CENTRO NOVO DO MARANHÃO	Até Dezembro/2000
TASSO FRAGOSO	Até Junho/2001

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



ANEXO II**TARIFA DE FORNECIMENTO**

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 180, DE 9 DE JUNHO DE 1999

Homologa as Tarifas de Fornecimento e Suprimento de Energia Elétrica para a Companhia Energética do Maranhão - CEMAR.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no inciso X do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, no art. 70 da Lei nº 9.069, de 29 de junho de 1995, e na Portaria Interministerial nº 121, de 7 de junho de 1999, resolve:

Art. 1º Homologar as tarifas de energia elétrica constantes dos Anexos a esta Resolução, para os fornecimentos a consumidores finais e para suprimento de energia elétrica a outros concessionários, efetuados pela Companhia Energética do Maranhão - CEMAR.

§ 1º As tarifas constantes do Anexo I entram em vigor na data de publicação desta Resolução.

§ 2º As tarifas constantes do Anexo II entram em vigor a partir de 8 de julho de 1999.

§ 3º As tarifas constantes do Anexo III entram em vigor a partir de 7 de agosto de 1999.

Art. 2º As tarifas relativas ao Anexo I trazem em sua composição o percentual de 0,590%, a título de compensação de dispêndios já realizados.

Parágrafo único. O percentual referido nesse artigo vigorará pelo período de doze meses, não gerando nenhum efeito nos subsequentes reajustes e revisões.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



ANEXO III À RESOLUÇÃO ANEEL Nº 180/99

QUADRO A

TARIFA CONVENCIONAL		
SUBGRUPO	DEMANDA	CONSUMO
	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A2 (88 a 138 kV)	13,48	33,90
A3 (69 kV)	14,53	36,55
A3a (30 kV a 44 kV)	5,02	73,76
A4 (2,3 kV a 25 kV)	5,23	76,46
AS (Subterrâneo)	7,71	80,04
B1-RESIDENCIAL:		155,52
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:		
Consumo mensal até 30 kWh		54,44
Consumo mensal de 31 a 100 kWh		93,32
Consumo mensal de 101 a 140 kWh		139,97
B2-RURAL		86,94
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		61,44
B2-SERVIÇO DE IRRIGAÇÃO		79,96
B3-DEMAIS CLASSES		138,69
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:		
B4a - Rede de Distribuição		71,46
B4b - Bulbo da Lâmpada		78,43
B4c - Nível de IP acima do Padrão		116,21

QUADRO B

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL		
SEGMENTO HORÁRIO SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	FORA DE PONTA
A1 (230 kV ou mais)	7,90	1,66
A2 (88 a 138 kV)	8,50	1,96
A3 (69 kV)	11,40	3,12
A3a (30 a 44 kV)	13,29	4,45
A4 (2,3 a 25 kV)	13,80	4,60
AS (Subterrâneo)	14,44	7,06

QUADRO C

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL				
SEGMENTO SAZONAL SUBGRUPO	CONSUMO (R\$/MWh)			
	PONTA		FORA DE PONTA	
	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A1	44,96	39,34	31,82	27,05
A2	47,66	44,46	34,15	31,33
A3	53,99	47,88	37,19	32,11
A3a	87,32	80,81	41,52	36,71
A4	90,54	83,78	43,04	38,04
AS (Sub)	94,75	87,69	45,05	39,81



PROCURADORIA
GERAL/ANEEL
VISTO

QUADRO D

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL		
SEGMENTO HORO-SAZONAL SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	FORA DE PONTA
	SECA OU ÚMIDA	SECA OU ÚMIDA
A1 (230 kV ou mais)	29,28	6,15
A2 (88 a 138 kV)	31,46	7,18
A3 (69 kV)	42,25	11,54
A3a (30 a 44 kV)	44,79	14,93
A4 (2,3 a 25 kV)	41,41	13,80
AS (Subterrâneo)	43,34	21,16

QUADRO E

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)
A3a (30 kV a 44 kV)	4,45
A4 (2,3 kV a 25 kV)	4,60
AS (Subterrâneo)	7,06

QUADRO F

SEGMENTO HORO- SAZONAL SUBGRUPO	TARIFA HORO-SAZONAL VERDE			
	CONSUMO (R\$/MWh)			
	PONTA		FORA DE PONTA	
	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A3a	395,15	388,67	41,52	36,71
A4	409,66	402,96	43,04	38,04
AS (Sub)	428,71	421,69	45,05	39,81

QUADRO G

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL VERDE	
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)
	PERÍODO SECO OU ÚMIDO
A3a (30 a 44 kV)	14,93
A4 (2,3 a 25 kV)	13,80
AS (Subterrâneo)	21,16

QUADRO H

TARIFA DE ETST	
SUBGRUPO	CONSUMO (R\$/MWh)
A1 e A2	11,64
A3	13,17
A3a	13,90
A4 e AS	13,60

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



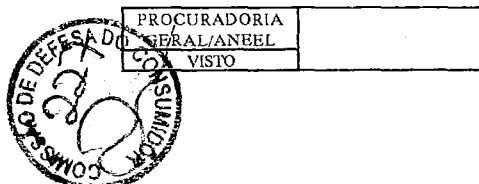
QUADRO I

TARIFA DE EMERGÊNCIA - AUTOPRODUTOR		
SUBGRUPO	DEMANDA	CONSUMO
	(R\$/kW.ANO)	(R\$/MWh)
A2 (88 a 138 kV) HORO-SAZONAL AZUL	32,29	141,82
A3 (69 kV) HORO-SAZONAL AZUL	33,09	199,32
A3a (30 a 44 kV) HORO-SAZONAL AZUL	37,51	208,73
A3a (30 a 44 kV) HORO-SAZONAL VERDE	9,37	208,73
A4 (2,3 a 25 kV) HORO-SAZONAL AZUL	34,67	193,00
A4 (2,3 a 25 kV) HORO-SAZONAL VERDE	8,66	193,00

QUADRO J

DESCONTOS PERCENTUAIS		
UNIDADE CONSUMIDORA	DEMANDA	CONSUMO
RURAL - GRUPO A	10	10
COOPERATIVAS - GRUPO A	50	50
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO A	15	15
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO B	-	15

SUPRIDOR :		CEMAR	
SUPRIDOR :		CEPISA	
TENSÃO kV	MODALIDADE	DEMANDA R\$/kW	ENERGIA R\$/MWh
13,8	PRÓPRIO	3,20	32,23



ANEXO III**QUALIDADE DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA****I - INTRODUÇÃO**

A Lei nº 8987, de 13/02/1995, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão dos serviços públicos, em seu Art. 6º define que "toda a concessão ou permissão pressupõe a prestação de **serviço adequado** ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato". Define, ainda, no § 1º, deste mesmo Art., **serviço adequado** como sendo "o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas".

A Lei nº 9.074, de 07/07/95, que estabelece normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos, estabelece no § 1º, do Art.25: " Os contratos de concessão e permissão conterão, além do estabelecido na legislação em vigor, cláusulas relativas a requisitos mínimos de desempenho técnico da concessionária ou permissionária, bem assim, sua aferição pela fiscalização através de índices apropriados. O § 2º do mesmo artigo cita: " No contrato de concessão ou permissão, as cláusulas relativas à qualidade técnica, referidas no parágrafo anterior, serão vinculadas a penalidades progressivas, que guardarão proporcionalidade com o prejuízo efetivo ou potencial causado ao mercado."

A qualidade dos serviços de energia elétrica, manifestada nas referidas Leis, será supervisionada por meio de indicadores que a expressem em termos de valores associados a grupos de consumidores, bem como por valores individuais, que representem a qualidade oferecida a determinado consumidor.

Na sistemática de supervisão da qualidade serão contemplados enfoques sobre: a continuidade do fornecimento, a qualidade do atendimento comercial (aspectos do relacionamento do consumidor com a área comercial da Concessionária), conformidade (aspectos relacionados à tensão de fornecimento), as perdas de energia elétrica, a satisfação do consumidor e a segurança dos serviços prestados.

Os indicadores de qualidade serão obtidos segundo procedimentos descritos neste ANEXO, baseados em atividades rotineiras, a maioria já existentes na Concessionária.

Considerando o período de vigência deste Contrato e a necessidade de adequação dos padrões e indicadores definidos neste ANEXO, buscando atender aos requisitos de qualidade crescente demandados pela sociedade, a Concessionária se compromete a acatar qualquer alteração, através de norma de caráter geral, estabelecida pela ANEEL para estes indicadores ou outros que venham a ser implantados com seus respectivos padrões.

Assim, os critérios, indicadores, padrões e fórmulas definidores da qualidade da prestação dos serviços e penalidades pelo seu descumprimento, constantes deste ANEXO, poderão ser objeto de alteração, a qualquer tempo, a critério da ANEEL, conforme previsto no Contrato.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



II – SISTEMA DE ATENDIMENTO DAS RECLAMAÇÕES DOS CONSUMIDORES

A Concessionária deverá dispor de sistemas ou mecanismos de atendimento adequados que garantam ao consumidor final acesso a esta, para apresentar suas reclamações quanto a problemas relacionados ao fornecimento de energia elétrica, sem prejuízo do emprego de outras formas de monitoramento automático da rede, a critério da Concessionária.

Deverão ser observados os critérios estabelecidos em Resolução específica da ANEEL.

III – TERMINOLOGIA E DEFINIÇÕES

Visando um perfeito entendimento deste ANEXO, é adotada a seguinte terminologia:

DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

Exprime o intervalo de tempo que, em média, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica no período de apuração.

FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

Exprime o número de interrupções ocorridas, em média, em cada unidade consumidora do conjunto considerado no período de apuração.

DIC - Duração de Interrupção por Unidade Consumidora

Exprime o intervalo de tempo que em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica no período de apuração.

FIC - Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora

Exprime o número de interrupções ocorridas em que cada unidade consumidora no período de apuração.

Ocorrência

É uma anomalia no sistema elétrico que gera uma ação corretiva da Concessionária.

TMA - Tempo Médio de Atendimento

Trata-se do quociente entre a somatória dos tempos transcorridos desde o recebimento da reclamação até o restabelecimento da distribuição, ou do término do atendimento, nos casos onde não houve interrupção da distribuição de energia elétrica, e o número de ocorrências no período de apuração.



Indicador

É uma representação quantificável do desempenho de um sistema físico, utilizada para a mensuração da continuidade apurada e análise comparativa com os padrões estabelecidos.

Padrão

É o valor limite de um indicador de continuidade aprovado pela ANEEL e utilizado para a análise comparativa com os indicadores de continuidade apurados.

Conjunto de Unidades Consumidores

Qualquer agrupamento de unidades consumidoras, global ou parcial, de uma mesma área de concessão de distribuição, definido pela concessionária ou permissionária e aprovado pela ANEEL.

Nível de Tensão

É o valor da tensão eficaz medida em regime permanente de funcionamento do sistema.

Interrupção

É a descontinuidade do neutro ou da tensão disponível em qualquer uma das fases de um circuito elétrico que atende a unidade consumidora.

Restabelecimento da Continuidade da Distribuição de Energia Elétrica

É o retorno da tensão em todas as fases e neutro, com permanência mínima de tempo igual a 1 (um) minuto, no ponto de entrega de energia elétrica da unidade consumidora.

IV – INFORMAÇÕES MÍNIMAS AOS CONSUMIDORES**DEC, FEC, DIC e FIC**

A Concessionária deverá informar, na fatura de energia elétrica de cada consumidor, os índices de continuidade, em obediência às disposições estabelecidas em Resolução específica da ANEEL.

Padrões técnicos

A Concessionária deverá disponibilizar para seus consumidores todos os padrões técnicos por esta adotados e que devam ser cumpridos pelo consumidor, podendo para isto utilizar-se de meios eletrônicos, observando que estas informações deverão ser fornecidas, em manuais impressos, quando solicitadas, e a preço acessível aos consumidores.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Tempo previsto para serviços

Para qualquer solicitação de serviço ou reclamação de consumidor a Concessionária deverá informar ao demandante o prazo previsto para verificação e/ou atendimento ao pedido, excetuando-se os casos de emergência.

Estes prazos deverão ser compatíveis com a Legislação existente.

V – ABRANGÊNCIA

Os indicadores e padrões aqui descritos deverão ser aplicados a todas as localidades atendidas pela Concessionária, independente do tipo de fornecimento, se através do sistema interligado ou de sistema isolado.

VI – INDICADORES A SEREM CONTROLADOS OU ACOMPANHADOS E PENALIDADES APLICÁVEIS

Os seguintes indicadores serão controlados e estarão sujeitos a penalidades quando da transgressão dos padrões estabelecidos: DEC, FEC, DIC, FIC, TMA, Indicadores Comerciais e Níveis de Tensão.

Os indicadores a serem acompanhados e que não estarão sujeitos a penalidades serão: Pesquisa de Opinião Pública, Segurança e Perdas de Energia Elétrica.

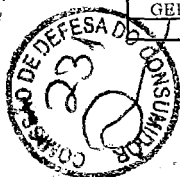
O controle e acompanhamento da qualidade, os procedimentos para coleta, apuração e envio de dados dos indicadores à ANEEL, bem como o tratamento das penalidades a que estará sujeita a Concessionária, serão aqueles definidos em legislação específica da ANEEL e neste Anexo.

VII – OBRIGAÇÕES ADICIONAIS DA CONCESSIONÁRIA

A Concessionária deverá cumprir as seguintes obrigações adicionais visando complementar os requisitos de qualidade na prestação de serviços:

- ?? Deixar disponível cópias da Legislação específica e deste ANEXO III do Contrato de Concessão relativos à qualidade do fornecimento de energia elétrica em todos os postos de atendimento público.
- ?? Deixar disponível cópias do Contrato de Concessão em áreas específicas da Empresa, particularmente naquelas que tratam dos indicadores aqui relacionados.
- ?? Realizar todas as ligações novas, obrigatoriamente, com a instalação de medição, excluindo-se casos previstos em Legislação específica.
- ?? Fornecer ao consumidor, quando do pedido de serviços à Concessionária, protocolo com os prazos regulamentares relativos aos serviços solicitados, excetuando-se os casos de emergência.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



- ?? Informar verbalmente ao consumidor, quando o pedido de serviços for realizado via atendimento telefônico, sobre os prazos regulamentares relativos aos serviços solicitados, além de identificação do atendente e número do protocolo de atendimento, excetuando-se os casos de emergência.
- ?? Manter o registro de reclamações dos consumidores à disposição dos interessados.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



APÊNDICE 1**PROCEDIMENTOS PARA COLETA, APURAÇÃO E ENVIO DE DADOS DOS INDICADORES DEC E FEC**

Estes procedimentos deverão respeitar as disposições estabelecidas em Resolução específica da ANEEL.

PADRÕES DE DEC E FEC

Os padrões a serem observados pela Concessionária deverão obedecer a um critério de evolução na melhoria dos indicadores, tendo como referência os valores históricos verificados.

Os padrões fixados para o ano de 2000 para cada conjunto de unidades consumidoras da Concessionária, estão apresentados nas tabelas, ao final deste Apêndice, com limites de DEC e FEC por conjunto de unidades consumidoras.

Os padrões de DEC e FEC para os outros anos deverão ser estabelecidos em conformidade com Resolução específica da ANEEL.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO	
--------------------------------------	--



PADRÕES DE DEC E FEC POR CONJUNTO - ANO: 2000		
CONJUNTOS	DEC	FEC
AÇAILÂNDIA	70	70
AFONSO CUNHA	120	90
ÁGUA DOCE	120	90
ALCÂNTARA	70	70
ALDEIAS ALTAS	70	70
ALTAMIRA	120	90
ALTO ALEGRE	70	70
ALTO ALEGRE DO MA	70	70
ALTO PARNAÍBA	70	70
AMAPÁ	120	90
AMARANTE	70	70
ANAJATUBA	70	70
ANAPURUS	70	70
APICUM AÇU	120	90
ARAGUANÃ	120	90
ARAIÓSES	70	70
ARAME	70	70
ARARI	70	70
AXIXÁ	120	90
BACABAL	40	50
BACABEIRA	120	90
BACURI	70	70
BACURITUBA	120	90
BALSAS	50	60
BARÃO DE GRAJAÚ	70	70
BARRA DO CORDA	50	60
BARREIRINHAS	70	70
BELA VISTA	120	90
BELÁGUA	120	90
BENEDITO LEITE	120	90
BEQUIMÃO	70	70
BERNARDO DO MEARIM	120	90
BOA VISTA	120	90
BOM JARDIM	70	70
BOM JESUS DAS SELVAS	70	70
BOM LUGAR	120	90
BREJO	70	70
BREJO DE AREIA	120	90
BURITI	70	70
BURITI BRAVO	70	70
BURITICUPU	70	70

PROCURADORIA	
GERAL/ANEEL	
VISTO	



PADRÕES DE DEC E FEC POR CONJUNTO – ANO: 2000		
CONJUNTOS	DEC	FEC
BURITIRANA	120	90
CACHOEIRA GRANDE	120	90
CAJAPIÓ	70	70
CAJARI	120	90
CAMPESTRE	70	70
CÂNDIDO MENDES	120	90
CANTANHEDE	70	70
CAPINZAL DO NORTE	70	70
CAROLINA	70	70
CARUTAPERA	70	70
CAXIAS	40	50
CEDRAL	120	90
CENTRAL	120	90
CENTRO NOVO	120	90
CHAPADINHA	50	60
CIDELÂNDIA	70	70
CODÓ	40	50
COELHO NETO	50	60
COLINAS	70	70
CONC DO LAGO AÇU	70	70
COROATÁ	50	60
CTO DO GUILHERME	120	90
CURURUPU	70	70
DAVINÓPOLIS	70	70
DOM PEDRO	70	70
DUQUE BACELAR	120	90
ESPERANTINÓPOLIS	70	70
ESTREITO	70	70
FEIRA NOVA	120	90
FERNANDO FALCÃO	120	90
FORMOSA	120	90
FORT DOS NOGUEIRAS	70	70
FORTUNA	70	70
GODOFREDO VIANA	120	90
GONÇALVES DIAS	70	70
GOV ARCHER	70	70
GOV EDSON LOBÃO	120	90
GOV EUGÊNIO BARROS	70	70
GOV LUIZ ROCHA	120	90
GOV NEWTON BELLO	120	90
GOV NUNES FREIRE	70	70

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO	
--------------------------------------	--

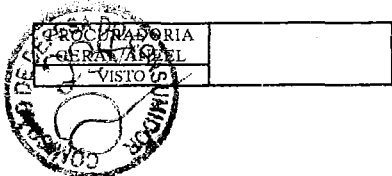


PADRÕES DE DEC E FEC POR CONJUNTO - ANO: 2000		
CONJUNTOS	DEC	FEC
GRAÇA ARANHA	120	90
GRAJAÚ	50	60
GUIMARÃES	70	70
HUMBERTO DE CAMPOS	120	90
ICATU	120	90
IGARAPÉ DO MEIO	120	90
IGARAPÉ GRANDE	70	70
IMPERATRIZ	30	45
ITAIPAVA DO GRAJAÚ	120	90
ITAPECURU MIRIM	50	60
ITINGA	70	70
JATOBA	120	90
JEAN CARVALHO	120	90
JENIPAPO DOS VIEIRAS	120	90
JOÃO LISBOA	70	70
JOSELÂNDIA	70	70
JUNCO	120	90
LAGO DA PEDRA	50	60
LAGO DO JUNCO	120	90
LAGO DOS RODRIGUES	70	70
LAGO VERDE	70	70
LAGOA DO MATO	120	90
LAGOA GRANDE	120	90
LAJEADO NOVO	120	90
LIMA CAMPOS	70	70
LORETO	70	70
LUÍS DOMINGUES	120	90
MAG DE ALMEIDA	70	70
MARACAÇUMÉ	70	70
MARAJÁ DO SENA	120	90
MARANHÃOZINHO	120	90
MATA ROMA	70	70
MATINHA	70	70
MATÕES	70	70
MATÕES	120	90
MILAGRES	120	90
MIRADOR	70	70
MIRANDA	70	70
MIRINZAL	70	70
MONÇÃO	70	70
MONTES ALTOS	70	70

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



PADRÕES DE DEC E FEC POR CONJUNTO – ANO: 2000		
CONJUNTOS	DEC	FEC
MORROS	70	70
NINA RODRIGUES	120	90
NOVA COLINAS	120	90
NOVA IORQUE	120	90
NOVA OLINDA	70	70
O D'ÁGUA DAS CUNHÃS	70	70
OLINDA NOVA	120	90
PAÇO DO LUMIAR	40	50
PALMEIRÂNDIA	120	90
PARAIBANO	70	70
PARNARAMA	70	70
PASSAGEM FRANCA	70	70
PASTOS BONS	70	70
PAULINO NEVES	120	90
PAULO RAMOS	70	70
PEDREIRAS	50	60
PEDRO DO ROSÁRIO	120	90
PENALVA	70	70
PERI MIRIM	70	70
PERITORÓ	70	70
PINDARÉ MIRIM	70	70
PINHEIRO	50	60
PIO XII	70	70
PIRAPEMAS	70	70
POÇÃO DE PEDRAS	70	70
PORTO FRANCO	70	70
PORTO RICO	120	90
PRES JUSCELINO	120	90
PRES MÉDICI	120	90
PRES SARNEY	70	70
PRES VARGAS	120	90
PRESIDENTE DUTRA	50	60
PRIMEIRA CRUZ	120	90
RAPOSA	70	70
RIACHÃO	70	70
RIBAMAR FIQUENE	120	90
ROSÁRIO	50	60
S PEDRO DOS CRENTES	120	90
S RDO DOCA BEZERRA	120	90
S RDO MANGABEIRAS	70	70
SAMBAIBA	120	90



PADRÕES DE DEC E FEC POR CONJUNTO - ANO: 2000		
CONJUNTOS	DEC	FEC
SANTA FILOMENA	120	90
SANTA HELENA	70	70
SANTA INÊS	50	60
SANTA LUZIA	50	60
SANTA QUITÉRIA	70	70
SANTA RITA	70	70
SANTANA	120	90
SANTO AMARO	120	90
SÃO B DO RIO PRETO	70	70
SÃO BENTO	70	70
SÃO BERNARDO	70	70
SÃO D DO AZEITÃO	120	90
SÃO DOMINGOS	70	70
SÃO FCO DO BREJÃO	120	90
SÃO FELIX DE BALSAS	120	90
SÃO FRANCISCO	120	90
SÃO J DE RIBAMAR	40	50
SÃO JOÃO BATISTA	70	70
SÃO JOÃO DO CARU	120	90
SÃO JOÃO DO PARAÍSO	120	90
SÃO JOÃO DO SÓTER	120	90
SÃO JOÃO DOS PATOS	50	60
SÃO LUÍS	30	45
SÃO LUÍS GONZAGA	70	70
SÃO MATEUS	50	60
SÃO P ÁGUA BRANCA	70	70
SÃO ROBERTO	120	90
SÃO VICENTE FERRER	70	70
SATUBINHA	120	90
SEN ALEXANDRE COSTA	120	90
SEN LA ROQUE	70	70
SERRANO	120	90
SÍTIO NOVO	120	90
STA LUZIA PARUÁ	70	70
STO ANTÔNIO LOPES	70	70
SUCUPIRA DO NORTE	120	90
SUCUPIRA DO RIACHÃO	120	90
TASSO FRAGOSO	120	90
TIMBIRAS	70	70
TIMON	40	50
TRIZIDELA DO VALE	70	70

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	





PADRÕES DE DEC E FEC POR CONJUNTO - ANO: 2000		
CONJUNTOS	DEC	FEC
TUFILÂNDIA	120	90
TUNTUN	70	70
TURIAÇÚ	70	70
TURILÂNDIA	70	70
TUTOIA	70	70
URBANO SANTOS	70	70
V NOVA DOS MARTÍRIOS	120	90
VARGEM GRANDE	70	70
VIANA	50	60
VITÓRIA DO MEARIM	70	70
VITORINO FREIRE	70	70
ZÉ DOCA	50	60

PROCURADORIA
GERAL/ANEEL
VISTO



APÊNDICE 2**PROCEDIMENTOS PARA COLETA, APURAÇÃO E ENVIO DE DADOS DOS INDICADORES DIC E FIC**

Os indicadores DIC e FIC previstos neste apêndice são os estabelecidos em Resolução específica. Sua apuração será realizada por reclamações do próprio consumidor, ou quando solicitados pela ANEEL, ou mediante auditoria específica.

PADRÕES DE DIC E FIC

Os padrões a serem observados quanto às interrupções na distribuição de energia elétrica a cada unidade consumidora deverão ser àqueles estabelecidos em Resolução específica da ANEEL.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



APÊNDICE 3

PROCEDIMENTOS PARA COLETA, APURAÇÃO E ENVIO DE DADOS DO INDICADOR TMA

O acompanhamento deste indicador deverá ser realizado na forma e condições estabelecidas neste Apêndice.

PROCEDIMENTOS PARA A COLETA DE DADOS

Agregação

O indicador TMA deverá ser calculado para cada conjunto da área de Concessão, para cada agrupamento da Concessão, quando for o caso, e para a Concessionária como um todo.

Período de apuração do indicador TMA

O período de apuração será mensal, trimestral e anual, de acordo com o calendário civil.

Processo de coleta

A coleta de dados para o cálculo do indicador TMA deve considerar todas as ocorrências detectadas pela área de atendimento como reclamações dos consumidores, mesmo aquelas decorrentes de reclamações de natureza improcedente, tais como: como defeito interno nas instalações dos consumidores, endereço da reclamação não localizado pelas equipes de emergência, prédio fechado etc.

Não devem ser considerados na apuração deste indicador os deslocamentos de equipes, mesmo se realizados por turmas de emergência, para:

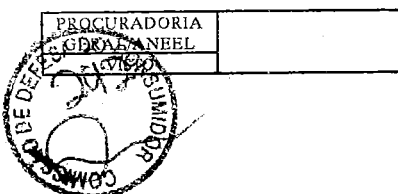
- a) Atendimento de ocorrência em redes de iluminação pública;
- b) Deslocamentos para corte e religação de consumidores;
- c) Deslocamentos para serviços de caráter comercial (reclamação de consumo elevado, substituição de medidores, etc.).

Registro das ocorrências

É o registro do tempo de atendimento para cada ocorrência no sistema.

PROCEDIMENTOS PARA A APURAÇÃO DE TMA

A apuração do indicador TMA deverá ser efetuada obedecendo a seguinte fórmula:



$$TMA = \frac{\sum_{i=1}^n ta(i)}{n}$$

Sendo:

TMA = Tempo Médio de Atendimento, em minutos e centésimos de minutos;

ta(i) = Tempo de atendimento de cada ocorrência em minutos;

n = Número de ocorrências em cada conjunto de consumidores ou agrupamento de concessão, quando for o caso, ou da Concessionária como um todo, no período de observação.

Após a apuração, os dados de TMA, para cada tipo de agregação e período de observação, deverão ser organizados segundo a tabela a seguir.

Faixas	Intervalo de tempo (minutos)	Nº de ocorrências
1	0 – 30	
2	30 – 60	
3	60 – 90	
4	90 – 120	
5	120 – 150	
6	150 – 180	
7	180 – 210	
8	210 – 240	
9	240 - 270	
10	270 – 300	
11	300 - 480	
12	480 - 720	
13	> 720	

PROCEDIMENTOS PARA O ENVIO DE DADOS DO INDICADOR TMA À ANEEL

Os dados deverão ser enviados à ANEEL, ou a quem desta receber delegação expressa, nos mesmos períodos estabelecidos para os indicadores anteriores.

A forma e os meios de envio desses dados serão estabelecidos pela ANEEL.

ETAPAS DE IMPLANTAÇÃO DO INDICADOR TMA

Etapa I - 12 (doze) meses a partir da assinatura deste Contrato: 40% dos consumidores pertencentes a área de concessão.

Período de coleta de dados e formulação dos padrões pela ANEEL.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Na formulação dos padrões serão considerados os dados da Concessionária e os padrões regionais.

Etapa II - 12 (doze) meses após a Etapa I: 60% dos consumidores pertencentes a área de concessão.

Etapa III - 12 (doze) meses após a Etapa II: 100% dos consumidores pertencentes a área de concessão.

Etapa IV - A partir do fim da Etapa III

Nesta etapa, este indicador será controlado em relação aos padrões estabelecidos pela ANEEL, para os conjuntos de consumidores, agrupamento de concessão, quando for o caso, e Concessionária como um todo, estando sujeito às penalidades pela sua transgressão, conforme estabelecido no Apêndice 9 deste ANEXO.



APÊNDICE 4

INDICADORES E PADRÕES DE ATENDIMENTO COMERCIAIS

Serão utilizados os indicadores individuais de qualidade do atendimento comercial, para consumidores atendidos em tensão de distribuição, conforme a Portaria nº 466 de 12/11/1997 - "Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica" e os padrões estabelecidos na tabela abaixo.

Indicador Descrição	Padrões		
	2000 e 2001	2002 e 2003	2004 em diante
1. Prazo máximo para o atendimento a pedidos de ligação, quando se tratar de fornecimento em tensão primária, excluídos os casos de inexistência de rede de distribuição em frente à unidade consumidora a ser ligada, de necessidade de reforma ou ampliação da rede ou de inadequação das instalações do consumidor aos padrões técnicos da CONCESSIONÁRIA.	15 dias úteis	12 dias úteis	10 dias úteis
2. Prazo máximo para o atendimento a pedidos de ligação, quando se tratar de fornecimento em baixa tensão, incluindo a vistoria que a aprova e excluídos os casos de inexistência de rede de distribuição em frente à unidade consumidora a ser ligada, de necessidade de reforma ou ampliação da rede, ou de inadequação das instalações do consumidor aos padrões técnicos da CONCESSIONÁRIA.	5 dias úteis	4 dias úteis	3 dias úteis
3. Prazo máximo para o atendimento a pedidos de religação, após cessado o motivo da suspensão do fornecimento e pagos os débitos, prejuízos, taxas, multas e acréscimos incidentes.	48 horas	24 horas	24 horas
4. Prazo máximo para a comunicação dos resultados dos estudos, orçamentos, projetos e do prazo para início e conclusão das obras de distribuição em tensão secundária, necessárias ao atendimento dos pedidos de ligação não cobertos no item 2.	30 dias úteis	25 dias úteis	20 dias úteis
5. Prazo máximo para a comunicação dos resultados dos estudos, orçamentos, projetos e do prazo para início e conclusão das obras de distribuição em tensão primária, necessárias ao atendimento dos pedidos de ligação não cobertos no item 1.	45 dias úteis	30 dias úteis	30 dias úteis
6. Prazo máximo para o início das obras referentes ao item anterior, após satisfeitas, pelo interessado, as condições gerais de fornecimento.	45 dias úteis	30 dias úteis	30 dias úteis
7. Prazo máximo para o pagamento, ao consumidor, de valores referentes a indenização por danos em aparelhos elétricos provocados por problemas na rede da CONCESSIONÁRIA, comprovados por análise técnica.	30 dias úteis	20 dias úteis	15 dias úteis
8. Prazo máximo para a devolução, ao consumidor, de valores referentes a erros de faturamento que tenham resultado em cobranças a maior do cliente.	Fatura- mento subse- qüente	Fatura- mento subse- qüente	Fatura- mento subse- qüente

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Indicador Descrição	Padrões		
	2000 e 2001	2002 e 2003	2004 em diante
9. Prazo máximo para a religação de unidades consumidoras que tenham sofrido corte indevido no fornecimento de energia elétrica, sem ônus para o consumidor.	4 horas	4 horas	4 horas

CORTE INDEVIDO DE UNIDADES CONSUMIDORAS

Nos casos específicos de corte indevido de unidades consumidoras, a Concessionária estará sujeita ao pagamento de multas à favor do consumidor afetado.

Para o cálculo do valor da multa será considerado o tempo decorrido desde o horário do início do corte de energia elétrica na unidade consumidora até o seu completo restabelecimento, de acordo com a seguinte fórmula:

$$PENALIDADE = \frac{F}{730} \times T \times 100$$

Onde:

F = Média dos valores faturados de energia elétrica nos últimos 03 (três) meses da unidade consumidora;

T = Duração total do corte (horas). Tempo compreendido entre o início do corte de energia elétrica na unidade consumidora e o seu total restabelecimento.

O valor da Penalidade ficará limitado a 10 (dez) vezes ao valor médio da fatura de energia elétrica da unidade consumidora verificada nos últimos três meses.

REGISTRO DOS INDICADORES DE ATENDIMENTO COMERCIAIS

Todo o processo de atendimento aos consumidores deve estar registrado em documentos da Concessionária e deve garantir a fidelidade, a precisão e disponibilização de dados para a auditoria, pela ANEEL.

Cada solicitação dos consumidores deverá compor um processo individualizado, com registro de dados mínimos que permitam identificar claramente o solicitante e os tempos envolvidos em suas soluções. Esta contagem de tempo deverá ser feita com base diária ou horária, conforme a unidade estabelecida para o correspondente indicador.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
-----------------------------	--



OBSERVAÇÃO GERAL

Para a apuração dos tempos aqui previstos não deverão ser considerados os atrasos decorrentes de providências de responsabilidade do consumidor.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



APÊNDICE 5

NÍVEIS DE TENSÃO

A tensão no ponto de entrega das unidades consumidoras será supervisionada por meio de auditorias no sistema de distribuição e do atendimento às reclamações de consumidores, implicando em processo de medição direta cujos critérios estão apresentados abaixo.

PROCEDIMENTOS PARA A VERIFICAÇÃO DAS TENSÕES

Casos de verificação dos níveis de tensão

As ocasiões em que a Concessionária deverá verificar os níveis de tensão individual de um consumidor são as seguintes:

a) Sempre que houver uma solicitação, feita pela ANEEL, para verificação dos níveis de tensão no ponto de entrega de determinado consumidor;

b) Sempre que houver uma solicitação, feita verbalmente ou por escrito pelo consumidor, para verificação dos níveis de tensão no correspondente ponto de entrega. A Concessionária deverá disponibilizar formulários específicos para este fim, com base no modelo apresentado no final deste Apêndice.

Nos dois casos, a Concessionária, num prazo mínimo de 48 horas antes do início da medição, deverá informar ao solicitante, para que o mesmo tenha a opção de acompanhá-la.

A Concessionária deverá instalar o equipamento de medição num prazo máximo de 5 (cinco) dias úteis contados a partir da solicitação.

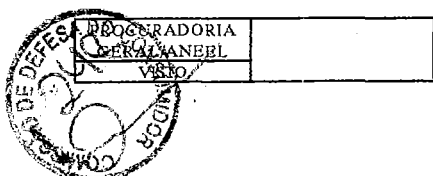
Ponto de Medição

As medições de tensão deverão ser realizadas preferencialmente no ponto de entrega de energia elétrica da unidade consumidora.

Modo de Medição

A medição de tensão deverá ser efetuada por um período de 03 (três) dias no primeiro ano a partir da assinatura deste contrato, 05 (cinco) dias a partir do segundo ano e 07 (sete) dias a partir do terceiro ano, através de aparelhos registradores, com memória de massa, e com valores integralizados a cada 1(um) minuto.

Havendo neutro na ligação do consumidor, deve ser realizada medição entre cada fase de ligação do consumidor e o neutro. Será considerada a medição da fase em que o resultado for mais desfavorável. Não havendo neutro, devem ser realizadas medições com todas as combinações possíveis das fases existentes, sendo também considerado o resultado mais desfavorável.



Registro das medições de tensão

A Concessionária deverá organizar registros que indiquem, quanto às solicitações de verificação de tensão motivadas por reclamações de consumidores, os seguintes dados:

Data da solicitação;
Nome do consumidor ou razão social;
Ocorrências que determinaram a solicitação;
Resultado da verificação efetuada pelo Concessionário;
Data da informação do resultado ao consumidor;
Providências tomadas para correção da tensão, se for o caso;
Resultado da verificação efetuada após as providências de que trata o item anterior;
Data da informação ao consumidor do resultado da verificação de que trata o item anterior.

No final deste Apêndice encontra-se modelo de formulário para tal fim.

Adequação dos valores da tensão

Quando em procedimento de verificação de tensão forem constatados valores fora dos limites adequados estabelecidos pela Portaria DNAEE 047/78, ou de suas eventuais atualizações, a Concessionária deverá adotar as providências que se fizerem necessárias para a adequação da tensão, num prazo máximo de 90 (noventa) dias.

Nos casos constatados de níveis de tensão que estejam provocando danos a terceiros, as providências deverão ser imediatas.

Programa de Obras para Adequação dos Níveis de Tensão

Independente do cumprimento das obrigações estabelecidas anteriormente, a concessionária deverá disponibilizar para consulta da ANEEL, no prazo máximo de 180 (cento e oitenta) dias, após a assinatura deste contrato, um programa de obras visando adequar os níveis de tensão da área de concessão aos limites adequados estabelecidos em legislação específica, no prazo máximo de 365 (trezentos e sessenta e cinco) dias, a partir da assinatura deste contrato.

Resultados da Verificação dos Níveis de Tensão Individuais

Os resultados das medições deverão ser informados ao solicitante, com o fornecimento dos gráficos e/ou planilhas de dados emitidos pelo aparelho, se for manifestado interesse pelo mesmo.

Serão considerados fora de faixa os valores de tensão que excederem os limites adequados da Portaria DNAEE nº 047/78, e suas eventuais atualizações, em percentual do período de medição, observando-se os seguintes critérios e prazos:

1) Áreas não Rurais ou Localidades com número de consumidores superior a 3000:

a) No período de 12 (doze) meses após a assinatura deste contrato: 7% do período de medição.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



- b) No período de 12 (doze) meses posteriores ao anterior: 5% do período de medição.
 - c) No período de 12 (doze) meses posteriores ao anterior: 3% do período de medição.
 - d) No período de 12 (doze) meses posteriores ao anterior: 1% do período de medição.
- 2) Áreas Rurais ou Localidades com número de consumidores igual ou inferior a 3000:
- a) No período de 12 (doze) meses após a assinatura deste contrato: 10% do período de medição.
 - b) No período de 12 (doze) meses posteriores ao anterior: 8% do período de medição.
 - c) No período de 12 (doze) meses posteriores ao anterior: 6% do período de medição.
 - d) No período de 12 (doze) meses posteriores ao anterior: 3% do período de medição.

Nos casos acima deverão ser respeitadas as condições para adoção dos limites precários estabelecidas no item b do § 4º do art. 1º da Portaria DNAEE nº 047/78.

Quando em procedimento de verificação de tensão, por solicitação do consumidor, forem constatados valores dentro dos limites adequados, a concessionária poderá cobrar do solicitante, o custo do serviço, de acordo com o que for estabelecido pela legislação específica.

Para efeito da aplicação de penalidades, de acordo com a fórmula de cálculo constante do Apêndice 9, este valor de ultrapassagem, em tempo, dos valores excedidos, será considerado como Vv (valor verificado do indicador), enquanto que o limite de tempo concedido, em percentual dos valores admissíveis será considerado como Vp (valor padrão do indicador). Ou seja, a tensão não pode permanecer mais do que o limite de tempo concedido, em percentual, do tempo total da medição fora dos valores admissíveis.

Os resultados da medição de tensão na unidade consumidora, com violação dos limites adequados admissíveis pela legislação, serão considerados permanentes, para efeito de aplicação de penalidades, enquanto não for regularizado o nível de tensão e comprovada a normalização por nova medição de tensão, com o mesmo período da medição anteriormente efetuada. Se no prazo de 30 (trinta) dias estabelecido no item II do art. 2º da Portaria DNAEE nº 047/78 a concessionária regularizar os níveis de tensão devidamente comprovados por novo registro, não será aplicável penalidade.

PROCEDIMENTOS PARA VERIFICAÇÃO DAS TENSÕES PARA ATENDIMENTO À AUDITORIA DA ANEEL

Formação da Amostra

A partir da assinatura deste Contrato e até 12 (doze) meses subseqüentes, a Concessionária participará de projetos piloto para definição de amostra e medições experimentais de tensões em sua rede de distribuição, sob a orientação da ANEEL ou de entidades conveniadas.



Durante este período, a Concessionária deverá definir procedimentos internos, preparar banco de dados dos registros, e o que for necessário para se adequar às condições deste Apêndice.

PADRÕES DE QUALIDADE

Os padrões referentes aos níveis de tensão, tanto na tensão primária quanto na tensão secundária de distribuição, serão aqueles já estabelecidos pelas Portarias DNAEE nºs 047/78 e 04/89 ou de suas eventuais atualizações.

PROCURADORIA	
GERAL/ANEEL	
VISTO	



Modelo de Formulário para Registro de Pedido de Verificação de Tensão

Nome ou logotipo da Concessionária	PEDIDO DE VERIFICAÇÃO DE TENSÃO	(Localidade)	(N°)
		Data:	/ /

1. CONSUMIDOR

Nome (ou Razão Social):		Código:
Endereço:		
		Tel. Contato:
Tipo de reclamação	Escrita ☐	Verbal ☐ Telefone ☐
Descrição da ocorrência:		
Nome do atendente:		Visto Consumidor:

2. REFERÊNCIAS

BT ☐	Tensão de fornecimento:	Número de fases:	Faixa adequada		Faixa precária	
	V		Máxima	Mínima	Máxima	Mínima
AT ☐	Tap do transformador:					
	V					
Referência cadastral:						

3. VERIFICAÇÃO PRELIMINAR

4. MEDIÇÃO

	Hora	Dia/Mês	Dia semana
Início			
Fim			

5. RESULTADO DA ANÁLISE

Valores da tensão		Hora
Máxima		
Mínima		

6. INFORMAÇÃO AO CONSUMIDOR. ANÁLISE EFETUADA:

Verbal ☐	Telefone ☐	Carta ☐	preliminar ☐ de fornecimento ☐
			Data(*): / /

(*) Prazo de 5 dias a partir da reclamação do consumidor

7. RESUMO DAS PROVIDÊNCIAS E PROGRAMAÇÃO

PROGRAMADO	REALIZADO

8. MEDIÇÃO APÓS PROVIDÊNCIAS

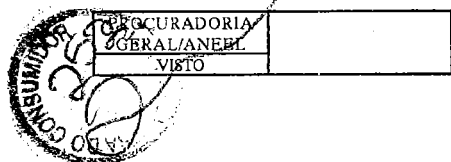
	Hora	Dia/Mês	Dia semana
Início			
Fim			

9. OBSERVAÇÕES

Valores da tensão		Hora
Máxima		
Mínima		

10. INFORMAÇÃO AO CONSUMIDOR

Verbal ☐	Telefone ☐	Carta ☐	Data: / /
---------------------------------	-----------------------------------	--------------------------------	-----------



APÊNDICE 6**PESQUISA DE OPINIÃO PÚBLICA****PROCEDIMENTOS PARA A ELABORAÇÃO DA PESQUISA DE OPINIÃO PÚBLICA**

A Concessionária deverá promover pesquisas de opinião pública na sua área de concessão, visando coletar dados referentes à satisfação do consumidor com relação aos seguintes parâmetros mínimos:

- ?? continuidade do fornecimento da energia elétrica;
- ?? qualidade do fornecimento (aspectos voltados à onda de tensão);
- ?? qualidade do atendimento comercial;
- ?? notificação sobre interrupções programadas;
- ?? serviços prestados;
- ?? qualidade da orientação quanto à segurança e uso da energia elétrica;
- ?? qualidade da orientação sobre direitos e deveres dos consumidores;
- ?? modicidade das tarifas;
- ?? imagem da Concessionária.

A metodologia para a elaboração da pesquisa será de responsabilidade da Concessionária, devendo ser promovida, pelo menos, uma avaliação anual.

As avaliações dos três primeiros anos serão utilizadas para a formação dos padrões a serem cumpridos pela Concessionária.

Os resultados obtidos, bem como a documentação da pesquisa, deverão ser disponibilizados pela Concessionária por 3 (três) anos, para consulta e auditoria da ANEEL.

Os resultados finais de cada pesquisa deverão ser enviados à ANEEL até 15 (quinze) dias da conclusão dos trabalhos.

Para todos os consumidores com carga igual ou superior a 3 MW, em qualquer nível de tensão e posto horário, a Concessionária deverá avaliar, adicionalmente, por meio de questionários específicos e individuais, as seguintes informações:

- ?? Frequência e duração das interrupções menores que três minutos;
- ?? Conformidade – Nível de tensão, variação de tensão, conteúdo harmônico, depressão de tensão (voltage sag);

Estes resultados não são passíveis de penalidade, servindo tão somente para complementar a avaliação qualitativa do desempenho empresarial.

PROCURADORIA	
GERAL/ANEEL	
VISTO	



APÊNDICE 7**PERDAS****PROCEDIMENTOS PARA O CONTROLE DAS PERDAS DE ENERGIA**

A Concessionária deverá acompanhar, sistematicamente, os níveis de perdas elétricas nos vários segmentos do sistema elétrico, visando orientar seus investimentos para onde a redução destas perdas sejam economicamente viáveis.

Apuração das Perdas

Através do balanço de energia efetuado a partir das informações sobre a energia fornecida às unidades consumidoras finais, energia adquirida da Concessionária supridora e energia gerada em usinas próprias, será determinado o percentual total de perdas elétricas da Concessionária.

Neste percentual de perdas estão incluídas as perdas técnicas acrescidas das perdas comerciais (fraudes de energia, consumidores sem medição, etc).

As Perdas Globais de Energia (técnicas + comerciais) deverão ser obtidas pela seguinte fórmula:

$$PG \% = \left(\frac{CI + EV}{EC + EG} \right) \times 100$$

Sendo:

- PG = Perdas totais de energia durante o período considerado, em %;
- CI = Consumo Interno da Concessionária (MWh);
- EV = Montante da energia medida vendida à outras Empresas e ao seu mercado próprio (MWh);
- EC = Energia comprada (MWh);
- EG = Energia de geração própria (MWh).

A partir da assinatura deste contrato, a Concessionária informará à ANEEL, mensalmente, até o 30º (trigésimo) dia do mês subsequente ao de apuração, as perdas globais, estimando as parcelas referentes às perdas técnicas e comerciais.

A metodologia de estimativa destas perdas técnicas e comerciais deverá ser informada à ANEEL, sendo que qualquer alteração na mesma deverá ser submetida a esta Agência, antes de sua implementação.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Utilização dos Dados Informados

Os valores obtidos poderão ser utilizados pela ANEEL como subsídio no processo de revisão contratual previsto, já que estas perdas elétricas são consideradas no cálculo das tarifas a serem aplicadas pela Concessionária.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



APÊNDICE 8**SEGURANÇA**

A Concessionária deverá manter acompanhamento dos seguintes indicadores de segurança de trabalho e de suas instalações:

- ?? Taxa de frequência de acidentes do trabalho;
- ?? Taxa de gravidade de acidentes do trabalho;
- ?? Número de acidentes com terceiros envolvendo a rede elétrica e demais instalações da Concessionária;
- ?? Total de indenizações pagas em decorrência de acidentes;
- ?? Número de pedidos de indenização por queima de aparelhos e indenizações efetivamente pagas pela Concessionária.

Os dados referentes a estes indicadores só deverão ser enviados à ANEEL quando solicitados, devendo ser objeto de relatório de acompanhamento estatístico e estar disponíveis para auditoria da ANEEL, a qualquer tempo.

Estas informações servirão apenas como indicadores do grau de excelência dos serviços prestados, não implicando em qualquer tipo de penalidade à Concessionária.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



APÊNDICE 9

PENALIDADES

Quando transgredidos os padrões estabelecidos para os indicadores controlados, DEC, FEC, DIC e FIC, serão aplicadas penalidades à Concessionária de acordo com critérios e fórmulas estabelecidas em Resolução específica da ANEEL.

Quando transgredidos os padrões estabelecidos para indicadores controlados, Níveis de Tensão, Padrões de Atendimento Comercial e TMA serão aplicadas penalidades à Concessionária, considerando-se o seguinte critério:

Níveis de Tensão e Padrões de Atendimento Comerciais	Fato gerador:	Violação de padrão de qualidade que afete um único consumidor.
	Penalidade:	A Concessionária deverá pagar multa específica ao consumidor afetado, no prazo máximo de 20 (vinte) dias úteis, a contar da data da constatação da transgressão, podendo, a critério do consumidor, ser creditada em conta de fornecimento de energia elétrica futura.
TMA	Fato Gerador:	Violação de padrão de qualidade que afete um grupo de consumidores.
	Penalidade:	Quando se tratar de violação de padrão de qualidade de produto ou serviço, a Concessionária recolherá à UNIÃO multa específica conforme procedimentos definidos na Resolução ANEEL nº 318, de 06/10/98, ou de suas eventuais atualizações.

No caso de transgressão de Níveis de Tensão e padrões comerciais deverá ser utilizada a seguinte fórmula:

Sendo:

$$Penalidade = \frac{F}{730} \times \frac{V_v}{V_p} \times 100$$

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



- Vv = Valor verificado do indicador;
Vp = Valor padrão do indicador;
F = Média dos valores faturados ou estimados de energia nos últimos 03 (três) meses (da aplicação da multa), no caso de indicador individual, ou média do faturamento do conjunto de consumidores, no mesmo período, quando o indicador for coletivo.

Aplicação

A violação dos padrões técnicos e comerciais estabelecidos neste ANEXO sujeitam a Concessionária ao pagamento de multas, conforme aqui disposto e/ou em Resolução específica da ANEEL, excluindo-se os referidos nos Apêndices 6, 7 e 8 (indicadores acompanhados).

Para sua efetiva aplicação, as seguintes abordagens deverão ser contempladas:

1. Para os Indicadores: Níveis de Tensão e Padrões Comerciais

A aplicação será imediata, em favor dos consumidores afetados, até o limite máximo correspondente a dez vezes o valor médio da fatura mensal do consumidor nos últimos doze meses, ou da fatura estimada, prevalecendo para aplicação os valores gerais que vierem a ser estabelecidos em Resolução específica.

2. Para os indicadores: DEC, FEC, DIC e FIC

Deverão ser observados os critérios estabelecidos em Resolução específica da ANEEL.

Exemplos de aplicação de penalidades:

Exemplo 1 – Nível de Tensão

Dados de entrada:

- Período de medição = 7 dias (168 horas);

- A base de cálculo de aplicação de penalidade será mensal = 730 hs

$F \approx$ (faturamento médio mensal dos últimos três meses da unidade consumidora) = R\$ 120,00;

$Vp = 7\%$ (tempo de ultrapassagem permitida) x 168 horas = 11,76 horas;

$Vv = \%$ do tempo, superior a 1%, que a tensão permaneceu fora dos limites admissíveis.

$Vv = 10\% \times 168 = 16,8$ horas;

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO	
--------------------------------------	--



Aplicando-se a fórmula:

$$Penalidade = \frac{F}{730} \times \frac{V_v}{V_p} \times 100$$

Penalidade = R\$ 23,48 a favor do consumidor.

Exemplo 2 – Padrões Comerciais

Dados de entrada:

Descrição	Padrao	Valor Verificado
1. Prazo máximo para o atendimento a pedidos de ligação, quando se tratar de fornecimento em tensão primária, excluídos os casos de inexistência de rede de distribuição em frente à unidade consumidora a ser ligada, de necessidade de reforma ou ampliação da rede ou de inadequação das instalações do consumidor aos padrões técnicos da CONCESSIONÁRIA.	15 dias úteis	20 dias úteis

- Faturamento Médio Estimado Mensal do Consumidor (R\$) = R\$ 10.000,00

Aplicando-se a fórmula:

$$Penalidade = \frac{F}{730} \times \frac{V_v}{V_p} \times 100$$

Penalidade = R\$ 1.826,48 a favor do Consumidor

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO	
--------------------------------------	--





AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

PROCESSO Nº 48100.001178/96-64

CONTRATO DE CONCESSÃO Nº 04/2001 - ANEEL

PARA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA QUE CELEBRAM A UNIÃO E A COMPANHIA ENERGÉTICA DO PIAUÍ - CEPISA

A UNIÃO, doravante designada apenas PODER CONCEDENTE, no uso da competência que lhe confere o artigo 21, inciso XII, alínea "b", da Constituição Federal, por intermédio da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA-ANEEL, em conformidade com o disposto no inciso IV, art. 3º, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autarquia em regime especial, com sede no SGAN, Quadra 603, módulo "J", Anexo, Brasília, Distrito Federal, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 02.270.669/0001-29, representada pelo seu Diretor-Geral, JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO, nos termos do inciso V, art. 10, Anexo I - Estrutura Regimental, aprovada pelo Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, doravante designada apenas ANEEL, e Companhia Energética do Piauí - CEPISA, com sede na cidade de Teresina, Estado do Piauí, à Av. Maranhão, nº 759, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 06.840.748/0001-89, representada na forma de seu Estatuto Social, por seu Diretora-Presidente, MERIAM ABRAHAM OHANA e seu Diretor, PAULO ROBERTO DOS SANTOS SILVEIRA, na condição de concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, doravante designada simplesmente CONCESSIONÁRIA, com interveniência da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS, com escritório na Av. Presidente Vargas, 409 - 10º andar - Centro, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ/MF nº 00.001.180/002-07, representada por seu Presidente, FIRMINO FERREIRA SAMPAIO NETO, e seu Diretor de Engenharia, MARCO AURÉLIO PALHAS DE CARVALHO, neste ato designado apenas ACIONISTA CONTROLADOR, por este instrumento e na melhor forma de direito têm entre si ajustado o presente CONTRATO DE CONCESSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, que se regerá pelo Código de Águas, aprovado pelo Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, com as alterações introduzidas pelo Decreto nº 852, de 11 de novembro de 1938, pelo Regulamento dos Serviços de Energia Elétrica, aprovado pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, pelas Leis nºs 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.648, de 27 de maio de 1998, e pelo Decreto nº 1.717, de 24 de novembro de 1995, pela legislação superveniente e complementar, pelas normas e regulamentos expedidos pelo PODER CONCEDENTE e ANEEL e pelas condições estabelecidas nas Cláusulas seguintes:

CLÁUSULA PRIMEIRA - OBJETO DO CONTRATO

Este Contrato regula a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica objeto da concessão de que é titular a CONCESSIONÁRIA, nas áreas dos Municípios discriminados no Anexo I, reagrupada nos termos do art. 22 da Lei nº 9.074, de 1995, e do Decreto nº 1.717, de 1995, por meio da Resolução ANEEL nº 295, de 19 de outubro de 1999, publicada no Diário Oficial de 20 de outubro de 1999, cujo prazo foi prorrogado de conformidade com a Portaria MME nº 432, de 4 de novembro de 1999, publicada no Diário Oficial de 5 de novembro de 1999.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Subcláusula Primeira - A exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica constitui concessão individualizada para a área reagrupada constante do Anexo I deste Contrato, para todos os efeitos legais e contratuais, em especial para fins de eventual intervenção, declaração de caducidade, encampação ou outras formas de extinção.

Subcláusula Segunda - As instalações de transmissão de âmbito próprio da distribuição são consideradas integrantes da concessão de distribuição de que trata este Contrato.

Subcláusula Terceira - Respeitados os contratos de fornecimento vigentes, a concessão regulada neste Contrato não confere à CONCESSIONÁRIA direito de exclusividade relativamente aos consumidores de energia elétrica que, por força da Lei nº 9.074, de 1995, possam adquirir energia elétrica de outro fornecedor.

Subcláusula Quarta - A concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica não confere exclusividade de atendimento da CONCESSIONÁRIA nas áreas onde ficar constatado, pela ANEEL, conforme procedimento definido em regulamentação própria, a atuação de fato de cooperativas de eletrificação rural como prestadoras de serviços públicos, para fins de cumprimento do artigo 23 da Lei nº 9.074, de 1995.

Subcláusula Quinta - A CONCESSIONÁRIA aceita que a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica, de que é titular, seja realizada como função de utilidade pública prioritária, comprometendo-se a somente exercer outras atividades empresariais, que deverão ser contabilizadas em separado, nos termos e condições previstos em regulamentação própria e desde que as receitas auferidas sejam parcialmente destinadas a propiciar a modicidade das tarifas do serviço de energia elétrica, que serão consideradas nas revisões de que trata a Cláusula Sétima deste Contrato. Até que seja expedida a regulamentação própria prevista nesta Subcláusula, o exercício de outras atividades empresariais dependerá de prévia autorização da ANEEL.

Subcláusula Sexta - A CONCESSIONÁRIA, por força do que dispõe o art. 25 da Lei nº 9.074, de 1995, renuncia a eventuais direitos preexistentes que contrariem a Lei nº 8.987, de 1995.

CLÁUSULA SEGUNDA - CONDIÇÕES DE PRESTAÇÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, referido neste Contrato, a CONCESSIONÁRIA terá liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal, material e tecnologia, observadas as prescrições deste Contrato, da legislação específica, das normas regulamentares e das instruções e determinações do PODER CONCEDENTE e da ANEEL.

Subcláusula Primeira - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a adotar, na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, tecnologia adequada e a empregar materiais, equipamentos, instalações e métodos operativos que, atendidas as normas técnicas brasileiras, garantam níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia no atendimento e modicidade das tarifas.

Subcláusula Segunda - A CONCESSIONÁRIA atenderá os pedidos dos interessados na utilização do serviço concedido nos prazos e condições fixados nas normas e regulamentos editados pelo PODER CONCEDENTE e pela ANEEL, e nos termos do Anexo III deste Contrato, prevalecendo o menor prazo, sendo-lhe vedado condicionar a ligação ou religação de unidade consumidora de

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



energia elétrica ao pagamento de valores não previstos nas normas do serviço ou de débito não imputável ao solicitante.

Subcláusula Terceira - É de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA, até o ponto de entrega de energia elétrica, operar e manter o seu sistema elétrico, elaborar os projetos e executar as obras necessárias ao atendimento das unidades consumidoras localizadas na área de concessão de que é titular, bem como as solicitações de aumento de carga, observada a legislação em vigor sendo facultado ao consumidor a contratação do projeto e execução das obras necessárias ao seu atendimento, observado os procedimentos relativos a aprovação, fiscalização e recebimento das instalações, consoante normas e padrões da CONCESSIONÁRIA, e regulamentação da ANEEL aplicáveis aos pedidos de ligação.

Subcláusula Quarta - Quando for necessária a realização de obras no seu sistema, para possibilitar o fornecimento solicitado, a CONCESSIONÁRIA informará, por escrito, ao interessado, as condições técnicas e financeiras para a execução dessas obras e o prazo de início e de conclusão das mesmas, observadas as normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL.

Subcláusula Quinta - O serviço de distribuição de energia elétrica somente poderá ser interrompido em situação de emergência ou após prévio aviso, quando ocorrer:

I - motivo de ordem técnica ou de segurança das instalações;

II - irregularidades praticadas pelo consumidor, inadequação de suas instalações, falta ou atraso nos pagamentos devidos à CONCESSIONÁRIA, observada a legislação específica.

Subcláusula Sexta - Nas hipóteses previstas no inciso II da Subcláusula anterior, a CONCESSIONÁRIA somente poderá suspender a prestação do serviço se o consumidor, notificado nos termos da regulação específica, não efetuar, no prazo por ela estabelecido, os pagamentos devidos ou não cessar a prática que configure utilização irregular da energia elétrica ou, ainda, não atender à recomendação que lhe tenha sido feita para adequar suas instalações aos requisitos de segurança exigidos pelas normas técnicas e de segurança.

Subcláusula Sétima - Na exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica objeto deste Contrato, a CONCESSIONÁRIA não poderá dispensar tratamento diferenciado, inclusive tarifário, aos usuários de uma mesma classe de consumo e nas mesmas condições de atendimento, exceto nos casos previstos na legislação.

Subcláusula Oitava - Quando a CONCESSIONÁRIA tiver de efetuar investimentos específicos, ou assumir compromissos de compra de energia para efetuar fornecimento requisitado, o contrato de fornecimento deverá estabelecer condições, formas e prazos que assegurem o ressarcimento dos ônus relativos aos compromissos assumidos.

Subcláusula Nona - Sem prejuízo do disposto nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995, mediante condições ajustadas com outra concessionária, previamente consultada, a CONCESSIONÁRIA poderá fornecer energia elétrica, em caráter provisório, a consumidores localizados fora de sua área de concessão, com posterior comunicação a ANEEL, para fins de registro.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Subcláusula Décima - Os contratos de fornecimento de energia elétrica, quando celebrados entre a CONCESSIONÁRIA e os consumidores cativos, deverão indicar, além das condições gerais da prestação de serviços:

I - a identificação do interessado;

II - a localização da unidade de consumo;

III - a tensão e as demais características técnicas do fornecimento, bem como a classificação da unidade de consumo;

IV - a carga instalada e, se for o caso, os valores de consumo e de demanda contratados, com as suas condições de revisão para mais ou para menos;

V - a indicação dos critérios de medição de demanda de potência, de consumo de energia ativa e reativa, de fator de potência, tarifa a ser aplicada, encargos fiscais incidentes e critérios de faturamento;

VI - as condições especiais do fornecimento, se for o caso, e prazo de sua aplicação; e

VII - as penalidades aplicáveis, conforme a legislação em vigor.

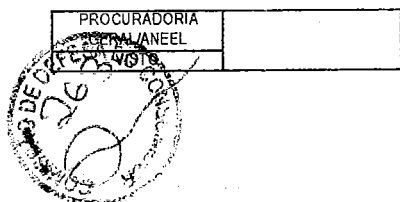
Subcláusula Décima Primeira - A CONCESSIONÁRIA deverá manter registros das solicitações e reclamações dos consumidores de energia elétrica, de acordo com os prazos legais e demais condições estabelecidas no Anexo III deste Contrato.

Subcláusula Décima Segunda - Sem prejuízo do disposto na Subcláusula anterior, a CONCESSIONÁRIA organizará e manterá em permanente funcionamento o Conselho de Consumidores, integrado por representantes das diversas classes de consumidores, de caráter consultivo e voltado para orientação, análise e avaliação do serviço e da qualidade do atendimento prestado pela CONCESSIONÁRIA, bem como para formulação de sugestões e propostas de melhoria do serviço.

Subcláusula Décima Terceira - Quaisquer normas, instruções ou determinações, de caráter geral e aplicáveis às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, expedidas pelo PODER CONCEDENTE e pela ANEEL, aplicar-se-ão, automaticamente, ao objeto da concessão ora contratada, a elas submetendo-se a CONCESSIONÁRIA como condições implícitas e integrantes deste Contrato, observado o disposto na Subcláusula Décima Sexta da Cláusula Sétima.

Subcláusula Décima Quarta - A CONCESSIONÁRIA deverá instalar e manter, por sua conta, nas unidades consumidoras, os equipamentos de medição de energia elétrica fornecida, ressalvados os casos específicos ou de emergência, previstos em normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL.

Subcláusula Décima Quinta - Sem prejuízo do disposto na Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990 (Código de Defesa do Consumidor), na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, objeto deste Contrato, a CONCESSIONÁRIA assegurará aos consumidores, dentre outros, os seguintes direitos:



I - obter a ligação de energia elétrica para qualquer instalação que atenda aos padrões da CONCESSIONÁRIA e aos requisitos de segurança e adequação técnica, segundo as normas específicas;

II - obter os esclarecimentos sobre dúvidas com a prestação do serviço, bem assim as informações requeridas e consideradas necessárias para defesa dos seus direitos;

III - liberdade de escolha na utilização do serviço, observadas as normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL; e

IV - receber o ressarcimento dos danos e prejuízos decorrentes que, porventura, lhe sejam causados em função do serviço concedido, ressalvado os danos provocados por deficiências técnicas nas instalações internas da unidade consumidora ou da má utilização das instalações.

Subcláusula Décima Sexta - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a melhorar o nível de qualidade do serviço, de acordo com os critérios, indicadores, fórmulas e padrões, definidos no Anexo III deste Contrato e na legislação atual e superveniente.

Subcláusula Décima Sétima - A CONCESSIONÁRIA compromete-se em organizar e administrar separadamente das atividades de distribuição de energia elétrica, reguladas neste Contrato, os serviços de geração, transmissão e comercialização de energia elétrica, que vier a explorar, inclusive constituindo empresas juridicamente independentes, observados os limites de participação estabelecidos na legislação específica, para a exploração dessas atividades.

CLÁUSULA TERCEIRA - PRAZO DA CONCESSÃO E DO CONTRATO

A concessão para distribuição de energia elétrica referida na Cláusula Primeira tem prazo de vigência até 7 de julho de 2015.

Subcláusula Primeira - A critério exclusivo da ANEEL e para assegurar a continuidade e qualidade do serviço público, o prazo da concessão poderá ser prorrogado pelo período de até vinte anos, de acordo com o que dispõe o § 3º do art. 4º da Lei nº 9.074 de 1995, e do art. 27 da Lei nº 9.427 de 1995, mediante requerimento da CONCESSIONÁRIA. A eventual prorrogação do prazo da concessão estará subordinada ao interesse público e à revisão das condições estipuladas neste Contrato.

Subcláusula Segunda - O requerimento de prorrogação deverá ser apresentado até 36 (trinta e seis) meses antes do término do prazo deste Contrato, acompanhado dos comprovantes de regularidade e adimplemento das obrigações fiscais, previdenciárias e dos compromissos e encargos assumidos com os órgãos da Administração Pública, referentes à prestação do serviço público de energia elétrica, bem assim de quaisquer outros encargos previstos nas normas legais e regulamentares então vigentes.

Subcláusula Terceira - A ANEEL manifestar-se-á sobre o requerimento de prorrogação até o 18º (décimo oitavo) mês anterior ao término do prazo da concessão. Na análise do pedido de prorrogação, a ANEEL levará em consideração todas as informações sobre o serviço público de distribuição de energia elétrica prestado, devendo aprovar ou rejeitar o pleito dentro do prazo acima previsto. O deferimento do pedido levará em consideração o cumprimento dos requisitos de serviço

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	

2649
2
COMISSÃO DE DEBATE

adequado, por parte da CONCESSIONÁRIA, conforme relatórios técnicos fundamentados, emitidos pela fiscalização da ANEEL.

CLÁUSULA QUARTA - EXPANSÃO E AMPLIAÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

A concessionária obriga-se a prover o atendimento da atual demanda dos serviços concedidos e também implantar novas instalações, bem como ampliar e modificar as existentes, de modo a garantir o atendimento da futura demanda de seu mercado de energia.

Subcláusula Única - As novas instalações, as ampliações e as modificações das instalações existentes, dos sistemas de distribuição e de transmissão de âmbito próprio da distribuição, deverão obedecer aos procedimentos legais específicos e as normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL e incorporar-se-ão à respectiva concessão, regulando-se pelas disposições deste Contrato e pelas normas legais e regulamentares da prestação de serviço público de energia elétrica.

CLÁUSULA QUINTA - OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA

Além de outras obrigações decorrentes da lei e das normas regulamentares específicas, constituem encargos da CONCESSIONÁRIA, inerentes à concessão regulada por este Contrato:

I - fornecer energia elétrica a consumidores localizados em sua área de concessão, nos pontos de entrega definidos nas normas dos serviços, pelas tarifas homologadas pela ANEEL, nas condições estabelecidas nos respectivos contratos de fornecimento e na legislação;

II - dar atendimento abrangente ao mercado, sem exclusão das populações de baixa renda e das áreas de baixa densidade populacional, inclusive as rurais, atendidas as normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL;

III - realizar, por sua conta e risco, as obras necessárias à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, inclusive reposição de bens, operando as instalações e os equipamentos correspondentes de modo a assegurar a regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia no atendimento e modicidade das tarifas, nos termos da Subcláusula Terceira da Cláusula Segunda deste Contrato;

IV - organizar e manter registro e inventário dos bens e instalações vinculados à concessão e zelar pela sua integridade, providenciando para que, aqueles que, por razões de ordem técnica, sejam essenciais à garantia e confiabilidade do sistema elétrico, estejam sempre adequadamente cobertos por seguro, vedado à CONCESSIONÁRIA, nos termos da legislação específica, alienar, ceder a qualquer título ou dar em garantia sem a prévia e expressa autorização da ANEEL;

V - efetuar, quando determinado pela ANEEL, consoante o planejamento para o atendimento do mercado, os suprimentos de energia elétrica a outras concessionárias e as interligações que forem necessárias;

VI - cumprir e fazer cumprir as normas legais e regulamentares do serviço, respondendo, perante o PODER CONCEDENTE, a ANEEL, os usuários e terceiros, pelos eventuais danos e prejuízos causados em decorrência da exploração dos serviços, ressalvados os danos decorrentes de deficiências técnicas nas instalações internas da unidade consumidora ou da má utilização das instalações;

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO	
--------------------------------------	--



VII - atender a todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista e previdenciária, os encargos oriundos de normas regulamentares estabelecidas pelo PODER CONCEDENTE e pela ANEEL, bem assim a quaisquer outras obrigações relacionadas ou decorrentes da exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica, especialmente quanto ao pagamento dos valores relativos à fiscalização do serviço público de distribuição, fixados pela ANEEL e recolhidos mensalmente nas datas estabelecidas em conformidade com o art. 13 da Lei no 9.427, de 1996;

VIII - prestar contas anualmente, a ANEEL, da gestão do serviço público de distribuição de energia elétrica concedido, mediante relatório elaborado segundo as prescrições legais e regulamentares específicas;

IX - prestar contas aos usuários, anualmente, da gestão do serviço público de distribuição de energia elétrica concedido, fornecendo informações específicas sobre os níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação do serviço e modicidade das tarifas, assegurando ampla divulgação nos meios de comunicação acessíveis aos consumidores da sua área de concessão;

X - observar a legislação de proteção ambiental, respondendo pelas consequências de seu eventual descumprimento;

XI - assegurar livre acesso aos seus sistemas de transmissão e distribuição, observada a capacidade operacional do sistema, por parte de produtores de energia elétrica e de consumidores que, por força de lei, possam adquirir energia elétrica de outro fornecedor, mediante celebração de contratos específicos, bem assim cobrar encargos de conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica, consoante as condições gerais de acesso e tarifas estabelecidas pela ANEEL;

XII - publicar, anualmente, suas Demonstrações Financeiras e Relatórios nos termos da legislação vigente;

XIII - realizar programas de treinamento do seu pessoal, visando ao constante aperfeiçoamento do mesmo para a adequada prestação do serviço de distribuição concedido;

XIV - instalar, por sua conta, programa de compensação reativa capacitiva, bem como os equipamentos de monitoramento e controle de tensão necessária para assegurar a qualidade do serviço, inclusive aqueles solicitados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico;

XV - submeter à prévia aprovação da ANEEL qualquer alteração do seu Estatuto Social, transferência de ações que compõem o controle societário, que implique mudança desse controle, bem como reestruturação societária da empresa;

XVI - observar as normas específicas sobre a Classificação de Contas e o Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, devendo registrar e apurar, separadamente, os investimentos e os custos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, inclusive os relativos às novas instalações, expansões e modificações do seu sistema elétrico;

XVII - observar o disposto em resolução da ANEEL sobre o oferecimento, em garantia, da receita do serviço concedido;

XVIII - manter registro contábil, em separado, das atividades atípicas, não objeto da concessão, ou constituir outra empresa, juridicamente independente, para o exercício dessas atividades;

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



XIX - subsidiar ou participar do planejamento indicativo do setor elétrico, abrangido pelo art. 174 da Constituição Federal, na forma e condições estabelecidas em regulamento;

XX - participar do Mercado Atacadista de Energia - MAE e do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, quando for o caso, nas condições previstas no Acordo de Mercado e no Estatuto do ONS, e submeter-se às regras e procedimentos emanados dessas entidades; e,

XXI - manter seu acervo documental de acordo com o que determina a Lei nº 8.159, de 8 de janeiro de 1991 e demais normas em vigor.

Subcláusula Primeira - Serão submetidos ao exame e à aprovação da ANEEL, nas hipóteses, condições e segundo procedimentos estabelecidos em regulamento específico, os contratos, convênios, acordos ou ajustes celebrados entre a CONCESSIONÁRIA e acionistas pertencentes ao seu Grupo Controlador, diretos ou indiretos, e empresas controladas ou coligadas, bem como os celebrados com:

I - pessoas físicas ou jurídicas que, juntamente com a CONCESSIONÁRIA, façam parte, direta ou indiretamente, de uma mesma empresa controlada; e,

II - com pessoas físicas ou jurídicas que tenham diretores ou administradores comuns à CONCESSIONÁRIA.

Subcláusula Segunda - Para possibilitar a distribuição da energia elétrica requerida pelos usuários do serviço, de forma regular e adequada, a CONCESSIONÁRIA deverá celebrar os contratos de compra de energia, nos termos do art. 10 da Lei nº 9.648, de 1998, bem como de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição que se fizerem necessários.

Subcláusula Terceira - Na contratação de serviços e na aquisição de materiais e equipamentos vinculados ao serviço objeto deste Contrato, a CONCESSIONÁRIA deverá considerar ofertas de fornecedores nacionais atuantes no respectivo segmento e, nos casos em que haja equivalência entre as ofertas, em termos de preço, prazo de entrega e atendimento às especificações técnicas, obriga-se a assegurar preferência a empresas constituídas sob as leis brasileiras e com sede e administração no País.

Subcláusula Quarta - Compete à CONCESSIONÁRIA captar, aplicar e gerir os recursos financeiros necessários à adequada prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica regulado neste Contrato.

Subcláusula Quinta - A CONCESSIONÁRIA fica obrigada a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, um por cento de sua receita operacional líquida, em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e em ações que tenham por objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica, nos termos da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e na forma em que dispuser a regulamentação específica sobre a matéria. Para o cumprimento desta obrigação a CONCESSIONÁRIA deverá apresentar a ANEEL até 31 de janeiro de cada ano, ou em data que vier a ser estabelecida em regulamento próprio um programa contendo as ações e suas metas físicas e financeiras, observadas as diretrizes estabelecidas para a sua elaboração, bem como a comprovação do cumprimento das obrigações junto ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, na forma em que dispuser o regulamento da referida Lei.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Subcláusula Sexta - O descumprimento das obrigações da Subcláusula anterior, bem como das metas físicas estabelecidas no Programa anual, ainda que parcialmente, sujeitará a CONCESSIONÁRIA à penalidade de multa limitada esta ao valor mínimo que deveria ser aplicado conforme Subcláusula anterior. Havendo cumprimento das metas físicas sem que tenha sido atingido o percentual mínimo estipulado na Subcláusula anterior, a diferença será obrigatoriamente acrescida ao montante mínimo a ser aplicado no ano seguinte, com as conseqüentes repercussões nos programas e metas.

Subcláusula Sétima - A CONCESSIONÁRIA compromete-se a não efetuar, em seus livros sociais, sem a prévia anuência da ANEEL, qualquer registro que importe em cessão, transferência ou oneração das ações que compõem o controle societário.

CLÁUSULA SEXTA - PRERROGATIVAS DA CONCESSIONÁRIA

A concessão para exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica, referida na Cláusula Primeira deste Contrato, confere à CONCESSIONÁRIA, dentre outras, as seguintes prerrogativas:

I - utilizar, por prazo indeterminado, os terrenos de domínio público, estabelecendo sobre eles estradas, vias ou caminhos de acesso e as servidões que se tornarem necessárias à exploração do serviço, com sujeição aos regulamentos administrativos;

II - promover desapropriação e instituição de servidões administrativas sobre bens declarados de utilidade pública, necessários à execução de serviços ou de obras vinculadas ao serviço, arcando com o pagamento das indenizações correspondentes; e,

III - construir estradas e implantar sistemas de telecomunicações, sem prejuízo de terceiros, para uso exclusivo na exploração do serviço, respeitada a legislação pertinente.

Subcláusula Primeira - As prerrogativas decorrentes da prestação do serviço objeto deste Contrato não conferem à CONCESSIONÁRIA imunidade ou isenção tributárias, ressalvadas as situações expressamente indicadas em norma legal específica.

Subcláusula Segunda - Observadas as normas legais e regulamentares específicas, a CONCESSIONÁRIA poderá oferecer, em garantia de contratos de financiamento, os direitos emergentes da concessão que lhe é outorgada, desde que não comprometa a operacionalização e a continuidade da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, observando-se o disposto no inciso XVII da Cláusula Quinta do presente Contrato.

Subcláusula Terceira - Ressalvados os casos expressos na legislação e neste Contrato, o oferecimento da garantia deverá ser precedido de autorização da ANEEL, cuja concordância não dará aos agentes financiadores, direito de qualquer ação contra a ANEEL, em decorrência de descumprimento, pela CONCESSIONÁRIA, dos seus compromissos financeiros.

Subcláusula Quarta - A CONCESSIONÁRIA poderá estabelecer linhas de transmissão destinadas ao transporte de energia elétrica até seus respectivos centros de cargas, sendo-lhe facultada a aquisição comercial das respectivas servidões, mesmo em terrenos de domínio público e faixas de domínio de vias públicas, com sujeição aos regulamentos administrativos.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Subcláusula Quinta - As prerrogativas conferidas à CONCESSIONÁRIA em função deste Contrato não afetarão os direitos de terceiros e dos usuários de energia elétrica, que ficam expressamente ressalvados.

CLÁUSULA SÉTIMA - TARIFAS APLICÁVEIS NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

Pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica que lhe é concedido por este Contrato, a CONCESSIONÁRIA cobrará as tarifas homologadas pela ANEEL, discriminadas no Anexo II, que é rubricado pelas partes e integra este instrumento.

Subcláusula Primeira - É facultado à CONCESSIONÁRIA cobrar tarifas inferiores às discriminadas no Anexo II, desde que as reduções não impliquem pleitos compensatórios posteriores quanto à recuperação do equilíbrio econômico-financeiro e resguardadas as condições constantes na Subcláusula Sétima da Cláusula Segunda.

Subcláusula Segunda - A CONCESSIONÁRIA reconhece que as tarifas indicadas no Anexo II, reposicionadas na forma prevista na Portaria Interministerial nº 152, de 17 de maio de 2000, em conjunto com as regras de reajuste e revisão a seguir descritas, são suficientes, nesta data, para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato.

Subcláusula Terceira - Os valores das tarifas de que trata esta Cláusula serão reajustados com periodicidade anual, obedecida à legislação e regulamentação vigente e superveniente, 01 (um) ano após a "Data de Referência Anterior", sendo esta definida da seguinte forma:

I - no primeiro reajuste, a data de publicação do reposicionamento tarifário previsto na Portaria Interministerial nº 152, de 17 de maio de 2000; e

II - nos reajustes subsequentes, a data de vigência do último reajuste ou revisão que o tenha substituído, de acordo com o disposto nesta Cláusula.

Subcláusula Quarta - As tarifas decorrentes do reposicionamento tarifário mencionado na Subcláusula anterior, constituirão referência para os reajustes e revisões previstos nesta Cláusula.

Subcláusula Quinta - A periodicidade de reajuste de que trata esta Cláusula poderá ocorrer em prazo inferior a 01 (um) ano, caso a legislação venha assim a permitir, adequando-se, neste caso, a "Data de Referência Anterior" à nova periodicidade estipulada.

Subcláusula Sexta - Para fins de reajuste tarifário, a receita da CONCESSIONÁRIA será dividida em duas parcelas:

parcelas: Parcela A: parcela da receita correspondente aos seguintes custos: Cota da Reserva Global de Reversão - RGR; cotas da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; valores relativos à taxa de fiscalização do serviço público de distribuição concedido; compra de energia elétrica para revenda; compensação financeira pela exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, quando aplicável; e, encargos de conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Parcela B: valor remanescente da receita da CONCESSIONÁRIA, excluído o ICMS, após a dedução da Parcela A.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Subcláusula Sétima - O reajuste será calculado mediante a aplicação, sobre as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior", do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), assim definido:

$$VPA1 + VPB0 \times (IVI + X)$$

$$IRT = \frac{\text{RA}}{\text{VPA0}}$$

RA

Onde:

RA: Receita anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", não incluindo o ICMS;

Mercado de Referência: É o mercado de energia assegurada da CONCESSIONÁRIA, nos 12 (doze) meses anteriores ao reajuste em processamento;

IVI: Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM, da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado;

X: Número índice definido pela ANEEL, de acordo com Subcláusula Nona desta Cláusula, a ser eventualmente subtraído ou acrescido ao IVI.

VPB0: Valor da Parcela B, referida na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", calculada da seguinte forma:

$$VPB0 = RA - VPA0$$

Onde:

VPA0: Valor da Parcela A referida na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e a energia comprada em função do "Mercado de Referência";

VPA1: Valor da Parcela A, referida na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e a energia comprada em função do "Mercado de Referência";

Subcláusula Oitava - A ANEEL, de acordo com o cronograma apresentado nesta Subcláusula, procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia elétrica, alterando-os para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da CONCESSIONÁRIA, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas. Estas revisões obedecerão ao seguinte cronograma: a primeira revisão será procedida um ano após o quarto reajuste anual concedido, conforme previsto na Subcláusula Terceira; a partir desta primeira revisão, as subseqüentes serão realizadas a cada 4 (quatro) anos.

Subcláusula Nona - No processo de revisão das tarifas, estabelecido na Subcláusula anterior, a ANEEL estabelecerá os valores de X, que deverão ser subtraídos ou acrescidos na variação do IVI ou seu substituto, nos reajustes anuais subseqüentes, conforme descrito na Subcláusula Oitava. Para os primeiros 4 (quatro) reajustes anuais o valor de X será zero.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Subcláusula Décima - A ANEEL poderá, a qualquer tempo, proceder à revisão das tarifas, visando a manter o equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato, sem prejuízo dos reajustes e revisões a que se referem as Subcláusulas anteriores desta Cláusula, caso haja alterações significativas nos custos da CONCESSIONÁRIA, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia elétrica e encargos de uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica que possam ser aprovadas pela ANEEL durante o período, por solicitação desta, devidamente comprovada.

Subcláusula Décima Primeira - A criação, alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a assinatura deste Contrato, quando comprovado seu impacto, implicará revisão das tarifas, para mais ou para menos, conforme o caso, ressalvado os impostos sobre a renda, a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL ou suas sucedâneas e quaisquer outros existentes ou que venham a ser criados, tendo como base de cálculo o resultado da atividade econômica.

Subcláusula Décima Segunda - Na hipótese de ter ocorrido, após a "Data de Referência Anterior", revisões de tarifas previstas na Subcláusula anterior, que tenham sido realizadas por alteração de tributos ou encargos que não aqueles constantes da Parcela A, quando do reajuste previsto na Subcláusula Sétima, as tarifas, após a aplicação do IRT, serão alteradas, para mais ou para menos, pelos mesmos percentuais destas revisões.

Subcláusula Décima Terceira - A CONCESSIONÁRIA, na eventualidade de qualquer de seus consumidores se tornar autoprodutor ou passar a ser atendido por outra concessionária ou por produtor independente, poderá cobrar, pela utilização de suas instalações, as tarifas específicas estabelecidas pela ANEEL.

Subcláusula Décima Quarta - É vedado à CONCESSIONÁRIA cobrar dos consumidores de energia elétrica, sob qualquer pretexto, tarifas superiores àquelas homologadas pela ANEEL.

Subcláusula Décima Quinta - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a obter a energia elétrica requerida pelos seus consumidores ao menor custo efetivo, dentre as alternativas disponíveis. Na aplicação dos reajustes e revisões previstos nesta Cláusula, serão observados os limites de repasse dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, estabelecidos em resolução da ANEEL.

Subcláusula Décima Sexta - Havendo alteração unilateral do Contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, devidamente comprovado pela CONCESSIONÁRIA, a ANEEL deverá adotar as medidas necessárias ao seu restabelecimento, com efeito, a partir da data da alteração.

CLÁUSULA OITAVA - FISCALIZAÇÃO DO SERVIÇO

A exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica objeto deste Contrato será acompanhada, fiscalizada e regulada pela ANEEL.

Subcláusula Primeira - A Fiscalização abrangerá o acompanhamento e o controle das ações da CONCESSIONÁRIA nas áreas administrativa, contábil, comercial, técnica, econômica e financeira, podendo a ANEEL estabelecer diretrizes de procedimento ou sustar ações que considere incompatíveis com as exigências da prestação do serviço adequado.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	

221

Subcláusula Segunda - Os servidores da ANEEL ou seus prepostos, especialmente designados, terão livre acesso, em qualquer época, a toda e qualquer documentação, obras, instalações e equipamentos vinculados ao serviço público de distribuição de energia elétrica, inclusive seus registros contábeis, podendo requisitar, de qualquer setor ou pessoa da CONCESSIONÁRIA, informações e esclarecimentos que permitam aferir a correta execução deste Contrato, bem como os dados considerados necessários para o controle estatístico e planejamento do sistema elétrico nacional, ficando vedado à CONCESSIONÁRIA, restringir, sob qualquer alegação, o disposto nesta Subcláusula.

Subcláusula Terceira - A Fiscalização técnica e comercial do serviço público de distribuição de energia elétrica abrangerá:

I - a execução dos projetos de obras e instalações;

II - a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica;

III - a observância das normas legais e contratuais;

IV - o desempenho do sistema elétrico da CONCESSIONÁRIA no tocante à qualidade e continuidade do fornecimento efetuado a consumidores finais, nos termos deste Contrato e da legislação específica;

V - a execução dos programas de incremento à eficiência no uso e na oferta de energia elétrica;

VI - a estrutura de atendimento a consumidores e de operação e manutenção do sistema elétrico;

VII - a utilização e o destino da energia; e,

VIII - a qualidade do atendimento comercial.

Subcláusula Quarta - A Fiscalização econômico-financeira compreenderá a análise e o acompanhamento das operações financeiras, os registros nos livros da CONCESSIONÁRIA, balancetes, relatórios e demonstrações financeiras, prestação anual de contas e quaisquer outros documentos julgados necessários para uma perfeita avaliação da gestão da concessão.

Subcláusula Quinta - A ANEEL poderá determinar à CONCESSIONÁRIA a rescisão de qualquer contrato por ela celebrado, quando verificar que dele possam resultar danos ao serviço público de distribuição de energia elétrica concedido ou tratamento tarifário diferenciado a consumidores que se encontrem na mesma tensão de fornecimento e na mesma classe de consumo, exceto nos casos previstos na legislação.

Subcláusula Sexta - A fiscalização da ANEEL não exime a CONCESSIONÁRIA, nem diminui suas responsabilidades quanto à adequação das suas obras e instalações, à correção e legalidade de seus registros contábeis e de suas operações financeiras e comerciais.

Subcláusula Sétima - O desatendimento, pela CONCESSIONÁRIA, das solicitações, notificações e determinações da fiscalização implicará a aplicação das penalidades autorizadas pelas normas dos serviços e por este Contrato.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO	
--------------------------------------	--



CLÁUSULA NONA - PENALIDADES

Pelo descumprimento das disposições legais, regulamentares e contratuais pertinentes ao serviço e instalações de energia elétrica, a CONCESSIONÁRIA estará sujeita às penalidades conforme legislação em vigor, especialmente àquelas estabelecidas em Resolução da ANEEL, sem prejuízo do disposto no inciso III, art. 17, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 1997 e nas Cláusulas Décima e Décima Primeira deste Contrato.

Subcláusula Primeira - A CONCESSIONÁRIA estará sujeita à penalidade, entre outras, de multa, aplicada pela ANEEL, no valor máximo, por infração incorrida, de até 2% (dois por cento) do valor do faturamento da CONCESSIONÁRIA nos últimos 12 (doze) meses anteriores à lavratura do auto de infração, nos termos da Lei e dos procedimentos previstos em Resolução específica da ANEEL.

Subcláusula Segunda - As penalidades serão aplicadas mediante procedimento administrativo, guardando proporção com a gravidade da infração, em que se assegure à CONCESSIONÁRIA direito de defesa e ao contraditório. Nos casos de transgressão de padrões de qualidade de serviço ao consumidor, individualmente considerado, será observado o procedimento previsto no Anexo III deste Contrato.

Subcláusula Terceira - Quando a penalidade consistir em multa por transgressão de padrões de qualidade de serviço a um grupo de consumidores ou por descumprimento de disposições legais, regulamentares e contratuais e o respectivo valor não for recolhido no prazo fixado pela fiscalização, a ANEEL promoverá a sua cobrança judicial, por via de execução, na forma da legislação específica.

Subcláusula Quarta - Nos casos de descumprimento das penalidades impostas por infração, ou descumprimento de notificação ou determinação do PODER CONCEDENTE para regularizar a prestação de serviços, poderá ser decretada a caducidade da concessão, na forma estabelecida na lei e neste Contrato, sem prejuízo da apuração das responsabilidades da CONCESSIONÁRIA perante o PODER CONCEDENTE, a ANEEL, os usuários e terceiros.

CLÁUSULA DÉCIMA - INTERVENÇÃO NA CONCESSÃO

Sem prejuízo das penalidades cabíveis e das responsabilidades incidentes, a ANEEL poderá intervir na concessão, a qualquer tempo, para assegurar a adequada prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica ou o cumprimento, pela CONCESSIONÁRIA, das normas legais, regulamentares e contratuais.

Subcláusula Primeira - A intervenção será determinada por Resolução da ANEEL, que designará o Interventor, o prazo da intervenção e os objetivos e limites da medida, devendo ser instaurado, dentro dos 30 (trinta) dias seguintes da publicação da resolução, o correspondente procedimento administrativo, para comprovar as causas determinantes da medida e as responsabilidades incidentes, assegurando-se à CONCESSIONÁRIA direito de ampla defesa e ao contraditório.

Subcláusula Segunda - Se o procedimento administrativo não for concluído dentro de 180 (cento e oitenta) dias, considerar-se-á inválida a intervenção, devolvendo-se à CONCESSIONÁRIA a administração do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Subcláusula Terceira - Será declarada a nulidade da intervenção se ficar comprovado que esta não observou os pressupostos legais e regulamentares, devendo o serviço público de distribuição de

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
RECEBIDO	



energia elétrica ser imediatamente devolvido à CONCESSIONÁRIA, sem prejuízo de seu direito de indenização.

Subcláusula Quarta - Cessada a intervenção, se não for extinta a concessão, a administração do serviço público de distribuição de energia elétrica será devolvida à CONCESSIONÁRIA, precedida de prestação de contas pelo interventor, que responderá pelos atos praticados durante a sua gestão.

CLÁUSULA DÉCIMA PRIMEIRA - EXTINÇÃO DA CONCESSÃO, REVERSÃO DOS BENS E INSTALAÇÕES VINCULADOS.

A concessão para exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica regulada por este Contrato será considerada extinta, observadas as normas legais específicas, nos seguintes casos:

I - pelo advento do termo final do contrato;

II - pela encampação do serviço;

III - pela caducidade;

IV - pela rescisão;

V - pela anulação decorrente de vício ou irregularidade constatada no procedimento ou no ato de sua outorga; e

VI - em caso de falência ou extinção da CONCESSIONÁRIA.

Subcláusula Primeira - O advento do termo final do contrato opera, de pleno direito, a extinção da concessão, facultando-se a ANEEL, a seu exclusivo critério, prorrogar o presente Contrato até a assunção de nova concessionária.

Subcláusula Segunda - Extinta a concessão, operar-se-á, de pleno direito, a reversão, ao PODER CONCEDENTE, dos bens e instalações vinculados ao serviço, procedendo-se aos levantamentos e às avaliações, bem como a determinação do montante da indenização devida à CONCESSIONÁRIA, observados os valores e as datas de sua incorporação ao sistema elétrico.

Subcláusula Terceira - Para efeito da reversão, os bens vinculados ao serviço concedido são os utilizados, direta ou indiretamente, exclusiva e permanentemente, na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Subcláusula Quarta - Para atender ao interesse público, mediante lei autorizativa específica, o PODER CONCEDENTE poderá retomar o serviço, após prévio pagamento da indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados pela CONCESSIONÁRIA para garantir a continuidade e a atualidade do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Subcláusula Quinta - Verificada qualquer das hipóteses de inadimplemento previstas na legislação específica e neste Contrato, a ANEEL promoverá a declaração de caducidade da concessão, que será precedida de processo administrativo para verificação das infrações ou falhas da CONCESSIONÁRIA, assegurado o contraditório e o direito de defesa à CONCESSIONÁRIA e garantida a indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço público de distribuição de energia elétrica. Da indenização apurada serão

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO	
--------------------------------------	--



deduzidos os valores das multas devidas e dos danos causados pela CONCESSIONÁRIA, relativos ao fato motivador da caducidade.

Subcláusula Sexta - Para efeito de indenizações de que tratam as Subcláusulas Segunda, Terceira, Quarta e Quinta o valor de indenização dos bens reversíveis será aquele resultante de inventário procedido pela ANEEL ou preposto especialmente designado, e seu pagamento realizado com os recursos da Reserva Global de Reversão - RGR, na forma do art. 33 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, Regulamento dos Serviços de Energia Elétrica, e do art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, alterado pelo art. 9º da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, depois de finalizado o processo administrativo e esgotados todos os prazos e instâncias de recurso.

Subcláusula Sétima - O processo administrativo de inadimplemento não será instaurado até que tenha sido dado inteiro conhecimento à CONCESSIONÁRIA, em detalhes, das infrações incorridas, bem como tempo suficiente para providenciar as correções de acordo com os termos do processo de fiscalização da ANEEL.

Subcláusula Oitava - A declaração da caducidade não acarretará, para o PODER CONCEDENTE, qualquer responsabilidade em relação aos ônus, encargos ou compromissos com terceiros que tenham sido contratados pela CONCESSIONÁRIA, nem com relação aos empregados desta.

Subcláusula Nona - Alternativamente à declaração de caducidade, poderá o PODER CONCEDENTE restringir a área da concessão, promover a subconcessão ou desapropriar as ações que compõem o controle societário da CONCESSIONÁRIA, mediante indenização. No caso de desapropriação, a indenização devida, na forma da lei, se dará com recursos provenientes da alienação, em leilão público, das ações desapropriadas.

Subcláusula Décima - Mediante ação judicial especialmente intentada para esse fim, poderá a CONCESSIONÁRIA promover a rescisão deste Contrato, no caso de descumprimento, pelo PODER CONCEDENTE, das normas aqui estabelecidas. Nesta hipótese, a CONCESSIONÁRIA não poderá interromper a prestação do serviço, enquanto não transitar em julgado a decisão judicial que decretar a extinção deste Contrato.

Subcláusula Décima Primeira - Em qualquer hipótese de extinção da concessão, o PODER CONCEDENTE assumirá, imediatamente, a prestação do serviço para garantir a sua continuidade e regularidade.

CLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA - ELETRIFICAÇÃO RURAL

A CONCESSIONÁRIA obriga-se a implementar e participar de programas de eletrificação rural, com vistas à incorporação da potencial demanda desse segmento e ao pleno atendimento do mercado de energia elétrica em sua área de concessão.

Subcláusula Primeira - A CONCESSIONÁRIA compromete-se a participar dos programas e ações decorrentes de políticas públicas federais ou estaduais que visem fomentar a eletrificação rural em sua área de concessão, quando solicitada, por escrito, pelos órgãos públicos promotores. A adesão se dará mediante instrumento jurídico próprio, onde serão definidas as obrigações das partes, o montante a ser investido e sua divisão entre os participantes, as metas físicas e respectivos prazos.

Subcláusula Segunda - No caso de não adesão da CONCESSIONÁRIA aos programas públicos de eletrificação rural para os quais tenha sido convocada, fica a seu encargo propor a ANEEL, no

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
-----------------------------	--



prazo de 90 dias, uma alternativa de atendimento da demanda identificada de seu mercado, em cumprimento do que dispõe o inciso II da Cláusula Quinta deste Contrato.

Subcláusula Terceira - A participação da CONCESSIONÁRIA observará, em todos os casos, as determinações da legislação de regência para prestação dos serviços públicos de energia elétrica.

CLÁUSULA DÉCIMA TERCEIRA - COMPROMISSO DO ACIONISTA CONTROLADOR

O ACIONISTA CONTROLADOR declara aceitar e submeter-se às condições e Cláusulas deste Contrato, obrigando-se a introduzir, no Estatuto Social da CONCESSIONÁRIA, disposição no sentido de não transferir, ceder ou de qualquer forma alienar, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosamente, as ações que fazem parte do controle societário sem a prévia concordância da ANEEL.

Subcláusula Única - Na hipótese de transferência, integral ou parcial, de ações que fazem parte do controle societário, o(s) novo(s) acionista(s) controlador(es) deverá(ão) assinar termo de anuência e submissão às Cláusulas deste Contrato e às normas legais e regulamentares da concessão.

CLÁUSULA DÉCIMA QUARTA - DELEGAÇÃO DE COMPETÊNCIA

Em atendimento ao disposto no art. 36 da Lei nº 9.074, de 1995, e no art. 20 da Lei nº 9.427, de 1996, a ANEEL poderá delegar ao ESTADO DO PIAUÍ competência para o desempenho das atividades complementares de fiscalização, controle e regulação dos serviços e instalações de energia elétrica operados pela CONCESSIONÁRIA.

Subcláusula Única - A delegação de competência prevista nesta cláusula será conferida nos termos e condições que vierem a ser definidos em Convênio de Cooperação, uma vez comprovado, pelo ESTADO DO PIAUÍ, a estruturação de órgão aparelhado, técnica e administrativamente, para a execução das atividades respectivas.

CLÁUSULA DÉCIMA QUINTA - MODO AMIGÁVEL DE SOLUÇÃO DE DIVERGÊNCIAS E FORO DO CONTRATO

Resguardado o interesse público, na hipótese de divergência na interpretação ou execução de dispositivos do presente Contrato, a CONCESSIONÁRIA poderá solicitar, às áreas organizacionais da ANEEL, afetas ao assunto, a realização de audiências com a finalidade de harmonizar os entendimentos, conforme procedimento aplicável.

Subcláusula Única - Para dirimir as dúvidas ou controvérsias não solucionadas de modo amigável, na forma indicada no *caput* desta Cláusula, fica eleito o Foro da Justiça Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal, com renúncia expressa das partes a outros, por mais privilegiados que forem.

CLÁUSULA DÉCIMA SEXTA - PUBLICAÇÃO E REGISTRO DO CONTRATO

O presente Contrato será registrado e arquivado na ANEEL, que providenciará, dentro dos 20 (vinte) dias de sua assinatura, a publicação de seu extrato no Diário Oficial.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Assim estando ajustado, fizeram as partes lavrar o presente instrumento, em 3 (três) vias de igual teor que são assinadas pelos representantes da ANEEL, da CONCESSIONÁRIA e do ACIONISTA CONTROLADOR, juntamente com as testemunhas abaixo, para os devidos efeitos legais.

Brasília- DF, em 12 de fevereiro de 2001

PELA ANEEL:

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO
Diretor-Geral da ANEEL

PELA CONCESSIONÁRIA:

MERIAM ABRAHAM OHANA
Diretora-Presidente

PAULO ROBERTO DOS SANTOS SILVEIRA
Diretor Financeiro

PELO ACIONISTA CONTROLADOR:

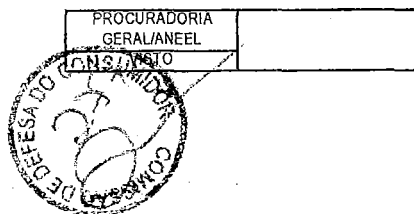
FIRMINO FERREIRA SAMPAIO NETO
Presidente

MARCO AURÉLIO PALHAS DE CARVALHO
Diretor de Engenharia

TESTEMUNHAS:

JACONIAS DE AGUIAR
CPF: 007 112 176-53

ANTHONY MERCURY ROSADO LEITÃO
CPF:136 004 784-00



ANEXO I

RESOLUÇÃO Nº 295 DE 19 DE OUTUBRO DE 1999.

Aprova o reagrupamento das concessões de distribuição de energia elétrica da Companhia Energética do Piauí - CEPISA.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com Deliberação da Diretoria, e tendo em vista o disposto no art. 22 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e o que consta do Processo nº 48100.001178/96-64, resolve:

Art. 1º Aprovar o reagrupamento das concessões de distribuição de energia elétrica e respectivas instalações de transmissão de âmbito próprio, de que é titular a Companhia Energética do Piauí - CEPISA, em uma única área, compreendida pelos Municípios de Acauã, Agricolândia, Água Branca, Alagoinha do Piauí, Alegrete do Piauí, Alto Longá, Altos, Alvorada do Gurguéia, Amarante, Angical do Piauí, Anísio de Abreu, Antônio Almeida, Aroazes, Arraial, Assunção do Piauí, Avelino Lopes, Baixa Grande do Ribeiro, Barra D'Alcântara, Barras, Barreiras do Piauí, Barro Duro, Batalha, Bela Vista do Piauí, Belém do Piauí, Beneditinos, Bertolínia, Betânia do Piauí, Boa Hora, Bocaina, Bom Jesus, Bom Princípio do Piauí, Bonfim do Piauí, Boqueirão do Piauí, Brasileira, Brejo do Piauí, Buriti dos Lopes, Buriti dos Montes, Cabeceiras do Piauí, Cajazeiras do Piauí, Cajueiro da Praia, Caldeirão Grande do Piauí, Campinas do Piauí, Campo Alegre do Fidalgo, Campo Grande do Piauí, Campo Largo do Piauí, Campo Maior, Canavieira, Canto do Buriti, Capitão de Campos, Capitão Gervásio Oliveira, Caracol, Caraúbas do Piauí, Caridade do Piauí, Castelo do Piauí, Caxingó, Cocal, Cocal de Telha, Cocal dos Alves, Coivaras, Colônia do Gurguéia, Colônia do Piauí, Conceição do Canindé, Coronel José Dias, Corrente, Cristalândia do Piauí, Cristino Castro, Curimatá, Currais, Curral Novo do Piauí, Currálinhos, Demerval Lobão, Dirceu Arcoverde, Dom Expedito Lopes, Dom Inocêncio, Domingos Mourão, Elesbão Veloso, Eliseu Martins, Esperantina, Fartura do Piauí, Flores do Piauí, Floresta do Piauí, Floriano, Francinópolis, Francisco Ayres, Francisco Macedo, Francisco Santos, Fronteiras, Geminiano, Gilbués, Guadalupe, Guaribas, Hugo Napoleão, Ilha Grande, Inhumana, Ipiranga do Piauí, Isaías Coelho, Itainópolis, Itaueira, Jacobina do Piauí, Jaicós, Jardim do Mulato, Jatobá do Piauí, Jerumenha, João Costa, Joaquim Pires, Joca Marques, José de Freitas, Juazeiro do Piauí, Júlio Borges, Jurema, Lagoa Alegre, Lagoa de São Francisco, Lagoa do Barro do Piauí, Lagoa do Piauí, Lagoa do Sítio, Lagoinha do Piauí, Landri Sales, Luiz Correia, Luzilândia, Madeiro, Manoel Emídio, Marcolândia, Marcos Parente, Massapê do Piauí, Matias Olímpio, Miguel Alves, Miguel Leão, Milton Brandão, Monsenhor Gil, Monsenhor Hipólito, Monte Alegre do Piauí, Morro Cabeça no Tempo, Morro do Chapéu do Piauí, Murici dos Portelas, Nazaré do Piauí, Nossa Senhora de Nazaré, Nossa Senhora dos Remédios, Nova Santa Rita, Novo Oriente do Piauí, Novo Santo Antônio, Oeiras, Olho D'água do Piauí, Padre Marcos, Paes Landim, Pajeú do Piauí, Palmeira do Piauí, Palmeirais, Paquetá, Parnaíba, Parnaguá, Passagem Franca do Piauí, Patos do Piauí, Pau D'Arco do Piauí, Paulistana, Pavussu, Pedro II, Pedro Laurentino, Petrônio Portela, Picos, Pimenteiras, Pio IX, Piracuruca, Piripiri, Porto, Porto Alegre do Piauí, Prata do Piauí, Queimada Nova, Redenção do Gurguéia, Regeneração, Riacho Frio, Ribeira do Piauí, Ribeiro Gonçalves, Rio

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Grande do Piauí, Santa Cruz do Piauí, Santa Cruz dos Milagres, Santa Filomena, Santa Luz, Santa Rosa do Piauí, Santana do Piauí, Santo Antônio de Lisboa, Santo Antônio dos Milagres, Santo Inácio do Piauí, São Braz do Piauí, São Félix do Piauí, São Francisco de Assis do Piauí, São Francisco do Piauí, São Gonçalo do Gurguéia, São Gonçalo do Piauí, São João da Canabrava, São João da Fronteira, São João da Serra, São João da Varjota, São João do Arraial, São João do Piauí, São José do Divino, São José do Peixe, São José do Piauí, São Julião, São Lourenço do Piauí, São Luís do Piauí, São Miguel da Baixa Grande, São Miguel do Fidalgo, São Miguel do Tapuio, São Pedro do Piauí, São Raimundo Nonato, Sebastião Barros, Sebastião Leal, Sigefredo Pacheco, Simões, Simplicio Mendes, Socorro do Piauí, Sussuapara, Tamboril do Piauí, Tanque do Piauí, Teresina, União, Uruçuí, Valença do Piauí, Várzea Branca, Várzea Grande, Vera Mendes, Vila Nova do Piauí e Wall Ferraz, no Estado do Piauí..(Fl. 2 da Resolução nº, de 1999).

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data da sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

Publicado no D.O de 20.10.1999, seção 1, p. 15, v. 137, n. 201-E.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



ANEXO II

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 329, DE 25 DE AGOSTO DE 2000

Homologa as Tarifas de Fornecimento e
Suprimento de Energia Elétrica da Centrais
Elétricas do Piauí – CEPISA.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no inciso X, art. 4º, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, no art. 15 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no art. 70 da Lei nº 9.069, de 29 de junho de 1995, na Portaria Interministerial nº 152, de 17 de maio de 2000, e o que consta do Processo nº 48500.004742/00-19, resolve:

Art. 1º Homologar as tarifas de energia elétrica constantes dos Anexos I e II desta Resolução, referentes à aplicação de reajuste em duas parcelas, para o fornecimento a consumidores finais e suprimento a outras concessionárias atendidas pela Centrais Elétricas do Piauí – CEPISA.

Art. 2º Os períodos de vigência dos Anexos I e II são os seguintes:

§ 1º As tarifas constantes do Anexo I entram em vigor a partir da data de publicação desta Resolução com vigência até 6 de fevereiro de 2001.

§ 2º As tarifas constantes do Anexo II terão o início de vigência em 7 de fevereiro de 2001.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

Publicado no D.O. de 28.08.2000, Seção 1, p.39,v.138,n.166-E.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



ANEXO I DA RESOLUÇÃO Nº 329, DE 25 DE AGOSTO DE 2000

QUADRO A

TARIFA CONVENCIONAL		
SUBGRUPO90	DEMANDA	CONSUMO
	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A2 (88 a 138 kV)	14,47	36,40
A3 (69 kV)	15,61	39,25
A3a (30 kV a 44 kV)	5,42	79,21
A4 (2,3 kV a 25 kV)	5,62	82,12
AS (Subterrâneo)	8,27	85,93
B1-RESIDENCIAL:		149,33
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:		
Consumo mensal até 30 kWh		52,27
Consumo mensal de 31 a 100 kWh		89,59
Consumo mensal de 101 a 140 kWh		134,40
B2-RURAL		93,40
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		66,00
B2-SERVIÇO DE IRRIGAÇÃO		85,90
B3-DEMAIS CLASSES		149,01
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:		
B4a – Rede de Distribuição		76,78
B4b – Bulbo da Lâmpada		84,28
B4c – Nível de IP acima do Padrão		124,84

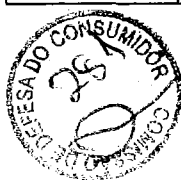
QUADRO B

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL		
SEGMENTO HORÁRIO SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	FORA DE PONTA
A1 (230 kV ou mais)	8,48	1,77
A2 (88 a 138 kV)	9,13	2,09
A3 (69 kV)	12,24	3,33
A3a (30 a 44 kV)	14,28	4,76
A4 (2,3 a 25 kV)	14,83	4,94
AS (Subterrâneo)	15,51	7,59

QUADRO C

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL				
SEGMENTO SAZONAL SUBGRUPO	CONSUMO (R\$/MWh)			
	PONTA		FORA DE PONTA	
	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A1 (230 kV ou mais)	48,29	42,24	34,17	29,04
A2 (88 a 138 kV)	51,18	47,74	36,68	33,64
A3 (69 Kv)	57,98	51,41	39,94	34,48
A3a (30 a 44 kV)	93,76	86,79	44,60	39,40
A4 (2,3 a 25 kV)	97,22	89,98	46,20	40,85
AS (Subterrâneo)	101,73	94,15	48,38	42,74

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



QUADRO D

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL		
SEGMENTO HORO-SAZONAL SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	FORA DE PONTA
	SECA OU ÚMIDA	SECA OU ÚMIDA
A1 (230 kV ou mais)	31,44	6,60
A2 (88 a 138 kV)	33,78	7,71
A3 (69 kV)	45,37	12,40
A3a (30 a 44 kV)	48,09	16,04
A4 (2,3 a 25 kV)	44,48	14,83
AS (Subterrâneo)	46,54	22,73

QUADRO E

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)	4,76
A4 (2,3 a 25 kV)	4,94
AS (Subterrâneo)	7,59

QUADRO F

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE				
SEGMENTO HORO-SAZONAL SUBGRUPO	CONSUMO (R\$/MWh)			
	PONTA		FORA DE PONTA	
	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A3a (30 a 44 kV)	424,34	417,37	44,60	39,40
A4 (2,3 a 25 kV)	439,92	432,71	46,20	40,85
AS (Sub)	460,38	452,81	48,38	42,74

QUADRO G

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL VERDE	
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)
	PERÍODO SECO OU ÚMIDO
A3a (30 a 44 kV)	16,04
A4 (2,3 a 25 kV)	14,83
AS (Subterrâneo)	22,73

QUADRO I

TARIFA DE EMERGENCIA – AUTOPRODUTOR		
SUBGRUPO	DEMANDA	CONSUMO
	(R\$/kW.ANO)	(R\$/MWh)
A2 (88 a 138 kV) HORO-SAZONAL AZUL	34,67	152,29
A3 (69 kV) HORO-SAZONAL AZUL	35,54	214,03
A3a (30 a 44 kV) HORO-SAZONAL AZUL	40,28	224,14
A3a (30 a 44 kV) HORO-SAZONAL VERDE	10,07	224,14
A4 (2,3 a 25 kV) HORO-SAZONAL AZUL	37,24	207,24
A4 (2,3 a 25 kV) HORO-SAZONAL VERDE	9,30	207,24

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



QUADRO J

DESCONTOS PERCENTUAIS		
UNIDADE CONSUMIDORA	DEMANDA	CONSUMO
RURAL - GRUPO A	10	10
COOPERATIVAS - GRUPO A	50	50
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO A	15	15
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO B	-	15

QUADRO K

TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO EM 220 V	
TARIFA EM R\$/Ah	
RESIDENCIAL BAIXA RENDA	
Consumo mensal até 136 Ah	0,011530
Consumo mensal de 137 a 341 Ah	0,018233

SUPRIDOR : CEPISA			
SUPRIDO : CEMAR			
TENSÃO kV	MODALIDADE	DEMANDA R\$/kW	ENERGIA R\$/MWh
TODAS	PRÓPRIO	3,45	34,70

SUPRIDOR : CEPISA			
SUPRIDO : COELBA			
TENSÃO kV	MODALIDADE	DEMANDA R\$/kW	ENERGIA R\$/MWh
TODAS	PRÓPRIO	3,33	33,68

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



ANEXO II DA RESOLUÇÃO Nº 329, DE 25 DE AGOSTO DE 2000**QUADRO A**

TARIFA CONVENCIONAL		
SUBGRUPO	DEMANDA	CONSUMO
	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A2 (88 a 138 kV)	14,76	37,15
A3 (69 kV)	15,93	40,05
A3a (30 kV a 44 kV)	5,53	80,83
A4 (2,3 kV a 25 kV)	5,74	83,80
AS (Subterrâneo)	8,44	87,69
B1-RESIDENCIAL:		152,38
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:		
Consumo mensal até 30 kWh		53,34
Consumo mensal de 31 a 100 kWh		91,42
Consumo mensal de 101 a 140 kWh		137,15
B2-RURAL		95,31
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		67,35
B2-SERVIÇO DE IRRIGAÇÃO		87,65
B3-DEMAIS CLASSES		152,06
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:		
B4a – Rede de Distribuição		78,35
B4b – Bulbo da Lâmpada		86,00
B4c – Nível de IP acima do Padrão		127,39

QUADRO B

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL		
SEGMENTO HORÁRIO SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	FORA DE PONTA
A1 (230 kV ou mais)	8,65	1,81
A2 (88 a 138 kV)	9,31	2,14
A3 (69 kV)	12,49	3,40
A3a (30 a 44 kV)	14,58	4,86
A4 (2,3 a 25 kV)	15,13	5,04
AS (Subterrâneo)	15,83	7,74

QUADRO C

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL				
SEGMENTO SAZONAL SUBGRUPO	CONSUMO (R\$/MWh)			
	PONTA		FORA DE PONTA	
	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A1 (230 kV ou mais)	49,28	43,11	34,87	29,64
A2 (88 a 138 kV)	52,22	48,71	37,42	34,32
A3 (69 Kv)	59,17	52,47	40,76	35,19
A3a (30 a 44 kV)	95,67	88,56	45,51	40,20
A4 (2,3 a 25 kV)	99,20	91,82	47,15	41,69
AS (Subterrâneo)	103,81	96,07	49,36	43,62

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



QUADRO D

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL		
SEGMENTO HORO-SAZONAL SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	FORA DE PONTA
	SECA OU ÚMIDA	SECA OU ÚMIDA
A1 (230 kV ou mais)	32,09	6,73
A2 (88 a 138 kV)	34,47	7,86
A3 (69 kV)	46,30	12,65
A3a (30 a 44 kV)	49,08	16,37
A4 (2,3 a 25 kV)	45,39	15,13
AS (Subterrâneo)	47,49	23,19

QUADRO E

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)	4,86
A4 (2,3 a 25 kV)	5,04
AS (Subterrâneo)	7,74

QUADRO F

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE				
SEGMENTO HORO-SAZONAL SUBGRUPO	CONSUMO (R\$/MWh)			
	PONTA		FORA DE PONTA	
	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A3a (30 a 44 kV)	433,01	425,90	45,51	40,20
A4 (2,3 a 25 kV)	448,91	441,55	47,15	41,69
AS (Sub)	469,78	462,06	49,36	43,62

QUADRO G

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL VERDE	
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)
	PERÍODO SECO OU ÚMIDO
A3a (30 a 44 kV)	16,37
A4 (2,3 a 25 kV)	15,13
AS (Subterrâneo)	23,19

QUADRO I

TARIFA DE EMERGENCIA - AUTOPRODUTOR		
SUBGRUPO	DEMANDA	CONSUMO
	(R\$/kW.ANO)	(R\$/MWh)
A2 (88 a 138 kV) HORO-SAZONAL AZUL	35,38	155,40
A3 (69 kV) HORO-SAZONAL AZUL	36,26	218,40
A3a (30 a 44 kV) HORO-SAZONAL AZUL	41,10	228,72
A3a (30 a 44 kV) HORO-SAZONAL VERDE	10,28	228,72
A4 (2,3 a 25 kV) HORO-SAZONAL AZUL	38,00	211,48
A4 (2,3 a 25 kV) HORO-SAZONAL VERDE	9,49	211,48

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



QUADRO J

DESCONTOS PERCENTUAIS		
UNIDADE CONSUMIDORA	DEMANDA	CONSUMO
RURAL - GRUPO A	10	10
COOPERATIVAS - GRUPO A	50	50
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO A	15	15
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO B	-	15

QUADRO K

TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO EM 220 V	
TARIFA EM R\$/Ah	
RESIDENCIAL BAIXA RENDA	
Consumo mensal até 136 Ah	0,011766
Consumo mensal de 137 a 341 Ah	0,018606

SUPRIDOR : CEPISA			
SUPRIDO : CEMAR			
TENSÃO kV	MODALIDADE	DEMANDA R\$/kW	ENERGIA R\$/MWh
TODAS	PRÓPRIO	3,45	34,70

SUPRIDOR : CEPISA			
SUPRIDO : COELBA			
TENSÃO kV	MODALIDADE	DEMANDA R\$/kW	ENERGIA R\$/MWh
TODAS	PRÓPRIO	3,33	33,68

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO	
--------------------------------------	--



ANEXO III

QUALIDADE DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA

I - INTRODUÇÃO

A Lei nº 8987, de 13/02/1995, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão dos serviços públicos, em seu Art. 6º define que “toda a concessão ou permissão pressupõe a prestação de **serviço adequado** ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato”. Define, ainda, no § 1º, deste mesmo Art., **serviço adequado** como sendo “o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas”.

A Lei nº 9.074, de 07/07/95, que estabelece normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos, estabelece no § 1º, do art.25:

"Os contratos de concessão e permissão conterão, além do estabelecido na legislação em vigor, cláusulas relativas a requisitos mínimos de desempenho técnico da concessionária ou permissionária, bem assim, sua aferição pela fiscalização através de índices apropriados. O § 2º do mesmo artigo cita: " No contrato de concessão ou permissão, as cláusulas relativas à qualidade técnica, referidas no parágrafo anterior, serão vinculadas a penalidades progressivas, que guardarão proporcionalidade com o prejuízo efetivo ou potencial causado ao mercado."

A qualidade dos serviços de energia elétrica, manifestada nas referidas Leis, será supervisionada por meio de indicadores que a expressem em termos de valores associados a grupos de consumidores, bem como por valores individuais, que representem a qualidade oferecida a determinado consumidor.

Na sistemática de supervisão da qualidade serão contemplados enfoques sobre: a continuidade do fornecimento, a qualidade do atendimento comercial (aspectos do relacionamento do consumidor com a área comercial da Concessionária), conformidade (aspectos relacionados à tensão de fornecimento), as perdas de energia elétrica, a satisfação do consumidor e a segurança dos serviços prestados.

Os indicadores de qualidade serão obtidos segundo procedimentos descritos neste ANEXO, baseados em atividades rotineiras, a maioria já existentes na Concessionária.

Considerando o período de vigência deste Contrato e a necessidade de adequação dos padrões e indicadores definidos neste ANEXO, buscando atender aos requisitos de qualidade crescente demandados pela sociedade, a Concessionária se compromete a acatar qualquer alteração, através de norma de caráter geral, estabelecida pela ANEEL para estes indicadores ou outros que venham a ser implantados com seus respectivos padrões.

Assim, os critérios, indicadores, padrões e fórmulas definidores da qualidade da prestação dos serviços e penalidades pelo seu descumprimento, constantes deste ANEXO, poderão ser objeto de alteração, a qualquer tempo, a critério da ANEEL, conforme previsto no Contrato.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO	
--------------------------------------	--



II – SISTEMA DE ATENDIMENTO DAS RECLAMAÇÕES DOS CONSUMIDORES

A Concessionária deverá dispor de sistemas ou mecanismos de atendimento adequados que garantam ao consumidor final acesso a esta, para apresentar suas reclamações quanto a problemas relacionados ao fornecimento de energia elétrica, sem prejuízo do emprego de outras formas de monitoramento automático da rede, a critério da Concessionária.

Deverão ser observados os critérios estabelecidos em Resolução específica da ANEEL.

III – TERMINOLOGIA E DEFINIÇÕES

Visando um perfeito entendimento deste ANEXO, é adotada a seguinte terminologia:

DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

Exprime o intervalo de tempo que, em média, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica no período de apuração.

FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

Exprime o número de interrupções ocorridas, em média, em cada unidade consumidora do conjunto considerado no período de apuração.

DIC - Duração de Interrupção por Unidade Consumidora

Exprime o intervalo de tempo que em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica no período de apuração.

FIC - Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora

Exprime o número de interrupções ocorridas em que cada unidade consumidora no período de apuração.

Ocorrência

É uma anomalia no sistema elétrico que gera uma ação corretiva da Concessionária.

TMA - Tempo Médio de Atendimento

Trata-se do quociente entre a somatória dos tempos transcorridos desde o recebimento da reclamação até o restabelecimento do fornecimento, ou do término do atendimento, nos casos onde não houve interrupção de fornecimento, e o número de ocorrências no período de apuração.

Indicador

É uma representação quantificável do desempenho de um sistema físico, utilizada para a mensuração da continuidade apurada e análise comparativa com os padrões estabelecidos.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Padrão

É o valor limite de um indicador de continuidade aprovado pela ANEEL e utilizado para a análise comparativa com os indicadores de continuidade apurados.

Conjunto de Unidades Consumidores

Qualquer agrupamento de unidades consumidoras, global ou parcial, de uma mesma área de concessão de distribuição, definido pela concessionária ou permissionária e aprovado pela ANEEL.

Nível de Tensão

É o valor da tensão eficaz medida em regime permanente de funcionamento do sistema.

Interrupção

É a descontinuidade do neutro ou da tensão disponível em qualquer uma das fases de um circuito elétrico que atende a unidade consumidora.

Restabelecimento da Continuidade da Distribuição de Energia Elétrica

É o retorno da tensão em todas as fases e neutro, no ponto de entrega de energia elétrica da unidade consumidora, por tempo maior ou igual a 1 minuto.

IV – INFORMAÇÕES MÍNIMAS AOS CONSUMIDORES

DEC, FEC, DIC e FIC

A Concessionária deverá informar, na fatura de energia elétrica de cada consumidor, os índices de continuidade, em obediência às disposições estabelecidas em Resolução específica da ANEEL.

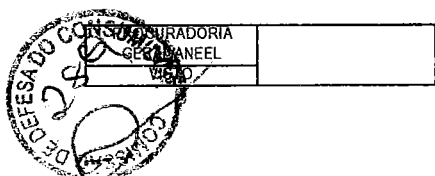
Padrões técnicos

A Concessionária deverá disponibilizar para seus consumidores todos os padrões técnicos por esta adotados e que devam ser cumpridos pelo consumidor, podendo para isto utilizar-se de meios eletrônicos, observando que estas informações deverão ser fornecidas, em manuais impressos, quando solicitadas, e a preço acessível aos consumidores.

Tempo previsto para serviços

Para qualquer solicitação de serviço ou reclamação de consumidor a Concessionária deverá informar ao demandante o prazo previsto para verificação e/ou atendimento ao pedido, excetuando-se os casos de emergência.

Estes prazos deverão ser compatíveis com a Legislação existente.



V – ABRANGÊNCIA

Os indicadores e padrões aqui descritos deverão ser aplicados a todas as localidades atendidas pela Concessionária, independente do tipo de fornecimento, se através do sistema interligado ou de sistema isolado.

VI – INDICADORES A SEREM CONTROLADOS OU ACOMPANHADOS E PENALIDADES APLICÁVEIS

Os seguintes indicadores serão controlados e estarão sujeitos a penalidades quando da transgressão dos padrões estabelecidos: DEC, FEC, DIC, FIC, TMA, Indicadores Comerciais e Níveis de Tensão.

Os indicadores a serem acompanhados e que não estarão sujeitos a penalidades serão: Pesquisa de Opinião Pública, Segurança e Perdas de Energia Elétrica.

O controle e acompanhamento da qualidade, os procedimentos para coleta, apuração e envio de dados dos indicadores à ANEEL, bem como o tratamento das penalidades a que estará sujeita a Concessionária, serão aqueles definidos em legislação específica da ANEEL e neste Anexo.

VII – OBRIGAÇÕES ADICIONAIS DA CONCESSIONÁRIA

A Concessionária deverá cumprir as seguintes obrigações adicionais visando complementar os requisitos de qualidade na prestação de serviços:

- Deixar disponível cópias da Legislação específica e deste ANEXO III do Contrato de Concessão relativos à qualidade do fornecimento de energia elétrica em todos os postos de atendimento público.
- Deixar disponível cópias do Contrato de Concessão em áreas específicas da Empresa, particularmente naquelas que tratam dos indicadores aqui relacionados.
- Realizar todas as ligações novas, obrigatoriamente, com a instalação de medição, excluindo-se casos previstos em Legislação específica.
- Fornecer ao consumidor, quando do pedido de serviços à Concessionária, protocolo com os prazos regulamentares relativos aos serviços solicitados, excetuando-se os casos de emergência.
- Informar verbalmente ao consumidor, quando o pedido de serviços for realizado via atendimento telefônico, sobre os prazos regulamentares relativos aos serviços solicitados, além de identificação do atendente e número do protocolo de atendimento, excetuando-se os casos de emergência.
- Manter o registro de reclamações dos consumidores à disposição dos interessados.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



APÊNDICE 1

PROCEDIMENTOS PARA COLETA, APURAÇÃO E ENVIO DE DADOS DOS INDICADORES DEC E FEC

Estes procedimentos deverão respeitar as disposições estabelecidas na Resolução ANEEL nº 024/2000.

PADRÕES DE DEC E FEC

Os padrões a serem observados pela Concessionária deverão obedecer a um critério de evolução na melhoria dos indicadores, tendo como referência os valores estabelecidos na Resolução ANEEL nº 570 , de 26 de dezembro de 2000, ou em suas eventuais atualizações.



PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	

APÊNDICE 2

PROCEDIMENTOS PARA COLETA, APURAÇÃO E ENVIO DE DADOS DOS INDICADORES DIC E FIC

Os indicadores DIC e FIC previstos neste apêndice são os estabelecidos na Resolução ANEEL nº 024/2000.

PADRÕES DE DIC E FIC

Os padrões a serem observados quanto às interrupções no fornecimento de energia elétrica a cada unidade consumidora deverão ser àqueles estabelecidos na Resolução ANEEL nº 024/2000.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



APÊNDICE 3

PROCEDIMENTOS PARA COLETA, APURAÇÃO E ENVIO DE DADOS DO INDICADOR TMA

A partir da assinatura do contrato, o acompanhamento deste indicador deverá ser realizado na forma e condições estabelecidas neste Apêndice.

PROCEDIMENTOS PARA A COLETA DE DADOS

Agregação

O indicador TMA deverá ser calculado para cada conjunto da área de Concessão, para cada agrupamento da Concessão, quando for o caso, e para a Concessionária como um todo.

Período de apuração do indicador TMA

O período de apuração será mensal, trimestral e anual, de acordo com o calendário civil.

Processo de coleta

A coleta de dados para o cálculo do indicador TMA deverá considerar todas as ocorrências detectadas pela área de atendimento como reclamações dos consumidores, mesmo aquelas decorrentes de reclamações de natureza improcedente, tais como: defeito interno nas instalações dos consumidores, endereço da reclamação não localizado pelas equipes de emergência, prédio fechado etc.

Não deverão ser considerados na apuração deste indicador os deslocamentos de equipes, mesmo se realizados por turmas de emergência, para:

- a) Atendimento de ocorrência em redes de iluminação pública;
- b) Deslocamentos para corte e religação de consumidores;
- c) Deslocamentos para serviços de caráter comercial (reclamação de consumo elevado, substituição de medidores, etc.).

Registro das ocorrências

É o registro do tempo de atendimento para cada ocorrência no sistema.

PROCEDIMENTOS PARA A APURAÇÃO DE TMA

A apuração do indicador TMA deverá ser efetuada obedecendo a seguinte fórmula:

$$TMA = \frac{\sum_{i=1}^n ta(i)}{n}$$

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Sendo:

TMA = Tempo Médio de Atendimento, em minutos e centésimos de minutos:

$ta(i)$ = Tempo de atendimento de cada ocorrência em minutos;

n = Número de ocorrências em cada conjunto de consumidores ou agrupamento de concessão, quando for o caso, ou da Concessionária como um todo, no período de observação.

Após a apuração, os dados de TMA, para cada tipo de agregação e período de observação, deverão ser organizados segundo a tabela a seguir.

Faixas	Intervalo de tempo (minutos)	Nº de ocorrências
1	0 – 30	
2	30 – 60	
3	60 – 90	
4	90 – 120	
5	120 – 150	
6	150 – 180	
7	180 – 210	
8	210 – 240	
9	240 – 270	
10	270 – 300	
11	300 – 480	
12	480 – 720	
13	> 720	

PROCEDIMENTOS PARA O ENVIO DE DADOS DO INDICADOR TMA À ANEEL

Os dados deverão ser enviados à ANEEL, ou a quem desta receber delegação expressa, nos mesmos períodos estabelecidos para os indicadores anteriores.

A forma e os meios de envio desses dados serão estabelecidos pela ANEEL.

ETAPAS DE IMPLANTAÇÃO DO INDICADOR TMA

Etapas I - Durante 12 (doze meses) após a assinatura deste Contrato.

Período de coleta de dados e formulação dos padrões pela ANEEL.

Na formulação dos padrões serão considerados os dados da Concessionária e os padrões regionais.

Etapas II - Após a Etapa anterior

Nesta etapa, este indicador será controlado em relação aos padrões estabelecidos pela ANEEL, para os conjuntos de consumidores, agrupamento de concessão, quando for o caso, e Concessionária como um todo, estando sujeito às penalidades pela sua transgressão, conforme estabelecido no Apêndice 9 deste ANEXO.

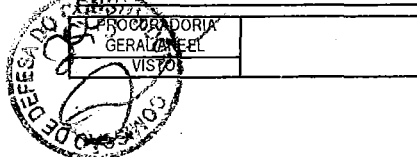
PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



APÊNDICE 4**INDICADORES E PADRÕES DE ATENDIMENTO COMERCIAIS**

Serão utilizados os indicadores individuais de qualidade do atendimento comercial, para consumidores atendidos em tensão de distribuição, conforme a Portaria nº 456 de 29/11/2000 - "Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica" e os padrões estabelecidos na tabela abaixo.

Indicador Descrição	Padrões		
	2001	2002 e 2003	2004 em diante
1. Prazo máximo para o atendimento a pedidos de ligação, quando se tratar de fornecimento em tensão primária, excluídos os casos de inexistência de rede de distribuição em frente à unidade consumidora a ser ligada, de necessidade de reforma ou ampliação da rede ou de inadequação das instalações do consumidor aos padrões técnicos da CONCESSIONÁRIA.	10 dias úteis	10 dias úteis	10 dias úteis
2. Prazo máximo para o atendimento a pedidos de ligação, quando se tratar de fornecimento em baixa tensão na área urbana, incluindo a vistoria que a aprova e excluídos os casos de inexistência de rede de distribuição em frente à unidade consumidora a ser ligada, de necessidade de reforma ou ampliação da rede, ou de inadequação das instalações do consumidor aos padrões técnicos da CONCESSIONÁRIA.	03 dias úteis	3 dias úteis	2 dias úteis
3. Prazo máximo para o atendimento a pedidos de religação, após cessado o motivo da suspensão do fornecimento e pagos os débitos, prejuízos, taxas, multas e acréscimos incidentes.	48 horas	24 horas	24 horas
4. Prazo máximo para a comunicação dos resultados dos estudos, orçamentos, projetos e do prazo para início e conclusão das obras de distribuição em tensão secundária, necessárias ao atendimento dos pedidos de ligação não cobertos no item 2.	30 dias úteis	25 dias úteis	20 dias úteis
5. Prazo máximo para a comunicação dos resultados dos estudos, orçamentos, projetos e do prazo para início e conclusão das obras de distribuição em tensão primária, necessárias ao atendimento dos pedidos de ligação não cobertos no item 1.	45 dias úteis	30 dias úteis	25 dias úteis
6. Prazo máximo para o início das obras referentes ao item anterior, após satisfeitas, pelo interessado, as condições gerais de fornecimento.	45 dias úteis	30 dias úteis	25 dias úteis
7. Prazo máximo para a devolução, ao consumidor, de valores referentes a indenização por danos em aparelhos	30 dias úteis	20 dias úteis	15 dias úteis



Indicador	Padrões		
Descrição	2001	2002 e 2003	2004 em diante
elétricos provocados por problemas na rede da CONCESSIONÁRIA, comprovados por análise técnica.			
8. Prazo máximo para a devolução, ao consumidor, de valores referentes a erros de faturamento que tenham resultado em cobranças a maior do cliente.	Faturamento subsequente	15 dias úteis	10 dias úteis
9. Prazo máximo para a religação de unidades consumidoras que tenham sofrido corte indevido no fornecimento de energia elétrica, sem ônus para o consumidor.	4 horas	3 horas	3 horas

CORTE INDEVIDO DE UNIDADES CONSUMIDORAS

Nos casos específicos de corte indevido de unidades consumidoras, a Concessionária estará sujeita ao pagamento de multas a favor do consumidor afetado.

Para o cálculo do valor da multa será considerado o tempo decorrido desde o horário do início do corte de energia elétrica na unidade consumidora até o seu completo restabelecimento, de acordo com a seguinte fórmula:

$$PENALIDADE = \left(\frac{F}{730} \right) \times T \times 100$$

Onde:

F - Média dos valores faturados de energia elétrica nos últimos 03 (três) meses da unidade consumidora;

T - Duração total do corte (horas). Tempo compreendido entre o início do corte de energia elétrica na unidade consumidora e o seu total restabelecimento.

O valor da Penalidade ficará limitado a 10 (dez) vezes ao valor médio da fatura de energia elétrica da unidade consumidora verificada nos últimos três meses.

REGISTRO DOS INDICADORES DE ATENDIMENTO COMERCIAIS

Todo o processo de atendimento aos consumidores deve estar registrado em documentos da Concessionária e deve garantir a fidelidade, a precisão e disponibilização de dados para a auditoria, pela ANEEL.

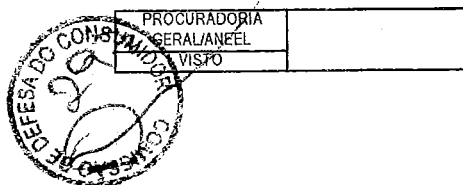
PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Cada solicitação dos consumidores deverá compor um processo individualizado, com registro de dados mínimos que permitam identificar claramente o solicitante e os tempos envolvidos em suas soluções. Esta contagem de tempo deverá ser feita com base diária ou horária, conforme a unidade estabelecida para o correspondente indicador.

OBSERVAÇÃO GERAL

Para a apuração dos tempos aqui previstos não deverão ser considerados os atrasos decorrentes de providências de responsabilidade do consumidor.



APÊNDICE 5

NÍVEIS DE TENSÃO

A tensão no ponto de entrega das unidades consumidoras será supervisionada por meio de auditorias no sistema de distribuição e do atendimento às reclamações de consumidores, implicando em processo de medição direta cujos critérios estão apresentados abaixo.

PROCEDIMENTOS PARA A VERIFICAÇÃO DAS TENSÕES

Casos de verificação dos níveis de tensão

As ocasiões em que a Concessionária deverá verificar os níveis de tensão individual de um consumidor são as seguintes:

- a) Sempre que houver uma solicitação, feita pela ANEEL, para verificação dos níveis de tensão no ponto de entrega de determinado consumidor;
- b) Sempre que houver uma solicitação, feita verbalmente ou por escrito pelo consumidor, para verificação dos níveis de tensão no correspondente ponto de entrega. A Concessionária deverá disponibilizar formulários específicos para este fim, com base no modelo apresentado no final deste Apêndice.

Nos dois casos, a Concessionária, num prazo mínimo de 48 horas antes do início da medição, deverá informar ao solicitante, para que o mesmo tenha a opção de acompanhá-la.

A Concessionária deve realizar a medição solicitada num prazo máximo de 5 (cinco) dias úteis.

Ponto de Medição

As medições de tensão deverão ser realizadas preferencialmente no ponto de entrega de energia elétrica da unidade consumidora.

Modo de Medição

A medição de tensão deverá ser efetuada por um período de 03 (três) dias em 2001, 05 (cinco) dias em 2002 e a partir de 2003 por um período mínimo de 07 (sete) dias, através de aparelhos registradores, com memória de massa, e com valores integralizados a cada 01 (um) minuto.

Havendo neutro na ligação do consumidor, deve ser realizada medição entre cada fase de ligação do consumidor e o neutro. Será considerada a medição da fase em que o resultado for mais desfavorável. Não havendo neutro, devem ser realizadas medições com todas as combinações possíveis das fases existentes, sendo também considerado o resultado mais desfavorável.

Registro das medições de tensão

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



A Concessionária deverá organizar registros que indiquem, quanto às solicitações de verificação de tensão motivadas por reclamações de consumidores, os seguintes dados:

- Data da solicitação;
- Nome do consumidor ou razão social;
- Ocorrências que determinaram a solicitação;
- Resultado da verificação efetuada pelo Concessionário;
- Data da informação do resultado ao consumidor;
- Providências tomadas para correção da tensão, se for o caso;
- Resultado da verificação efetuada após as providências de que trata o item anterior;
- Data da informação ao consumidor do resultado da verificação de que trata o item anterior.

No final deste Apêndice encontra-se modelo de formulário para tal fim.

Adequação dos valores da tensão

Quando em procedimento de verificação de tensão forem constatados valores fora dos limites adequados estabelecidos pela Portaria DNAEE 047/78, e em suas eventuais atualizações, a Concessionária deverá adotar as providências que se fizerem necessárias para a correção da tensão, num prazo máximo de 90 (noventa) dias.

Nos casos constatados de níveis de tensão fora dos limites estabelecidos e que estejam provocando danos a terceiros, as providências deverão ser imediatas.

Resultados da Verificação dos Níveis de Tensão Individuais

Os resultados das medições deverão ser informados ao solicitante, com o fornecimento dos gráficos e/ou planilhas de dados emitidos pelo aparelho, se for manifestado interesse pelo mesmo.

Serão considerados fora de faixa os valores de tensão que excederem os limites adequados da Portaria DNAEE nº 047/78, ou estabelecidos em nova regulamentação, em percentual do período de medição, observando-se os seguintes critérios e prazos:

1) Localidades não Rurais ou com número de consumidores superior a 1000:

- a) Até 31/12/2001: 5% do período de medição.
- b) A partir de 01/01/2002: 3% do período de medição.
- c) A partir de 01/01/2003: 1% do período de medição.

2) Localidades Rurais ou com número de consumidores igual ou inferior a 1000:

- a) Até 31/12/2001: 10% do período de medição.
- b) A partir de 01/01/2002: 7% do período de medição.
- c) A partir de 01/01/2003: 5% do período de medição.



PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	

d) A partir de 01/01/2004 em diante: 3% do período de medição.

Nos casos acima, deverão ser respeitadas as condições para adoção dos limites precários estabelecidas no item b do § 4º do art. 1º da Portaria DNAEE nº 047/78 ou de sua atualização.

Quando em procedimento de verificação de tensão, por solicitação do consumidor, forem constatados valores dentro dos limites adequados, a concessionária pode cobrar do solicitante, o custo do serviço, de acordo com o que for estabelecido pela legislação específica.

Para efeito da aplicação de penalidades, de acordo com a fórmula de cálculo constante do Apêndice 9, este valor de ultrapassagem, em tempo, dos valores excedidos, será considerado como V_v (valor verificado do indicador), enquanto que o limite de tempo concedido, em percentual dos valores admissíveis será considerado como V_p (valor padrão do indicador). Ou seja, a tensão não pode permanecer mais do que o limite de tempo concedido, em percentual, do tempo total da medição fora dos valores admissíveis.

Os resultados da medição de tensão na unidade consumidora, com violação dos limites adequados admissíveis pela legislação, serão considerados permanentes, para efeito de aplicação de penalidades, enquanto não for regularizado o nível de tensão e comprovada a normalização por nova medição de tensão, com o mesmo período da medição anteriormente efetuada. Se no prazo de 30 (trinta) dias estabelecido no item II do art. 2º da Portaria DNAEE nº 047/78 a concessionária regularizar os níveis de tensão devidamente comprovados por novo registro, não será aplicável penalidade.

PROCEDIMENTOS PARA VERIFICAÇÃO DAS TENSÕES PARA ATENDIMENTO À AUDITORIA DA ANEEL

Formação da Amostra

A partir da assinatura deste Contrato, a Concessionária participará de projetos piloto para definição de amostra e medições experimentais de tensões em sua rede de distribuição, sob a orientação da ANEEL ou de entidades conveniadas.

Durante este processo, a Concessionária deverá definir procedimentos internos, preparar banco de dados dos registros, e o que for necessário para se adequar às condições deste Apêndice.

PADRÕES DE QUALIDADE

Os padrões referentes aos níveis de tensão, tanto na tensão primária quanto na tensão secundária de distribuição, serão aqueles já estabelecidos pelas Portarias DNAEE nºs 047/78 e 04/89 ou de suas eventuais atualizações.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Modelo de Formulário para Registro de Pedido de Verificação de Tensão

Nome ou logotipo da Concessionária	PEDIDO DE VERIFICAÇÃO DE TENSÃO		(Localidade)	(Nº)
	Data: / /			

1. CONSUMIDOR

Nome (ou Razão Social):			Código:	
Endereço:				
			Tel. Contato:	
Tipo de reclamação	Escrita ☐	Verbal ☐	Telefone ☐	
Descrição da ocorrência:				
Nome do atendente:			Visto Consumidor:	

2. REFERÊNCIAS

BT ☐	Tensão de fornecimento:	V	Número de fases:	Faixa adequada		Faixa precária	
				Máxima	Mínima	Máxima	Mínima
AT ☐	Tap do transformador:	V					
Referência cadastral:							

3. VERIFICAÇÃO PRELIMINAR

4. MEDIÇÃO

	Hora	Dia/Mês	Dia semana	Valores da tensão		Hora
Início				Máxima		
Fim				Mínima		

5. RESULTADO DA ANÁLISE

6. INFORMAÇÃO AO CONSUMIDOR. ANÁLISE EFETUADA: preliminar ☐ e fornecimento Verbal ☐ Telefone ☐ Data(*) ☐ Data(*): / /

(*) Prazo de 5 dias a partir da reclamação do consumidor

7. RESUMO DAS PROVIDÊNCIAS E PROGRAMAÇÃO PROGRAMADO REALIZADO

8. MEDIÇÃO APÓS PROVIDÊNCIAS

	Hora	Dia/Mês	Dia semana	Valores da tensão		Hora
Início				Máxima		
Fim				Mínima		

9. OBSERVAÇÕES

10. INFORMAÇÃO AO CONSUMIDOR

Verbal ☐	Telefone ☐	Data ☐	Data: / /
---------------------------------	-----------------------------------	-------------------------------	-----------------

PROCURADORIA
GERAL/ANEEL
VISTO



APÊNDICE 6

PESQUISA DE OPINIÃO PÚBLICA

PROCEDIMENTOS PARA A ELABORAÇÃO DA PESQUISA DE OPINIÃO PÚBLICA

A Concessionária deverá promover pesquisas de opinião pública na sua área de concessão, visando coletar dados referentes à satisfação do consumidor com relação aos seguintes parâmetros mínimos:

- continuidade do fornecimento da energia elétrica;
- qualidade do fornecimento (aspectos voltados à onda de tensão);
- qualidade do atendimento comercial;
- notificação sobre interrupções programadas;
- serviços prestados;
- qualidade da orientação quanto à segurança e uso da energia elétrica;
- qualidade da orientação sobre direitos e deveres dos consumidores;
- modicidade das tarifas;
- imagem da Concessionária.

A metodologia para a elaboração da pesquisa será de responsabilidade da Concessionária, devendo ser promovida, pelo menos, uma avaliação anual.

As avaliações dos três primeiros anos serão utilizadas para a formação dos padrões a serem cumpridos pela Concessionária.

Os resultados obtidos, bem como a documentação da pesquisa, deverão ser disponibilizados pela Concessionária por 3 (três) anos, para consulta e auditoria da ANEEL.

Os resultados finais de cada pesquisa deverão ser enviados à ANEEL até 15 (quinze) dias da conclusão dos trabalhos.

Para todos os consumidores com carga igual ou superior a 3 MW, em qualquer nível de tensão e posto horário, a Concessionária deverá avaliar, adicionalmente, por meio de questionários específicos e individuais, as seguintes informações:

- Frequência e duração das interrupções menores que três minutos;
- Conformidade – Nível de tensão, variação de tensão, conteúdo harmônico, depressão de tensão (voltagem sag);

Estes resultados não são passíveis de penalidade, servindo tão somente para complementar a avaliação qualitativa do desempenho empresarial.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



APÊNDICE 7

PERDAS

PROCEDIMENTOS PARA O CONTROLE DAS PERDAS DE ENERGIA

A Concessionária deverá acompanhar, sistematicamente, os níveis de perdas elétricas nos vários segmentos do sistema elétrico, visando orientar seus investimentos para onde a redução destas perdas sejam economicamente viáveis.

Apuração das Perdas

Através do balanço de energia efetuado a partir das informações sobre a energia fornecida às unidades consumidoras finais, energia adquirida da Concessionária supridora e energia gerada em usinas próprias, será determinado o percentual total de perdas elétricas da Concessionária.

Neste percentual de perdas estão incluídas as perdas técnicas acrescidas das perdas comerciais (fraudes de energia, consumidores sem medição, etc).

As Perdas Globais de Energia (técnicas + comerciais) deverão ser obtidas pela seguinte fórmula:

$$PG (\%) = \left(1 - \frac{CI + EV}{EC + EG} \right) \times 100$$

Sendo:

PG = Perdas totais de energia durante o período considerado, em %;

CI = Consumo Interno da Concessionária (MWh);

EV = Montante da energia medida vendida à outras Empresas e ao seu mercado próprio (MWh);

EC = Energia comprada (MWh);

EG = Energia de geração própria (MWh).

A partir da assinatura do contrato, a Concessionária informará à ANEEL, mensalmente, até o 30º (trigésimo) dia do mês subsequente ao de apuração, as perdas globais, estimando as parcelas referentes às perdas técnicas e comerciais.

A metodologia de estimativa destas perdas técnicas e comerciais deverá ser informada à ANEEL, sendo que qualquer alteração na mesma deverá ser submetida a esta Agência, antes de sua implementação.

Utilização dos Dados Informados

Os valores obtidos poderão ser utilizados pela ANEEL como subsídio no processo de revisão contratual previsto, já que estas perdas elétricas são consideradas no cálculo das tarifas a serem aplicadas pela Concessionária.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



APÊNDICE 8

SEGURANÇA

A Concessionária deverá manter acompanhamento dos seguintes indicadores de segurança de trabalho e de suas instalações:

- Taxa de frequência de acidentes do trabalho;
- Taxa de gravidade de acidentes do trabalho;
- Número de acidentes com terceiros envolvendo a rede elétrica e demais instalações da Concessionária;
- Total de indenizações pagas em decorrência de acidentes;
- Número de pedidos de indenização por queima de aparelhos e indenizações efetivamente pagas pela Concessionária.

Os dados referentes a estes indicadores só deverão ser enviados à ANEEL quando solicitados, devendo ser objeto de relatório de acompanhamento estatístico e estar disponíveis para auditoria da ANEEL, a qualquer tempo.

Estas informações servirão apenas como indicadores do grau de excelência dos serviços prestados, não implicando nas penalidades estabelecidas neste Anexo.

PROCURADORIA	
GERAL/ANEEL	
VISTO	



APÊNDICE 9

PENALIDADES

Quando transgredidos os padrões estabelecidos para os indicadores controlados, DEC, FEC, DIC e FIC, serão aplicadas penalidades à Concessionária de acordo com critérios e fórmulas estabelecidas em Resolução específica da ANEEL.

Quando transgredidos os padrões estabelecidos para indicadores controlados, Níveis de Tensão, Padrões de Atendimento Comercial e TMA serão aplicadas penalidades à Concessionária, considerando-se o seguinte critério:

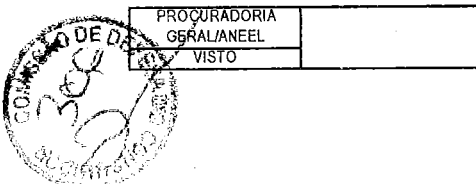
Níveis de Tensão e Padrões de Atendimento Comerciais	Fato gerador:	Violação de padrão de qualidade que afete um único consumidor.
	Penalidade:	A Concessionária deverá pagar multa específica ao consumidor afetado, no prazo máximo de 20 (vinte) dias úteis, a contar da data da constatação da transgressão, podendo, a critério do consumidor, ser creditada em conta de fornecimento de energia elétrica futura.
TMA	Fato Gerador:	Violação de padrão de qualidade que afete um grupo de consumidores.
	Penalidade:	Quando se tratar de violação de padrão de qualidade de produto ou serviço, a Concessionária recolherá à UNIÃO multa específica conforme procedimentos definidos na Resolução ANEEL nº 318, de 06/10/98, ou de suas eventuais atualizações.

No caso de transgressão de Níveis de Tensão e padrões comerciais deverá ser utilizada a seguinte fórmula:

$$Penalidade = \left(\frac{F}{730} \right) \times \left(\frac{V_v}{V_p} \right) \times 100$$

sendo:

- V_v = Valor verificado do indicador;
 V_p = Valor padrão do indicador;
 F = Média dos valores faturados ou estimados de energia nos últimos 03 (três) meses (da aplicação da multa), no caso de indicador individual, ou média do faturamento do conjunto de consumidores, no mesmo período, quando o indicador for coletivo.



Aplicação

A violação dos padrões técnicos e comerciais estabelecidos neste ANEXO sujeitam a Concessionária ao pagamento de multas, conforme aqui disposto e/ou em Resolução específica da ANEEL, excluindo-se os referidos nos Apêndices 6, 7 e 8 (indicadores acompanhados).

Para sua efetiva aplicação, as seguintes abordagens deverão ser contempladas:

1. Para os Indicadores: Níveis de Tensão e Padrões Comerciais

A aplicação será imediata, em favor dos consumidores afetados, até o limite máximo correspondente a dez vezes o valor médio da fatura mensal do consumidor nos últimos doze meses, ou da fatura estimada, prevalecendo para aplicação os valores gerais que vierem a ser estabelecidos em Resolução específica.

2. Para os indicadores: DEC, FEC, DIC e FIC

Deverão ser observados os critérios estabelecidos em Resolução específica da ANEEL.

Exemplos de aplicação de penalidades:

Exemplo 1 – Nível de Tensão

Dados de entrada:

- Período de medição = 7 dias (168 horas);

- A base de cálculo de aplicação de penalidade será mensal = 730 hs

F - (faturamento médio mensal dos últimos três meses da unidade consumidora) = R\$ 120,00;

$V_p = 7\%$ (tempo de ultrapassagem permitida) x 168 horas = 11,76 horas;

$V_v = \%$ do tempo, superior a 1%, que a tensão permaneceu fora dos limites admissíveis.

$V_v = 10\% \times 168 = 16,8$ horas;

Aplicando-se a fórmula:

$$Penalidade = \left(\frac{F}{730} \right) \times \left(\frac{V_v}{V_p} \right) \times 100$$

Penalidade = R\$ 23,48 a favor do consumidor.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Exemplo 2 – Padrões Comerciais

Dados de entrada:

Descrição	Padrão	Valor Verificado
1. Prazo máximo para o atendimento a pedidos de ligação, quando se tratar de fornecimento em tensão primária, excluídos os casos de inexistência de rede de distribuição em frente à unidade consumidora a ser ligada, de necessidade de reforma ou ampliação da rede ou de inadequação das instalações do consumidor aos padrões técnicos da CONCESSIONÁRIA.	15 dias úteis	20 dias úteis

- Faturamento Médio Estimado Mensal do Consumidor (R\$) = R\$ 10.000,00

Aplicando-se a fórmula:

$$Penalidade = \left(\frac{F}{730} \right) \times \left(\frac{V_v}{V_p} \right) \times 100$$

Penalidade = R\$ 1.826,48 a favor do Consumidor

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

PROCESSO Nº 48100.001132/96-63

CONTRATO DE CONCESSÃO Nº 07/2001 - ANEEL

PARA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA QUE CELEBRAM A UNIÃO E A COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS - CEAL

A UNIÃO, doravante designada apenas PODER CONCEDENTE, no uso da competência que lhe confere o artigo 21, inciso XII, alínea "b", da Constituição Federal, por intermédio da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA-ANEEL, em conformidade com o disposto no inciso IV, art. 3º, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autarquia em regime especial, com sede no SGAN, Quadra 603, módulo "J", Anexo, Brasília, Distrito Federal, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 02.270.669/0001-29, representada pelo seu Diretor-Geral, JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO, nos termos do inciso V, art. 10, Anexo I - Estrutura Regimental, aprovada pelo Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, doravante designada apenas ANEEL, e a Companhia Energética de Alagoas - CEAL, com sede na Cidade de Maceió, Estado de Alagoas, à Av. Fernandes Lima, 3.349 - Farol, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 12.272.084/0001-00, representada, na forma de seu Estatuto Social, por seu Diretor - Presidente, UILTON ROBERTO ROCHA e seu Diretor, LUIZ MANOEL CLARO SOARES na condição de concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, doravante designada simplesmente CONCESSIONÁRIA, com interveniência da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS com escritório na Av. Presidente Vargas, 409 - 10º andar - Centro, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ/MF, sob o nº 00.001.180/0002-07, representada por seu Presidente, FIRMINO FERREIRA SAMPAIO NETO, e seu Diretor de Engenharia, MARCO AURÉLIO PALHAS DE CARVALHO, neste ato designado apenas ACIONISTA CONTROLADOR, por este instrumento e na melhor forma de direito têm entre si ajustado o presente CONTRATO DE CONCESSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, que se regerá pelo Código de Águas, aprovado pelo Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, com as alterações introduzidas pelo Decreto nº 852, de 11 de novembro de 1938, pelo Regulamento dos Serviços de Energia Elétrica, aprovado pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, pelas Leis nºs 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.648, de 27 de maio de 1998, e pelo Decreto nº 1.717, de 24 de novembro de 1995, pela legislação superveniente e complementar, pelas normas e regulamentos expedidos pelo PODER CONCEDENTE e ANEEL e pelas condições estabelecidas nas Cláusulas seguintes:

CLÁUSULA PRIMEIRA - OBJETO DO CONTRATO

Este Contrato regula a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica objeto da concessão de que é titular a CONCESSIONÁRIA, nas áreas dos Municípios discriminados no Anexo I, reagrupada nos termos do art. 22 da Lei nº 9.074, de 1995, e do Decreto nº 1.717, de 1995, por meio da Resolução ANEEL nº 353, de 18 de novembro de 1998, publicada no Diário Oficial de 19 de novembro de 1999, cujo prazo foi prorrogado de conformidade com a Portaria MME nº 30, de 11 de fevereiro de 2000, publicada no Diário Oficial de 14 de fevereiro de 2000.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Subcláusula Primeira - A exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica constitui concessão individualizada para a área reagrupada constante do Anexo I deste Contrato, para todos os efeitos legais e contratuais, em especial para fins de eventual intervenção, declaração de caducidade, encampação ou outras formas de extinção.

Subcláusula Segunda - As instalações de transmissão de âmbito próprio da distribuição são consideradas integrantes da concessão de distribuição de que trata este Contrato.

Subcláusula Terceira - Respeitados os contratos de fornecimento vigentes, a concessão regulada neste Contrato não confere à CONCESSIONÁRIA direito de exclusividade relativamente aos consumidores de energia elétrica que, por força da Lei nº 9.074, de 1995, possam adquirir energia elétrica de outro fornecedor.

Subcláusula Quarta - A concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica não confere exclusividade de atendimento da CONCESSIONÁRIA nas áreas onde ficar constatado, pela ANEEL, conforme procedimento definido em regulamentação própria, a atuação de fato de cooperativas de eletrificação rural como prestadoras de serviços públicos, para fins de cumprimento do artigo 23 da Lei nº 9.074, de 1995.

Subcláusula Quinta - A CONCESSIONÁRIA aceita que a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica, de que é titular, seja realizada como função de utilidade pública prioritária, comprometendo-se a somente exercer outras atividades empresariais, que deverão ser contabilizadas em separado, nos termos e condições previstos em regulamentação própria e desde que as receitas auferidas sejam parcialmente destinadas a propiciar a modicidade das tarifas do serviço de energia elétrica, que serão consideradas nas revisões de que trata a Cláusula Sétima deste Contrato. Até que seja expedida a regulamentação própria prevista nesta Subcláusula, o exercício de outras atividades empresariais dependerá de prévia autorização da ANEEL.

Subcláusula Sexta - A CONCESSIONÁRIA, por força do que dispõe o art. 25 da Lei nº 9.074, de 1995, renuncia a eventuais direitos preexistentes que contrariem a Lei nº 8.987, de 1995.

CLÁUSULA SEGUNDA - CONDIÇÕES DE PRESTAÇÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, referido neste Contrato, a CONCESSIONÁRIA terá liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal, material e tecnologia, observadas as prescrições deste Contrato, da legislação específica, das normas regulamentares e das instruções e determinações do PODER CONCEDENTE e da ANEEL.

Subcláusula Primeira - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a adotar, na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, tecnologia adequada e a empregar materiais, equipamentos, instalações e métodos operativos que, atendidas as normas técnicas brasileiras, garantam níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia no atendimento e modicidade das tarifas.

Subcláusula Segunda - A CONCESSIONÁRIA atenderá os pedidos dos interessados na utilização do serviço concedido nos prazos e condições fixados nas normas e regulamentos



PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO	
--------------------------------------	--

editados pelo PODER CONCEDENTE e pela ANEEL, e nos termos do Anexo III deste Contrato, prevalecendo o menor prazo, sendo-lhe vedado condicionar a ligação ou religação de unidade consumidora de energia elétrica ao pagamento de valores não previstos nas normas do serviço ou de débito não imputável ao solicitante.

Subcláusula Terceira - É de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA, até o ponto de entrega de energia elétrica, operar e manter o seu sistema elétrico, elaborar os projetos e executar as obras necessárias ao atendimento das unidades consumidoras localizadas na área de concessão de que é titular, bem como as solicitações de aumento de carga, observada a legislação em vigor, sendo facultado ao consumidor a contratação do projeto e execução das obras necessárias ao seu atendimento, conforme os procedimentos relativos à aprovação, fiscalização e recebimento das instalações, consoante normas e padrões da CONCESSIONÁRIA, e regulamentação da ANEEL aplicáveis aos pedidos de ligação.

Subcláusula Quarta - Quando for necessária a realização de obras no seu sistema, para possibilitar o fornecimento solicitado, a CONCESSIONÁRIA informará, por escrito, ao interessado, as condições técnicas e financeiras para a execução dessas obras e o prazo de início e de conclusão das mesmas, observadas as normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL.

Subcláusula Quinta - O serviço de distribuição de energia elétrica somente poderá ser interrompido em situação de emergência ou após prévio aviso, quando ocorrer:

I - motivo de ordem técnica ou de segurança das instalações;

II - irregularidades praticadas pelo consumidor, inadequação de suas instalações, falta ou atraso nos pagamentos devidos à CONCESSIONÁRIA, observada a legislação específica.

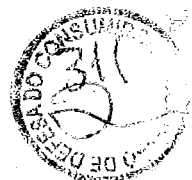
Subcláusula Sexta - Nas hipóteses previstas no inciso II da Subcláusula anterior, a CONCESSIONÁRIA somente poderá suspender a prestação do serviço se o consumidor, notificado nos termos da regulação específica, não efetuar, no prazo por ela estabelecido, os pagamentos devidos ou não cessar a prática que configure utilização irregular da energia elétrica ou, ainda, não atender à recomendação que lhe tenha sido feita para adequar suas instalações aos requisitos de segurança exigidos pelas normas técnicas e de segurança.

Subcláusula Sétima - Na exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica objeto deste Contrato, a CONCESSIONÁRIA não poderá dispensar tratamento diferenciado, inclusive tarifário, aos usuários de uma mesma classe de consumo e nas mesmas condições de atendimento, exceto nos casos previstos na legislação.

Subcláusula Oitava - Quando a CONCESSIONÁRIA tiver de efetuar investimentos específicos, ou assumir compromissos de compra de energia para efetuar fornecimento requisitado, o contrato de fornecimento deverá estabelecer condições, formas e prazos que assegurem o ressarcimento dos ônus relativos aos compromissos assumidos.

Subcláusula Nona - Sem prejuízo do disposto nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995, mediante condições ajustadas com outra concessionária, previamente consultada, a CONCESSIONÁRIA poderá fornecer energia elétrica, em caráter provisório, a consumidores localizados fora de sua área de concessão, com posterior comunicação a ANEEL, para fins de registro.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Subcláusula Décima - Os contratos de fornecimento de energia elétrica, quando celebrados entre a CONCESSIONÁRIA e os consumidores cativos, deverão indicar, além das condições gerais da prestação de serviços:

I - a identificação do interessado;

II - a localização da unidade de consumo;

III - a tensão e as demais características técnicas do fornecimento, bem como a classificação da unidade de consumo;

IV - a carga instalada e, se for o caso, os valores de consumo e de demanda contratados, com as suas condições de revisão para mais ou para menos;

V - a indicação dos critérios de medição de demanda de potência, de consumo de energia ativa e reativa, de fator de potência, tarifa a ser aplicada, encargos fiscais incidentes e critérios de faturamento;

VI - as condições especiais do fornecimento, se for o caso, e prazo de sua aplicação; e

VII - as penalidades aplicáveis, conforme a legislação em vigor.

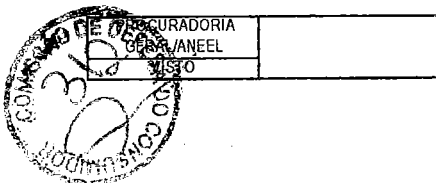
Subcláusula Décima Primeira - A CONCESSIONÁRIA deverá manter registros das solicitações e reclamações dos consumidores de energia elétrica, de acordo com os prazos legais e demais condições estabelecidas no Anexo III deste Contrato.

Subcláusula Décima Segunda - Sem prejuízo do disposto na Subcláusula anterior, a CONCESSIONÁRIA organizará e manterá em permanente funcionamento o Conselho de Consumidores, integrado por representantes das diversas classes de consumidores, de caráter consultivo e voltado para orientação, análise e avaliação do serviço e da qualidade do atendimento prestado pela CONCESSIONÁRIA, bem como para formulação de sugestões e propostas de melhoria do serviço.

Subcláusula Décima Terceira - Quaisquer normas, instruções ou determinações, de caráter geral e aplicável às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, expedidas pelo PODER CONCEDENTE e pela ANEEL, aplicar-se-ão, automaticamente, ao objeto da concessão ora contratada, a elas submetendo-se a CONCESSIONÁRIA como condições implícitas e integrantes deste Contrato, observado o disposto na Subcláusula Décima Sexta da Cláusula Sétima.

Subcláusula Décima Quarta - A CONCESSIONÁRIA deverá instalar e manter, por sua conta, nas unidades consumidoras, os equipamentos de medição de energia elétrica fornecida, ressalvados os casos específicos ou de emergência, previstos em normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL.

Subcláusula Décima Quinta - Sem prejuízo do disposto na Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990 (Código de Defesa do Consumidor), na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, objeto deste Contrato, a CONCESSIONÁRIA assegurará aos consumidores, dentre outros, os seguintes direitos:



I - obter a ligação de energia elétrica para qualquer instalação que atenda aos padrões da CONCESSIONÁRIA e aos requisitos de segurança e adequação técnica, segundo as normas específicas;

II - obter os esclarecimentos sobre dúvidas com a prestação do serviço, bem assim as informações requeridas e consideradas necessárias para defesa dos seus direitos;

III - liberdade de escolha na utilização do serviço, observadas as normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL; e

IV - receber o ressarcimento dos danos e prejuízos decorrentes que, porventura, lhe sejam causados em função do serviço concedido, ressalvado os danos provocados por deficiências técnicas nas instalações internas da unidade consumidora ou da má utilização das instalações.

Subcláusula Décima Sexta - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a melhorar o nível de qualidade do serviço, de acordo com os critérios, indicadores, fórmulas e padrões, definidos no Anexo III deste Contrato e na legislação atual e superveniente.

Subcláusula Décima Sétima - A CONCESSIONÁRIA compromete-se em organizar e administrar separadamente das atividades de distribuição de energia elétrica, reguladas neste Contrato, os serviços de geração, transmissão e comercialização de energia elétrica, que vier a explorar, inclusive constituindo empresas juridicamente independentes, observados os limites de participação estabelecidos na legislação específica, para a exploração dessas atividades.

CLÁUSULA TERCEIRA - PRAZO DA CONCESSÃO E DO CONTRATO

A concessão para distribuição de energia elétrica referida na Cláusula Primeira tem prazo de vigência até 7 de julho de 2015.

Subcláusula Primeira - A critério exclusivo da ANEEL e para assegurar a continuidade e qualidade do serviço público, o prazo da concessão poderá ser prorrogado pelo período de até vinte anos, de acordo com o que dispõe o § 3º do art. 4º da Lei nº 9.074 de 1995, e do art. 27 da Lei nº 9.427 de 1995, mediante requerimento da CONCESSIONÁRIA. A eventual prorrogação do prazo da concessão estará subordinada ao interesse público e à revisão das condições estipuladas neste Contrato.

Subcláusula Segunda - O requerimento de prorrogação deverá ser apresentado até 36 (trinta e seis) meses antes do término do prazo deste Contrato, acompanhado dos comprovantes de regularidade e adimplemento das obrigações fiscais, previdenciárias e dos compromissos e encargos assumidos com os órgãos da Administração Pública, referentes à prestação do serviço público de energia elétrica, bem assim de quaisquer outros encargos previstos nas normas legais e regulamentares então vigentes.

Subcláusula Terceira - A ANEEL manifestar-se-á sobre o requerimento de prorrogação até o 18º (décimo oitavo) mês anterior ao término do prazo da concessão. Na análise do pedido de prorrogação, a ANEEL levará em consideração todas as informações sobre o serviço público de distribuição de energia elétrica prestado, devendo aprovar ou rejeitar o pleito dentro do prazo acima previsto. O deferimento do pedido levará em consideração o cumprimento dos requisitos de serviço adequado, por parte da CONCESSIONÁRIA, conforme relatórios técnicos fundamentados, emitidos pela fiscalização da ANEEL.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



CLÁUSULA QUARTA - EXPANSÃO E AMPLIAÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

A concessionária obriga-se a prover o atendimento da atual demanda dos serviços concedidos e também implantar novas instalações, bem como ampliar e modificar as existentes, de modo a garantir o atendimento da futura demanda de seu mercado de energia.

Subcláusula Única - As novas instalações, as ampliações e as modificações das instalações existentes, dos sistemas de distribuição e de transmissão de âmbito próprio da distribuição, deverão obedecer aos procedimentos legais específicos e as normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL e incorporar-se-ão à respectiva concessão, regulando-se pelas disposições deste Contrato e pelas normas legais e regulamentares da prestação de serviço público de energia elétrica.

CLÁUSULA QUINTA - OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA

Além de outras obrigações decorrentes da lei e das normas regulamentares específicas, constituem encargos da CONCESSIONÁRIA, inerentes à concessão regulada por este Contrato:

I - fornecer energia elétrica a consumidores localizados em sua área de concessão, nos pontos de entrega definidos nas normas dos serviços, pelas tarifas homologadas pela ANEEL, nas condições estabelecidas nos respectivos contratos de fornecimento e na legislação;

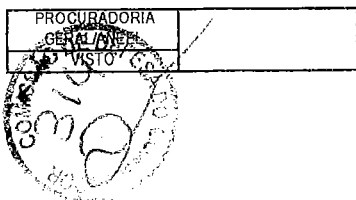
II - dar atendimento abrangente ao mercado, sem exclusão das populações de baixa renda e das áreas de baixa densidade populacional, inclusive as rurais, atendidas as normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL;

III - realizar, por sua conta e risco, as obras necessárias à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, inclusive reposição de bens, operando as instalações e os equipamentos correspondentes de modo a assegurar a regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia no atendimento e modicidade das tarifas, nos termos da Subcláusula Terceira da Cláusula Segunda deste Contrato;

IV - organizar e manter registro e inventário dos bens e instalações vinculados à concessão e zelar pela sua integridade, providenciando para que, aqueles que, por razões de ordem técnica, sejam essenciais à garantia e confiabilidade do sistema elétrico, estejam sempre adequadamente cobertos por seguro, vedado à CONCESSIONÁRIA, nos termos da legislação específica, alienar, ceder a qualquer título ou dar em garantia sem a prévia e expressa autorização da ANEEL;

V - efetuar, quando determinado pela ANEEL, consoante o planejamento para o atendimento do mercado, os suprimentos de energia elétrica a outras concessionárias e as interligações que forem necessárias;

VI - cumprir e fazer cumprir as normas legais e regulamentares do serviço, respondendo, perante a PODER CONCEDENTE, a ANEEL, os usuários e terceiros, pelos eventuais danos e prejuízos causados em decorrência da exploração dos serviços, ressalvados os danos decorrentes de deficiências técnicas nas instalações internas da unidade consumidora ou da má utilização das instalações;



VII - atender a todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista e previdenciária, os encargos oriundos de normas regulamentares estabelecidas pelo PODER CONCEDENTE e pela ANEEL, bem assim a quaisquer outras obrigações relacionadas ou decorrentes da exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica, especialmente quanto ao pagamento dos valores relativos à fiscalização do serviço público de distribuição, fixados pela ANEEL e recolhidos mensalmente nas datas estabelecidas em conformidade com o art. 13 da Lei nº 9.427, de 1996;

VIII - prestar contas anualmente, a ANEEL, da gestão do serviço público de distribuição de energia elétrica concedido, mediante relatório elaborado segundo as prescrições legais e regulamentares específicas;

IX - prestar contas aos usuários, anualmente, da gestão do serviço público de distribuição de energia elétrica concedido, fornecendo informações específicas sobre os níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação do serviço e modicidade das tarifas, assegurando ampla divulgação nos meios de comunicação acessíveis aos consumidores da sua área de concessão;

X - observar a legislação de proteção ambiental, respondendo pelas consequências de seu eventual descumprimento;

XI - assegurar livre acesso aos seus sistemas de transmissão e distribuição, observada a capacidade operacional do sistema, por parte de produtores de energia elétrica e de consumidores que, por força de lei, possam adquirir energia elétrica de outro fornecedor, mediante celebração de contratos específicos, bem assim cobrar encargos de conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica, consoante as condições gerais de acesso e tarifas estabelecidas pela ANEEL;

XII - publicar, anualmente, suas Demonstrações Financeiras e Relatórios nos termos da legislação vigente;

XIII - realizar programas de treinamento do seu pessoal, visando ao constante aperfeiçoamento do mesmo para a adequada prestação do serviço de distribuição concedido;

XIV - instalar, por sua conta, programa de compensação reativa capacitiva, bem como os equipamentos de monitoramento e controle de tensão necessária para assegurar a qualidade do serviço, inclusive aqueles solicitados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico;

XV - submeter à prévia aprovação da ANEEL qualquer alteração do seu Estatuto Social, transferência de ações que compõem o controle societário, que implique mudança desse controle, bem como reestruturação societária da empresa;

XVI - observar as normas específicas sobre a Classificação de Contas e o Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, devendo registrar e apurar, separadamente, os investimentos e os custos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, inclusive os relativos às novas instalações, expansões e modificações do seu sistema elétrico;

XVII - observar o disposto em resolução da ANEEL sobre o oferecimento, em garantia, da receita do serviço concedido;

PROCURADORIA	
GERAL/ANEEL	
VISTO	



XVIII - manter registro contábil, em separado, das atividades atípicas, não objeto da concessão, ou constituir outra empresa, juridicamente independente, para o exercício dessas atividades;

XIX - subsidiar ou participar do planejamento indicativo do setor elétrico, abrangido pelo art. 174 da Constituição Federal, na forma e condições estabelecidas em regulamento;

XX - participar do Mercado Atacadista de Energia - MAE e do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, quando for o caso, nas condições previstas no Acordo de Mercado e no Estatuto do ONS, e submeter-se às regras e procedimentos emanados dessas entidades; e,

XXI - manter seu acervo documental de acordo com o que determina a Lei nº 8.159, de 8 de janeiro de 1991 e demais normas em vigor.

Subcláusula Primeira - Serão submetidos ao exame e à aprovação da ANEEL, nas hipóteses, condições e segundo procedimentos estabelecidos em regulamento específico, os contratos, convênios, acordos ou ajustes celebrados entre a CONCESSIONÁRIA e acionistas pertencentes ao seu Grupo Controlador, diretos ou indiretos, e empresas controladas ou coligadas, bem como os celebrados com:

I - pessoas físicas ou jurídicas que, juntamente com a CONCESSIONÁRIA, façam parte, direta ou indiretamente, de uma mesma empresa controlada; e,

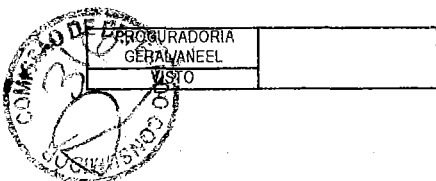
II - com pessoas físicas ou jurídicas que tenham diretores ou administradores comuns à CONCESSIONÁRIA.

Subcláusula Segunda - Para possibilitar a distribuição da energia elétrica requerida pelos usuários do serviço, de forma regular e adequada, a CONCESSIONÁRIA deverá celebrar os contratos de compra de energia, nos termos do art. 10 da Lei nº 9.648, de 1998, bem como de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição que se fizerem necessários.

Subcláusula Terceira - Na contratação de serviços e na aquisição de materiais e equipamentos vinculados ao serviço objeto deste Contrato, a CONCESSIONÁRIA deverá considerar ofertas de fornecedores nacionais atuantes no respectivo segmento e, nos casos em que haja equivalência entre as ofertas, em termos de preço, prazo de entrega e atendimento às especificações técnicas, obriga-se a assegurar preferência a empresas constituídas sob as leis brasileiras e com sede e administração no País.

Subcláusula Quarta - Compete à CONCESSIONÁRIA captar, aplicar e gerir os recursos financeiros necessários à adequada prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica regulado neste Contrato.

Subcláusula Quinta - A CONCESSIONÁRIA fica obrigada a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, um por cento de sua receita operacional líquida, em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e em ações que tenham por objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica, nos termos da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e na forma em que dispuser a regulamentação específica sobre a matéria. Para o cumprimento desta obrigação a CONCESSIONÁRIA deverá apresentar a ANEEL até 31 de janeiro de cada ano, ou em data que vier a ser estabelecida em regulamento próprio, um programa contendo as ações e suas metas físicas e financeiras, observadas as diretrizes estabelecidas para a sua elaboração, bem como a comprovação do cumprimento das obrigações junto ao Fundo Nacional de



Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, na forma em que dispuser o regulamento da referida Lei.

Subcláusula Sexta - O descumprimento das obrigações da Subcláusula anterior, bem como das metas físicas estabelecidas no Programa anual, ainda que parcialmente, sujeitará a CONCESSIONÁRIA à penalidade de multa limitada esta ao valor mínimo que deveria ser aplicado conforme Subcláusula anterior. Havendo cumprimento das metas físicas sem que tenha sido atingido o percentual mínimo estipulado na Subcláusula anterior, a diferença será obrigatoriamente acrescida ao montante mínimo a ser aplicado no ano seguinte, com as conseqüentes repercussões nos programas e metas.

Subcláusula Sétima - A CONCESSIONÁRIA compromete-se a não efetuar, em seus livros sociais, sem a prévia anuência da ANEEL, qualquer registro que importe em cessão, transferência ou oneração das ações que compõem o controle societário.

CLÁUSULA SEXTA - PRERROGATIVAS DA CONCESSIONÁRIA

A concessão para exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica, referida na Cláusula Primeira deste Contrato, confere à CONCESSIONÁRIA, dentre outras, as seguintes prerrogativas:

I - utilizar, por prazo indeterminado, os terrenos de domínio público, estabelecendo sobre eles estradas, vias ou caminhos de acesso e as servidões que se tornarem necessárias à exploração do serviço, com sujeição aos regulamentos administrativos;

II - promover desapropriação e instituição de servidões administrativas sobre bens declarados de utilidade pública, necessários à execução de serviços ou de obras vinculadas ao serviço, arcando com o pagamento das indenizações correspondentes; e,

III - construir estradas e implantar sistemas de telecomunicações, sem prejuízo de terceiros, para uso exclusivo na exploração do serviço, respeitada a legislação pertinente.

Subcláusula Primeira - As prerrogativas decorrentes da prestação do serviço objeto deste Contrato não conferem à CONCESSIONÁRIA imunidade ou isenção tributárias, ressalvadas as situações expressamente indicadas em norma legal específica.

Subcláusula Segunda - Observadas as normas legais e regulamentares específicas, a CONCESSIONÁRIA poderá oferecer, em garantia de contratos de financiamento, os direitos emergentes da concessão que lhe é outorgada, desde que não comprometa a operacionalização e a continuidade da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, observando-se o disposto no inciso XVII da Cláusula Quinta do presente Contrato.

Subcláusula Terceira - Ressalvados os casos expressos na legislação e neste Contrato, o oferecimento da garantia deverá ser precedido de autorização da ANEEL, cuja concordância não dará aos agentes financiadores, direito de qualquer ação contra a ANEEL, em decorrência de descumprimento, pela CONCESSIONÁRIA, dos seus compromissos financeiros.

Subcláusula Quarta - A CONCESSIONÁRIA poderá estabelecer linhas de transmissão destinadas ao transporte de energia elétrica até seus respectivos centros de cargas, sendo-lhe

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



facultada a aquisição negocial das respectivas servidões, mesmo em terrenos de domínio público e faixas de domínio de vias públicas, com sujeição aos regulamentos administrativos.

Subcláusula Quinta - As prerrogativas conferidas à CONCESSIONÁRIA em função deste Contrato não afetarão os direitos de terceiros e dos usuários de energia elétrica, que ficam expressamente ressalvados.

CLÁUSULA SÉTIMA - TARIFAS APLICÁVEIS NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

Pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica que lhe é concedido por este Contrato, a CONCESSIONÁRIA cobrará as tarifas homologadas pela ANEEL, discriminadas no Anexo II, que é rubricado pelas partes e integra este instrumento.

Subcláusula Primeira - É facultado à CONCESSIONÁRIA cobrar tarifas inferiores às discriminadas no Anexo II, desde que as reduções não impliquem pleitos compensatórios posteriores quanto à recuperação do equilíbrio econômico-financeiro e resguardadas as condições constantes na Subcláusula Sétima da Cláusula Segunda.

Subcláusula Segunda - A CONCESSIONÁRIA reconhece que as tarifas indicadas no Anexo II, reposicionadas na forma prevista na Portaria Interministerial nº 152, de 17 de maio de 2000, em conjunto com as regras de reajuste e revisão a seguir descritas, são suficientes, nesta data, para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato.

Subcláusula Terceira - Os valores das tarifas de que trata esta Cláusula serão reajustados com periodicidade anual, obedecida à legislação e regulamentação vigente e superveniente, 01 (um) ano após a "Data de Referência Anterior", sendo esta definida da seguinte forma:

I - no primeiro reajuste, a data de publicação do reposicionamento tarifário previsto na Portaria Interministerial nº 152, de 17 de maio de 2000; e

II - nos reajustes subsequentes, a data de vigência do último reajuste ou revisão que o tenha substituído, de acordo com o disposto nesta Cláusula.

Subcláusula Quarta - As tarifas decorrentes do reposicionamento tarifário mencionado na Subcláusula anterior, constituirão referência para os reajustes e revisões previstos nesta Cláusula.

Subcláusula Quinta - A periodicidade de reajuste de que trata esta Cláusula poderá ocorrer em prazo inferior a 01 (um) ano, caso a legislação venha assim a permitir, adequando-se, neste caso, a "Data de Referência Anterior" à nova periodicidade estipulada.

Subcláusula Sexta - Para fins de reajuste tarifário, a receita da CONCESSIONÁRIA será dividida em duas parcelas:

Parcela A: parcela da receita correspondente aos seguintes custos: Cota da Reserva Global de Reversão - RGR; cotas da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; valores relativos à taxa de fiscalização do serviço público de distribuição concedido; compra de energia elétrica para revenda; compensação financeira pela exploração de recursos hídricos para fins de geração de

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO	
--------------------------------------	--



energia elétrica, quando aplicável; e, encargos de conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Parcela B: valor remanescente da receita da CONCESSIONÁRIA, excluído o ICMS, após a dedução da Parcela A.

Subcláusula Sétima - O reajuste será calculado mediante a aplicação, sobre as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior", do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), assim definido:

$$VPA1 + VPB0 \times (IVI + X)$$

$$IRT = \frac{\text{RA}}{\text{RA}}$$

RA

Onde:

RA: Receita anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", não incluindo o ICMS;

Mercado de Referência: É o mercado de energia assegurada da CONCESSIONÁRIA, nos 12 (doze) meses anteriores ao reajuste em processamento;

IVI: Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM, da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado;

X: Número índice definido pela ANEEL, de acordo com Subcláusula Nona desta Cláusula, a ser eventualmente subtraído ou acrescido ao IVI.

VPB0: Valor da Parcela B, referida na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", calculada da seguinte forma:

$$VPB0 = RA - VPA0$$

Onde:

VPA 0: Valor da Parcela A referida na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e a energia comprada em função do "Mercado de Referência";

VPA 1: Valor da Parcela A, referida na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e a energia comprada em função do "Mercado de Referência";

Subcláusula Oitava - A ANEEL, de acordo com o cronograma apresentado nesta Subcláusula, procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia elétrica, alterando-os para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da CONCESSIONÁRIA, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas. Estas revisões obedecerão ao seguinte cronograma: a primeira revisão será procedida um ano após o quarto reajuste anual concedido, conforme previsto na Subcláusula Terceira; a partir desta primeira revisão, as subseqüentes serão realizadas a cada 4 (quatro) anos.

Subcláusula Nona - No processo de revisão das tarifas, estabelecido na Subcláusula anterior, a ANEEL estabelecerá os valores de X, que deverão ser subtraídos ou acrescidos na variação do IVI ou seu substituto, nos reajustes anuais subseqüentes, conforme descrito na Subcláusula Oitava. Para os primeiros 4 (quatro) reajustes anuais o valor de X será zero.

Subcláusula Décima - A ANEEL poderá, a qualquer tempo, proceder à revisão das tarifas, visando a manter o equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato, sem prejuízo dos reajustes e revisões a que se referem as Subcláusulas anteriores desta Cláusula, caso haja alterações significativas nos custos da CONCESSIONÁRIA, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia elétrica e encargos de uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica que possam ser aprovadas pela ANEEL durante o período, por solicitação desta, devidamente comprovada.

Subcláusula Décima Primeira - A criação, alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a assinatura deste Contrato, quando comprovado seu impacto, implicará revisão das tarifas, para mais ou para menos, conforme o caso, ressalvado os impostos sobre a renda, a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL ou suas sucedâneas e quaisquer outros existentes ou que venham a ser criados, tendo como base de cálculo o resultado da atividade econômica.

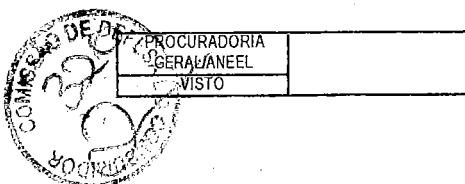
Subcláusula Décima Segunda - Na hipótese de ter ocorrido, após a "Data de Referência Anterior", revisões de tarifas previstas na Subcláusula anterior, que tenham sido realizadas por alteração de tributos ou encargos que não aqueles constantes da Parcela A, quando do reajuste previsto na Subcláusula Sétima, as tarifas, após a aplicação do IRT, serão alteradas, para mais ou para menos, pelos mesmos percentuais destas revisões.

Subcláusula Décima Terceira - A CONCESSIONÁRIA, na eventualidade de qualquer de seus consumidores se tornar autoprodutor ou passar a ser atendido por outra concessionária ou por produtor independente, poderá cobrar, pela utilização de suas instalações, as tarifas específicas estabelecidas pela ANEEL.

Subcláusula Décima Quarta - É vedado à CONCESSIONÁRIA cobrar dos consumidores de energia elétrica, sob qualquer pretexto, tarifas superiores àquelas homologadas pela ANEEL.

Subcláusula Décima Quinta - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a obter a energia elétrica requerida pelos seus consumidores ao menor custo efetivo, dentre as alternativas disponíveis. Na aplicação dos reajustes e revisões previstos nesta Cláusula, serão observados os limites de repasse dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, estabelecidos em resolução da ANEEL.

Subcláusula Décima Sexta - Havendo alteração unilateral do Contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, devidamente comprovado pela CONCESSIONÁRIA, a ANEEL deverá adotar as medidas necessárias ao seu restabelecimento, com efeito, a partir da data da alteração.



CLÁUSULA OITAVA - FISCALIZAÇÃO DO SERVIÇO

A exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica objeto deste Contrato será acompanhada, fiscalizada e regulada pela ANEEL.

Subcláusula Primeira - A Fiscalização abrangerá o acompanhamento e o controle das ações da CONCESSIONÁRIA nas áreas administrativa, contábil, comercial, técnica, econômica e financeira, podendo a ANEEL estabelecer diretrizes de procedimento ou sustar ações que considere incompatíveis com as exigências da prestação do serviço adequado.

Subcláusula Segunda - Os servidores da ANEEL ou seus prepostos, especialmente designados, terão livre acesso, em qualquer época, a toda e qualquer documentação, obras, instalações e equipamentos vinculados ao serviço público de distribuição de energia elétrica, inclusive seus registros contábeis, podendo requisitar, de qualquer setor ou pessoa da CONCESSIONÁRIA, informações e esclarecimentos que permitam aferir a correta execução deste Contrato, bem como os dados considerados necessários para o controle estatístico e planejamento do sistema elétrico nacional, ficando vedado à CONCESSIONÁRIA, restringir, sob qualquer alegação, o disposto nesta Subcláusula.

Subcláusula Terceira - A Fiscalização técnica e comercial do serviço público de distribuição de energia elétrica abrangerá:

- I - a execução dos projetos de obras e instalações;
- II - a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica;
- III - a observância das normas legais e contratuais;
- IV - o desempenho do sistema elétrico da CONCESSIONÁRIA no tocante à qualidade e continuidade do fornecimento efetuado a consumidores finais, nos termos deste Contrato e da legislação específica;
- V - a execução dos programas de incremento à eficiência no uso e na oferta de energia elétrica;
- VI - a estrutura de atendimento a consumidores e de operação e manutenção do sistema elétrico;
- VII - a utilização e o destino da energia; e,
- VIII - a qualidade do atendimento comercial.

Subcláusula Quarta - A Fiscalização econômico-financeira compreenderá a análise e o acompanhamento das operações financeiras, os registros nos livros da CONCESSIONÁRIA, balancetes, relatórios e demonstrações financeiras, prestação anual de contas e quaisquer outros documentos julgados necessários para uma perfeita avaliação da gestão da concessão.

Subcláusula Quinta - A ANEEL poderá determinar à CONCESSIONÁRIA a rescisão de qualquer contrato por ela celebrado, quando verificar que dele possam resultar danos ao serviço público de distribuição de energia elétrica concedido ou tratamento tarifário diferenciado a consumidores que se encontrem na mesma tensão de fornecimento e na mesma classe de consumo, exceto nos casos previstos na legislação.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Subcláusula Sexta - A fiscalização da ANEEL não exime a CONCESSIONÁRIA, nem diminui suas responsabilidades quanto à adequação das suas obras e instalações, à correção e legalidade de seus registros contábeis e de suas operações financeiras e comerciais.

Subcláusula Sétima - O desatendimento, pela CONCESSIONÁRIA, das solicitações, notificações e determinações da fiscalização implicará a aplicação das penalidades autorizadas pelas normas dos serviços e por este Contrato.

CLÁUSULA NONA - PENALIDADES

Pelo descumprimento das disposições legais, regulamentares e contratuais pertinentes ao serviço e instalações de energia elétrica, a CONCESSIONÁRIA estará sujeita às penalidades conforme legislação em vigor, especialmente àquelas estabelecidas em Resolução da ANEEL, sem prejuízo do disposto no inciso III, art. 17, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 1997 e nas Cláusulas Décima e Décima Primeira deste Contrato.

Subcláusula Primeira - A CONCESSIONÁRIA estará sujeita à penalidade, entre outras, de multa, aplicada pela ANEEL, no valor máximo, por infração incorrida, de até 2% (dois por cento) do valor do faturamento da CONCESSIONÁRIA nos últimos 12 (doze) meses anteriores à lavratura do auto de infração, nos termos da Lei e dos procedimentos previstos em Resolução específica da ANEEL.

Subcláusula Segunda - As penalidades serão aplicadas mediante procedimento administrativo, guardando proporção com a gravidade da infração, em que se assegure à CONCESSIONÁRIA direito de defesa e ao contraditório. Nos casos de transgressão de padrões de qualidade de serviço ao consumidor, individualmente considerado, será observado o procedimento previsto no Anexo III deste Contrato.

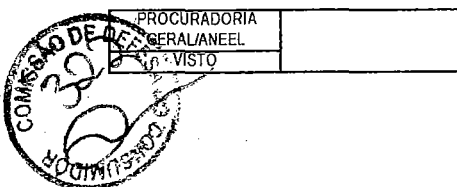
Subcláusula Terceira - Quando a penalidade consistir em multa por transgressão de padrões de qualidade de serviço a um grupo de consumidores ou por descumprimento de disposições legais, regulamentares e contratuais e o respectivo valor não for recolhido no prazo fixado pela fiscalização, a ANEEL promoverá a sua cobrança judicial, por via de execução, na forma da legislação específica.

Subcláusula Quarta - Nos casos de descumprimento das penalidades impostas por infração, ou descumprimento de notificação ou determinação do PODER CONCEDENTE para regularizar a prestação de serviços, poderá ser decretada a caducidade da concessão, na forma estabelecida na lei e neste Contrato, sem prejuízo da apuração das responsabilidades da CONCESSIONÁRIA perante o PODER CONCEDENTE, a ANEEL, os usuários e terceiros.

CLÁUSULA DÉCIMA - INTERVENÇÃO NA CONCESSÃO

Sem prejuízo das penalidades cabíveis e das responsabilidades incidentes, a ANEEL poderá intervir na concessão, a qualquer tempo, para assegurar a adequada prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica ou o cumprimento, pela CONCESSIONÁRIA, das normas legais, regulamentares e contratuais.

Subcláusula Primeira - A intervenção será determinada por Resolução da ANEEL, que designará o Interventor, o prazo da intervenção e os objetivos e limites da medida, devendo ser



instaurado, dentro dos 30 (trinta) dias seguintes da publicação da resolução, o correspondente procedimento administrativo, para comprovar as causas determinantes da medida e as responsabilidades incidentes, assegurando-se à CONCESSIONÁRIA direito de ampla defesa e ao contraditório.

Subcláusula Segunda - Se o procedimento administrativo não for concluído dentro de 180 (cento e oitenta) dias, considerar-se-á inválida a intervenção, devolvendo-se à CONCESSIONÁRIA a administração do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Subcláusula Terceira - Será declarada a nulidade da intervenção se ficar comprovado que esta não observou os pressupostos legais e regulamentares, devendo o serviço público de distribuição de energia elétrica ser imediatamente devolvido à CONCESSIONÁRIA, sem prejuízo de seu direito de indenização.

Subcláusula Quarta - Cessada a intervenção, se não for extinta a concessão, a administração do serviço público de distribuição de energia elétrica será devolvida à CONCESSIONÁRIA, precedida de prestação de contas pelo interventor, que responderá pelos atos praticados durante a sua gestão.

CLÁUSULA DÉCIMA PRIMEIRA - EXTINÇÃO DA CONCESSÃO, REVERSÃO DOS BENS E INSTALAÇÕES VINCULADOS.

A concessão para exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica regulada por este Contrato será considerada extinta, observadas as normas legais específicas, nos seguintes casos:

I - pelo advento do termo final do contrato;

II - pela encampação do serviço;

III - pela caducidade;

IV - pela rescisão;

V - pela anulação decorrente de vício ou irregularidade constatada no procedimento ou no ato de sua outorga; e

VI - em caso de falência ou extinção da CONCESSIONÁRIA.

Subcláusula Primeira - O advento do termo final do contrato opera, de pleno direito, a extinção da concessão, facultando-se a ANEEL, a seu exclusivo critério, prorrogar o presente Contrato até a assunção de nova concessionária.

Subcláusula Segunda - Extinta a concessão, operar-se-á, de pleno direito, a reversão, ao PODER CONCEDENTE, dos bens e instalações vinculados ao serviço, procedendo-se aos levantamentos e às avaliações, bem como a determinação do montante da indenização devida à CONCESSIONÁRIA, observados os valores e as datas de sua incorporação ao sistema elétrico.

Subcláusula Terceira - Para efeito da reversão, os bens vinculados ao serviço concedido são os utilizados, direta ou indiretamente, exclusiva e permanentemente, na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Subcláusula Quarta - Para atender ao interesse público, mediante lei autorizativa específica, o PODER CONCEDENTE poderá retomar o serviço, após prévio pagamento da indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados pela CONCESSIONÁRIA para garantir a continuidade e a atualidade do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Subcláusula Quinta - Verificada qualquer das hipóteses de inadimplemento previstas na legislação específica e neste Contrato, a ANEEL promoverá a declaração de caducidade da concessão, que será precedida de processo administrativo para verificação das infrações ou falhas da CONCESSIONÁRIA, assegurado o contraditório e o direito de defesa à CONCESSIONÁRIA e garantida a indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço público de distribuição de energia elétrica. Da indenização apurada serão deduzidos os valores das multas devidas e dos danos causados pela CONCESSIONÁRIA, relativos ao fato motivador da caducidade.

Subcláusula Sexta - Para efeito de indenizações de que tratam as Subcláusulas Segunda, Terceira, Quarta e Quinta o valor de indenização dos bens reversíveis será aquele resultante de inventário procedido pela ANEEL ou preposto especialmente designado, e seu pagamento realizado com os recursos da Reserva Global de Reversão - RGR, na forma do art. 33 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, Regulamento dos Serviços de Energia Elétrica, e do art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, alterado pelo art. 9º da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, depois de finalizado o processo administrativo e esgotados todos os prazos e instâncias de recurso.

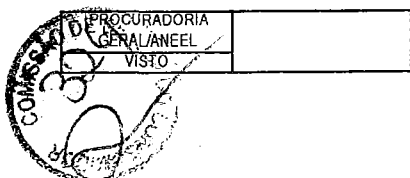
Subcláusula Sétima - O processo administrativo de inadimplemento não será instaurado até que tenha sido dado inteiro conhecimento à CONCESSIONÁRIA, em detalhes, das infrações incorridas, bem como tempo suficiente para providenciar as correções de acordo com os termos do processo de fiscalização da ANEEL.

Subcláusula Oitava - A declaração da caducidade não acarretará, para o PODER CONCEDENTE, qualquer responsabilidade em relação aos ônus, encargos ou compromissos com terceiros que tenham sido contratados pela CONCESSIONÁRIA, nem com relação aos empregados desta.

Subcláusula Nona - Alternativamente à declaração de caducidade, poderá o PODER CONCEDENTE restringir a área da concessão, promover a subconcessão ou desapropriar as ações que compõem o controle societário da CONCESSIONÁRIA, mediante indenização. No caso de desapropriação, a indenização devida, na forma da lei, se dará com recursos provenientes da alienação, em leilão público, das ações desapropriadas.

Subcláusula Décima - Mediante ação judicial especialmente intentada para esse fim, poderá a CONCESSIONÁRIA promover a rescisão deste Contrato, no caso de descumprimento, pelo PODER CONCEDENTE, das normas aqui estabelecidas. Nesta hipótese, a CONCESSIONÁRIA não poderá interromper a prestação do serviço, enquanto não transitar em julgado a decisão judicial que decretar a extinção deste Contrato.

Subcláusula Décima Primeira - Em qualquer hipótese de extinção da concessão, o PODER CONCEDENTE assumirá, imediatamente, a prestação do serviço para garantir a sua continuidade e regularidade.



CLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA - ELETRIFICAÇÃO RURAL

A CONCESSIONÁRIA obriga-se a implementar e participar de programas de eletrificação rural, com vistas à incorporação da potencial demanda desse segmento e ao pleno atendimento do mercado de energia elétrica em sua área de concessão.

Subcláusula Primeira - A CONCESSIONÁRIA compromete-se a participar dos programas e ações decorrentes de políticas públicas federais ou estaduais que visem fomentar a eletrificação rural em sua área de concessão, quando solicitada, por escrito, pelos órgãos públicos promotores. A adesão se dará mediante instrumento jurídico próprio, onde serão definidas as obrigações das partes, o montante a ser investido e sua divisão entre os participantes, as metas físicas e respectivos prazos.

Subcláusula Segunda - No caso de não adesão da CONCESSIONÁRIA aos programas públicos de eletrificação rural para os quais tenha sido convocada, fica a seu encargo propor a ANEEL, no prazo de 90 dias, uma alternativa de atendimento da demanda identificada de seu mercado, em cumprimento do que dispõe o inciso II da Cláusula Quinta deste Contrato.

Subcláusula Terceira - A participação da CONCESSIONÁRIA observará, em todos os casos, as determinações da legislação de regência para prestação dos serviços públicos de energia elétrica.

CLÁUSULA DÉCIMA TERCEIRA - COMPROMISSO DO ACIONISTA CONTROLADOR

O ACIONISTA CONTROLADOR declara aceitar e submeter-se às condições e Cláusulas deste Contrato, obrigando-se a introduzir, no Estatuto Social da CONCESSIONÁRIA, disposição no sentido de não transferir, ceder ou de qualquer forma alienar, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosamente, as ações que fazem parte do controle societário sem a prévia concordância da ANEEL.

Subcláusula Única - Na hipótese de transferência, integral ou parcial, de ações que fazem parte do controle societário, o(s) novo(s) acionista(s) controlador(es) deverá(ão) assinar termo de anuência e submissão às Cláusulas deste Contrato e às normas legais e regulamentares da concessão.

CLÁUSULA DÉCIMA QUARTA - DELEGAÇÃO DE COMPETÊNCIA

Tendo em vista o disposto no art. 36 da Lei nº 9.074/95, e no art. 20 da Lei nº 9.427/96, a ANEEL poderá delegar ao ESTADO DE ALAGOAS competência para o desempenho das atividades complementares de fiscalização, controle e regulação dos serviços e instalações de energia elétrica operados pela CONCESSIONÁRIA.

Subcláusula Única - A delegação de competência prevista nesta cláusula será conferida nos termos e condições que vierem a ser definidos em Convênio de Cooperação, uma vez comprovado, pelo ESTADO DE ALAGOAS a estruturação de órgão aparelhado, técnica e administrativamente, para a execução das atividades respectivas.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



CLÁUSULA DÉCIMA QUINTA - MODO AMIGÁVEL DE SOLUÇÃO DE DIVERGÊNCIAS E FORO DO CONTRATO

Resguardado o interesse público, na hipótese de divergência na interpretação ou execução de dispositivos do presente Contrato, a CONCESSIONÁRIA poderá solicitar, às áreas organizacionais da ANEEL, afetas ao assunto, a realização de audiências com a finalidade de harmonizar os entendimentos, conforme procedimento aplicável.

Subcláusula Única - Para dirimir as dúvidas ou controvérsias não solucionadas de modo amigável, na forma indicada no *caput* desta Cláusula, fica eleito o Foro da Justiça Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal, com renúncia expressa das partes a outros, por mais privilegiados que forem.

CLÁUSULA DÉCIMA SEXTA - PUBLICAÇÃO E REGISTRO DO CONTRATO

O presente Contrato será registrado e arquivado na ANEEL, que providenciará, dentro dos 20 (vinte) dias de sua assinatura, a publicação de seu extrato no Diário Oficial.

Assim estando ajustado, fizeram as partes lavrar o presente instrumento, em 3 (três) vias de igual teor que são assinadas pelos representantes da ANEEL, da CONCESSIONÁRIA e do ACIONISTA CONTROLADOR, juntamente com as testemunhas abaixo, para os devidos efeitos legais.

Brasília-DF., em 12 de fevereiro de 2001.

PELA ANEEL:

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

Diretor-Geral da ANEEL

PELA CONCESSIONÁRIA:

UILTON ROBERTO ROCHA

Diretor-Presidente

LUIZ MANOEL CLARO SOARES

Diretor Financeiro

PELO ACIONISTA CONTROLADOR:

FIRMINO FERREIRA SAMPAIO NETO

Presidente

MARCO AURÉLIO PALHAS DE CARVALHO

Diretor de Engenharia

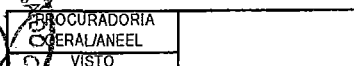
TESTEMUNHAS:

JACONIAS DE AGUIAR

CPF: 007 112 176-53

LHUGO TANAKA

CPF: 011 163 982-49



ANEXO I**RESOLUÇÃO Nº 353, DE 18 DE NOVEMBRO DE 1998.**

Aprova o reagrupamento das concessões de distribuição da Companhia Energética de Alagoas – CEAL.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, e tendo em vista o disposto no art. 22 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e o que consta do Processo nº 48100.001132/96-63, resolve:

Art.1º Aprovar o reagrupamento das concessões de distribuição de energia elétrica e respectivas instalações de transmissão de âmbito próprio, de que é titular a Companhia Energética de Alagoas - CEAL, em uma única área de concessão, abrangendo os municípios de Água Branca, Anadia, Arapiraca, Atalaia, Barra do Santo Antônio, Barra de São Miguel, Batalha, Belém, Belo Monte, Boca da Mata, Branquinha, Cacimbinhas, Cajueiro, Campestre, Campo Alegre, Campo Grande, Canapi, Capela, Carneiros, Chã Preta, Coité do Nóia, Colônia Leopoldina, Coqueiro Seco, Coruripe, Craibas, Delmiro Gouveia, Dois Riachos, Estrela de Alagoas, Feira Grande, Feliz Deserto, Flexeiras, Girau do Ponciano, Ibateguara, Igaci, Igreja Nova, Inhapi, Jacaré dos Homens, Jacuípe, Japaratinga, Jaramataia, Jequiá da Praia, Joaquim Gomes, Jundiá, Junqueiro, Lagoa da Canoa, Limoeiro de Anádia, Maceió, Major Isidoro, Maragogi, Maravilha, Marechal Deodoro, Maribondo, Mar Vermelho, Mata Grande, Matriz de Camaragibe, Messias, Minador do Negrão, Monteirópolis, Murici, Novo Lino, Olho D'água das Flores, Olho D'água do Casado, Olho D'água Grande, Olivença, Ouro Branco, Palestina, Palmeira dos Índios, Pão de Açúcar, Pariconha, Paripueira, Passo de Camaragibe, Paulo Jacinto, Penedo, Piaçabuçu, Pilar, Pindoba, Piranhas, Poço das Trincheiras, Porto Calvo, Porto de Pedras, Porto Real do Colégio, Quebrangulo, Rio Largo, Roteiro, Santa Luzia do Norte, Santana do Ipanema, Santana do Mundaú, São Brás, São José da Laje, São José da Tapera, São Luiz do Quitunde, São Miguel dos Campos, São Miguel dos Milagres, São Sebastião, Satuba, Senador Rui Palmeira, Tanque d'Arca, Taquarana, Teotônio Vilela, Traipu, União dos Palmares e Viçosa, todos no Estado de Alagoas.

Art. 21º Esta Resolução entra em vigor na data da sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

Publicado no D.O de 19.11.1998, Seção 1, p. 57, v. 136, n. 222-E

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



ANEXO II

TARIFA DE FORNECIMENTO

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 328, DE 25 DE AGOSTO DE 2000

Homologa as Tarifas de Fornecimento e
Suprimento de Energia Elétrica da
Companhia Energética de Alagoas - CEAL.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no inciso X, art. 4º, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, no art. 15 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no art. 70 da Lei nº 9.069, de 29 de junho de 1995, na Portaria Interministerial nº 152, de 17 de maio de 2000, e o que consta do Processo nº 48500.002698/00-58, resolve:

Art. 1º Homologar as tarifas de energia elétrica constantes dos Anexos I e II desta Resolução, referentes à aplicação de reajuste em duas parcelas, para o fornecimento a consumidores finais e suprimento a outras concessionárias atendidas pela Companhia Energética de Alagoas - CEAL.

Art. 2º Os períodos de vigência dos Anexos I e II são os seguintes:

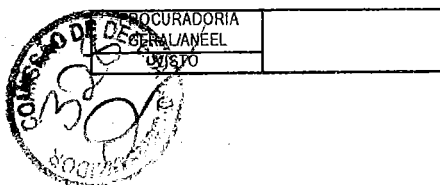
§ 1º As tarifas constantes do Anexo I entram em vigor a partir da data de publicação desta Resolução com vigência até 6 de fevereiro de 2001.

§ 2º As tarifas constantes do Anexo II terão o início de vigência em 7 de fevereiro de 2001.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

Publicado no D.O. de 28.08.2000, Seção 1, p. 38, v. 138, n. 166 - E



ANEXO I DA RESOLUÇÃO Nº 328, DE 25 DE AGOSTO DE 2000**QUADRO A**

TARIFA CONVENCIONAL		
SUBGRUPO	DEMANDA	CONSUMO
	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A2 (88 a 138 kV)	15,12	38,03
A3 (69 kV)	16,30	41,01
A3a (30 kV a 44 kV)	5,65	82,78
A4 (2,3 kV a 25 kV)	5,86	85,84
AS (Subterrâneo)	8,66	89,82
B1-RESIDENCIAL:		157,58
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:		
Consumo mensal até 30 kWh		55,15
Consumo mensal de 31 a 100 kWh		94,55
Consumo mensal de 101 a 140 kWh		141,82
B2-RURAL		97,62
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		69,00
B2-SERVIÇO DE IRRIGAÇÃO		89,78
B3-DEMAIS CLASSES		155,77
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:		
B4a - Rede de Distribuição		80,27
B4b - Bulbo da Lâmpada		88,07
B4c - Nível de IP acima do Padrão		130,50

QUADRO B

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL		
SEGMENTO HORÁRIO SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	FORA DE PONTA
A1 (230 kV ou mais)	8,87	1,85
A2 (88 a 138 kV)	9,54	2,18
A3 (69 kV)	12,78	3,48
A3a (30 a 44 kV)	14,94	4,97
A4 (2,3 a 25 kV)	15,48	5,17
AS (Subterrâneo)	16,22	7,94

QUADRO C

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL		
SEGMENTO SAZONAL SUBGRUPO	CONSUMO (R\$/MWh)	
	PONTA	
	SECA	ÚMIDA
A1 (230 kV ou mais)	50,47	44,13
A2 (88 a 138 kV)	53,48	49,89
A3 (69 kV)	60,60	53,74
A3a (30 a 44 kV)	98,00	90,69
A4 (2,3 a 25 kV)	101,60	94,05
AS (Subterrâneo)	106,32	98,42
	FORA DE PONTA	
	SECA	ÚMIDA
A1 (230 kV ou mais)	35,69	30,35
A2 (88 a 138 kV)	38,31	35,15
A3 (69 kV)	41,74	36,01
A3a (30 a 44 kV)	46,61	41,19

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



A4 (2,3 a 25 kV)	48,31	42,69
AS (Subterrâneo)	50,56	44,68

QUADRO D

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL		
SEGMENTO HORO-SAZONAL SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	FORA DE PONTA
	SECA OU ÚMIDA	SECA OU ÚMIDA
A1 (230 kV ou mais)	32,87	6,90
A2 (88 a 138 kV)	35,30	8,07
A3 (69 kV)	47,42	12,95
A3a (30 a 44 kV)	50,27	16,74
A4 (2,3 a 25 kV)	46,49	15,48
AS (Subterrâneo)	48,64	23,75

QUADRO E

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)	4,97
A4 (2,3 a 25 kV)	5,17
AS (Subterrâneo)	7,94

QUADRO F

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE		
SEGMENTO HORO-SAZONAL SUBGRUPO	CONSUMO (R\$/MWh)	
	PONTA	
	SECA	ÚMIDA
A3a (30 a 44 kV)	443,50	436,22
A4 (2,3 a 25 kV)	459,79	452,26
AS (Sub)	481,16	473,29
	FORA DE PONTA	
	SECA	ÚMIDA
A3a (30 a 44 kV)	46,61	41,19
A4 (2,3 a 25 kV)	48,31	42,69
AS (Sub)	50,56	44,68

QUADRO G

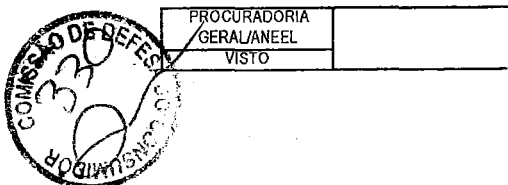
TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL VERDE	
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)
	PERÍODO SECO OU ÚMIDO
A3a (30 a 44 kV)	16,74
A4 (2,3 a 25 kV)	15,48
AS (Subterrâneo)	23,75

QUADRO I

TARIFA DE EMERGENCIA - AUTOPRODUTOR		
SUBGRUPO	DEMANDA	CONSUMO
	(R\$/kW.ANO)	(R\$/MWh)
A2 (88 a 138 kV) HORO-SAZONAL AZUL	36,25	159,18
A3 (69 kV) HORO-SAZONAL AZUL	37,15	223,71
A3a (30 a 44 kV) HORO-SAZONAL AZUL	42,08	234,26
A3a (30 a 44 kV) HORO-SAZONAL VERDE	10,52	234,26
A4 (2,3 a 25 kV) HORO-SAZONAL AZUL	38,90	216,61
A4 (2,3 a 25 kV) HORO-SAZONAL VERDE	9,73	216,61

QUADRO J

DESCONTOS PERCENTUAIS		
UNIDADE CONSUMIDORA	DEMANDA	CONSUMO
RURAL - GRUPO A	10	10
COOPERATIVAS - GRUPO A	50	50



AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO A	15	15
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO B	-	15

QUADRO K

TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO EM 220 V	
TARIFA EM R\$/Ah	
RESIDENCIAL BAIXA TENSÃO	
Consumo mensal até 136 Ah	0,012165
Consumo mensal de 137 a 341 Ah	0,019240

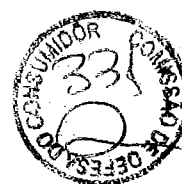
SUPRIDORA: CEAL			
SUPRIDO: CELPE			
TENSÃO kV	MODALIDADE	DEMANDA R\$/kW	ENERGIA R\$/MWh
69	PRÓPRIO	6,28	20,91
13,8	PRÓPRIO	6,93	21,95

ANEXO II DA RESOLUÇÃO Nº 328, DE 25 DE AGOSTO DE 2000

QUADRO A

TARIFA CONVENCIONAL		
SUBGRUPO	DEMANDA	CONSUMO
	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A2 (88 a 138 kV)	15,43	38,80
A3 (69 kV)	16,63	41,83
A3a (30 kV a 44 kV)	5,77	84,44
A4 (2,3 kV a 25 kV)	5,98	87,57
AS (Subterrâneo)	8,83	91,62
B1-RESIDENCIAL:		160,75
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:		
Consumo mensal até 30 kWh		56,26
Consumo mensal de 31 a 100 kWh		96,45
Consumo mensal de 101 a 140 kWh		144,67
B2-RURAL		99,59
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		70,38
B2-SERVIÇO DE IRRIGAÇÃO		91,58
B3-DEMAIS CLASSES		158,90
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:		
B4a - Rede de Distribuição		81,89
B4b - Bulbo da Lâmpada		89,84
B4c - Nível de IP acima do Padrão		133,12

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



QUADRO B

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL		
SEGMENTO HORÁRIO	DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	FORA DE PONTA
SUBGRUPO		
A1 (230 kV ou mais)	9,04	1,89
A2 (88 a 138 kV)	9,73	2,23
A3 (69 kV)	13,04	3,55
A3a (30 a 44 kV)	15,24	5,07
A4 (2,3 a 25 kV)	15,79	5,27
AS (Subterrâneo)	16,54	8,09

QUADRO C

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL		
SEGMENTO SAZONAL SUBGRUPO	CONSUMO (R\$/MWh)	
	PONTA	
	SECA	ÚMIDA
A1 (230 kV ou mais)	51,48	45,02
A2 (88 a 138 kV)	54,56	50,90
A3 (69 kV)	61,81	54,82
A3a (30 a 44 kV)	99,97	92,52
A4 (2,3 a 25 kV)	103,65	95,94
AS (Subterrâneo)	108,45	100,40
	FORA DE PONTA	
	SECA	ÚMIDA
A1 (230 kV ou mais)	36,40	30,96
A2 (88 a 138 kV)	39,08	35,85
A3 (69 kV)	42,58	36,74
A3a (30 a 44 kV)	47,54	42,02
A4 (2,3 a 25 kV)	49,29	43,55
AS (Subterrâneo)	51,58	45,58

QUADRO D

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL		
SEGMENTO HORO-SAZONAL SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	FORA DE PONTA
	SECA OU ÚMIDA	SECA OU ÚMIDA
A1 (230 kV ou mais)	33,53	7,04
A2 (88 a 138 kV)	36,01	8,23
A3 (69 kV)	48,37	13,21
A3a (30 a 44 kV)	51,28	17,07
A4 (2,3 a 25 kV)	47,42	15,79
AS (Subterrâneo)	49,62	24,23

QUADRO E

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)	5,07
A4 (2,3 a 25 kV)	5,27
AS (Subterrâneo)	8,09

QUADRO F

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	
SEGMENTO HORO-SAZONAL SUBGRUPO	CONSUMO (R\$/MWh)
	PONTA

PROCURADORIA
GERAL/ANEEL
VISTO



	SECA	ÚMIDA
A3a (30 a 44 kV)	452,42	444,99
A4 (2,3 a 25 kV)	469,04	461,35
AS (Sub)	490,83	482,80
FORA DE PONTA		
	SECA	ÚMIDA
A3a (30 a 44 kV)	47,54	42,02
A4 (2,3 a 25 kV)	49,29	43,55
AS (Sub)	51,58	45,58

QUADRO G

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL VERDE	
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)
	PERÍODO SECO OU ÚMIDO
A3a (30 a 44 kV)	17,07
A4 (2,3 a 25 kV)	15,79
AS (Subterrâneo)	24,23

QUADRO H

TARIFA DE EMERGENCIA - AUTOPRODUTOR		
SUBGRUPO	DEMANDA	CONSUMO
	(R\$/kW.ANO)	(R\$/MWh)
A2 (88 a 138 kV) HORO-SAZONAL AZUL	36,98	162,38
A3 (69 kV) HORO-SAZONAL AZUL	37,89	228,21
A3a (30 a 44 kV) HORO-SAZONAL AZUL	42,92	238,98
A3a (30 a 44 kV) HORO-SAZONAL VERDE	10,73	238,98
A4 (2,3 a 25 kV) HORO-SAZONAL AZUL	39,68	220,97
A4 (2,3 a 25 kV) HORO-SAZONAL VERDE	9,93	220,97

QUADRO I

DESCONTOS PERCENTUAIS		
UNIDADE CONSUMIDORA	DEMANDA	CONSUMO
RURAL - GRUPO A	10	10
COOPERATIVAS - GRUPO A	50	50
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO A	15	15
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO B	-	15

QUADRO J

TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO EM 220 V			
TARIFA EM R\$/Ah			
RESIDENCIAL BAIXA TENSÃO			
Consumo mensal até 136 Ah			0,012409
Consumo mensal de 137 a 341 Ah			0,019627
SUPRIDORA: CEAL			
SUPRIDO: CELPE			
TENSÃO KV	MODALIDADE	DEMANDA R\$/kW	ENERGIA R\$/MWh
69	PRÓPRIO	6,28	20,91
13,8	PRÓPRIO	6,93	21,95

PROCURADORIA	
GERAL/ANEEL	
VISTO	



ANEXO III**QUALIDADE DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA****I - INTRODUÇÃO**

A Lei nº 8987, de 13/02/1995, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão dos serviços públicos, em seu Art. 6º define que "toda a concessão ou permissão pressupõe a prestação de **serviço adequado** ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato". Define, ainda, no § 1º, deste mesmo Art., **serviço adequado** como sendo "o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas".

A Lei nº 9.074, de 07/07/95, que estabelece normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos, estabelece no § 1º, do art.25:

"Os contratos de concessão e permissão conterão, além do estabelecido na legislação em vigor, cláusulas relativas a requisitos mínimos de desempenho técnico da concessionária ou permissionária, bem assim, sua aferição pela fiscalização através de índices apropriados. O § 2º do mesmo artigo cita: "No contrato de concessão ou permissão, as cláusulas relativas à qualidade técnica, referidas no parágrafo anterior, serão vinculadas a penalidades progressivas, que guardarão proporcionalidade com o prejuízo efetivo ou potencial causado ao mercado.

A qualidade dos serviços de energia elétrica, manifestada nas referidas Leis, será supervisionada por meio de indicadores que a expressem em termos de valores associados a grupos de consumidores, bem como por valores individuais, que representem a qualidade oferecida a determinado consumidor.

Na sistemática de supervisão da qualidade serão contemplados enfoques sobre: a continuidade do fornecimento, a qualidade do atendimento comercial (aspectos do relacionamento do consumidor com a área comercial da Concessionária), conformidade (aspectos relacionados à tensão de fornecimento), as perdas de energia elétrica, a satisfação do consumidor e a segurança dos serviços prestados.

Os indicadores de qualidade serão obtidos segundo procedimentos descritos neste ANEXO, baseados em atividades rotineiras, a maioria já existentes na Concessionária.

Considerando o período de vigência deste Contrato e a necessidade de adequação dos padrões e indicadores definidos neste ANEXO, buscando atender aos requisitos de qualidade crescente demandados pela sociedade, a Concessionária se compromete a acatar qualquer alteração, através de norma de caráter geral, estabelecida pela ANEEL para estes indicadores ou outros que venham a ser implantados com seus respectivos padrões.

Assim, os critérios, indicadores, padrões e fórmulas definidores da qualidade da prestação dos serviços e penalidades pelo seu descumprimento, constantes deste ANEXO, poderão ser objeto de alteração, a qualquer tempo, a critério da ANEEL, conforme previsto no Contrato.



PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	

II – SISTEMA DE ATENDIMENTO DAS RECLAMAÇÕES DOS CONSUMIDORES

A Concessionária deverá dispor de sistemas ou mecanismos de atendimento adequados que garantam ao consumidor final acesso a esta, para apresentar suas reclamações quanto a problemas relacionados ao fornecimento de energia elétrica, sem prejuízo do emprego de outras formas de monitoramento automático da rede, a critério da Concessionária.

Deverão ser observados os critérios estabelecidos em Resolução específica da ANEEL.

III – TERMINOLOGIA E DEFINIÇÕES

Visando um perfeito entendimento deste ANEXO, é adotada a seguinte terminologia:

DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

Exprime o intervalo de tempo que, em média, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica no período de apuração.

FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

Exprime o número de interrupções ocorridas, em média, em cada unidade consumidora do conjunto considerado no período de apuração.

DIC - Duração de Interrupção por Unidade Consumidora

Exprime o intervalo de tempo que em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica no período de apuração.

FIC - Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora

Exprime o número de interrupções ocorridas em ~~que~~ cada unidade consumidora no período de apuração.

Ocorrência

É uma anomalia no sistema elétrico que gera uma ação corretiva da Concessionária.

TMA - Tempo Médio de Atendimento

Trata-se do quociente entre a somatória dos tempos transcorridos desde o recebimento da reclamação até o restabelecimento do fornecimento, ou do término do atendimento, nos casos onde não houve interrupção de fornecimento, e o número de ocorrências no período de apuração.

Indicador

É uma representação quantificável do desempenho de um sistema físico, utilizada para a mensuração da continuidade apurada e análise comparativa com os padrões estabelecidos.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Padrão

É o valor limite de um indicador de continuidade aprovado pela ANEEL e utilizado para a análise comparativa com os indicadores de continuidade apurados.

Conjunto de Unidades Consumidores

Qualquer agrupamento de unidades consumidoras, global ou parcial, de uma mesma área de concessão de distribuição, definido pela concessionária ou permissionária e aprovado pela ANEEL.

Nível de Tensão

É o valor da tensão eficaz medida em regime permanente de funcionamento do sistema.

Interrupção

É a descontinuidade do neutro ou da tensão disponível em qualquer uma das fases de um circuito elétrico que atende a unidade consumidora.

Restabelecimento da Continuidade da Distribuição de Energia Elétrica

É o retorno da tensão em todas as fases e neutro, no ponto de entrega de energia elétrica da unidade consumidora, por tempo maior ou igual a um minuto.

IV – INFORMAÇÕES MÍNIMAS AOS CONSUMIDORES**DEC, FEC, DIC e FIC**

A Concessionária deverá informar, na fatura de energia elétrica de cada consumidor, os índices de continuidade, em obediência às disposições estabelecidas na Resolução ANEEL nº 024, de 27 de janeiro de 2000.

Padrões técnicos

A Concessionária deverá disponibilizar para seus consumidores todos os padrões técnicos por esta adotados e que devam ser cumpridos pelo consumidor, podendo para isto utilizar-se e de meios eletrônicos, observando que estas informações deverão ser fornecidas, em manuais impressos, quando solicitadas, e a preço acessível aos consumidores.

Tempo previsto para serviços

Para qualquer solicitação de serviço ou reclamação de consumidor a Concessionária deverá informar ao demandante o prazo previsto para verificação e/ou atendimento ao pedido, excetuando-se os casos de emergência.

Estes prazos deverão ser compatíveis com a Legislação existente.



PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	

V – ABRANGÊNCIA

Os indicadores e padrões aqui descritos deverão ser aplicados a todas as localidades atendidas pela Concessionária, independente do tipo de fornecimento, se através do sistema interligado ou de sistema isolado.

VI – INDICADORES A SEREM CONTROLADOS OU ACOMPANHADOS E PENALIDADES APLICÁVEIS

Os seguintes indicadores serão controlados e estarão sujeitos a penalidades quando da transgressão dos padrões estabelecidos: DEC, FEC, DIC, FIC, TMA, Indicadores Comerciais e Níveis de Tensão.

Os indicadores a serem acompanhados e que não estarão sujeitos a penalidades serão: Pesquisa de Opinião Pública, Segurança e Perdas de Energia Elétrica.

O controle e acompanhamento da qualidade, os procedimentos para coleta, apuração e envio de dados dos indicadores à ANEEL, bem como o tratamento das penalidades a que estará sujeita a Concessionária, serão aqueles definidos em legislação específica da ANEEL e neste Anexo.

VII – OBRIGAÇÕES ADICIONAIS DA CONCESSIONÁRIA

A Concessionária deverá cumprir as seguintes obrigações adicionais visando complementar os requisitos de qualidade na prestação de serviços:

- Deixar disponível cópias da Legislação específica e deste ANEXO III do Contrato de Concessão relativos à qualidade do fornecimento de energia elétrica em todos os postos de atendimento público.
- Deixar disponível cópias do Contrato de Concessão em áreas específicas da Empresa, particularmente naquelas que tratam dos indicadores aqui relacionados.
- Realizar todas as ligações novas, obrigatoriamente, com a instalação de medição, excluindo-se casos previstos em Legislação específica.
- Fornecer ao consumidor, quando do pedido de serviços à Concessionária, protocolo com os prazos regulamentares relativos aos serviços solicitados, excetuando-se os casos de emergência.
- Informar verbalmente ao consumidor, quando o pedido de serviços for realizado via atendimento telefônico, sobre os prazos regulamentares relativos aos serviços solicitados, além de identificação do atendente e número do protocolo de atendimento, excetuando-se os casos de emergência.
- Manter o registro de reclamações dos consumidores à disposição dos interessados, num prazo máximo de 12 (doze) meses, eliminando-se, findo-se este prazo, as informações referentes ao primeiro mês.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



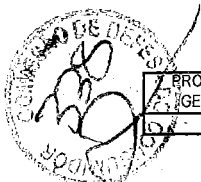
APÊNDICE 1

PROCEDIMENTOS PARA COLETA, APURAÇÃO E ENVIO DE DADOS DOS INDICADORES DEC E FEC

Estes procedimentos deverão respeitar as disposições estabelecidas na Resolução ANEEL nº 024, de 2000.

PADRÕES DE DEC E FEC

Os padrões a serem observados pela Concessionária deverão obedecer a um critério de evolução na melhoria dos indicadores, tendo como referência os valores estabelecidos na Resolução ANEEL nº 507, de 07 de dezembro de 2000, ou em suas eventuais atualizações.



PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	

APÊNDICE 2**PROCEDIMENTOS PARA COLETA, APURAÇÃO E ENVIO DE DADOS DOS INDICADORES DIC E FIC**

Os indicadores DIC e FIC previstos neste apêndice são os estabelecidos na Resolução ANEEL nº 024, de 2000.

PADRÕES DE DIC E FIC

Os padrões a serem observados quanto às interrupções no fornecimento de energia elétrica a cada unidade consumidora deverão ser àqueles estabelecidos na Resolução ANEEL nº 024, de 2000.

PROCURADORIA	
GERAL/ANEEL	
VISTO	



APÊNDICE 3**PROCEDIMENTOS PARA COLETA, APURAÇÃO E ENVIO DE DADOS DO INDICADOR TMA**

A partir da assinatura do contrato, o acompanhamento deste indicador deverá ser realizado na forma e condições estabelecidas neste Apêndice.

PROCEDIMENTOS PARA A COLETA DE DADOS**Agregação**

O indicador TMA deverá ser calculado para cada conjunto da área de Concessão, para cada agrupamento da Concessão, quando for o caso, e para a Concessionária como um todo.

Período de apuração do indicador TMA

O período de apuração será mensal, trimestral e anual, de acordo com o calendário civil.

Processo de coleta

A coleta de dados para o cálculo do indicador TMA deverá considerar todas as ocorrências detectadas pela área de atendimento como reclamações dos consumidores, mesmo aquelas decorrentes de reclamações de natureza improcedente, tais como: defeito interno nas instalações dos consumidores, endereço da reclamação não localizado pelas equipes de emergência, prédio fechado etc.

Não deverão ser considerados na apuração deste indicador os deslocamentos de equipes, mesmo se realizados por turmas de emergência, para:

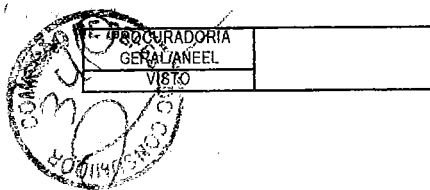
- a) Atendimento de ocorrência em redes de iluminação pública;
- b) Deslocamentos para corte e religação de consumidores;
- c) Deslocamentos para serviços de caráter comercial (reclamação de consumo elevado, substituição de medidores, etc.).

Registro das ocorrências

É o registro do tempo de atendimento para cada ocorrência no sistema.

PROCEDIMENTOS PARA A APURAÇÃO DE TMA

A apuração do indicador TMA deverá ser efetuada obedecendo a seguinte fórmula:



$$TMA = \frac{\sum_{i=1}^n ta(i)}{n}$$

Sendo:

TMA = Tempo Médio de Atendimento, em minutos e centésimos de minutos;

ta(i) = Tempo de atendimento de cada ocorrência em minutos;

n = Número de ocorrências em cada conjunto de consumidores ou agrupamento de concessão, quando for o caso, ou da Concessionária como um todo, no período de observação.

Após a apuração, os dados de TMA, para cada tipo de agregação e período de observação, deverão ser organizados segundo a tabela a seguir.

Faixas	Intervalo de tempo (minutos)	Nº de ocorrências
1	0 - 30	
2	30 - 60	
3	60 - 90	
4	90 - 120	
5	120 - 150	
6	150 - 180	
7	180 - 210	
8	210 - 240	
9	240 - 270	
10	270 - 300	
11	300 - 480	
12	480 - 720	
13	> 720	

PROCEDIMENTOS PARA O ENVIO DE DADOS DO INDICADOR TMA À ANEEL

Os dados deverão ser enviados à ANEEL, ou a quem desta receber delegação expressa, nos mesmos períodos estabelecidos para os indicadores anteriores.

A forma e os meios de envio desses dados serão estabelecidos pela ANEEL.

ETAPAS DE IMPLANTAÇÃO DO INDICADOR TMA

Etapa I - A partir da assinatura deste Contrato à 30/12/2001.

Período de coleta de dados e formulação dos padrões pela ANEEL.

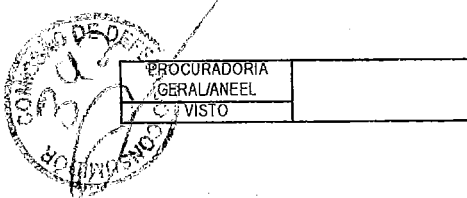
Na formulação dos padrões serão considerados os dados da Concessionária e os padrões regionais.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Etapa II - A partir de 01/01/2002

Nesta etapa, este indicador será controlado em relação aos padrões estabelecidos pela ANEEL, para os conjuntos de consumidores, agrupamento de concessão, quando for o caso, e Concessionária como um todo, estando sujeito às penalidades pela sua transgressão, conforme estabelecido no Apêndice 9 deste ANEXO.



APÊNDICE 4**INDICADORES E PADRÕES DE ATENDIMENTO COMERCIAIS**

Serão utilizados os indicadores individuais de qualidade do atendimento comercial, para consumidores atendidos em tensão de distribuição, conforme a Portaria nº 456 de 29/11/2000 - "Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica" e os padrões estabelecidos na tabela abaixo.

Indicador Descrição	Padrões		
	2001	2002 e 2003	2004 em diante
1. Prazo máximo para o atendimento a pedidos de ligação, quando se tratar de fornecimento em tensão primária, excluídos os casos de inexistência de rede de distribuição em frente à unidade consumidora a ser ligada, de necessidade de reforma ou ampliação da rede ou de inadequação das instalações do consumidor aos padrões técnicos da CONCESSIONÁRIA.	10 dias úteis	10 dias úteis	10 dias úteis
2. Prazo máximo para o atendimento a pedidos de ligação, quando se tratar de fornecimento em baixa tensão, em área urbana incluindo a vistoria que a aprova e excluídos os casos de inexistência de rede de distribuição em frente à unidade consumidora a ser ligada, de necessidade de reforma ou ampliação da rede, ou de inadequação das instalações do consumidor aos padrões técnicos da CONCESSIONÁRIA.	3 dias úteis	3 dias úteis	3 dias úteis
3. Prazo máximo para o atendimento a pedidos de religação, após cessado o motivo da suspensão do fornecimento e pagos os débitos, prejuízos, taxas, multas e acréscimos incidentes.	48 horas	24 horas	24 horas
4. Prazo máximo para a comunicação dos resultados dos estudos, orçamentos, projetos e do prazo para início e conclusão das obras de distribuição em tensão secundária, necessárias ao atendimento dos pedidos de ligação não cobertos no item 2.	30 dias úteis	25 dias úteis	20 dias úteis
5. Prazo máximo para a comunicação dos resultados dos estudos, orçamentos, projetos e do prazo para início e conclusão das obras de distribuição em tensão primária, necessárias ao atendimento dos pedidos de ligação não cobertos no item 1.	45 dias úteis	30 dias úteis	25 dias úteis
6. Prazo máximo para o início das obras referentes ao item anterior, após satisfeitas, pelo interessado, as condições gerais de fornecimento.	45 dias úteis	30 dias úteis	25 dias úteis

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



Indicador Descrição	Padrões		
	2001	2002 e 2003	2004 em diante
7. Prazo máximo para o pagamento, ao consumidor, de valores referentes a indenização por danos em aparelhos elétricos provocados por problemas na rede da CONCESSIONÁRIA, comprovados por análise técnica.	30 dias úteis	30 dias úteis	30 dias úteis
8. Prazo máximo para a religação de unidades consumidoras que tenham sofrido corte indevido no fornecimento de energia elétrica, sem ônus para o consumidor.	4 horas	4 horas	4 horas

CORTE INDEVIDO DE UNIDADES CONSUMIDORAS

Nos casos específicos de corte indevido de unidades consumidoras, a Concessionária estará sujeita ao pagamento de multas à favor do consumidor afetado.

Para o cálculo do valor da multa será considerado o tempo decorrido desde o horário do início do corte de energia elétrica na unidade consumidora até o seu completo restabelecimento, de acordo com a seguinte fórmula:

$$NALIDADE = \left(\frac{F}{730} \right) \times T \times 100$$

Onde:

F - Média dos valores faturados de energia elétrica nos últimos 03 (três) meses da unidade consumidora;

T - Duração total do corte (horas). Tempo compreendido entre o início do corte de energia elétrica na unidade consumidora e o seu total restabelecimento.

O valor da Penalidade ficará limitado a 10 (dez) vezes ao valor médio da fatura de energia elétrica da unidade consumidora verificada nos últimos três meses.

REGISTRO DOS INDICADORES DE ATENDIMENTO COMERCIAIS

Todo o processo de atendimento aos consumidores deve estar registrado em documentos da Concessionária e deve garantir a fidelidade, a precisão e disponibilização de dados para a auditoria, pela ANEEL.

Cada solicitação dos consumidores deverá compor um processo individualizado, com registro de dados mínimos que permitam identificar claramente o solicitante e os tempos envolvidos em



PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	

suas soluções. Esta contagem de tempo deverá ser feita com base diária ou horária, conforme a unidade estabelecida para o correspondente indicador.

OBSERVAÇÃO GERAL

Para a apuração dos tempos aqui previstos não deverão ser considerados os atrasos decorrentes de providências de responsabilidade do consumidor.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



APÊNDICE 5**NÍVEIS DE TENSÃO**

A tensão no ponto de entrega das unidades consumidoras será supervisionada por meio de auditorias no sistema de distribuição e do atendimento às reclamações de consumidores, implicando em processo de medição direta cujos critérios estão apresentados abaixo.

PROCEDIMENTOS PARA A VERIFICAÇÃO DAS TENSÕES**Casos de verificação dos níveis de tensão**

As ocasiões em que a Concessionária deverá verificar os níveis de tensão individual de um consumidor são as seguintes:

- a) Sempre que houver uma solicitação, feita pela ANEEL, para verificação dos níveis de tensão no ponto de entrega de determinado consumidor;
- b) Sempre que houver uma solicitação, feita verbalmente ou por escrito pelo consumidor, para verificação dos níveis de tensão no correspondente ponto de entrega. A Concessionária deverá disponibilizar formulários específicos para este fim, com base no modelo apresentado no final deste Apêndice.

Nos dois casos, a Concessionária, num prazo mínimo de 48 horas antes do início da medição, deverá informar ao solicitante, para que o mesmo tenha a opção de acompanhá-la.

A Concessionária deve realizar a medição solicitada num prazo máximo de 5 (cinco) dias úteis.

Ponto de Medição

As medições de tensão deverão ser realizadas preferencialmente no ponto de entrega de energia elétrica da unidade consumidora.

Modo de Medição

A medição de tensão deverá ser efetuada por um período de 03 (três) dias no 1º ano a partir da assinatura deste contrato, 05 (cinco) dias no 2º ano, e a partir do 3º ano por um período mínimo de 07 (sete) dias, através de aparelhos registradores, com memória de massa, e com valores integralizados a cada 1 (um) minuto.

Havendo neutro na ligação do consumidor, deve ser realizada medição entre cada fase de ligação do consumidor e o neutro. Será considerada a medição da fase em que o resultado for mais desfavorável. Não havendo neutro, devem ser realizadas medições com todas as combinações possíveis das fases existentes, sendo também considerado o resultado mais desfavorável.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO	
--------------------------------------	--



Registro das medições de tensão

A Concessionária deverá organizar registros que indiquem, quanto às solicitações de verificação de tensão motivadas por reclamações de consumidores, os seguintes dados:

Data da solicitação;
Nome do consumidor ou razão social;
Ocorrências que determinaram a solicitação;
Resultado da verificação efetuada pelo Concessionário;
Data da informação do resultado ao consumidor;
Providências tomadas para correção da tensão, se for o caso;
Resultado da verificação efetuada após as providências de que trata o item anterior;
Data da informação ao consumidor do resultado da verificação de que trata o item anterior.

No final deste Apêndice encontra-se modelo de formulário para tal fim.

Adequação dos valores da tensão

Quando em procedimento de verificação de tensão forem constatados valores fora dos limites adequados estabelecidos pela Portaria DNAEE 047/78, ou em sua eventual atualização, a Concessionária deverá adotar as providências que se fizerem necessárias para a correção da tensão, num prazo máximo de 90 (noventa) dias.

Nos casos constatados de níveis de tensão fora dos limites estabelecidos e que estejam provocando danos a terceiros, as providências deverão ser imediatas.

Resultados da Verificação dos Níveis de Tensão Individuais

Os resultados das medições deverão ser informados ao solicitante, com o fornecimento dos gráficos e/ou planilhas de dados emitidos pelo aparelho, se for manifestado interesse pelo mesmo.

Serão considerados fora de faixa os valores de tensão que excederem os limites adequados da Portaria DNAEE nº 047/78, em percentual do período de medição, observando-se os seguintes critérios e prazos:

1) Áreas não Rurais ou Localidades com número de unidades consumidoras superior a 1000:

a) Até 31/12/2001: 5% do período de medição.

b) A partir de 01/01/2002 e até 31/12/2003 : 3% do período de medição.

c) A partir de 01/01/2004: 1% do período de medição.

2) Áreas Rurais ou Localidades com número de unidades consumidoras igual ou inferior a 1000:

a) Até 31/12/2001: 10% do período de medição.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



- b) A partir de 01/01/2002: 7% do período de medição.
- c) A partir de 01/01/2003: 5% do período de medição.
- d) A partir de 01/01/2004 em diante: 3% do período de medição.

Nos casos acima, deverão ser respeitadas as condições para adoção dos limites precários estabelecidas no item b do § 4º do art. 1º da Portaria DNAEE nº 047/78.

Quando em procedimento de verificação de tensão, por solicitação do consumidor, forem constatados valores dentro dos limites adequados, a concessionária poderá cobrar do solicitante, o custo do serviço, de acordo com o que for estabelecido pela legislação específica.

Para efeito da aplicação de penalidades, de acordo com a fórmula de cálculo constante do Apêndice 9, este valor de ultrapassagem, em tempo, dos valores excedidos, será considerado como Vv (valor verificado do indicador), enquanto que o limite de tempo concedido, em percentual dos valores admissíveis será considerado como Vp (valor padrão do indicador). Ou seja, a tensão não pode permanecer mais do que o limite de tempo concedido, em percentual, do tempo total da medição fora dos valores admissíveis.

Os resultados da medição de tensão na unidade consumidora, com violação dos limites adequados admissíveis pela legislação, serão considerados permanentes, para efeito de aplicação de penalidades, enquanto não for regularizado o nível de tensão e comprovada a normalização por nova medição de tensão, com o mesmo período da medição anteriormente efetuada. Se no prazo de 30 (trinta) dias estabelecido no item II do art. 2º da Portaria DNAEE nº 047/78 a concessionária regularizar os níveis de tensão devidamente comprovados por novo registro, não será aplicável penalidade.

PROCEDIMENTOS PARA VERIFICAÇÃO DAS TENSÕES PARA ATENDIMENTO À AUDITORIA DA ANEEL

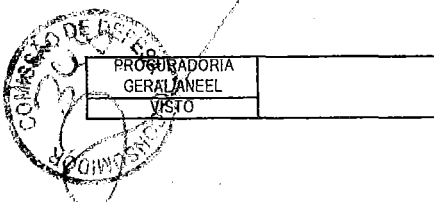
Formação da Amostra

A partir da assinatura deste Contrato, a Concessionária participará de projetos piloto para definição de amostra e medições experimentais de tensões em sua rede de distribuição, sob a orientação da ANEEL ou de entidades conveniadas.

Durante este processo, a Concessionária deverá definir procedimentos internos, preparar banco de dados dos registros, e o que for necessário para se adequar às condições deste Apêndice.

PADRÕES DE QUALIDADE

Os padrões referentes aos níveis de tensão, tanto na tensão primária quanto na tensão secundária de distribuição, serão aqueles já estabelecidos pelas Portarias DNAEE nºs 047/78 e 04/89 ou de suas eventuais atualizações.



Modelo de Formulário para Registro de Pedido de Verificação de Tensão

Nome ou logotipo da Concessionária	PEDIDO DE VERIFICAÇÃO DE TENSÃO	(Localidade)	(Nº)
		Data: / /	

1. CONSUMIDOR

Nome (ou Razão Social):		Código:
Endereço:		
Tipo de reclamação		Tel. Contato:
Escrita ☐	Verbal ☐	Telefone ☐
Descrição da ocorrência:		
Nome do atendente:		Visto Consumidor:

2. REFERÊNCIAS

BT ☐	Tensão de fornecimento:	V	Número de fases:	Faixa adequada	Faixa precária
AT ☐	Tap do transformador:	V		Máxima	Mínima
				Máxima	Mínima
Referência cadastral:					

3. VERIFICAÇÃO PRELIMINAR

4. MEDIÇÃO

5. RESULTADO DA ANÁLISE

	Hora	Dia/Mês	Dia semana	Valores da tensão		Hora
Início				Máxima		
Fim				Mínima		

6. INFORMAÇÃO AO CONSUMIDOR. ANÁLISE EFETUADA: preliminar ☐ de fornecimento

Verbal ☐	Telefone ☐	Outra ☐	Data(*): / /
---------------------------------	-----------------------------------	--------------------------------	--------------

(*) Prazo de 5 dias a partir da reclamação do consumidor

7. RESUMO DAS PROVIDÊNCIAS E PROGRAMAÇÃO

PROGRAMADO REALIZADO

8. MEDIÇÃO APÓS PROVIDÊNCIAS

9. OBSERVAÇÕES

	Hora	Dia/Mês	Dia semana	Valores da tensão		Hora
Início				Máxima		
Fim				Mínima		

10. INFORMAÇÃO AO CONSUMIDOR

Verbal ☐	Telefone ☐	Outra ☐	Data: / /
---------------------------------	-----------------------------------	--------------------------------	-----------

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



APÊNDICE 6**PESQUISA DE OPINIÃO PÚBLICA****PROCEDIMENTOS PARA A ELABORAÇÃO DA PESQUISA DE OPINIÃO PÚBLICA**

A Concessionária deverá promover pesquisas de opinião pública na sua área de concessão, visando coletar dados referentes à satisfação do consumidor com relação aos seguintes parâmetros mínimos:

- continuidade do fornecimento da energia elétrica;
- qualidade do fornecimento (aspectos voltados à onda de tensão);
- qualidade do atendimento comercial;
- notificação sobre interrupções programadas;
- serviços prestados;
- qualidade da orientação quanto à segurança e uso da energia elétrica;
- qualidade da orientação sobre direitos e deveres dos consumidores;
- modicidade das tarifas;
- imagem da Concessionária.

A metodologia para a elaboração da pesquisa será de responsabilidade da Concessionária, devendo ser promovida, pelo menos, uma avaliação anual.

As avaliações dos três primeiros anos serão utilizadas para a formação dos padrões a serem cumpridos pela Concessionária.

Os resultados obtidos, bem como a documentação da pesquisa, deverão ser disponibilizados pela Concessionária por 3 (três) anos, para consulta e auditoria da ANEEL.

Os resultados finais de cada pesquisa deverão ser enviados à ANEEL até 15 (quinze) dias da conclusão dos trabalhos.

Para todos os consumidores com carga igual ou superior a 3 MW, em qualquer nível de tensão e posto horário, a Concessionária deverá avaliar, adicionalmente, por meio de questionários específicos e individuais, as seguintes informações:

- Frequência e duração das interrupções menores que três minutos;
- Conformidade – Nível de tensão, variação de tensão, conteúdo harmônico, depressão de tensão (voltage sag);

Estes resultados não são passíveis de penalidade, servindo tão somente para complementar a avaliação qualitativa do desempenho empresarial.



APÊNDICE 7**PERDAS****PROCEDIMENTOS PARA O CONTROLE DAS PERDAS DE ENERGIA**

A Concessionária deverá acompanhar, sistematicamente, os níveis de perdas elétricas nos vários segmentos do sistema elétrico, visando orientar seus investimentos para onde a redução destas perdas sejam economicamente viáveis.

Apuração das Perdas

Através do balanço de energia efetuado a partir das informações sobre a energia fornecida às unidades consumidoras finais, energia adquirida da Concessionária supridora e energia gerada em usinas próprias, será determinado o percentual total de perdas elétricas da Concessionária.

Neste percentual de perdas estão incluídas as perdas técnicas acrescidas das perdas comerciais (fraudes de energia, consumidores sem medição, etc).

As Perdas Globais de Energia (técnicas + comerciais) deverão ser obtidas pela seguinte fórmula:

$$PG (\%) = \left(1 - \frac{CI + EV}{EC + EG} \right) \times 100$$

Sendo:

PG = Perdas totais de energia durante o período considerado, em %;

CI = Consumo Interno da Concessionária (MWh);

EV = Montante da energia medida vendida à outras Empresas e ao seu mercado próprio (MWh);

EC = Energia comprada (MWh);

EG = Energia de geração própria (MWh).

A partir da assinatura do contrato, a Concessionária informará à ANEEL, mensalmente, até o 30º (trigésimo) dia do mês subsequente ao de apuração, as perdas globais, estimando as parcelas referentes às perdas técnicas e comerciais.

A metodologia de estimativa destas perdas técnicas e comerciais deverá ser informada à ANEEL, sendo que qualquer alteração na mesma deverá ser submetida a esta Agência.

Utilização dos Dados Informados

Os valores obtidos poderão ser utilizados pela ANEEL como subsídio no processo de revisão contratual previsto, já que estas perdas elétricas são consideradas no cálculo das tarifas a serem aplicadas pela Concessionária.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



APÊNDICE 8**SEGURANÇA**

A Concessionária deverá manter acompanhamento dos seguintes indicadores de segurança de trabalho e de suas instalações:

- Taxa de frequência de acidentes do trabalho;
- Taxa de gravidade de acidentes do trabalho;
- Número de acidentes com terceiros envolvendo a rede elétrica e demais instalações da Concessionária;
- Total de indenizações pagas em decorrência de acidentes;
- Número de pedidos de indenização por queima de aparelhos e indenizações efetivamente pagas pela Concessionária.

Os dados referentes a estes indicadores só deverão ser enviados à ANEEL quando solicitados, devendo ser objeto de relatório de acompanhamento estatístico e estar disponíveis para auditoria da ANEEL, a qualquer tempo.

Estas informações servirão apenas como indicadores do grau de excelência dos serviços prestados, não implicando nas penalidades previstas neste Anexo.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



APÊNDICE 9**PENALIDADES**

Quando transgredidos os padrões estabelecidos para os indicadores controlados, DEC, FEC, DIC e FIC, serão aplicadas penalidades à Concessionária de acordo com critérios e fórmulas estabelecidas em Resolução específica da ANEEL.

Quando transgredidos os padrões estabelecidos para indicadores controlados, Níveis de Tensão, Padrões de Atendimento Comercial e TMA serão aplicadas penalidades à Concessionária, considerando-se o seguinte critério:

Níveis de Tensão e Padrões de Atendimento Comerciais	Fato gerador:	Violação de padrão de qualidade que afete um único consumidor.
	Penalidade:	A Concessionária deverá pagar multa específica ao consumidor afetado, no prazo máximo de 20 (vinte) dias úteis, a contar da data da constatação da transgressão, podendo, a critério do consumidor, ser creditada em conta de fornecimento de energia elétrica futura.
TMA	Fato Gerador:	Violação de padrão de qualidade que afete um grupo de consumidores.
	Penalidade:	Quando se tratar de violação de padrão de qualidade de produto ou serviço, a Concessionária recolherá à UNIÃO multa específica conforme procedimentos definidos na Resolução ANEEL nº 318, de 06/10/98, ou de suas eventuais atualizações.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	



No caso de transgressão de Níveis de Tensão e padrões comerciais deverá ser utilizada a seguinte fórmula:

Sendo:

$$\text{Penalidade} = \left(\frac{F}{730} \right) \times \left(\frac{V_v}{V_p} \right) \times 100$$

V_v = Valor verificado do indicador;

V_p = Valor padrão do indicador;

F = Média dos valores faturados ou estimados de energia nos últimos 03 (três) meses (da aplicação da multa), no caso de indicador individual, ou média do faturamento do conjunto de consumidores, no mesmo período, quando o indicador for coletivo.

Aplicação

A violação dos padrões técnicos e comerciais estabelecidos neste ANEXO sujeitam a Concessionária ao pagamento de multas, conforme aqui disposto e/ou em Resolução específica da ANEEL, excluindo-se os referidos nos Apêndices 6, 7 e 8 (indicadores acompanhados).

Para sua efetiva aplicação, as seguintes abordagens deverão ser contempladas:

1. Para os Indicadores: Níveis de Tensão e Padrões Comerciais

A aplicação será imediata, em favor dos consumidores afetados, até o limite máximo correspondente a dez vezes o valor médio da fatura mensal do consumidor nos últimos doze meses, ou da fatura estimada, prevalecendo para aplicação os valores gerais que vierem a ser estabelecidos em Resolução específica.

2. Para os indicadores: DEC, FEC, DIC e FIC

Deverão ser observados os critérios estabelecidos em Resolução específica da ANEEL.

Exemplos de aplicação de penalidades:

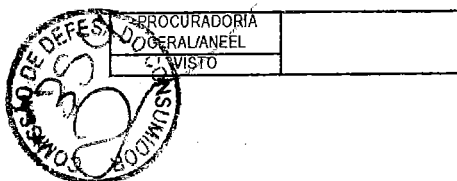
Exemplo 1 – Nível de Tensão

Dados de entrada:

- Período de medição = 7 dias (168 horas);

A base de cálculo de aplicação de penalidade será mensal = 730 hs

F - (faturamento médio mensal dos últimos três meses da unidade consumidora) = R\$ 120,00;



$V_p = 7\%$ (tempo de ultrapassagem permitida) x 168 horas = 11,76 horas;

$V_v = \%$ do tempo, superior a 1%, que a tensão permaneceu fora dos limites admissíveis.

$V_v = 10\% \times 168 = 16,8$ horas;

Aplicando-se a fórmula:

$$Penalidade = \left(\frac{F}{730} \right) \times \left(\frac{V_v}{V_p} \right) \times 100$$

Penalidade = R\$ 23,48 a favor do consumidor.

Descrição	Padrão	Valor Verificado
Prazo máximo para o atendimento a pedidos de ligação, quando se tratar de fornecimento em tensão primária, excluídos os casos de existência de rede de distribuição em frente à unidade consumidora e a ser ligada, de necessidade de reforma ou ampliação da rede ou de adequação das instalações do consumidor aos padrões técnicos da CONCESSIONÁRIA.	15 dias úteis	20 dias úteis

Exemplo 2 – Padrões Comerciais

Dados de entrada:

- Faturamento Médio Estimado Mensal do Consumidor (R\$) = R\$ 10.000,00

Aplicando-se a fórmula:

$$Penalidade = \left(\frac{F}{730} \right) \times \left(\frac{V_v}{V_p} \right) \times 100$$

Penalidade = R\$ 1.826,48 a favor do Consumidor

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO	
--------------------------------------	--



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

PROCESSO Nº 48500.003080/98-64

CONTRATO DE CONCESSÃO Nº 019/ 2001- ANEEL

**PARA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA QUE CELEBRAM A UNIÃO
E A SOCIEDADE ANÔNIMA DE
ELETRIFICAÇÃO DA PARAÍBA -
SAELPA**

A UNIÃO, doravante designada apenas PODER CONCEDENTE, no uso da competência que lhe confere o artigo 21, inciso XII, alínea "b", da Constituição Federal, por intermédio da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA-ANEEL, em conformidade com o disposto no inciso IV, art. 3º, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autarquia em regime especial, com sede no SGAN, Quadra 603, módulo "J", Anexo, Brasília, Distrito Federal, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 02.270.669/0001-29, representada pelo seu Diretor-Geral, JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO, nos termos do inciso V, art. 10, Anexo I - Estrutura Regimental, aprovada pelo Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, doravante designada apenas ANEEL, e a SOCIEDADE ANÔNIMA DE ELETRIFICAÇÃO DA PARAÍBA - SAELPA, com sede na cidade de João Pessoa, Estado da Paraíba, à BR 230, km 25, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 09.095.183/0001-40, representada, na forma de seu Estatuto Social, por seu Diretor Presidente, MARCELO SILVEIRA DA ROCHA, e seu Diretor, MAURÍCIO PEREZ BOTELHO, na condição de concessionária de distribuição de energia elétrica, doravante designada simplesmente CONCESSIONÁRIA, com interveniência e anuência, de PBPART-SE 2 LTDA., com sede na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Av. Presidente Vargas, 463 - 4º andar (parte), inscrita no CNPJ/MF sob o nº 04.122.656/0001-38, neste ato representada, na forma do seu Contrato Social, por seu sócio-gerente MAURÍCIO PEREZ BOTELHO, neste instrumento designado apenas ACIONISTA CONTROLADOR, e do ESTADO DA PARAÍBA, pessoa jurídica de direito público interno, representado pelo Vice Governador do Estado, ANTÔNIO ROBERTO DE SOUSA PAULINO, doravante denominado INTERVENIENTE DELEGATÁRIO, por este instrumento e na melhor forma de direito têm entre si ajustado o presente CONTRATO DE CONCESSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, que se regerá pelo Código de Águas, aprovado pelo Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, com as alterações introduzidas pelo Decreto nº 852, de 11 de novembro de 1938, pelo Regulamento dos Serviços de Energia Elétrica, aprovado pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, pelas Leis nºs 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.648, de 27 de maio de 1998, e pelo Decreto nº 1.717, de 24 de novembro de 1995, pela legislação superveniente e complementar, pelas normas e regulamentos expedidos pelo PODER CONCEDENTE e ANEEL e pelas condições estabelecidas nas Cláusulas seguintes:

CLÁUSULA PRIMEIRA - OBJETO DO CONTRATO

Este Contrato regula a concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica objeto da concessão de que é titular a CONCESSIONÁRIA por força do Decreto de 15 de janeiro de 2001, reagrupada nos termos do art. 22 da Lei nº 9.074, de 1995, e do Decreto nº 1.717, de 1995, por meio da Resolução ANEEL nº 355, de 18 de novembro de 1998, publicada no Diário Oficial de 19 de novembro de 1998, cujo prazo foi prorrogado de conformidade com a Portaria MME nº

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO



37, de 22 de fevereiro de 2000, publicada no Diário Oficial de 23 de fevereiro de 2000, discriminada no Anexo I deste Contrato.

Subcláusula Primeira - A exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica, objeto deste Contrato, constitui concessão individualizada para a área reagrupada constante do Anexo I deste Contrato, para todos os efeitos legais e contratuais, em especial para fins de eventual intervenção, declaração de caducidade, encampação ou outras formas de extinção.

Subcláusula Segunda - As instalações de transmissão de âmbito próprio da distribuição são consideradas integrantes da concessão de distribuição de que trata este Contrato.

Subcláusula Terceira - Respeitados os contratos de fornecimento vigentes, a concessão regulada neste Contrato não confere à CONCESSIONÁRIA direito de exclusividade relativamente aos consumidores de energia elétrica que, por força da Lei nº 9.074, de 1995, possam adquirir energia elétrica de outro fornecedor.

Subcláusula Quarta - A concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica não confere exclusividade de atendimento da CONCESSIONÁRIA nas áreas onde ficar constatado, pela ANEEL, conforme procedimento definido em regulamentação própria, a atuação de fato de cooperativas de eletrificação rural como prestadoras de serviços públicos, para fins de cumprimento do artigo 23 da Lei nº 9.074, de 1995.

Subcláusula Quinta - A CONCESSIONÁRIA aceita que a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica, de que é titular, seja realizada como função de utilidade pública prioritária, comprometendo-se a somente exercer outras atividades empresariais, que deverão ser contabilizadas em separado, nos termos e condições previstos em regulamentação própria e desde que as receitas auferidas sejam parcialmente destinadas a propiciar a modicidade das tarifas do serviço de energia elétrica, que serão consideradas nas revisões de que trata a Cláusula Sétima deste Contrato. Até que seja expedida a regulamentação própria prevista nesta Subcláusula, o exercício de outras atividades empresariais dependerá de prévia autorização da ANEEL.

Subcláusula Sexta - A CONCESSIONÁRIA, por força do que dispõe o art. 25 da Lei nº 9.074, de 1995, renuncia a eventuais direitos preexistentes que contrariem a Lei nº 8.987, de 1995.

CLÁUSULA SEGUNDA - CONDIÇÕES DE PRESTAÇÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, referido neste Contrato, a CONCESSIONÁRIA terá ampla liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal, material e tecnologia, observadas as prescrições deste Contrato, da legislação específica, das normas regulamentares e das instruções e determinações do PODER CONCEDENTE e da ANEEL.

Subcláusula Primeira - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a adotar, na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, tecnologia adequada e a empregar materiais, equipamentos, instalações e métodos operativos que, atendidas as normas técnicas brasileiras, garantam níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia no atendimento e modicidade das tarifas.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL
VISTO



Subcláusula Segunda - A CONCESSIONÁRIA atenderá os pedidos dos interessados na utilização do serviço concedido nos prazos e condições fixados nas normas e regulamentos editados pelo PODER CONCEDENTE e pela ANEEL, e nos termos do Anexo III deste Contrato, prevalecendo o menor prazo, sendo-lhe vedado condicionar a ligação ou religação de unidade consumidora de energia elétrica ao pagamento de valores não previstos nas normas do serviço ou de débito não imputável ao solicitante.

Subcláusula Terceira - É de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA, até o ponto de entrega de energia elétrica, operar e manter o seu sistema elétrico, elaborar os projetos e executar as obras necessárias ao atendimento das unidades consumidoras localizadas na área de concessão de que é titular, bem como as solicitações de aumento de carga, observada a legislação em vigor, sendo facultado ao consumidor a contratação do projeto e execução das obras necessárias ao seu atendimento, conforme os procedimentos relativos à aprovação, fiscalização e recebimento das instalações, consoante normas e padrões da CONCESSIONÁRIA, e regulamentação da ANEEL aplicáveis aos pedidos de ligação.

Subcláusula Quarta - Quando for necessária a realização de obras no seu sistema, para possibilitar o fornecimento solicitado, a CONCESSIONÁRIA informará, por escrito, ao interessado, as condições técnicas e financeiras para a execução dessas obras e o prazo de início e de conclusão das mesmas, observadas as normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL.

Subcláusula Quinta - O serviço de distribuição de energia elétrica somente poderá ser interrompido em situação de emergência ou após prévio aviso, quando ocorrer:

I - motivo de ordem técnica ou de segurança das instalações;

II - irregularidades praticadas pelo consumidor, inadequação de suas instalações, falta ou atraso nos pagamentos devidos à CONCESSIONÁRIA, observada a legislação específica.

Subcláusula Sexta - Nas hipóteses previstas no inciso II da Subcláusula anterior, a CONCESSIONÁRIA somente poderá suspender a prestação do serviço se o consumidor, notificado nos termos da regulação específica, não efetuar, no prazo por ela estabelecido, os pagamentos devidos ou não cessar a prática que configure utilização irregular da energia elétrica ou, ainda, não atender à recomendação que lhe tenha sido feita para adequar suas instalações aos requisitos de segurança exigidos pelas normas técnicas e de segurança.

Subcláusula Sétima - Na exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica objeto deste Contrato, a CONCESSIONÁRIA não poderá dispensar tratamento diferenciado, inclusive tarifário, aos usuários de uma mesma classe de consumo e nas mesmas condições de atendimento, exceto nos casos previstos na legislação.

Subcláusula Oitava - Quando a CONCESSIONÁRIA tiver de efetuar investimentos específicos, ou assumir compromissos de compra de energia para efetuar fornecimento requisitado, o contrato de fornecimento deverá estabelecer condições, formas e prazos que assegurem o ressarcimento dos ônus relativos aos compromissos assumidos.

Subcláusula Nona - Sem prejuízo do disposto nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995, mediante condições ajustadas com outra concessionária, previamente consultada, a CONCESSIONÁRIA poderá fornecer energia elétrica, em caráter provisório, a consumidores

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO



localizados fora de sua área de concessão, com posterior comunicação a ANEEL, para fins de registro.

Subcláusula Décima - Os contratos de fornecimento de energia elétrica, quando celebrados entre a CONCESSIONÁRIA e os consumidores cativos, deverão indicar, além das condições gerais da prestação de serviços:

I - a identificação do interessado;

II - a localização da unidade de consumo;

III - a tensão e as demais características técnicas do fornecimento, bem como a classificação da unidade de consumo;

IV - a carga instalada e, se for o caso, os valores de consumo e de demanda contratados, com as suas condições de revisão para mais ou para menos;

V - a indicação dos critérios de medição de demanda de potência, de consumo de energia ativa e reativa, de fator de potência, tarifa a ser aplicada, encargos fiscais incidentes e critérios de faturamento;

VI - as condições especiais do fornecimento, se for o caso, e prazo de sua aplicação; e

VII - as penalidades aplicáveis, conforme a legislação em vigor.

Subcláusula Décima Primeira - A CONCESSIONÁRIA deverá manter registros das solicitações e reclamações dos consumidores de energia elétrica, de acordo com os prazos legais e demais condições estabelecidas no Anexo III deste Contrato.

Subcláusula Décima Segunda - Sem prejuízo do disposto na Subcláusula anterior, a CONCESSIONÁRIA organizará e manterá em permanente funcionamento o Conselho de Consumidores, integrado por representantes das diversas classes de consumidores, de caráter consultivo e voltado para orientação, análise e avaliação do serviço e da qualidade do atendimento prestado pela CONCESSIONÁRIA, bem como para formulação de sugestões e propostas de melhoria do serviço.

Subcláusula Décima Terceira - Quaisquer normas, instruções ou determinações, de caráter geral e aplicáveis às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, expedidas pelo PODER CONCEDENTE e pela ANEEL, aplicar-se-ão, automaticamente, ao objeto da concessão ora contratada, a elas submetendo-se a CONCESSIONÁRIA como condições implícitas e integrantes deste Contrato, observado o disposto na Subcláusula Décima Sexta da Cláusula Sétima.

Subcláusula Décima Quarta - A CONCESSIONÁRIA deverá instalar e manter, por sua conta, nas unidades consumidoras, os equipamentos de medição de energia elétrica fornecida, ressalvados os casos específicos ou de emergência, previstos em normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL
VISTO



Subcláusula Décima Quinta - Sem prejuízo do disposto na Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990 (Código de Defesa do Consumidor), na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, objeto deste Contrato, a CONCESSIONÁRIA assegurará aos consumidores, dentre outros, os seguintes direitos:

I - obter a ligação de energia elétrica para qualquer instalação que atenda aos padrões da CONCESSIONÁRIA e aos requisitos de segurança e adequação técnica, segundo as normas específicas;

II - obter os esclarecimentos sobre dúvidas com a prestação do serviço, bem assim as informações requeridas e consideradas necessárias para defesa dos seus direitos;

III - liberdade de escolha na utilização do serviço, observadas as normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL; e

IV - receber o ressarcimento dos danos e prejuízos decorrentes que, porventura, lhe sejam causados em função do serviço concedido, ressalvado os danos provocados por deficiências técnicas nas instalações internas da unidade consumidora ou da má utilização das instalações.

Subcláusula Décima Sexta - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a melhorar o nível de qualidade do serviço, de acordo com os critérios, indicadores, fórmulas e padrões, definidos no Anexo III deste Contrato e na legislação atual e superveniente.

Subcláusula Décima Sétima - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a organizar e administrar separadamente as atividades de distribuição, geração e comercialização de energia elétrica, inclusive constituindo empresas juridicamente independentes, observados os limites de participação estabelecidos na legislação específica, para a exploração dessas atividades.

CLÁUSULA TERCEIRA - PRAZO DA CONCESSÃO E DO CONTRATO

A concessão para distribuição de energia elétrica referida na Cláusula Primeira tem prazo de vigência de trinta anos, contado a partir da data da assinatura deste Contrato.

Subcláusula Primeira - A critério exclusivo da ANEEL e para assegurar a continuidade e qualidade do serviço público, o prazo da concessão poderá ser prorrogado por, no máximo, igual período, de acordo com o que dispõe o § 3º do art. 4º da Lei nº 9.074, de 1995 e do art. 27 da Lei nº 9.427, de 1995, mediante requerimento da CONCESSIONÁRIA. A eventual prorrogação do prazo da concessão estará subordinada ao interesse público e à revisão das condições estipuladas neste Contrato.

Subcláusula Segunda - O requerimento de prorrogação deverá ser apresentado até 36 (trinta e seis) meses antes do término do prazo deste Contrato, acompanhado dos comprovantes de regularidade e adimplemento das obrigações fiscais, previdenciárias e dos compromissos e encargos assumidos com os órgãos da Administração Pública, referentes à prestação do serviço público de energia elétrica, bem assim de quaisquer outros encargos previstos nas normas legais e regulamentares então vigentes.

Subcláusula Terceira - A ANEEL manifestar-se-á sobre o requerimento de prorrogação até o 18º (décimo oitavo) mês anterior ao término do prazo da concessão. Na análise do pedido de

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO



prorrogação, a ANEEL levará em consideração todas as informações sobre o serviço público de distribuição de energia elétrica prestado, devendo aprovar ou rejeitar o pleito dentro do prazo acima previsto. O deferimento do pedido levará em consideração o cumprimento dos requisitos de serviço adequado, por parte da CONCESSIONÁRIA, conforme relatórios técnicos fundamentados, emitidos pela fiscalização da ANEEL.

CLÁUSULA QUARTA - EXPANSÃO E AMPLIAÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

A concessionária obriga-se a prover o atendimento da atual demanda dos serviços concedidos e também implantar novas instalações, bem como ampliar e modificar as existentes, de modo a garantir o atendimento da futura demanda de seu mercado de energia.

Subcláusula Única - As novas instalações, as ampliações e as modificações das instalações existentes, dos sistemas de distribuição e de transmissão de âmbito próprio da distribuição, deverão obedecer os procedimentos legais específicos e as normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL e incorporar-se-ão à respectiva concessão, regulando-se pelas disposições deste Contrato e pelas normas legais e regulamentares da prestação de serviço público de energia elétrica.

CLÁUSULA QUINTA - OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA

Além de outras obrigações decorrentes da lei e das normas regulamentares específicas, constituem encargos da CONCESSIONÁRIA, inerentes à concessão regulada por este Contrato:

I - fornecer energia elétrica a consumidores localizados em sua área de concessão, nos pontos de entrega definidos nas normas dos serviços, pelas tarifas homologadas pela ANEEL, nas condições estabelecidas nos respectivos contratos de fornecimento e na legislação;

II - dar atendimento abrangente ao mercado, sem exclusão das populações de baixa renda e das áreas de baixa densidade populacional, inclusive as rurais, atendidas as normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL;

III- realizar, por sua conta e risco, as obras necessárias à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, inclusive reposição de bens, operando as instalações e os equipamentos correspondentes de modo a assegurar a regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia no atendimento e modicidade das tarifas, nos termos da Subcláusula Terceira da Cláusula Segunda deste Contrato;

IV - organizar e manter registro e inventário dos bens e instalações vinculados à concessão e zelar pela sua integridade, providenciando para que, aqueles que, por razões de ordem técnica, sejam essenciais à garantia e confiabilidade do sistema elétrico, estejam sempre adequadamente cobertos por seguro, vedado à CONCESSIONÁRIA, nos termos da legislação específica, alienar, ceder a qualquer título ou dar em garantia sem a prévia e expressa autorização da ANEEL;

V - efetuar, quando determinado pela ANEEL, consoante o planejamento para o atendimento do mercado, os suprimentos de energia elétrica a outras concessionárias e as interligações que forem necessárias;

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO



VI- cumprir e fazer cumprir as normas legais e regulamentares do serviço, respondendo, perante o PODER CONCEDENTE, a ANEEL, os usuários e terceiros, pelos eventuais danos e prejuízos causados em decorrência da exploração dos serviços, ressalvados os danos decorrentes de deficiências técnicas nas instalações internas da unidade consumidora ou da má utilização das instalações;

VII - atender a todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista e previdenciária, os encargos oriundos de normas regulamentares estabelecidas pelo PODER CONCEDENTE e pela ANEEL, bem assim a quaisquer outras obrigações relacionadas ou decorrentes da exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica, especialmente quanto ao pagamento dos valores relativos à fiscalização do serviço público de distribuição, fixados pela ANEEL e recolhidos mensalmente nas datas estabelecidas em conformidade com o art. 13 da Lei nº 9.427, de 1996;

VIII - prestar contas anualmente, à ANEEL, da gestão do serviço público de distribuição de energia elétrica concedido, mediante relatório elaborado segundo as prescrições legais e regulamentares específicas;

IX - prestar contas aos usuários, anualmente, da gestão do serviço público de distribuição de energia elétrica concedido, fornecendo informações específicas sobre os níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação do serviço e modicidade das tarifas, assegurando ampla divulgação nos meios de comunicação acessíveis aos consumidores da sua área de concessão;

X - observar a legislação de proteção ambiental, respondendo pelas consequências de seu eventual descumprimento;

XI - assegurar livre acesso aos seus sistemas de transmissão e distribuição, observada a capacidade operacional do sistema, por parte de produtores de energia elétrica e de consumidores que, por força de lei, possam adquirir energia elétrica de outro fornecedor, mediante celebração de contratos específicos, bem assim cobrar encargos de conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica, consoante as condições gerais de acesso e tarifas estabelecidas pela ANEEL;

XII - publicar, anualmente, suas Demonstrações Financeiras e Relatórios nos termos da legislação vigente;

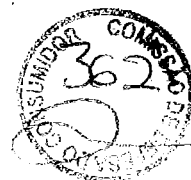
XIII - realizar programas de treinamento do seu pessoal, visando ao constante aperfeiçoamento do mesmo para a adequada prestação do serviço de distribuição concedido;

XIV - instalar, por sua conta, programa de compensação reativa capacitiva, bem como os equipamentos de monitoramento e controle de tensão necessária para assegurar a qualidade do serviço, inclusive aqueles solicitados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico;

XV - submeter à prévia aprovação da ANEEL qualquer alteração do seu Estatuto Social, transferência de ações que compõem o controle societário, que implique mudança desse controle, bem como reestruturação societária da empresa;

XVI - observar as normas específicas sobre a Classificação de Contas e o Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, devendo registrar e apurar, separadamente, os investimentos

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO



e os custos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, inclusive os relativos às novas instalações, expansões e modificações do seu sistema elétrico;

XVII - observar o disposto em resolução da ANEEL sobre o oferecimento, em garantia, da receita do serviço concedido;

XVIII - manter registro contábil, em separado, das atividades atípicas, não objeto da concessão, ou constituir outra empresa, juridicamente independente, para o exercício dessas atividades;

XIX - subsidiar ou participar do planejamento indicativo do setor elétrico, abrangido pelo art. 174 da Constituição Federal, na forma e condições estabelecidas em regulamento;

XX - participar do Mercado Atacadista de Energia - MAE e do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, quando for o caso, nas condições previstas no Acordo de Mercado e no Estatuto do ONS, e submeter-se às regras e procedimentos emanados dessas entidades; e,

XXI - manter seu acervo documental de acordo com o que determina a Lei nº 8.159, de 8 de janeiro de 1991 e demais normas em vigor.

Subcláusula Primeira - Serão submetidos ao exame e à aprovação da ANEEL, nas hipóteses, condições e segundo procedimentos estabelecidos em regulamento específico, os contratos, convênios, acordos ou ajustes celebrados entre a CONCESSIONÁRIA e acionistas pertencentes ao seu Grupo Controlador, diretos ou indiretos, e empresas controladas ou coligadas, bem como os celebrados com:

I - pessoas físicas ou jurídicas que, juntamente com a CONCESSIONÁRIA, façam parte, direta ou indiretamente, de uma mesma empresa controlada; e,

II - com pessoas físicas ou jurídicas que tenham diretores ou administradores comuns à CONCESSIONÁRIA.

Subcláusula Segunda - Para possibilitar a distribuição da energia elétrica requerida pelos usuários do serviço, de forma regular e adequada, a CONCESSIONÁRIA deverá celebrar os contratos de compra de energia, nos termos do art. 10 da Lei nº 9.648, de 1998, bem como de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição que se fizerem necessários.

Subcláusula Terceira - Na contratação de serviços e na aquisição de materiais e equipamentos vinculados ao serviço objeto deste Contrato, a CONCESSIONÁRIA deverá considerar ofertas de fornecedores nacionais atuantes no respectivo segmento e, nos casos em que haja equivalência entre as ofertas, em termos de preço, prazo de entrega e atendimento às especificações técnicas, obriga-se a assegurar preferência a empresas constituídas sob as leis brasileiras e com sede e administração no País.

Subcláusula Quarta - Compete à CONCESSIONÁRIA captar, aplicar e gerir os recursos financeiros necessários à adequada prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica regulado neste Contrato.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO



Subcláusula Quinta - A CONCESSIONÁRIA fica obrigada a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, um por cento de sua receita operacional líquida, em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e em ações que tenham por objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica, nos termos da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e na forma em que dispuser a regulamentação específica sobre a matéria. Para o cumprimento desta obrigação a CONCESSIONÁRIA deverá apresentar à ANEEL até 30 de setembro de cada ano, um Programa contendo as ações e suas metas físicas e financeiras, observadas as diretrizes estabelecidas para a sua elaboração, bem como a comprovação do cumprimento das obrigações junto ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, na forma em que dispuser o regulamento da referida Lei.

Subcláusula Sexta - O descumprimento das obrigações da Subcláusula anterior, bem como das metas físicas estabelecidas no Programa anual, ainda que parcialmente, sujeitará a CONCESSIONÁRIA à penalidade de multa limitada esta ao valor mínimo que deveria ser aplicado conforme Subcláusula anterior. Havendo cumprimento das metas físicas sem que tenha sido atingido o percentual mínimo estipulado na Subcláusula anterior, a diferença será obrigatoriamente acrescida ao montante mínimo a ser aplicado no ano seguinte, com as conseqüentes repercussões nos programas e metas.

Subcláusula Sétima - A CONCESSIONÁRIA compromete-se a não efetuar, em seus livros sociais, sem a prévia anuência da ANEEL, qualquer registro que importe em cessão, transferência ou oneração das ações que compõem o controle societário.

CLÁUSULA SEXTA - PRERROGATIVAS DA CONCESSIONÁRIA

A concessão para exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica, referida na Cláusula Primeira deste Contrato, confere à CONCESSIONÁRIA, dentre outras, as seguintes prerrogativas:

I - utilizar, por prazo indeterminado, os terrenos de domínio público, estabelecendo sobre eles estradas, vias ou caminhos de acesso e as servidões que se tornarem necessárias à exploração do serviço, com sujeição aos regulamentos administrativos;

II - promover desapropriação e instituição de servidões administrativas sobre bens declarados de utilidade pública, necessários à execução de serviços ou de obras vinculadas ao serviço, arcando com o pagamento das indenizações correspondentes; e,

III - construir estradas e implantar sistemas de telecomunicações, sem prejuízo de terceiros, para uso exclusivo na exploração do serviço, respeitada a legislação pertinente.

Subcláusula Primeira - As prerrogativas decorrentes da prestação do serviço objeto deste Contrato não conferem à CONCESSIONÁRIA imunidade ou isenção tributária, ressalvadas as situações expressamente indicadas em norma legal específica.

Subcláusula Segunda - Observadas as normas legais e regulamentares específicas, a CONCESSIONÁRIA poderá oferecer, em garantia de contratos de financiamento, os direitos emergentes da concessão que lhe é outorgada, desde que não comprometa a operacionalização e

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO



a continuidade da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, observando-se o disposto no inciso XVII da Cláusula Quinta do presente Contrato.

Subcláusula Terceira - Ressalvados os casos expressos na legislação e neste Contrato, o oferecimento da garantia deverá ser precedido de autorização da ANEEL, cuja concordância não dará aos agentes financiadores, direito de qualquer ação contra a ANEEL, em decorrência de descumprimento, pela CONCESSIONÁRIA, dos seus compromissos financeiros.

Subcláusula Quarta - A CONCESSIONÁRIA poderá estabelecer linhas de transmissão destinadas ao transporte de energia elétrica até seus respectivos centros de cargas, sendo-lhe facultada a aquisição negocial das respectivas servidões, mesmo em terrenos de domínio público e faixas de domínio de vias públicas, com sujeição aos regulamentos administrativos.

Subcláusula Quinta - As prerrogativas conferidas à CONCESSIONÁRIA em função deste Contrato não afetarão os direitos de terceiros e dos usuários de energia elétrica, que ficam expressamente ressalvados.

CLÁUSULA SÉTIMA - TARIFAS APLICÁVEIS NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

Pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica que lhe é concedido por este Contrato, a CONCESSIONÁRIA cobrará as tarifas homologadas pela ANEEL, discriminadas no Anexo II, que é rubricado pelas partes e integra este instrumento.

Subcláusula Primeira - É facultado à CONCESSIONÁRIA cobrar tarifas inferiores às discriminadas no Anexo II, desde que as reduções não impliquem pleitos compensatórios posteriores quanto à recuperação do equilíbrio econômico-financeiro e resguardadas as condições constantes na Subcláusula Sétima da Cláusula Segunda.

Subcláusula Segunda - A CONCESSIONÁRIA reconhece que as tarifas indicadas no Anexo II, reposicionadas na forma prevista na Portaria Interministerial nº 152, de 17 de maio de 2000, em conjunto com as regras de reajuste e revisão a seguir descritas, são suficientes, nesta data, para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato.

Subcláusula Terceira - Os valores das tarifas de que trata esta Cláusula serão reajustados com periodicidade anual, obedecida a legislação e regulamentação vigente e superveniente, 01 (um) ano após a "Data de Referência Anterior", sendo esta definida da seguinte forma:

I - no primeiro reajuste, a data de publicação do reposicionamento tarifário previsto na Portaria Interministerial nº 152, de 17 de maio de 2000; e

II - nos reajustes subsequentes, a data de vigência do último reajuste ou revisão que o tenha substituído, de acordo com o disposto nesta Cláusula.

Subcláusula Quarta - As tarifas decorrentes do reposicionamento tarifário mencionado na Subcláusula anterior, constituirão referência para os reajustes e revisões previstos nesta Cláusula.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO



Subcláusula Quinta - A periodicidade de reajuste de que trata esta Cláusula poderá ocorrer em prazo inferior a 01 (um) ano, caso a legislação venha assim a permitir, adequando-se, neste caso, a "Data de Referência Anterior" à nova periodicidade estipulada.

Subcláusula Sexta - Para fins de reajuste tarifário, a receita da CONCESSIONÁRIA será dividida em duas parcelas:

Parcela A: parcela da receita correspondente aos seguintes custos: Cota da Reserva Global de Reversão - RGR; cotas da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; valores relativos à taxa de fiscalização do serviço público de distribuição concedido; compra de energia elétrica para revenda; compensação financeira pela exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, quando aplicável; e, encargos de conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Parcela B: valor remanescente da receita da CONCESSIONÁRIA, excluído o ICMS, após a dedução da Parcela A.

Subcláusula Sétima - O reajuste será calculado mediante a aplicação, sobre as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior", do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), assim definido:

$$VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)$$

$$IRT = \frac{\text{-----}}{\text{RA}}$$

RA

Onde:

RA: Receita anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", não incluindo o ICMS;

Mercado de Referência: É o mercado de energia assegurada da CONCESSIONÁRIA, nos 12 (doze) meses anteriores ao reajuste em processamento;

IVI: Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM, da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado;

X: Número índice definido pela ANEEL, de acordo com Subcláusula Nona desta Cláusula, a ser eventualmente subtraído ou acrescido ao IVI.

VPB₀: Valor da Parcela B, referida na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", calculada da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA - VPA_0$$

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO



Onde:

VPA₀: Valor da Parcela A referida na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e a energia comprada em função do "Mercado de Referência";

VPA₁: Valor da Parcela A, referida na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e a energia comprada em função do "Mercado de Referência";

Subcláusula Oitava - A ANEEL, de acordo com o cronograma apresentado nesta Subcláusula, procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia elétrica, alterando-os para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da CONCESSIONÁRIA, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas. Estas revisões obedecerão ao seguinte cronograma: a primeira revisão será procedida um ano após o quarto reajuste anual concedido, conforme previsto na Subcláusula Terceira; a partir desta primeira revisão, as subseqüentes serão realizadas a cada 4 (quatro) anos.

Subcláusula Nona - No processo de revisão das tarifas, estabelecido na Subcláusula anterior, a ANEEL estabelecerá os valores de X, que deverão ser subtraídos ou acrescidos na variação do IVI ou seu substituto, nos reajustes anuais subseqüentes, conforme descrito na Subcláusula Oitava. Para os primeiros 4 (quatro) reajustes anuais o valor de X será zero.

Subcláusula Décima - A ANEEL poderá, a qualquer tempo, proceder à revisão das tarifas, visando a manter o equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato, sem prejuízo dos reajustes e revisões a que se referem as Subcláusulas anteriores desta Cláusula, caso haja alterações significativas nos custos da CONCESSIONÁRIA, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia elétrica e encargos de uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica que possam ser aprovadas pela ANEEL durante o período, por solicitação desta, devidamente comprovada.

Subcláusula Décima Primeira - A criação, alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a assinatura deste Contrato, quando comprovado seu impacto, implicará revisão das tarifas, para mais ou para menos, conforme o caso, ressalvados os impostos sobre a renda, a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL ou suas sucedâneas e quaisquer outros existentes ou que venham a ser criados, tendo como base de cálculo o resultado da atividade econômica.

Subcláusula Décima Segunda - Na hipótese de ter ocorrido, após a "Data de Referência Anterior", revisões de tarifas previstas na Subcláusula anterior, que tenham sido realizadas por alteração de tributos ou encargos que não aqueles constantes da Parcela A, quando do reajuste previsto na Subcláusula Sétima, as tarifas, após a aplicação do IRT, serão alteradas, para mais ou para menos, pelos mesmos percentuais destas revisões.

Subcláusula Décima Terceira - A CONCESSIONÁRIA, na eventualidade de qualquer de seus consumidores se tornar autoprodutor ou passar a ser atendido por outra concessionária ou por produtor independente, poderá cobrar, pela utilização de suas instalações, as tarifas específicas estabelecidas pela ANEEL.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO



Subcláusula Décima Quarta - É vedado à CONCESSIONÁRIA cobrar dos consumidores de energia elétrica, sob qualquer pretexto, tarifas superiores àquelas homologadas pela ANEEL.

Subcláusula Décima Quinta - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a obter a energia elétrica requerida pelos seus consumidores ao menor custo efetivo, dentre as alternativas disponíveis. Na aplicação dos reajustes e revisões previstos nesta Cláusula, serão observados os limites de repasse dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, estabelecidos em resolução da ANEEL.

Subcláusula Décima Sexta - Havendo alteração unilateral do Contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, devidamente comprovado pela CONCESSIONÁRIA, a ANEEL deverá adotar as medidas necessárias ao seu restabelecimento, com efeito a partir da data da alteração.

CLÁUSULA OITAVA - FISCALIZAÇÃO DO SERVIÇO

A exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica objeto deste Contrato será acompanhada, fiscalizada e regulada pela ANEEL.

Subcláusula Primeira - A Fiscalização abrangerá o acompanhamento e o controle das ações da CONCESSIONÁRIA nas áreas administrativa, contábil, comercial, técnica, econômica e financeira, podendo a ANEEL estabelecer diretrizes de procedimento ou sustar ações que considere incompatíveis com as exigências da prestação do serviço adequado.

Subcláusula Segunda - Os servidores da ANEEL ou seus prepostos, especialmente designados, terão livre acesso, em qualquer época, a toda e qualquer documentação, obras, instalações e equipamentos vinculados ao serviço público de distribuição de energia elétrica, inclusive seus registros contábeis, podendo requisitar, de qualquer setor ou pessoa da CONCESSIONÁRIA, informações e esclarecimentos que permitam aferir a correta execução deste Contrato, bem como os dados considerados necessários para o controle estatístico e planejamento do sistema elétrico nacional, ficando vedado à CONCESSIONÁRIA, restringir, sob qualquer alegação, o disposto nesta Subcláusula.

Subcláusula Terceira - A Fiscalização técnica e comercial do serviço público de distribuição de energia elétrica abrangerá:

I - a execução dos projetos de obras e instalações;

II - a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica;

III - a observância das normas legais e contratuais;

IV - o desempenho do sistema elétrico da CONCESSIONÁRIA no tocante à qualidade e continuidade do fornecimento efetuado a consumidores finais, nos termos deste Contrato e da legislação específica;

V - a execução dos programas de incremento à eficiência no uso e na oferta de energia elétrica;

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO



VI - a estrutura de atendimento a consumidores e de operação e manutenção do sistema elétrico;

VII - a utilização e o destino da energia; e,

VIII - a qualidade do atendimento comercial.

Subcláusula Quarta - A Fiscalização econômico-financeira compreenderá a análise e o acompanhamento das operações financeiras, os registros nos livros da CONCESSIONÁRIA, balancetes, relatórios e demonstrações financeiras, prestação anual de contas e quaisquer outros documentos julgados necessários para uma perfeita avaliação da gestão da concessão.

Subcláusula Quinta - A ANEEL poderá determinar à CONCESSIONÁRIA a rescisão de qualquer contrato por ela celebrado, quando verificar que dele possam resultar danos ao serviço público de distribuição de energia elétrica concedido ou tratamento tarifário diferenciado a consumidores que se encontrem na mesma tensão de fornecimento e na mesma classe de consumo, exceto nos casos previstos na legislação.

Subcláusula Sexta - A fiscalização da ANEEL não exime a CONCESSIONÁRIA, nem diminui suas responsabilidades quanto à adequação das suas obras e instalações, à correção e legalidade de seus registros contábeis e de suas operações financeiras e comerciais.

Subcláusula Sétima - O desatendimento, pela CONCESSIONÁRIA, das solicitações, notificações e determinações da fiscalização implicará a aplicação das penalidades autorizadas pelas normas dos serviços e por este Contrato.

CLÁUSULA NONA - PENALIDADES

Pelo descumprimento das disposições legais, regulamentares e contratuais pertinentes ao serviço e instalações de energia elétrica, a CONCESSIONÁRIA estará sujeita às penalidades conforme legislação em vigor, especialmente àquelas estabelecidas em Resolução da ANEEL, sem prejuízo do disposto no inciso III, art. 17, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 1997 e nas Cláusulas Décima e Décima Primeira deste Contrato.

Subcláusula Primeira - A CONCESSIONÁRIA estará sujeita à penalidade, entre outras, de multa, aplicada pela ANEEL, no valor máximo, por infração incorrida, de até 2% (dois por cento) do valor do faturamento da CONCESSIONÁRIA nos últimos 12 (doze) meses anteriores à lavratura do auto de infração, nos termos da Lei.

Subcláusula Segunda - As penalidades serão aplicadas mediante procedimento administrativo, guardando proporção com a gravidade da infração, em que se assegure à CONCESSIONÁRIA amplo direito de defesa e ao contraditório. Nos casos de transgressão de padrões de qualidade de serviço ao consumidor, individualmente considerado, será observado o procedimento previsto no Anexo III deste Contrato.

Subcláusula Terceira - Quando a penalidade consistir em multa por transgressão de padrões de qualidade de serviço a um grupo de consumidores ou por descumprimento de disposições legais, regulamentares e contratuais e o respectivo valor não for recolhido no prazo fixado pela fiscalização, a ANEEL promoverá a sua cobrança judicial, por via de execução, na forma da legislação específica.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL
VISTO



Subcláusula Quarta - Nos casos de descumprimento das penalidades impostas por infração, ou descumprimento de notificação ou determinação do PODER CONCEDENTE para regularizar a prestação de serviços, poderá ser decretada a caducidade da concessão, na forma estabelecida na lei e neste Contrato, sem prejuízo da apuração das responsabilidades da CONCESSIONÁRIA perante o PODER CONCEDENTE, a ANEEL, os usuários e terceiros.

CLÁUSULA DÉCIMA - INTERVENÇÃO NA CONCESSÃO

Sem prejuízo das penalidades cabíveis e das responsabilidades incidentes, a ANEEL poderá intervir na concessão, a qualquer tempo, para assegurar a adequada prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica ou o cumprimento, pela CONCESSIONÁRIA, das normas legais, regulamentares e contratuais.

Subcláusula Primeira - A intervenção será determinada por Resolução da ANEEL, que designará o Interventor, o prazo da intervenção e os objetivos e limites da medida, devendo ser instaurado, dentro dos 30 (trinta) dias seguintes da publicação da resolução, o correspondente procedimento administrativo, para comprovar as causas determinantes da medida e as responsabilidades incidentes, assegurando-se à CONCESSIONÁRIA direito de ampla defesa e ao contraditório.

Subcláusula Segunda - Se o procedimento administrativo não for concluído dentro de 180 (cento e oitenta) dias, considerar-se-á inválida a intervenção, devolvendo-se à CONCESSIONÁRIA a administração do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Subcláusula Terceira - Será declarada a nulidade da intervenção se ficar comprovado que esta não observou os pressupostos legais e regulamentares, devendo o serviço público de distribuição de energia elétrica ser imediatamente devolvido à CONCESSIONÁRIA, sem prejuízo de seu direito de indenização.

Subcláusula Quarta - Cessada a intervenção, se não for extinta a concessão, a administração do serviço público de distribuição de energia elétrica será devolvida à CONCESSIONÁRIA, precedida de prestação de contas pelo interventor, que responderá pelos atos praticados durante a sua gestão.

CLÁUSULA DÉCIMA PRIMEIRA - EXTINÇÃO DA CONCESSÃO, REVERSÃO DOS BENS E INSTALAÇÕES VINCULADOS

A concessão para exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica regulada por este Contrato, será considerada extinta, observadas as normas legais específicas, nos seguintes casos:

- I - pelo advento do termo final do contrato;
- II - pela encampação do serviço;
- III - pela caducidade;
- IV - pela rescisão;
- V - pela anulação decorrente de vício ou irregularidade constatada no procedimento ou no ato de sua outorga; e
- VI - em caso de falência ou extinção da CONCESSIONÁRIA.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO



Subcláusula Primeira - O advento do termo final do contrato opera, de pleno direito, a extinção da concessão, facultando-se à ANEEL, a seu exclusivo critério, prorrogar o presente Contrato até a assunção de nova concessionária.

Subcláusula Segunda - Extinta a concessão, operar-se-á, de pleno direito, a reversão, ao PODER CONCEDENTE, dos bens e instalações vinculados ao serviço, procedendo-se aos levantamentos e às avaliações, bem como a determinação do montante da indenização devida à CONCESSIONÁRIA, observados os valores e as datas de sua incorporação ao sistema elétrico.

Subcláusula Terceira - Para efeito da reversão, os bens vinculados ao serviço concedido são os utilizados, direta ou indiretamente, exclusiva e permanentemente, na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Subcláusula Quarta - Para atender ao interesse público, mediante lei autorizativa específica, o PODER CONCEDENTE poderá retomar o serviço, após prévio pagamento da indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados pela CONCESSIONÁRIA para garantir a continuidade e a atualidade do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Subcláusula Quinta - Verificada qualquer das hipóteses de inadimplemento previstas na legislação específica e neste Contrato, a ANEEL promoverá a declaração de caducidade da concessão, que será precedida de processo administrativo para verificação das infrações ou falhas da CONCESSIONÁRIA, assegurado o contraditório e o direito de defesa à CONCESSIONÁRIA e garantida a indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço público de distribuição de energia elétrica. Da indenização apurada serão deduzidos os valores das multas devidas e dos danos causados pela CONCESSIONÁRIA, relativos ao fato motivador da caducidade.

Subcláusula Sexta - Para efeito de indenizações de que tratam as Subcláusulas Segunda, Terceira, Quarta e Quinta o valor de indenização dos bens reversíveis será aquele resultante de inventário procedido pela ANEEL ou preposto especialmente designado, e seu pagamento realizado com os recursos da Reserva Global de Reversão - RGR, na forma do art. 33 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, Regulamento dos Serviços de Energia Elétrica, e do art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, alterado pelo art. 9º da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, depois de finalizado o processo administrativo e esgotados todos os prazos e instâncias de recurso.

Subcláusula Sétima - O processo administrativo de inadimplemento não será instaurado até que tenha sido dado inteiro conhecimento à CONCESSIONÁRIA, em detalhes, das infrações incorridas, bem como tempo suficiente para providenciar as correções de acordo com os termos do processo de fiscalização da ANEEL.

Subcláusula Oitava - A declaração da caducidade não acarretará, para o PODER CONCEDENTE, qualquer responsabilidade em relação aos ônus, encargos ou compromissos com terceiros que tenham sido contratados pela CONCESSIONÁRIA, nem com relação aos empregados desta.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL
VISTO



Subcláusula Nona - Alternativamente à declaração de caducidade, poderá o PODER CONCEDENTE restringir a área da concessão, promover a subconcessão ou desapropriar as ações que compõem o controle societário da CONCESSIONÁRIA, mediante indenização. No caso de desapropriação, a indenização devida, na forma da lei, se dará com recursos provenientes da alienação, em leilão público, das ações desapropriadas.

Subcláusula Décima - Mediante ação judicial especialmente intentada para esse fim, poderá a CONCESSIONÁRIA promover a rescisão deste Contrato, no caso de descumprimento, pelo PODER CONCEDENTE, das normas aqui estabelecidas. Nesta hipótese, a CONCESSIONÁRIA não poderá interromper a prestação do serviço, enquanto não transitar em julgado a decisão judicial que decretar a extinção deste Contrato.

Subcláusula Décima Primeira - Em qualquer hipótese de extinção da concessão, o PODER CONCEDENTE assumirá, imediatamente, a prestação do serviço para garantir a sua continuidade e regularidade.

CLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA - ELETRIFICAÇÃO RURAL

A CONCESSIONÁRIA obriga-se a implementar e participar de programas de eletrificação rural, com vistas à incorporação da potencial demanda desse segmento e ao pleno atendimento do mercado de energia elétrica em sua área de concessão.

Subcláusula Primeira - A CONCESSIONÁRIA compromete-se a participar dos programas e ações decorrentes de políticas públicas federais ou estaduais que visem fomentar a eletrificação rural em sua área de concessão, quando solicitada, por escrito, pelos órgãos públicos promotores. A adesão se dará mediante instrumento jurídico próprio, onde serão definidas as obrigações das partes, o montante a ser investido e sua divisão entre os participantes, as metas físicas e respectivos prazos.

Subcláusula Segunda - No caso de não adesão da CONCESSIONÁRIA aos programas públicos de eletrificação rural para os quais tenha sido convocada, fica a seu encargo propor à

ANEEL, no prazo de 90 dias, uma alternativa de atendimento da demanda identificada de seu mercado, em cumprimento do que dispõe o inciso II da Cláusula Quinta deste Contrato.

Subcláusula Terceira - A participação da CONCESSIONÁRIA observará, em todos os casos, as determinações da legislação de regência para prestação dos serviços públicos de energia elétrica.

CLÁUSULA DÉCIMA TERCEIRA - COMPROMISSO DO ACIONISTA CONTROLADOR

O ACIONISTA CONTROLADOR declara aceitar e submeter-se às condições e Cláusulas deste Contrato, obrigando-se a introduzir, no Estatuto Social da CONCESSIONÁRIA, disposição no sentido de não transferir, ceder ou de qualquer forma alienar, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosamente, as ações que fazem parte do controle societário sem a prévia concordância da ANEEL.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO



Subcláusula Única - Na hipótese de transferência, integral ou parcial, de ações que fazem parte do controle societário, o(s) novo(s) acionista(s) controlador(es) deverá(ão) assinar termo de anuência e submissão às Cláusulas deste Contrato e às normas legais e regulamentares da concessão.

CLÁUSULA DÉCIMA QUARTA - DELEGAÇÃO DE COMPETÊNCIA

Tendo em vista o disposto no art. 36 da Lei nº 9.074, de 1995, e no art. 20 da Lei nº 9.427, de 1996, a ANEEL delegará ao ESTADO DA PARAÍBA competência para o desempenho das atividades complementares de fiscalização, controle e regulação dos serviços e instalações de energia elétrica operados pela CONCESSIONÁRIA.

Subcláusula Única - A delegação de competência prevista nesta cláusula será conferida nos termos e condições que vierem a ser definidos em Convênio de Cooperação, uma vez comprovado, pelo ESTADO DA PARAÍBA, a estruturação de órgão aparelhado, técnica e administrativamente, para a execução das atividades respectivas.

CLÁUSULA DÉCIMA QUINTA - MODO AMIGÁVEL DE SOLUÇÃO DE DIVERGÊNCIAS E FORO DO CONTRATO

Resguardado o interesse público, na hipótese de divergência na interpretação ou execução de dispositivos do presente Contrato, a CONCESSIONÁRIA poderá solicitar, às áreas organizacionais da ANEEL, afetas ao assunto, a realização de audiências com a finalidade de harmonizar os entendimentos, conforme procedimento aplicável.

Subcláusula Única - Para dirimir as dúvidas ou controvérsias não solucionadas de modo amigável, na forma indicada no *caput* desta Cláusula, fica eleito o Foro da Justiça Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal, com renúncia expressa das partes a outros, por mais privilegiados que forem.

CLÁUSULA DÉCIMA SEXTA - RESCISÃO DO CONTRATO DE CONCESSÃO Nº 68/2000

A celebração deste CONTRATO, fundamentada nos arts. 27, seus parágrafos e 28, da Lei nº 9.074, de 1995, implicará na rescisão automática do Contrato de Concessão nº 68/2000 - ANEEL, celebrado entre a União e a Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba - SAELPA em 13 de setembro de 2000.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL
VISTO



CLÁUSULA DÉCIMA SÉTIMA - PUBLICAÇÃO E REGISTRO DO CONTRATO

O presente Contrato será registrado e arquivado na ANEEL, que providenciará, dentro dos 20 (vinte) dias de sua assinatura, a publicação de seu extrato no Diário Oficial.

Assim estando ajustado, fizeram as partes lavrar o presente instrumento, em 3 (três) vias de igual teor que são assinadas pelos representantes da ANEEL, da CONCESSIONÁRIA e do ACIONISTA CONTROLADOR, juntamente com as testemunhas abaixo, para os devidos efeitos legais

Brasília- DF, em 21 de março de 2001.

PELA ANEEL:

JOSE MARIO MIRANDA ABDO

Diretor-Geral da ANEEL

PELA CONCESSIONÁRIA:

MARCELO SILVEIRA DA ROCHA

Diretor Presidente

MAURÍCIO PEREZ BOTELHO

Diretor

PELO ACIONISTA CONTROLADOR:

MAURÍCIO PEREZ BOTELHO

Sócio Gerente

PELO INTERVENIENTE DELEGATÁRIO:

ANTÔNIO ROBERTO DE SOUSA PAULINO
VICE GOVERNADOR DO ESTADO DA PARAÍBA

TESTEMUNHAS:

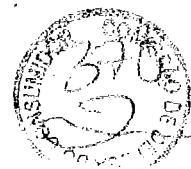
IZALTINO CAMOZZATO

CPF: 163.124.067-68

LUCIANO PACHECO SANTOS

CPF: 037.572.934-87

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO



ANEXO I DO CONTRATO DE DISTRIBUIÇÃO Nº 019 /2001**RESOLUÇÃO Nº 355, DE 18 DE NOVEMBRO DE 1998.****Aprova o reagrupamento das concessões de distribuição da Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba - SAELPA.**

O DIRETOR DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, e tendo em vista o disposto no art. 22 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e o que consta do Processo nº 48100.001136/96-14, resolve:

Art. 1º As concessões de distribuição de energia elétrica e respectivas instalações de transmissão associadas, de que é titular a Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba - SAELPA, ficam reagrupadas em uma única área, correspondente a área dos Municípios do Estado da Paraíba: Água Branca, Aguiar, Alagoa Grande, Alagoa Nova, Alagoinha, Alcantil, Algodão de Jandáira, Alhandra, Amparo, Aparecida, Araçagi, Arara, Araruna, Areia, Areia de Baraúnas, Areial, Aroeiras, Assunção, Baía da Traição, Bananeiras, Baraúna, Barra de Santa Rosa, Barra de Santana, Barra de São Miguel, Bayeux, Belém, Belém do Brejo do Cruz, Bernardino Batista, Boa Ventura, Bom Jesus, Bom Sucesso, Bonito de Santa Fé, Boqueirão, Borborema, Brejo do Cruz, Brejo dos Santos, Caaporã, Cabaceiras, Cabedelo, Cachoeira dos Índios, Cacimba de Areia, Cacimba de Dentro, Cacimbas, Caiçara, Cajazeiras, Cajazeirinhas, Caldas Brandão, Camalaú, Capim, Caraúbas, Carrapateira, Casserengue, Catingueira, Catolé do Rocha, Caturité, Conceição, Condado, Conde, Congo, Coremas, Coxixola, Cruz do Espírito Santo, Cubati, Cuité, Cuité de Mamanguape, Cuité, Curral de Cima, Curral Velho, Damião, Desterro, Diamante, Dona Inês, Duas Estradas, Emas, Esperança, Frei Martinho, Gado Bravo, Guarabira, Gurinhém, Gurjão, Ibiara, Igaracy, Imaculada, Ingá, Itabaiana, Itaporanga, Itapororoca, Itatuba, Jacaraú, Jericó, João Pessoa, Juarez Távora, Juazeirinho, Junco do Seridó, Juripiranga, Juru, Lagoa, Lagoa de Dentro, Lastro, Livramento, Logradouro, Lucena, Mãe D'Água, Malta, Mamanguape, Manaíra, Marcação, Mari, Marizópolis, Mataraca, Matinhas, Mato Grosso, Maturéia, Mogeiro, Montadas, Monte Horebe, Monteiro, Mulungu, Natuba, Nazarezinho, Nova Floresta, Nova Olinda, Nova Palmeira, Olho D'Água, Olivedos, Ouro Velho, Parari, Passagem, Patos, Paulista, Pedra Branca, Pedra Lavrada, Pedro Régis, Piancó, Picuí, Pilar, Pilões, Pilõezinhos, Píripituba, Pitimbu, Pocinhos, Poço Dantas, Poço de José de Moura, Pombal, Prata, Princesa Isabel, Puxinanã, Quixabá, Remígio, Riachão, Riachão do Bacamarte, Riachão do Poço, Riacho de Santo Antônio, Riacho dos Cavalos, Rio Tinto, Salgadinho, Salgado de São Félix, Santa Cecília de Umbuzeiro, Santa Cruz, Santa Helena, Santa Inês, Santa Luzia, Santa Rita, Santa Teresinha, Santana de Mangueira, Santana dos Garrotes, Santarém, Santo André, São Bento, São Bento de Pombal, São Domingos de Cabaceiras, São Domingos de Pombal, São Francisco, São João do Cariri, São João do Rio do Peixe, São João do Tigre, São José da Lagoa Tapada, São José de Caiana, São José de Espinharas, São José de Piranhas, São José de Princesa, São José do Bonfim, São José do Brejo do Cruz, São José do Sabugi, São José dos Cordeiros, São José dos Ramos, São Mamede, São Miguel de Taipu, São Sebastião de Lagoa de Roça, São Sebastião do Umbuzeiro, Sapé, Seridó, Serra Branca, Serra da Raiz, Serra Grande, Serra Redonda, Serraria,

PROCURADORIA GERAL/ANEEL
VISTO



Sertãozinho, Sobrado, Solânea, Soledade, Sossêgo, Sousa, Sumé, Tacima, Taperoá, Tavares, Teixeira, Tenório, Triunfo, Uiraúna, Umbuzeiro, Várzea, Vieirópolis, Vista Serrana e Zabelê.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data da sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

Publicado no D.O de 19.11.1998, Seção I, p. 58, v. 136, n. 222-E.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO



ANEXO II DO CONTRATO DE DISTRIBUIÇÃO Nº 019 /2001

TARIFA DE FORNECIMENTO

RESOLUÇÃO Nº 330, DE 25 DE AGOSTO DE 2000

Homologa as Tarifas de Fornecimento e Suprimento de Energia Elétrica da Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba – SAELPA.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no inciso X, art. 4º, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, no art.15 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no art. 70 da Lei nº 9.069, de 29 de junho de 1995, na Portaria Interministerial nº 152, de 17 de maio de 2000, e o que consta do Processo nº 48500.004695/00-31, resolve:

Art.1ª Homologar as tarifas de energia elétrica constantes dos Anexos I e II desta Resolução, referentes à aplicação de reajuste em duas parcelas, para o fornecimento a consumidores finais e suprimento a outras concessionárias atendidas pela Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba - SAELPA.

Art.2ª Os períodos de vigência dos Anexos I e II são os seguintes:

§ 1ª As tarifas constantes do Anexo I entram em vigor a partir da data de publicação desta Resolução com vigência até 6 de fevereiro de 2001.

§ 2ª As tarifas constantes do Anexo II terão o início de vigência em 7 de fevereiro de 2001.

Art. 3ª Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

Publicado no D.O. de 28.08.2000, Seção 1, p. 41, v. 138, n. 166 - E.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL
VISTO



ANEXO I À RESOLUÇÃO nº 330, DE 25 DE AGOSTO DE 2000

QUADRO A		
TARIFA CONVENCIONAL		
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)	CONSUMO (R\$/MWh)
A2 (88 a 138 kV)	14,57	36,69
A3 (69 kV)	15,70	39,54
A3a (30 kV a 44 kV)	5,45	79,81
A4 (2,3 kV a 25 kV)	5,67	82,75
AS (Subterrâneo)	8,34	86,60
B1-RESIDENCIAL:		154,03
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:		
Consumo mensal até 30 kWh		53,91
Consumo mensal de 31 a 100 kWh		92,42
Consumo mensal de 101 a 140 kWh		138,63
B2-RURAL		94,09
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		66,48
B2-SERVIÇO DE IRRIGAÇÃO		86,51
B3-DEMAIS CLASSES		150,11
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:		
B4a - Rede de Distribuição		77,33
B4b - Bulbo da Lâmpada		84,87
B4c - Nível de IP acima do Padrão		125,76

QUADRO B		
TARIFA HORO-SAZONAL AZUL		
SEGMENTO HORÁRIO SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	FORA DE PONTA
A1 (230 kV ou mais)	8,56	1,77
A2 (88 a 138 kV)	9,18	2,12
A3 (69 Kv)	12,33	3,36
A3a (30 a 44 kV)	14,40	4,82
A4 (2,3 a 25 kV)	14,93	4,97
AS (Subterrâneo)	15,61	7,65

QUADRO C				
TARIFA HORO-SAZONAL AZUL				
SEGMENTO SAZONAL SUBGRUPO	CONSUMO (R\$/MWh)			
	PONTA		FORA DE PONTA	
	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A1 (230 kV ou mais)	48,67	42,55	34,43	29,25
A2 (88 a 138 kV)	51,57	48,10	36,94	33,89
A3 (69 Kv)	58,43	51,81	40,24	34,74
A3a (30 a 44 kV)	94,47	87,46	44,94	39,71

PROCURADORIA GERAL/ANEEL
VISTO



A4 (2,3 a 25 kV)	97,96	90,66	46,58	41,15
AS (Subterrâneo)	102,51	94,88	48,73	43,08

QUADRO D		
TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL		
SEGMENTO HORO-SAZONAL SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	FORA DE PONTA
	SECA OU ÚMIDA	SECA OU ÚMIDA
A1 (230 kV ou mais)	31,69	6,64
A2 (88 a 138 kV)	34,02	7,77
A3 (69 kV)	45,72	12,50
A3a (30 a 44 kV)	48,46	16,15
A4 (2,3 a 25 kV)	44,82	14,93
AS (Subterrâneo)	46,89	22,89

QUADRO E	
TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)	4,82
A4 (2,3 a 25 kV)	4,97
AS (Subterrâneo)	7,65

QUADRO F				
TARIFA HORO-SAZONAL VERDE				
SEGMENTO HORO-SAZONAL SUBGRUPO	CONSUMO (R\$/MWh)			
	PONTA		FORA DE PONTA	
	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A3a (30 a 44 kV)	427,57	420,56	44,94	39,71
A4 (2,3 a 25 kV)	443,27	436,01	46,58	41,15
AS (Sub)	463,88	456,29	48,73	43,08

QUADRO G	
TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL VERDE	
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)
	PERÍODO SECO OU ÚMIDO
A3a (30 a 44 kV)	16,15
A4 (2,3 a 25 kV)	14,93
AS (Subterrâneo)	22,89

QUADRO I		
TARIFA DE EMERGENCIA - AUTOPRODUTOR		
SUBGRUPO	DEMANDA	CONSUMO
	(R\$/kW.ANO)	(R\$/MWh)
A2 (88 a 138 kV) HORO-SAZONAL AZUL	34,94	153,46
A3 (69 kV) HORO-SAZONAL AZUL	35,81	215,68
A3a (30 a 44 kV) HORO-SAZONAL AZUL	40,59	225,85

PROCURADORIA GERAL/ANEEL
VISTO



A3a (30 a 44 kV) HORO-SAZONAL VERDE	10,15	225,85
A4 (2,3 a 25 kV) HORO-SAZONAL AZUL	37,52	208,84
A4 (2,3 a 25 kV) HORO-SAZONAL VERDE	9,37	208,84

QUADRO J		
DESCONTOS PERCENTUAIS		
UNIDADE CONSUMIDORA	DEMANDA	CONSUMO
RURAL - GRUPO A	10	10
COOPERATIVAS - GRUPO A	50	50
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO A	15	15
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO B	-	15

SUPRIDOR : SAELPA			
SUPRIDO : COSERN, CELPE			
TENSÃO kV	MODALIDADE	DEMANDA R\$/kW	ENERGIA R\$/MWh
>= 69	PRÓPRIO	5,82	19,40
< 69		6,41	20,36

PROCURADORIA GERAL/ANEEL
VISTO



ANEXO II À RESOLUÇÃO Nº 330, DE 25 DE AGOSTO DE 2000

QUADRO A		
TARIFA CONVENCIONAL		
SUBGRUPO	DEMANDA	CONSUMO
	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A2 (88 a 138 kV)	14,94	37,63
A3 (69 kV)	16,11	40,55
A3a (30 kV a 44 kV)	5,59	81,86
A4 (2,3 kV a 25 kV)	5,81	84,87
AS (Subterrâneo)	8,56	88,82
B1-RESIDENCIAL:		157,98
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:		
Consumo mensal até 30 kWh		55,29
Consumo mensal de 31 a 100 kWh		94,79
Consumo mensal de 101 a 140 kWh		142,19
B2-RURAL		96,51
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		68,18
B2-SERVIÇO DE IRRIGAÇÃO		88,73
B3-DEMAIS CLASSES		153,96
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:		
B4a – Rede de Distribuição		79,32
B4b – Bulbo da Lâmpada		87,06
B4c – Nível de IP acima do Padrão		128,99

QUADRO B		
TARIFA HORO-SAZONAL AZUL		
SEGMENTO HORÁRIO SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	FORA DE PONTA
A1 (230 kV ou mais)	8,78	1,81
A2 (88 a 138 kV)	9,42	2,17
A3 (69 Kv)	12,64	3,45
A3a (30 a 44 kV)	14,77	4,94
A4 (2,3 a 25 kV)	15,31	5,10
AS (Subterrâneo)	16,02	7,85

QUADRO C				
TARIFA HORO-SAZONAL AZUL				
SEGMENTO SAZONAL SUBGRUPO	CONSUMO (R\$/MWh)			
	PONTA		FORA DE PONTA	
	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A1 (230 kV ou mais)	49,92	43,65	35,31	30,00
A2 (88 a 138 kV)	52,90	49,33	37,89	34,76

PROCURADORIA GERAL/ANEEL
VISTO



A3 (69 Kv)	59,93	53,14	41,27	35,64
A3a (30 a 44 kV)	96,90	89,71	46,10	40,73
A4 (2,3 a 25 kV)	100,47	92,99	47,78	42,21
AS (Subterrâneo)	105,14	97,31	49,98	44,18

QUADRO D

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL

SEGMENTO HORO-SAZONAL SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	FORA DE PONTA
	SECA OU ÚMIDA	SECA OU ÚMIDA
A1 (230 kV ou mais)	32,50	6,81
A2 (88 a 138 kV)	34,90	7,97
A3 (69 kV)	46,89	12,82
A3a (30 a 44 kV)	49,70	16,56
A4 (2,3 a 25 kV)	45,97	15,31
AS (Subterrâneo)	48,09	23,47

QUADRO E

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE

SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)	4,94
A4 (2,3 a 25 kV)	5,10
AS (Subterrâneo)	7,85

QUADRO F

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE

SEGMENTO HORO-SAZONAL SUBGRUPO	CONSUMO (R\$/MWh)			
	PONTA		FORA DE PONTA	
	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A3a (30 a 44 kV)	438,56	431,37	46,10	40,73
A4 (2,3 a 25 kV)	454,66	447,21	47,78	42,21
AS (Sub)	475,80	468,01	49,98	44,18

QUADRO G

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL VERDE

SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)
	PERÍODO SECO OU ÚMIDO
A3a (30 a 44 kV)	16,56
A4 (2,3 a 25 kV)	15,31
AS (Subterrâneo)	23,47

PROCURADORIA GERAL/ANEEL
VISTO



QUADRO I		
TARIFA DE EMERGENCIA – AUTOPRODUTOR		
SUBGRUPO	DEMANDA	CONSUMO
	(R\$/kW.ANO)	(R\$/MWh)
A2 (88 a 138 kV) HORO-SAZONAL AZUL	35,84	157,40
A3 (69 kV) HORO-SAZONAL AZUL	36,73	221,22
A3a (30 a 44 kV) HORO-SAZONAL AZUL	41,63	231,65
A3a (30 a 44 kV) HORO-SAZONAL VERDE	10,42	231,65
A4 (2,3 a 25 kV) HORO-SAZONAL AZUL	38,48	214,20
A4 (2,3 a 25 kV) HORO-SAZONAL VERDE	9,61	214,20

QUADRO J		
DESCONTOS PERCENTUAIS		
UNIDADE CONSUMIDORA	DEMANDA	CONSUMO
RURAL – GRUPO A	10	10
COOPERATIVAS – GRUPO A	50	50
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO A	15	15
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO B	-	15

SUPRIDOR: SAELPA			
SUPRIDO: COSERN, CELPE			
TENSÃO kV	MODALIDADE	DEMANDA R\$/kW	ENERGIA R\$/MWh
>= 69	PRÓPRIO	5,82	19,40
< 69		6,41	20,36

PROCURADORIA GERAL/ANEEL
VISTO



ANEXO III DO CONTRATO DE DISTRIBUIÇÃO Nº 019 /2001**QUALIDADE DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA****I- INTRODUÇÃO**

A Lei nº 8987, de 13/02/1995, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão dos serviços públicos, em seu Art. 6º define que "toda a concessão ou permissão pressupõe a prestação de **serviço adequado** ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato". Define, ainda, no § 1º, deste mesmo Art., **serviço adequado** como sendo "o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas".

A Lei nº 9.074, de 07/07/95, que estabelece normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos, estabelece no

§ 1º, do Art.25: " Os contratos de concessão e permissão conterão, além do estabelecido na legislação em vigor, cláusulas relativas a requisitos mínimos de desempenho técnico da concessionária ou permissionária, bem assim, sua aferição pela fiscalização através de índices apropriados. O § 2º do mesmo artigo cita: " No contrato de concessão ou permissão, as cláusulas relativas à qualidade técnica, referidas no parágrafo anterior, serão vinculadas a penalidades progressivas, que guardarão proporcionalidade com o prejuízo efetivo ou potencial causado ao mercado."

A **qualidade** dos serviços de energia elétrica, manifestada nas referidas Leis, será supervisionada por meio de indicadores que a expressem em termos de valores associados a grupos de consumidores, bem como por valores individuais, que representem a qualidade oferecida a determinado consumidor.

Na sistemática de supervisão da qualidade serão contemplados enfoques sobre: a continuidade do fornecimento, a qualidade do atendimento comercial (aspectos do relacionamento do consumidor com a área comercial da Concessionária), conformidade (aspectos relacionados à tensão de fornecimento), as perdas de energia elétrica, a satisfação do consumidor e a segurança dos serviços prestados.

Os indicadores de qualidade serão obtidos segundo procedimentos descritos neste ANEXO, baseados em atividades rotineiras, a maioria já existentes na Concessionária.

Considerando o período de vigência deste Contrato e a necessidade de adequação dos padrões e indicadores definidos neste ANEXO, buscando atender aos requisitos de qualidade crescente demandados pela sociedade, a Concessionária se compromete a acatar qualquer alteração, através de norma de caráter geral, estabelecida pela ANEEL para estes indicadores ou outros que venham a ser implantados com seus respectivos padrões.

Assim, os critérios, indicadores, padrões e fórmulas definidores da qualidade da prestação dos serviços e penalidades pelo seu descumprimento, constantes deste ANEXO, poderão ser objeto de alteração, a qualquer tempo, a critério da ANEEL, conforme previsto no Contrato.

II- SISTEMA DE ATENDIMENTO DAS RECLAMAÇÕES DOS CONSUMIDORES

A Concessionária deverá dispor de sistemas ou mecanismos de atendimento adequados que garantam ao consumidor final acesso a esta, para apresentar suas reclamações quanto a problemas relacionados ao fornecimento de energia elétrica, sem prejuízo do emprego de outras formas de monitoramento automático da rede, a critério da Concessionária.

Deverão ser observados os critérios estabelecidos em legislação específica.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO



III – TERMINOLOGIA E DEFINIÇÕES

Visando um perfeito entendimento deste ANEXO, é adotada a seguinte terminologia:

DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

Exprime o intervalo de tempo que, em média, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica no período de apuração.

FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

Exprime o número de interrupções ocorridas, em média, em cada unidade consumidora do conjunto considerado no período de apuração.

DIC - Duração de Interrupção por Unidade Consumidora

Exprime o intervalo de tempo que em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica no período de apuração.

FIC - Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora

Exprime o número de interrupções ocorridas em que cada unidade consumidora no período de apuração.

Ocorrência

É uma anomalia no sistema elétrico que gera uma ação corretiva da Concessionária.

TMA - Tempo Médio de Atendimento

Trata-se do quociente entre a somatória dos tempos transcorridos desde o recebimento da reclamação até o restabelecimento do fornecimento, ou do término do atendimento, nos casos onde não houve interrupção de fornecimento, e o número de ocorrências no período de apuração.

Indicador

É uma representação quantificável do desempenho de um sistema físico, utilizada para a mensuração da continuidade apurada e análise comparativa com os padrões estabelecidos.

Padrão

É o valor limite de um indicador de continuidade aprovado pela ANEEL e utilizado para a análise comparativa com os indicadores de continuidade apurados.

Conjunto de Unidades Consumidoras

Qualquer agrupamento de unidades consumidoras, global ou parcial, de uma mesma área de concessão de distribuição, definido pela concessionária ou permissionária e aprovado pela ANEEL.

Nível de Tensão

É o valor da tensão eficaz medida em regime permanente de funcionamento do sistema.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL
VISTO



Interrupção

É a descontinuidade do neutro ou da tensão disponível em qualquer uma das fases de um circuito elétrico que atende a unidade consumidora.

Restabelecimento da Continuidade da Distribuição de Energia Elétrica

É o retorno da tensão em todas as fases e neutro, no ponto de entrega de energia elétrica da unidade consumidora, por tempo maior ou igual a 1 minuto.

IV – INFORMAÇÕES MÍNIMAS AOS CONSUMIDORES**DEC, FEC, DIC e FIC**

A Concessionária deverá informar, na fatura de energia elétrica de cada consumidor, os índices de continuidade, em obediência às disposições estabelecidas na Resolução ANEEL nº 024/2000.

Padrões técnicos

A Concessionária deverá disponibilizar para seus consumidores todos os padrões técnicos por esta adotados e que devam ser cumpridos pelo consumidor, podendo para isto utilizar-se de meios eletrônicos, observando que estas informações deverão ser fornecidas, em manuais impressos, quando solicitadas, e a preço acessível aos consumidores.

Tempo previsto para serviços

Para qualquer solicitação de serviço ou reclamação de consumidor a Concessionária deverá informar ao demandante o prazo previsto para verificação e/ou atendimento ao pedido, excetuando-se os casos de emergência.

Estes prazos deverão ser compatíveis com a Legislação existente.

V – ABRANGÊNCIA

Os indicadores e padrões aqui descritos deverão ser aplicados a todas as localidades atendidas pela Concessionária, independente do tipo de fornecimento, se através do sistema interligado ou de sistema isolado.

VI – INDICADORES A SEREM CONTROLADOS OU ACOMPANHADOS E PENALIDADES APLICÁVEIS

Os seguintes indicadores serão controlados e estarão sujeitos a penalidades quando da transgressão dos padrões estabelecidos: DEC, FEC, DIC, FIC, TMA, Indicadores Comerciais e Níveis de Tensão.

Os indicadores a serem acompanhados e que não estarão sujeitos a penalidades serão: Pesquisa de Opinião Pública, Segurança e Perdas de Energia Elétrica.

O controle e acompanhamento da qualidade, os procedimentos para coleta, apuração e envio de dados dos indicadores à ANEEL, bem como o tratamento das penalidades a que estará sujeita a Concessionária, serão aqueles definidos em legislação específica da ANEEL e neste Anexo.

VII – OBRIGAÇÕES ADICIONAIS DA CONCESSIONÁRIA

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO



A Concessionária deverá cumprir as seguintes obrigações adicionais visando complementar os requisitos de qualidade na prestação de serviços:

- Deixar disponível cópias da Legislação específica e deste ANEXO III do Contrato de Concessão relativos à qualidade do fornecimento de energia elétrica em todos os postos de atendimento público.
- Deixar disponível cópias do Contrato de Concessão em áreas específicas da Empresa, particularmente naquelas que tratam dos indicadores aqui relacionados.
- Realizar todas as ligações novas, obrigatoriamente, com a instalação de medição, excluindo-se casos previstos em Legislação específica.
- Fornecer ao consumidor, quando do pedido de serviços à Concessionária, protocolo com os prazos regulamentares relativos aos serviços solicitados, excetuando-se os casos de emergência.
- Informar verbalmente ao consumidor, quando o pedido de serviços for realizado via atendimento telefônico, sobre os prazos regulamentares relativos aos serviços solicitados, além de identificação do atendente e número do protocolo de atendimento, excetuando-se os casos de emergência.
- Manter o registro de reclamações dos consumidores à disposição dos interessados, num prazo máximo de 12 (doze) meses, eliminando-se, findo este prazo, as informações referentes ao primeiro mês.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL
VISTO



APÊNDICE 1
PROCEDIMENTOS PARA COLETA, APURAÇÃO E ENVIO DE DADOS DOS
INDICADORES DEC E FEC

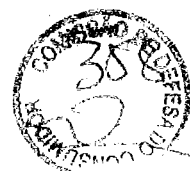
Estes procedimentos deverão respeitar as disposições estabelecidas na Resolução ANEEL nº 024/2000, ou em suas eventuais atualizações.

PADRÕES DE DEC E FEC

Os padrões a serem observados pela Concessionária deverão obedecer a um critério de evolução na melhoria dos indicadores.

Os padrões fixados para os anos de 2001 em diante são aqueles estabelecidos na Resolução ANEEL nº 566, de 22 /12/2000 .

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO



APÊNDICE 2
PROCEDIMENTOS PARA COLETA, APURAÇÃO E ENVIO DE DADOS DOS
INDICADORES DIC E FIC

Os indicadores DIC e FIC previstos neste apêndice são os estabelecidos na Resolução ANEEL nº 024/2000. Sua apuração será realizada por reclamações do próprio consumidor, ou quando solicitados pela ANEEL, ou mediante auditoria específica.

PADRÕES DE DIC E FIC

Os padrões a serem observados quanto às interrupções no fornecimento de energia elétrica a cada unidade consumidora deverão ser aqueles estabelecidos na Resolução ANEEL nº 024/2000.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL
VISTO



APÊNDICE 3

PROCEDIMENTOS PARA COLETA, APURAÇÃO E ENVIO DE DADOS DO INDICADOR TMA

A partir da assinatura do contrato, o acompanhamento deste indicador deverá ser realizado na forma e condições estabelecidas neste Apêndice.

PROCEDIMENTOS PARA A COLETA DE DADOS

Agregação

O indicador TMA deverá ser calculado para cada conjunto da área de Concessão, para cada agrupamento da Concessão, quando for o caso, e para a Concessionária como um todo.

Período de apuração do indicador TMA

O período de apuração será mensal, trimestral e anual, de acordo com o calendário civil.

Processo de coleta

A coleta de dados para o cálculo do indicador TMA deverá considerar todas as ocorrências detectadas pela área de atendimento como reclamações dos consumidores, mesmo aquelas decorrentes de reclamações de natureza improcedente, tais como: defeito interno nas instalações dos consumidores, endereço da reclamação não localizado pelas equipes de emergência, prédio fechado etc.

Não deverão ser considerados na apuração deste indicador os deslocamentos de equipes, mesmo se realizados por turnas de emergência, para:

- a) Atendimento de ocorrência em redes de iluminação pública;
- b) Deslocamentos para corte e religação de consumidores;
- c) Deslocamentos para serviços de caráter comercial (reclamação de consumo elevado, substituição de medidores, etc.).

Registro das ocorrências

É o registro do tempo de atendimento para cada ocorrência no sistema.

PROCEDIMENTOS PARA A APURAÇÃO DE TMA

A apuração do indicador TMA deverá ser efetuada obedecendo a seguinte fórmula:

$$TMA = \frac{\sum_{i=1}^n ta(i)}{n}$$

Sendo:

TMA = Tempo Médio de Atendimento, em minutos e centésimos de minutos;

ta(i) = Tempo de atendimento de cada ocorrência em minutos;

n = Número de ocorrências em cada conjunto de consumidores ou agrupamento de concessão, quando for o caso, ou da Concessionária como um todo, no período de observação.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO



Após a apuração, os dados de TMA, para cada tipo de agregação e período de observação, deverão ser organizados segundo a tabela a seguir.

Faixas	Intervalo de tempo (minutos)	Nº de ocorrências
1	0 - 30	
2	31 - 60	
3	61 - 90	
4	91 - 120	
5	121 - 150	
6	151 - 180	
7	181 - 210	
8	211 - 240	
9	241 - 270	
10	271 - 300	
11	301 - 480	
12	481 - 720	
13	> 720	

PROCEDIMENTOS PARA O ENVIO DE DADOS DO INDICADOR TMA À ANEEL

Os dados deverão ser enviados à ANEEL, ou a quem desta receber delegação expressa, nos mesmos períodos estabelecidos para os indicadores anteriores.

A forma e os meios de envio desses dados serão estabelecidos pela ANEEL.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL
VISTO



APÊNDICE 4

INDICADORES E PADRÕES DE ATENDIMENTO COMERCIAIS

Serão utilizados os indicadores individuais de qualidade do atendimento comercial, para consumidores atendidos em tensão de distribuição, conforme a Portaria nº 456 de 29/11/2000 - "Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica" e os padrões estabelecidos na tabela abaixo.

Indicador Descrição	Padrões		
	2001	2002 e 2003	2004 em diante
1. Prazo máximo para o atendimento a pedidos de ligação ou aumento de carga, quando se tratar de fornecimento em tensão primária, excluídos os dias previstos para vistoria e aprovação das instalações (3 dias úteis), se for o caso, e também nos casos de inexistência de rede de distribuição primária em frente à unidade consumidora, de necessidade de reforma ou ampliação da rede ou de inadequação das instalações do consumidor aos padrões técnicos da Concessionária.	10 dias úteis	10 dias úteis	10 dias úteis
2. Prazo máximo para o atendimento a pedidos de ligação ou aumento de carga, quando se tratar de fornecimento em tensão secundária, na área urbana, excluídos os dias previstos para vistoria e aprovação das instalações (3 dias úteis), se for o caso, e também nos casos de inexistência de rede de distribuição secundária em frente à unidade consumidora, de necessidade de reforma ou ampliação da rede, ou de inadequação das instalações do consumidor aos padrões técnicos da Concessionária.	3 dias úteis	3 dias úteis	2 dias úteis
3. Prazo máximo para o atendimento a pedidos de religação, cessado o motivo da suspensão do fornecimento e pagos os débitos, prejuízos, serviços, multas e acréscimos incidentes e após a comunicação do consumidor.	48 horas	24 horas	24 horas
4. Prazo máximo para a comunicação dos resultados dos estudos, orçamentos e projetos e informar ao consumidor, por escrito, o prazo para a conclusão das obras de distribuição em tensão secundária necessárias ao atendimento dos pedidos de ligação, ou aumento de carga, em tensão secundária, não cobertos no item 2.	30 dias úteis	25 dias úteis	20 dias úteis
5. Prazo máximo para a comunicação dos resultados dos estudos, orçamentos e projetos e informar ao consumidor, por escrito, o prazo para a conclusão das obras de distribuição em tensão primária, necessárias ao atendimento dos pedidos de ligação, ou aumento de carga, em tensão primária, não cobertos no item 1.	45 dias úteis	35 dias úteis	25 dias úteis
6. Prazo máximo para o início das obras referentes aos itens 4 e 5, após satisfeitas, pelo interessado, as condições gerais de fornecimento	45 dias úteis	35 dias úteis	25 dias úteis
7. Prazo máximo para a devolução, ao consumidor, de valores referentes a indenização por danos em aparelhos elétricos provocados por problemas na rede da CONCESSIONÁRIA, desde que comprovada a responsabilidade da Empresa por análise técnica.	30 dias úteis	25 dias úteis	20 dias úteis
8. Prazo máximo para a religação de unidades consumidoras que tenham sofrido corte indevido no fornecimento de energia elétrica, sem ônus para o consumidor.	4 horas	3 horas	3 horas

PROCURADORIA GERAL/ANEEL
VISTO



CORTE INDEVIDO DE UNIDADES CONSUMIDORAS

Nos casos específicos de corte indevido de unidades consumidoras, a Concessionária estará sujeita ao pagamento de multas à favor do consumidor afetado.

Para o cálculo do valor da multa será considerado o tempo decorrido desde o horário do início do corte de energia elétrica na unidade consumidora até o seu completo restabelecimento, de acordo com a seguinte fórmula:

$$PENALIDADE = \left(\frac{F}{730} \right) \times T \times 100$$

Onde:

F → Média dos importes líquidos das faturas de energia elétrica nos últimos 03 (três) meses da unidade consumidora;

T → Duração total do corte (horas). Tempo compreendido entre o início do corte de energia elétrica na unidade consumidora e o seu total restabelecimento.

O valor da Penalidade ficará limitado a 10 (dez) vezes ao valor médio dos importes líquidos das faturas de energia elétrica da unidade consumidora verificada nos últimos três meses.

REGISTRO DOS INDICADORES DE ATENDIMENTO COMERCIAIS

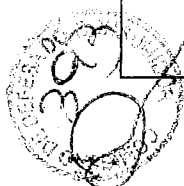
Todo o processo de atendimento aos consumidores deve estar registrado em documentos da Concessionária e deve garantir a fidelidade, a precisão e disponibilização de dados para a auditoria, pela ANEEL.

Cada solicitação dos consumidores deverá compor um processo individualizado, com registro de dados mínimos que permitam identificar claramente o solicitante e os tempos envolvidos em suas soluções. Esta contagem de tempo deverá ser feita com base diária ou horária, conforme a unidade estabelecida para o correspondente indicador.

OBSERVAÇÃO GERAL

Para a apuração dos tempos aqui previstos não deverão ser considerados os atrasos decorrentes de providências de responsabilidade do consumidor.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO



APÊNDICE 5 NÍVEIS DE TENSÃO

A tensão no ponto de entrega das unidades consumidoras será supervisionada por meio de auditorias no sistema de distribuição e do atendimento às reclamações de consumidores, implicando em processo de medição direta cujos critérios estão apresentados abaixo.

PROCEDIMENTOS PARA A VERIFICAÇÃO DAS TENSÕES

Casos de verificação dos níveis de tensão

As ocasiões em que a Concessionária deverá verificar os níveis de tensão individual de um consumidor são as seguintes:

- a) Sempre que houver uma solicitação, feita pela ANEEL, para verificação dos níveis de tensão no ponto de entrega de determinado consumidor;
- b) Sempre que houver uma solicitação, feita verbalmente ou por escrito pelo consumidor, para verificação dos níveis de tensão no correspondente ponto de entrega. A Concessionária deverá disponibilizar formulários específicos para este fim, com base no modelo apresentado no final deste Apêndice.

Nos dois casos, a Concessionária, num prazo mínimo de 48 horas antes do início da medição, deverá informar ao solicitante, para que o mesmo tenha a opção de acompanhá-la.

A Concessionária deve realizar a medição solicitada num prazo máximo de 5 (cinco) dias úteis.

Ponto de Medição

As medições de tensão deverão ser realizadas preferencialmente no ponto de entrega de energia elétrica da unidade consumidora.

Modo de Medição

A medição de tensão deverá ser efetuada por um período de 01 (um) dia a partir da assinatura do contrato até 30/06/2001, 03 (três) dias a partir de 01/07/2001 até 30/06/2002, 05 (cinco) dias a partir de 01/07/2002 até 30/06/2003 e por um período mínimo de 07 (sete) dias a partir de 01/07/2003, através de aparelhos registradores, com memória de massa, e com valores integralizados a cada 1 (um) minuto.

Havendo neutro na ligação do consumidor, deve ser realizada medição entre cada fase de ligação do consumidor e o neutro. Será considerada a medição da fase em que o resultado for mais desfavorável. Não havendo neutro, devem ser realizadas medições com todas as combinações possíveis das fases existentes, sendo também considerado o resultado mais desfavorável.

Registro das medições de tensão

A Concessionária deverá organizar registros que indiquem, quanto às solicitações de verificação de tensão motivadas por reclamações de consumidores, os seguintes dados:

- Data da solicitação;
- Nome do consumidor ou razão social;
- Ocorrências que determinaram a solicitação;
- Resultado da verificação efetuada pelo Concessionário;
- Data da informação do resultado ao consumidor;
- Providências tomadas para correção da tensão, se for o caso;
- Resultado da verificação efetuada após as providências de que trata o item anterior;

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO



Data da informação ao consumidor do resultado da verificação de que trata o item anterior.

No final deste Apêndice encontra-se modelo de formulário para tal fim.

Adequação dos valores da tensão

Quando em procedimento de verificação de tensão forem constatados valores fora dos limites adequados estabelecidos pela Portaria DNAEE 047/78, ou em sua eventual atualização, a Concessionária deverá adotar as providências que se fizerem necessárias para a correção da tensão, num prazo máximo de 90 (noventa) dias.

Nos casos constatados de níveis de tensão fora dos limites estabelecidos e que estejam provocando danos a terceiros, as providências deverão ser imediatas.

Resultados da Verificação dos Níveis de Tensão Individuais

Os resultados das medições deverão ser informados ao solicitante, com o fornecimento dos gráficos e/ou planilhas de dados emitidos pelo aparelho, se for manifestado interesse pelo mesmo.

Serão considerados fora de faixa os valores de tensão que excederem os limites adequados da Portaria DNAEE nº 047/78, em percentual do período de medição, observando-se os seguintes critérios e prazos:

1) Localidades não Rurais ou com número de consumidores superior a 1000:

- a) A partir da assinatura do contrato até 30/06/2001: 7% do período de medição;
- b) A partir de 30/06/2001: 5% do período de medição;
- c) A partir de 30/06/2002: 3% do período de medição;
- d) A partir de 30/06/2003: 1% do período de medição

2) Localidades Rurais ou com número de consumidores igual ou inferior a 1000:

- a) Até 30/06/2001: 10% do período de medição.
- b) A partir de 01/07/2001: 7% do período de medição.
- c) A partir de 01/07/2002: 5% do período de medição.
- d) A partir de 01/07/2003 em diante: 3% do período de medição.

Nos casos acima, deverão ser respeitadas as condições para adoção dos limites precários estabelecidas no item b do § 4º do art. 1º da Portaria DNAEE nº 047/78.

Para efeito da aplicação de penalidades, de acordo com a fórmula de cálculo constante do Apêndice 9, este valor de ultrapassagem, em tempo, dos valores excedidos, será considerado como Vv (valor verificado do indicador), enquanto que o limite de tempo concedido, em percentual dos valores admissíveis será considerado como Vp (valor padrão do indicador). Ou seja, a tensão não pode permanecer mais do que o limite de tempo concedido, em percentual, do tempo total da medição fora dos valores admissíveis.

Os resultados da medição de tensão na unidade consumidora, com violação dos limites adequados admissíveis pela legislação, serão considerados permanentes, para efeito de aplicação de penalidades, enquanto não for regularizado o nível de tensão e comprovada a normalização por nova medição de tensão, com o mesmo período da medição anteriormente efetuada. Se no prazo de 30 (trinta) dias estabelecido no item II do art.2º da Portaria DNAEE nº

PROCURADORIA GERAL/ANEEL
VISTO



047/78 a concessionária regularizar os níveis de tensão devidamente comprovados por novo registro, não será aplicável penalidade.

PROCEDIMENTOS PARA VERIFICAÇÃO DAS TENSÕES PARA ATENDIMENTO À AUDITORIA DA ANEEL

Formação da Amostra

A partir da assinatura do Contrato e até 31/12/2001, a Concessionária participará de projetos piloto para definição de amostra e medições experimentais de tensões em sua rede de distribuição, sob a orientação da ANEEL ou de entidades conveniadas.

Durante este período, a Concessionária deverá definir procedimentos internos, preparar banco de dados dos registros, e o que for necessário para se adequar às condições deste Apêndice.

PADRÕES DE QUALIDADE

Os padrões referentes aos níveis de tensão, tanto na tensão primária quanto na tensão secundária de distribuição, serão aqueles já estabelecidos pelas Portarias DNAEE nºs 047/78 e 04/89 ou de suas eventuais atualizações.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL
VISTO



Modelo de Formulário para Registro de Pedido de Verificação de Tensão

Nome ou logotipo da Concessionária	PEDIDO DE VERIFICAÇÃO DE TENSÃO	(Localidade)	(Nº)
		Data: / /	

1. CONSUMIDOR

Nome (ou Razão Social):		Código:
Endereço:		
		Tel. Contato:
Tipo de reclamação	Escrita ☐	Verbal ☐
		Telefone ☐
Descrição da ocorrência:		
Nome do atendente:		Visto Consumidor:

2. REFERÊNCIAS

BT ☐	Tensão de fornecimento: V	Número de fases:	Faixa adequada		Faixa precária	
			Máxima	Mínima	Máxima	Mínima
AT ☐	Tap do transformador: V					
Referência cadastral:						

3. VERIFICAÇÃO PRELIMINAR

4. MEDIÇÃO

	Hora	Dia/Mês	Dia semana
Início			
Fim			

5. RESULTADO DA ANÁLISE

Valores da tensão		Hora
Máxima		
Mínima		

6. INFORMAÇÃO AO CONSUMIDOR. ANÁLISE EFETUADA: preliminar ☐ de fornecimento ☐
Verbal ☐ Telefone ☐ a ☐ Data(*): / /
(*) Prazo de 5 dias úteis a partir da reclamação do consumidor

7. RESUMO DAS PROVIDÊNCIAS E PROGRAMAÇÃO

PROGRAMADO	REALIZADO

8. MEDIÇÃO APÓS PROVIDÊNCIAS

	Hora	Dia/Mês	Dia semana
Início			
Fim			

9. OBSERVAÇÕES

Valores da tensão		Hora
Máxima		
Mínima		

10. INFORMAÇÃO AO CONSUMIDOR

Verbal ☐ Telefone ☐ a ☐	Data: / /
(*) Prazo de 30 dias a partir da data da medição referida no item 8 acima.	



APÊNDICE 6 PESQUISA DE OPINIÃO PÚBLICA

PROCEDIMENTOS PARA A ELABORAÇÃO DA PESQUISA DE OPINIÃO PÚBLICA

A Concessionária deverá promover pesquisas de opinião pública na sua área de concessão, visando coletar dados referentes à satisfação do consumidor com relação aos seguintes parâmetros mínimos:

- continuidade do fornecimento da energia elétrica;
- qualidade do fornecimento (aspectos voltados à onda de tensão);
- qualidade do atendimento comercial;
- notificação sobre interrupções programadas;
- serviços prestados;
- qualidade da orientação quanto à segurança e uso da energia elétrica;
- qualidade da orientação sobre direitos e deveres dos consumidores;
- modicidade das tarifas;
- imagem da Concessionária.

A metodologia para a elaboração da pesquisa será de responsabilidade da Concessionária, devendo ser promovida, pelo menos, uma avaliação anual.

As avaliações dos três primeiros anos serão utilizadas para a formação dos padrões a serem cumpridos pela Concessionária.

Os resultados obtidos, bem como a documentação da pesquisa, deverão ser disponibilizados pela Concessionária por 3 (três) anos, para consulta e auditoria da ANEEL.

Os resultados finais de cada pesquisa deverão ser enviados à ANEEL até 15 (quinze) dias da conclusão dos trabalhos.

Para todos os consumidores com carga igual ou superior a 3 MW, em qualquer nível de tensão e posto horário, a Concessionária deverá avaliar, adicionalmente, por meio de questionários específicos e individuais, as seguintes informações:

- Frequência e duração das interrupções menores que três minutos;
- Conformidade – Nível de tensão, variação de tensão, conteúdo harmônico, depressão de tensão (voltage sag);

Estes resultados não são passíveis de penalidade, servindo tão somente para complementar a avaliação qualitativa do desempenho empresarial.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO



APÊNDICE 7 PERDAS

PROCEDIMENTOS PARA O CONTROLE DAS PERDAS DE ENERGIA

A Concessionária deverá acompanhar, sistematicamente, os níveis de perdas elétricas nos vários segmentos do sistema elétrico, visando orientar seus investimentos para onde a redução destas perdas sejam economicamente viáveis.

Apuração das Perdas

Através do balanço de energia efetuado a partir das informações sobre a energia fornecida às unidades consumidoras finais, energia adquirida da Concessionária supridora e energia gerada em usinas próprias, será determinado o percentual total de perdas elétricas da Concessionária.

Neste percentual de perdas estão incluídas as perdas técnicas acrescidas das perdas comerciais (fraudes de energia, consumidores sem medição, etc).

As Perdas Globais de Energia (técnicas + comerciais) deverão ser obtidas pela seguinte fórmula:

$$PG (\%) = \left(1 - \frac{CI + EV}{EC + EG} \right) \times 100$$

Sendo:

- PG = Perdas totais de energia durante o período considerado, em %;
- CI = Consumo Interno da Concessionária (MWh);
- EV = Montante da energia medida vendida à outras Empresas e ao seu mercado próprio (MWh);
- EC = Energia comprada (MWh);
- EG = Energia de geração própria (MWh).

A partir da assinatura deste contrato, a Concessionária informará à ANEEL, mensalmente, até o 30º (trigésimo) dia do mês subsequente ao de apuração, as perdas globais, estimando as parcelas referentes às perdas técnicas e comerciais.

A metodologia de estimativa destas perdas técnicas e comerciais deverá ser informada à ANEEL, sendo que qualquer alteração na mesma deverá ser submetida a esta Agência, antes de sua implementação.

Utilização dos Dados Informados

Os valores obtidos poderão ser utilizados pela ANEEL como subsídio no processo de revisão contratual previsto, já que estas perdas elétricas são consideradas no cálculo das tarifas a serem aplicadas pela Concessionária.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO

**APÊNDICE 8
SEGURANÇA**

A Concessionária deverá manter acompanhamento dos seguintes indicadores de segurança de trabalho e de suas instalações:

- Taxa de frequência de acidentes do trabalho;
- Taxa de gravidade de acidentes do trabalho;
- Número de acidentes com terceiros envolvendo a rede elétrica e demais instalações da Concessionária;
- Total de indenizações pagas em decorrência de acidentes;
- Número de pedidos de indenização por queima de aparelhos e indenizações efetivamente pagas pela Concessionária.

Os dados referentes a estes indicadores só deverão ser enviados à ANEEL quando solicitados, devendo ser objeto de relatório de acompanhamento estatístico e estar disponíveis para auditoria da ANEEL, a qualquer tempo.

Estas informações servirão apenas como indicadores do grau de excelência dos serviços prestados, não implicando em qualquer tipo de penalidade à Concessionária.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL
VISTO



**APÊNDICE 9
PENALIDADES**

Quando transgredidos os padrões estabelecidos para os indicadores controlados, DEC, FEC, DIC e FIC, serão aplicadas penalidades à Concessionária de acordo com critérios e fórmulas estabelecidas na Resolução ANEEL nº 024/2000.

Quando transgredidos os padrões estabelecidos para indicadores controlados, Níveis de Tensão, Padrões de Atendimento Comercial e TMA serão aplicadas penalidades à Concessionária, considerando-se o seguinte critério:

Níveis de Tensão e Padrões de Atendimento Comerciais	Fato gerador:	Violação de padrão de qualidade que afete um único consumidor.
	Penalidade:	A Concessionária deverá pagar multa específica ao consumidor afetado, no prazo máximo de 30 (trinta) dias úteis, a contar da data da constatação da transgressão, podendo, a critério do consumidor, ser creditada em conta de fornecimento de energia elétrica futura.
TMA	Fato Gerador:	Violação de padrão de qualidade que afete um grupo de consumidores.
	Penalidade:	Quando se tratar de violação de padrão de qualidade de produto ou serviço, a Concessionária recolherá à UNIÃO multa específica conforme procedimentos definidos na Resolução ANEEL nº 318, de 06/10/98, ou de suas eventuais atualizações.

No caso de transgressão de Níveis de Tensão e padrões comerciais deverá ser utilizada a seguinte fórmula:

$$Penalidade = \left(\frac{F}{730} \right) \times \left(\frac{V_v}{V_p} \right) \times 100$$

Sendo:

- V_v = Valor verificado do indicador;
V_p = Valor padrão do indicador;
F = Média dos importes líquidos ou estimados de energia nos últimos 03 (três) meses (da aplicação da multa), no caso de indicador individual, ou média do faturamento do conjunto de consumidores, no mesmo período, quando o indicador for coletivo.

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO



Aplicação

A violação dos padrões técnicos e comerciais estabelecidos neste ANEXO sujeitam a Concessionária ao pagamento de multas, conforme aqui disposto e/ou em Resolução específica da ANEEL, excluindo-se os referidos nos Apêndices 6, 7 e 8 (indicadores para acompanhamento).

Para sua efetiva aplicação, as seguintes abordagens deverão ser contempladas:

1. Para os Indicadores: Níveis de Tensão e Padrões Comerciais

A aplicação será imediata, em favor dos consumidores afetados, até o limite máximo correspondente a 10 (dez) vezes o valor médio do importe líquido da fatura mensal do consumidor nos últimos doze meses, ou do importe estimado, prevalecendo para aplicação os valores gerais que vierem a ser estabelecidos em Resolução específica.

2. Para os indicadores: DEC, FEC, DIC e FIC

Deverão ser observados os critérios e fórmulas estabelecidos em Resolução específica da ANEEL.

Exemplos de aplicação de penalidades:**Exemplo 1 – Nível de Tensão**

Dados de entrada:

- Período de medição = 7 dias (168 horas);

- A base de cálculo de aplicação de penalidade será mensal = 730 hs

$F \rightarrow$ (importe líquido médio mensal dos últimos três meses da unidade consumidora) = R\$ 120,00;

$V_p = 7\%$ (tempo de ultrapassagem permitida) x 168 horas = 11,76 horas;

$V_v = \%$ do tempo, superior a 1%, que a tensão permaneceu fora dos limites admissíveis.

$V_v = 10\% \times 168 = 16,8$ horas;

Aplicando-se a fórmula:

$$Penalidade = \left(\frac{F}{730} \right) \times \left(\frac{V_v}{V_p} \right) \times 100$$

Penalidade = R\$ 23,48 a favor do consumidor.

Exemplo 2 – Padrões Comerciais

PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO



Descrição	Padrão	Valor Verificado
1. Prazo máximo para o atendimento a pedidos de ligação, quando se tratar de fornecimento em tensão primária, excluídos os casos de inexistência de rede de distribuição em frente à unidade consumidora a ser ligada, de necessidade de reforma ou ampliação da rede ou de inadequação das instalações do consumidor aos padrões técnicos da CONCESSIONÁRIA.	15 dias úteis	20 dias úteis

Dados de entrada:

Importe Líquido Médio Estimado Mensal do Consumidor (R\$) = R\$ 10.000,00

Aplicando-se a fórmula:

$$Penalidade = \left(\frac{F}{730} \right) \times \left(\frac{V_v}{V_p} \right) \times 100$$

Penalidade = R\$ 1.826,48 a favor do Consumidor



PROCURADORIA GERAL/ANEEL VISTO

TC – 031.039/2008-6 (com 2 anexos)

Natureza do processo: Solicitação do Congresso Nacional.

Assunto: Fiscalização dos reajustes das tarifas de energia elétrica da Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, da Companhia Energética do Piauí – CEPISA, da Companhia Energética de Alagoas – CEAL e da ENERGISA Paraíba – Distribuidora de Energia S/A.

Entidade: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Interessado: Comissão de Defesa do Consumidor.

Responsável: Nelson Hubner, Diretor-Geral da ANEEL.

Trata-se de Proposta de Fiscalização e Controle nº 52/2008 da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados (fls. 2-14), encaminhada pelo Of. Pres. nº 509/08 (fl. 1), que requer ao TCU fiscalizar a autorização de reajuste das tarifas das seguintes concessionárias: Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, Companhia Energética do Piauí – CEPISA, Companhia Energética de Alagoas – CEAL e ENERGISA Paraíba – Distribuidora de Energia S/A.

2. Conforme determinação exarada pelo Acórdão nº 2.028/09-P, foram coletadas as seguintes informações dos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica em questão:

Concessionária	Duração ¹	Termo inicial	Termo final ¹	Equilíbrio econômico-financeiro
CEMAR	30 anos	11/08/2000	10/08/2030	Mantido pelas tarifas indicadas no contrato, em conjunto com as regras de reajuste e revisão descritas no contrato.
CEPISA	15 anos e 145 dias	12/02/2001	07/07/2015	
CEAL	15 anos e 145 dias	12/02/2001	07/07/2015	
ENERGISA Paraíba	30 anos	21/03/2001	20/03/2031	

¹ Ressalta-se que, a critério exclusivo da ANEEL, os contratos de concessão da CEPISA e da CEAL poderão ser prorrogados pelo período de até vinte anos, e os da CEMAR e ENERGISA Paraíba por até 30 anos, de acordo com o que dispõe o § 3º do art. 4º da Lei nº 9.074/95 e o art. 2º da Lei nº 9.427/95, mediante requerimento das concessionárias, nos termos da Cláusula Terceira dos contratos de concessão.

3. Ainda com fulcro no Acórdão nº 2.028/09-P, propõe-se encaminhar à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, por intermédio da Assessoria Parlamentar desta



Corte de Contas (ASPAR), as informações constantes nessa instrução e as cópias dos referidos contratos de concessão.

À consideração superior,

SEFID, 1ª Diretoria Técnica em 07/10/2009.

[Assinatura]
DAI FERREIRA GOMES BARRETO
ACE, Mat. 7748-8

DE ACORDO,
À CONSIDERAÇÃO SUPERIOR

SEFID, 1ª Diretoria Técnica, em 07/10/09

[Assinatura]
Marcelo Barros Gomes
Diretor

De acordo.

Expos-se comunicação à ASPAR/TCU encaminhando cópia dos contratos de concessão de energia elétrica (CUMAR, CEPISA, CEAL e ENERGISA PARAIBA) para posterior encaminhamento à Comissão de Defesa do Consumidor da CD. Encaminhando-se, ainda, cópia da presente instrução. Tudo em conformidade com o item 9.7 do Acórdão nº 2.028/2009 TCU - MEMÓRIA. Posteriormente, retornam os autos à 1DT/SEFID.

SEFID, em 13/10/2009.

[Assinatura]
Secretaria de Fiscalização de Desestatização





CÂMARA DOS DEPUTADOS

COMISSÃO DE DEFESA DO CONSUMIDOR

DESIGNAÇÃO DE RELATOR

Designo relator da seguinte proposição o senhor Deputado **Walter Ihoshi**:

PFC 52/2008 - do Sr. Vital do Rêgo Filho - que "Propõe que o Tribunal de Contas da União fiscalize a Agência Nacional de Energia Elétrica para fiscalizar a autorização de reajuste das tarifas das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A (antiga Saelpa). "

Em 02 de março de 2011


Deputado **ROBERTO SANTIAGO**
Presidente





CÂMARA DOS DEPUTADOS

COMISSÃO DE FISCALIZAÇÃO FINANCEIRA E CONTROLE

PROPOSTA DE FISCALIZAÇÃO E CONTROLE Nº 52, de 2008

RELATÓRIO FINAL

Propõe que o Tribunal de Contas da União fiscalize a Agência Nacional de Energia Elétrica para fiscalizar a autorização de reajuste das tarifas das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba – Distribuidora de Energia S/A (antiga Saelpa).

Autor: Deputado Vital do Rêgo Filho

Relator: Deputado Walter Ihoshi

1 – RELATÓRIO

O Excelentíssimo Sr. Deputado Vital do Rêgo Filho (PMDB/PB) apresentou à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados Requerimento para que fossem adotadas as medidas necessárias para realizar ato de Fiscalização e Controle com a finalidade de que sejam apuradas as concessões de reajuste das tarifas de energia elétrica, por parte da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e, em especial, no ano de 2008, da Energisa Paraíba – Distribuidora de Energia S/A (antiga Saelpa), no Estado da Paraíba.

De acordo com o Autor, as empresas concessionárias de serviços de Energia Elétrica têm sido alvo de denúncias por abusos cometidos contra os consumidores, seja por má qualidade na prestação dos serviços, seja por aumento descontrolado de tarifas. A Agência Nacional de Energia Elétrica, em reunião realizada no dia 26/06/08, autorizou, no Estado da Paraíba, o aumento das tarifas de energia elétrica em até 15,33%. Por esta razão, argumenta o autor, faz-se necessária a presente fiscalização a fim de se averiguar a ocorrência de excessiva majoração nas taxas deste importante serviço de utilidade pública.

Classificou-se e numerou-se o Requerimento como Proposta de Fiscalização e Controle nº 52, de 2008, sendo este posteriormente remetido a esta Comissão juntamente com os esclarecimentos obtidos pelo Autor por meio



BDF7A87F59



CÂMARA DOS DEPUTADOS

COMISSÃO DE FISCALIZAÇÃO FINANCEIRA E CONTROLE

de audiência pública, com os Diretores da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e auditorias realizadas pelo Tribunal de Contas da União junto aos envolvidos nas denúncias.

2 – O DESENROLAR DA PFC

O Requerimento do ilustre Autor é datado de 28 de agosto de 2008.

Em 05 de novembro de 2008, este Relator apresentou o Relatório Prévio sobre esta fiscalização, com as modificações sugeridas pelo nobre Deputado Celso Russomanno, aprovado na reunião desta Comissão realizada no mesmo dia, sendo este, junto a uma cópia desta PFC, encaminhado ao Tribunal de Contas da União para as providências cabíveis, por meio do Ofício Presidência nº 509/08, de 15 de novembro de 2008.

Por meio do Aviso nº 1221-GP/TCU remetido a esta Comissão em 24/11/2008, o TCU registrou o recebimento do Ofício nº 509/08, informando que a presente Proposta de Fiscalização Financeira foi autuada no TCU como processo nº TC – 031.039/2008-6, sendo remetido à Unidade Técnica competente para as providências pertinentes.

Em 01º de julho de 2009, o Tribunal de Contas da União remeteu à Comissão de Defesa do Consumidor o Aviso nº 863-Seses-TCU-Plenário, encaminhando cópia do Acórdão proferido nos autos do processo nº TC 031.039/2008-6, pelo Plenário daquela Corte na Sessão Ordinária de 1º/07/2009, acompanhado do Relatório e do Voto que o fundamentam.

No dia 01º de julho de 2009, o Tribunal de Contas da União remeteu ainda à Comissão de Defesa do Consumidor o Aviso nº 867-Seses-TCU-Plenário, encaminhando, para conhecimento, cópia do Acórdão proferido nos autos do processo nº TC 031.038/2008-9 pelo Plenário daquela Corte na Sessão Ordinária de 1º/07/2009, acompanhado do Relatório e do Voto que o fundamentam. Tratou-se ali de solicitação de fiscalização do reajuste das tarifas das distribuidoras Boa Vista Energia S.A. (Bovesa) e Companhia Energética de Roraima (CER).

Em 02 de setembro de 2009, o Tribunal de Contas da União enviou à Comissão de Defesa do Consumidor o Aviso nº 1025-Seses-TCU-Plenário, encaminhando cópia do Acórdão proferido nos autos do processo nº TC 031.039/2008-6, acompanhado do Relatório e do Voto que o fundamentam, bem como dos relatórios e votos dos Acórdãos relacionados no item 9.3 desta deliberação.

Em 11 de setembro de 2009, a Sra. Presidente da Comissão de Defesa do Consumidor, Deputada Ana Arraes, por meio dos Ofícios nº 267/09-CDC-Pres, nº 270/09-CDC-Pres, nº 268/09/CDC-Pres, nº 269/09-CDC-Pres e nº 266/09-CDC-Pres, encaminhou aos Deputados Vital do Rêgo Filho, Ciro



BDF7A87F59



CÂMARA DOS DEPUTADOS

COMISSÃO DE FISCALIZAÇÃO FINANCEIRA E CONTROLE

Nogueira, Elizeu Aguiar, Wellington Roberto e a este Relator cópias do Aviso nº 1025-Seses-TCU-Plenário, contendo cópia do Acórdão proferido pelo Tribunal de Contas da União, em Sessão Ordinária de 02.09.09, acompanhado do Relatório e Voto que o fundamentam.

Em 3 de novembro de 2009, a Comissão de Defesa do Consumidor, por meio do Ofício Sec. Nº 238/2009, encaminhou a PFC nº 52/2008 a este Relator, com solicitação de elaboração do relatório final, nos termos do art. 60, IV, do RICD.

Em 3 de novembro de 2009, o Tribunal de Contas da União, por meio do Memorando nº 74/2009-SEFID, encaminhou ao Sr. Chefe de Assessoria Parlamentar, cópia dos Contratos de Concessão das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba – Distribuidora de Energia S.A. e instrução da Unidade Técnica, em cumprimento ao item 9.7, do Acórdão nº 2028/2009-TCU-Plenário, de 02/09/2009, proferido nos autos do processo nº TC 031.039/2008-6.

Cabe, agora, a este Relator apresentar as conclusões e propostas de encaminhamento resultantes dos fatos apurados neste procedimento de fiscalização.

3 – A EXECUÇÃO DA PFC E AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS

O Relatório Prévio aprovado em 05 de novembro de 2008 apresenta os seguintes “Plano de Execução e Metodologia de Avaliação”:

I – 5 PLANO DE EXECUÇÃO E METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO

“O Plano de Execução da proposta de fiscalização compreende as seguintes etapas:

1. Realização de reuniões de audiências públicas com representantes da ANEEL envolvidos com a questão, tais como o Diretor-Presidente da Agência, Jerson Kelman, e a Diretora Joísa Companher Dutra Saraiva.
2. Solicitação ao Tribunal de Contas da União de trabalhos fiscalizatórios, a partir de 2007, inclusive



BDF7A87F59



CÂMARA DOS DEPUTADOS

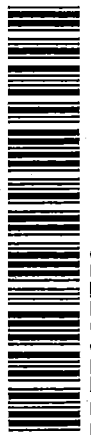
COMISSÃO DE FISCALIZAÇÃO FINANCEIRA E CONTROLE

relativos ao tema objeto desta PFC, bem como providências ou informações previstas no art. 71, IV e VII, da Constituição Federal, além do envio de informações com relação aos seguintes quesitos:

- a) exame dos parâmetros componentes do índice de reajuste e sua conformidade;
 - b) adequação dos índices contratuais utilizados, tais como IGP-M, para reajustar tarifas de energia elétrica;
 - c) dados dos contratos tais como duração, termos inicial e final, e equilíbrio econômico-financeiro;
 - d) alternativas legais ou contratuais que possibilitem novos pactos entre as partes;
 - e) realização de oitivas;
 - f) requisição de documentos públicos.
3. Apresentação, discussão e votação do relatório final desta PFC;
 4. Encaminhamento dos resultados e conclusões desta PFC nos termos do art. 37 do Regimento Interno da Câmara dos Deputados."

Em 1º de julho de 2009, o Excelentíssimo Sr. Presidente do Tribunal de Contas da União, Sr. Ubiratan Aguiar, enviou à Sra. Presidente da Comissão de Defesa do Consumidor o Aviso nº 863-Seses-TCU-Plenário, encaminhando, em atenção a esta PFC, cópia do Acórdão proferido nos autos do processo nº TC 031.039/2008-6 pelo Plenário daquela Corte na Sessão Ordinária de 1º/7/2009, acompanhado do Relatório e Voto que o fundamentam.

Esclareceu-se, nesta deliberação, que a análise empreendida pela Secretaria de Fiscalização de Desestatização – SEFID nos processos de reajuste tarifário de 2008 das concessionárias Cemar, Cepisa e Ceal concluiu que os cálculos estão em conformidade com a metodologia em vigor. Não obstante, a unidade técnica observou que a ANEEL conduziu de forma irregular a definição das perdas das concessionárias em questão, contrariando as metas definidas na Nota Técnica 256/2005, 187/2005 e 189/2005 da SER/ANEEL e o art. 6º, §1º, da Lei nº 8.987/95, sendo necessário que a ANEEL ajuste as perdas elétricas da Cemar, da Cepisa e da Ceal, no período 2005-2008, e os respectivos efeitos financeiros para os consumidores.



BDF7A87F59



CÂMARA DOS DEPUTADOS

COMISSÃO DE FISCALIZAÇÃO FINANCEIRA E CONTROLE

Tendo em vista eventuais prejuízos às concessionárias Cemar, Cepisa e Ceal decorrentes da redefinição das perdas das concessionárias, a unidade técnica promoveu a oitiva das citadas empresas, cujas respostas ainda não haviam sido apresentadas àquela Corte. Por esta razão, solicitou-se, com fulcro no § 2º do art. 15 da Resolução TCU nº 215/2008, a prorrogação por 90 dias do prazo para atendimento desta proposta de fiscalização.

Depois de realizada a oitiva das empresas, diligenciou-se à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para que enviasse àquele Tribunal as planilhas de cálculo, os relatórios e os votos que embasaram os processos de reajuste conduzidos pelo ente regulador. Ao final das análises de auditoria, o Plenário daquela Corte aprovou o Acórdão nº 2028/2009-TCU-Plenário, de 02/09/2009, que apresenta esclarecimentos e estabelece providências a serem tomadas pela ANEEL.

As informações encaminhadas pelo Tribunal de Contas da União alcançaram os objetivos pretendidos por esta proposta de fiscalização e controle. Os procedimentos e cálculos adotados no reajuste tarifário das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba – Distribuidora de Energia S.A. são aderentes à fórmula paramétrica presente nos seus contratos de concessão, mas sofrem do problema de “falta de neutralidade da Parcela A”, causando ganhos indevidos para as distribuidoras. Aquela Corte esclarece, no entanto, que a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em conjunto com o Ministério de Minas e Energia, já está adotando as medidas necessárias para correção do referido problema.

Face à sua relevância para esta proposta de fiscalização, segue o Acórdão nº 2028/2009 com as determinações e recomendações:

“Acórdão nº 2028/2009-TCU-Plenário

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de Solicitação de Fiscalização os atos que autorizaram o reajuste de tarifas das distribuidoras Companhia Energética do Maranhão (Cemar), Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética do Alagoas (Ceal) e Energisa Paraíba – Distribuidora de Energia S.A., formulados pela Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados;

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

9.1. conhecer da presente solicitação, nos termos do artigo 66, inciso IV, da Resolução TCU nº 191/2006;

9.2. prestar à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados os seguintes esclarecimentos:

9.2.1. nos reajustes tarifários da Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, da Companhia Energética do Piauí – CEPISA, da Companhia Energética de



BDF7A87F59



CÂMARA DOS DEPUTADOS

COMISSÃO DE FISCALIZAÇÃO FINANCEIRA E CONTROLE

Alagoas – CEAL e da ENERGISA Paraíba – Distribuidora de Energia S/A, os procedimentos e cálculos adotados são aderentes à fórmula paramétrica presente nos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica;

9.2.2. entretanto, a metodologia de reajuste tarifário utilizada nesses processos também sofre do problema de “falta de neutralidade da Parcela A”, causando ganhos indevidos para as distribuidoras que deveriam ser repassadas para o consumidor, problema identificado também em outras concessionárias de energia elétrica;

9.2.3. a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em conjunto com o Ministério de Minas e Energia – MME, está adotando as medidas necessárias para correção do referido problema e o TCU está acompanhando as decisões e as soluções tomadas pela Agência e pelo MME, no âmbito do Processo TC – 021.975/2007-0;

9.2.4. a utilização de um ou outro índice contratual de reajuste pode apresentar vantagens e desvantagens, competindo ao ente regulador fazer a escolha que julgar mais apropriada para atingir os objetivos regulatórios do setor;

9.2.5. conclusões precisas sobre a adequação dos índices contratuais utilizados requerem rigor científico que foge ao escopo desta fiscalização, neste sentido, sugere-se solicitar ao Instituto de Pesquisas Econômicas Aplicadas (IPEA) ou à Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda (SEAE) trabalhos específicos e aprofundados sobre esse tema;

9.2.6. as alterações contratuais sobre cláusulas econômico-financeiras requererão anuência das concessionárias e deverão ser propostas pelo Poder Concedente, contudo, é possível o aprimoramento metodológico do reajuste tarifário anual por meio de outros mecanismos, como a alteração na metodologia da CVA proposta pela ANEEL;

9.2.7. foram feitas oitivas da CELPE e da CEMIG, no âmbito do TC – 021.975/2007-0, e diligências à CEMAR, à CEPISA e à CEAL, no âmbito do TC – 031.039/2008-6;

9.3. encaminhar à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, cópia dos relatórios e votos dos seguintes trabalhos fiscalizatórios no setor de distribuição de energia elétrica realizados:

9.3.1. Acórdão nº 2.428/02 – 2ª Câmara, que trata de possíveis irregularidades no cálculo das tarifas de energia elétrica da Empresa Energética do Mato Grosso do Sul (Enersul);

9.3.2. Acórdão nº 2.210/08-P e Acórdão nº 2.544/08, que tratam de solicitação de auditoria nos reajustes tarifários da CELPE e da CEMIG;

9.3.3. Acórdão nº 2.211/08-P, que trata de auditoria operacional realizada na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com a finalidade de avaliar o impacto das perdas elétricas no sistema elétrico brasileiro;

9.3.4. Acórdão nº 1.103/08-P, que cuida do segundo monitoramento, realizado pela SEFID, das recomendações proferidas ao Ministério de Minas e Energia, por meio dos Acórdãos nº 344/2003-P e nº 59/2005-P, sobre a verificação se os critérios de implementação da tarifa social beneficiam efetivamente as famílias de baixa renda;



BDF7A87F59



CÂMARA DOS DEPUTADOS

COMISSÃO DE FISCALIZAÇÃO FINANCEIRA E CONTROLE

9.3.5. Acórdão nº 1.630/08-P, que trata de cobrança indevida de energia elétrica não fornecida pela Companhia Energética da Bahia (COELBA);

9.3.6. Acórdão nº 2.379/08-P, que cuida do acompanhamento do processo de revisão tarifária (2º ciclo) da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo;

9.3.7. Acórdão nº 2.542/08-P, que cuida do acompanhamento do processo de revisão tarifária (2º ciclo) da Companhia Energética do Ceará (COELCE);

9.3.8. Acórdão nº 1.430/09-P, exarado nestes autos;

9.4. no intuito de garantir a aplicação das metas definidas pelo regulador nas Notas Técnicas nº 256/2005, nº 187/2005 e nº 189/2005 da SER/ANEEL e o cumprimento dos princípios da modicidade tarifária e da eficiência positivados pelo art. 6º, § 1º, da Lei nº 8.987/95, recomendar à ANEEL que:

9.4.1. ajuste as perdas elétricas da Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, da Companhia Energética do Piauí – CEPISA, da Companhia Energética de Alagoas – CEAL, no período 2005-2008, considerando os respectivos efeitos financeiros para os consumidores e observando que:

9.4.1.1. os valores provisórios das perdas técnicas devem ser atualizados com os resultados definitivos calculados pela Agência e o que foi pago a maior pelos consumidores deve ser restituído;

9.4.1.2. as metas inicialmente definidas nas revisões tarifárias de 2005 para as perdas comerciais não devem ser alteradas, com base em uma menor perda não técnica que não decorre de maior eficiência da concessionária;

9.4.1.3. as perdas comerciais devem seguir uma trajetória decrescente anualmente;

9.5. avalie se as irregularidades constatadas na definição das perdas das concessionárias referidas no item "9.4.1." aconteceram em todas as outras que passaram por processo de reajuste durante o primeiro ciclo tarifário e, caso positivo, adote as medidas necessárias para sua correção, considerando os respectivos efeitos financeiros para os consumidores;

9.6. determinar à ANEEL que se manifeste no prazo de trinta dias quanto ao acolhimento, ou não, das recomendações ora exaradas, eventuais encaminhamentos e resultados;

9.7. determinar à SEFID que, no prazo de 30 dias, colha os dados dos contratos, tais como duração, termo inicial e final e equilíbrio econômico-financeiro – conforme solicitou a Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados – e as encaminhe à citada Comissão, por intermédio da Assessoria Parlamentar desta Corte de Contas;

9.8. remeter cópias do Acórdão, bem como do Relatório e do Voto, à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados; à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL; ao Ministério de Minas e Energia – MME; à Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, à Companhia Energética do Piauí – CEPISA, à Companhia Energética de Alagoas – CEAL e à ENERGISA Paraíba – Distribuidora de Energia S/A;



BDF7A87F59



CÂMARA DOS DEPUTADOS

COMISSÃO DE FISCALIZAÇÃO FINANCEIRA E CONTROLE

9.9. declarar integralmente atendida a presente solicitação, com fulcro no art. 14, inciso IV, c/c art. 17, inciso II, da Resolução – TCU nº 215/2008;

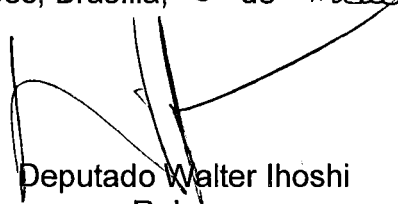
9.10. arquivar os autos.”

Em 03 de novembro de 2009, o Sr. Secretário de Fiscalização e Desestatização, por meio do Memorando nº 74/2009 – SEFID, encaminhou ao Senhor Chefe de Assessoria Parlamentar cópia dos contratos de Concessão e instrução da Unidade Técnica com informações complementares quanto à duração, termo inicial, termo final e equilíbrio econômico-financeiro, em atendimento ao quesito 2.C do Plano de Execução do Relatório Prévio desta proposta de fiscalização financeira e ao item 9.7. do Acórdão nº 2.028/2009.

4 – VOTO

Pelos motivos expostos, e nos termos do artigo 37 do Regimento Interno da Câmara dos Deputados, VOTO pelo encaminhamento dos documentos que compõem esta PFC ao Ministério de Minas e Energia e à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, para adotar as medidas saneadoras de caráter disciplinador e administrativo decorrentes das falhas apontadas pelo TCU nas auditorias realizadas por solicitação desta Comissão nesta PFC.

Sala das Sessões, Brasília, 30 de maio de 2011.


Deputado Walter Ihoshi
Relator



BDF7A87F59



CÂMARA DOS DEPUTADOS

COMISSÃO DE DEFESA DO CONSUMIDOR**PROPOSTA DE FISCALIZAÇÃO E CONTROLE Nº 52, DE 2008****III - PARECER DA COMISSÃO**

A Comissão de Defesa do Consumidor, em reunião ordinária realizada hoje, opinou pelo encaminhamento dos autos da Proposta de Fiscalização e Controle nº 52/2008 ao Ministério de Minas e Energia e à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, para adotar as medidas saneadoras de caráter disciplinador e administrativo decorrentes das falhas apontadas pelo TCU nas auditorias realizadas por solicitação desta Comissão.

Estiveram presentes os Senhores Deputados Roberto Santiago - Presidente, César Halum, Ricardo Izar e Wolney Queiroz - Vice-Presidentes, Ana Arraes, Chico Lopes, Deley, Eli Correa Filho, Gean Loureiro, Iracema Portella, José Carlos Araújo, Lauriete, Nelson Marquezelli, Otoniel Lima, Raimundão, Reguffe, Walter Ihoshi, Carlinhos Almeida e Dr. Francisco Araújo.

Sala da Comissão, em 8 de junho de 2011.



Deputado ROBERTO SANTIAGO
Presidente