



CÂMARA DOS DEPUTADOS

COMISSÃO PARLAMENTAR DE INQUÉRITO DESTINADA A INVESTIGAR A FORMAÇÃO DOS VALORES DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL, A ATUAÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) NA AUTORIZAÇÃO DOS REAJUSTES E REPOSITIONAMENTOS TARIFÁRIOS A TÍTULO DE REEQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO E ESCLARECER OS MOTIVOS PELOS QUAIS A TARIFA MÉDIA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL SER MAIOR DO QUE EM NAÇÕES DO CHAMADO G7, GRUPO DOS 7 PAÍSES MAIS DESENVOLVIDOS DO MUNDO. (CPI – TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA)

RELATÓRIO FINAL

Presidente: Deputado Eduardo da Fonte

Relator: Deputado Alexandre Santos

Brasília

Novembro de 2009

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO.....	4
INTRODUÇÃO	8
1 INSTITUIÇÃO E ATIVIDADES DA CPI.....	12
1.1 CONSTITUIÇÃO E FINALIDADE	12
1.2 REQUERIMENTO DE INSTITUIÇÃO N° 11, DE 2008	12
1.3 ATOS DA PRESIDÊNCIA.....	18
1.4 COMPOSIÇÃO E MEMBROS	20
1.5 RELAÇÃO DE REQUERIMENTOS PROTOCOLADOS.....	21
1.6 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS	34
1.6.1 AUDIÊNCIAS PÚBLICAS	34
2 PANORAMA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	45
2.1 BREVE HISTÓRICO RECENTE DO SETOR	46
2.1.1 AS BASES PARA A REFORMA DO MODELO	49
2.1.1.1 A AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA.....	50
2.1.1.2 O OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO	58
2.1.1.3 O MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA	59
2.1.1.4 O PROCESSO DE PRIVATIZAÇÃO DAS EMPRESAS DO SETOR.....	60
2.2 CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA ELÉTRICO	62
2.2.1 GERAÇÃO	65
2.2.2 TRANSMISSÃO	68
2.2.3 DISTRIBUIÇÃO	70
2.3 O NOVO MODELO DO SETOR	79
2.4 CARACTERÍSTICAS DO MODELO MERCANTIL DO SETOR	84
2.4.1 OS AMBIENTES DE COMERCIALIZAÇÃO	85
2.4.2 OS LEILÕES DE ENERGIA	86
2.4.3 O MERCADO LIVRE	88
2.5 CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO.....	92
2.5.1 OS CONTRATOS DE CONCESSÃO	96
2.5.2 O TÉRMINO DO PRAZO DAS CONCESSÕES A PARTIR DE 2015	101
3 AS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	105
3.1 METODOLOGIAS DE CÁLCULO DE TARIFAS	106
3.1.1 O REGIME DE TARIFA PELO CUSTO DO SERVIÇO	107
3.1.2 O REGIME DE TARIFA PELO PREÇO-TETO (PRICE CAP)	111
3.1.3 REVISÕES E REAJUSTES TARIFÁRIOS	113
3.1.3.1 COMPRA DE ENERGIA.....	115
3.1.3.2 TRANSPORTE DE ENERGIA.....	117
3.1.3.3 ENCARGOS SETORIAIS.....	118
3.1.3.4 CUSTOS OPERACIONAIS.....	120
3.1.3.5 REMUNERAÇÃO DOS INVESTIMENTOS.....	121
3.1.3.6 QUOTA DE REINTEGRAÇÃO	122
3.1.3.7 REMUNERAÇÃO DE CAPITAL	122
3.2 FATOR X.....	123
3.3 VISÃO GERAL DA METODOLOGIA DE CÁLCULO TARIFÁRIO	124
3.4 EVOLUÇÃO TARIFÁRIA NO BRASIL.....	130
3.5 ENCARGOS NAS CONTAS DE ENERGIA ELÉTRICA	139
3.5.1 CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS – CCC.....	139
3.5.2 CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO - CDE.....	143
3.5.3 PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA – PROINFA	
146	
3.5.4 ENCARGO DE SERVIÇOS DE SISTEMA - ESS	147

3.5.5	ENCARGO DE CAPACIDADE EMERGENCIAL - ECE E ENCARGO DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EMERGENCIAL – EAE.....	154
3.5.6	RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO – RGR	157
3.5.7	TAXA DE FISCALIZAÇÃO DE SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA – TFSEE	158
3.5.8	PESQUISA E DESENVOLVIMENTO E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA – P&D E EE	160
3.5.9	COMPENSAÇÃO FINANCEIRA PELA UTILIZAÇÃO DE RECURSOS HÍDRICOS – CFURH	161
3.5.10	ENCARGO DE ENERGIA DE RESERVA - EER	162
3.6	O PROBLEMA DA FALTA DE NEUTRALIDADE NA PARCELA A	163
3.6.1	AS AUDITORIAS REALIZADAS PELO TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO.....	184
3.6.2	VALORES PAGOS INDEVIDAMENTE PELOS CONSUMIDORES	192
3.6.3	A AUSÊNCIA DE EFETIVA SOLUÇÃO PARA O PROBLEMA DA FALTA DE NEUTRALIDADE NA PARCELA A – PREJUÍZOS AOS CONSUMIDORES	196
3.6.4	PENALIDADES PELA RECUSA DAS DISTRIBUIDORAS EM REPARAR O PREJUÍZO DOS CONSUMIDORES.....	198
3.7	COMPARATIVO DE TARIFAS NO BRASIL E EM OUTROS PAÍSES	208
4	ASPECTOS REGULATÓRIOS.....	212
4.1	A ATUAÇÃO DA ANEEL COMO AGÊNCIA REGULADORA E FISCALIZADORA.....	212
4.1.1	O ABANDONO DO PRÍNCIPIO DA MODICIDADE TARIFÁRIA PELA ANEEL.....	212
4.1.2	DA FALTA DE FISCALIZAÇÃO EFICIENTE DOS CONTRATOS A FIM DE EVITAR O DESEQUILÍBRIOS ECONÔMICO-FINANCEIRO EM FAVOR DAS DISTRIBUIDORAS	216
4.1.3	O REAJUSTE DA ENERGIA ELÉTRICA E A INFLAÇÃO	236
4.1.4	FRAGILIDADES NOS PROCEDIMENTOS DE OUTORGAS DE PCHs – O CASO DA PCH APERTADINHO.....	238
4.1.5	A LEGALIDADE E A LEGITIMIDADE DO REPASSE ÀS TARIFAS DAS PERDAS TÉCNICAS E COMERCIAIS	239
4.2	GESTÃO, ORGANIZAÇÃO E CONTROLE SOCIAL DAS AGÊNCIAS REGULADORAS.....	270
4.2.1	QUARENTENA DOS EX-DIRIGENTES DA ANEEL.....	279
4.3	O CASO CELPE	289
4.3.1	COMO É FIXADA A TARIFA	292
4.3.2	DO CONVÉNIO FIRMADO ENTRE A CELPE E O GOVERNO DE PERNAMBUCO	296
4.3.3	DO DESVIRTUAMENTO NA EXECUÇÃO DO CONVÊNIO POR PARTE DA CELPE	301
4.3.4	DO REPASSE PARA AS TARIFAS DOS VALORES ILEGAIS PAGOS A TÍTULO DE GRATIFICAÇÃO AOS POLICIAIS	311
4.3.5	OS DOCUMENTOS DO CONVÊNIO	316
4.3.6	DAS OBRIGAÇÕES LEGAIS E CONTRATUAIS DA CELPE COM OS CONSUMIDORES PERNAMBUCANOS	319
4.3.7	DAS PENALIDADES APLICÁVEIS À CELPE	325
4.4	RESSARCIMENTO DE PREJUÍZOS A CONSUMIDORES	328
5	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	335
5.1	SOBRE O CRESCIMENTO DOS ENCARGOS SETORIAIS	335
5.2	SOBRE A QUESTÃO DA RENOVAÇÃO DAS CONCESSÕES	336
5.3	SOBRE O PROBLEMA DA FALTA DE NEUTRALIDADE DA PARCELA A	337
5.4	SOBRE A RETOMADA DO PRÍNCIPIO DA MODICIDADE TARIFÁRIA.....	339
5.5	SOBRE A FISCALIZAÇÃO EFICIENTE DOS CONTRATOS	339
5.6	SOBRE O NECESSÁRIO APERFEIÇOAMENTO DO CÓDIGO DE ÉTICA DA ANEEL	339
5.7	SOBRE AS PERDAS TÉCNICAS E NÃO-TÉCNICAS	340
5.8	SOBRE A GESTÃO, ORGANIZAÇÃO E CONTROLE SOCIAL DAS AGÊNCIAS REGULADORAS.....	341
5.9	SOBRE A QUARENTENA DOS EX-DIRIGENTES DA ANEEL.....	343
6	ENCAMINHAMENTOS	344
ANEXO I.....	345	
ANEXO II.....	369	
ANEXO III	382	
ANEXO IV.....	383	

APRESENTAÇÃO

A Comissão Parlamentar de Inquérito das Tarifas de Energia Elétrica (CPITAELE) foi criada em 27 de maio de 2009, com o objetivo de investigar as razões pelas quais a sociedade brasileira tem sido obrigada a pagar valores exorbitantes em suas contas de luz.

Os consumidores, ponta final de uma cadeia produtiva extremamente complexa, de modo geral não são capazes de compreender o que de fato está por trás do simples ato de acionar um interruptor e observar uma lâmpada se acendendo. Esta assimetria de conhecimento e informação torna-os agentes passivos na relação com os agentes que atuam no setor elétrico, particularmente com as concessionárias de distribuição de energia. Corrobora esta situação o fato de a maioria dos consumidores, em especial os residenciais, não terem escolha quanto a que empresa lhes fornecerá a energia elétrica, pois o serviço é prestado por uma única empresa que detém o monopólio da sua área de concessão.

Por se tratar de um monopólio natural, o serviço de distribuição de energia elétrica, conforme estabelecido pelo atual modelo institucional, necessita ser regulado pelo Estado. Assim, o processo de cálculo das tarifas de energia é elaborado e homologado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), de forma a, de um lado, assegurar o equilíbrio econômico-financeiro das empresas prestadoras por meio de incentivos adequados e, de outro, garantir que sejam oferecidos serviços de qualidade a preços módicos. Esta, certamente, é a relação mais elementar de qualquer mercado que opere em equilíbrio: consumidores sendo providos de produtos ou serviços comercializados a preços justos, que, por sua vez, sejam capazes de remunerar com

razoabilidade as empresas que o prestam. Consideradas as características do serviço e a assimetria de forças no caso do fornecimento de energia elétrica, o papel do agente regulador é fundamental para assegurar o equilíbrio deste mercado.

Lamentavelmente, esta lógica não está se verificando no setor elétrico. Conforme veremos neste relatório, os procedimentos para a determinação das tarifas apresentam falhas e imperfeições que estão lesando os consumidores há vários anos. Além disso, apesar da clara identificação de tais problemas, as instituições que deveriam tomar as providências necessárias não o fizeram tempestivamente.

No tocante à composição das tarifas de energia elétrica, há que se destacar o excesso de encargos e tributos que pesam sobre as contas dos consumidores e a preocupante insegurança do sistema elétrico, que recentemente deixou grande parte da população brasileira às escuras, sem que houvesse uma justificativa plausível por parte dos responsáveis.

Excelentíssimos Senhores Deputados, este relatório marca o término de um difícil e árduo trabalho e representa a expectativa e a esperança que a sociedade brasileira deposita nesta Casa. Temos a obrigação, como parlamentares, de aperfeiçoar processos, corrigir erros, reequilibrar forças e aprimorar instituições. É o que a sociedade anseia. Esta é uma grandiosa oportunidade de oferecermos nossa contribuição para a melhoria do setor elétrico – a população brasileira tem o direito de pagar um preço justo por uma energia elétrica de qualidade.

Ao fim desta CPI das Tarifas, quero registrar a satisfação e o privilégio de assumir sua relatoria.

Não poderia deixar de manifestar meus sinceros agradecimentos a todos que colaboraram para que esta CPI atingisse seus objetivos, em especial:

Ao Presidente da Casa, Deputado MICHEL TEMER, e ao Líder do PMDB, Deputado HENRIQUE EDUARDO ALVES.

Ao idealizador e Presidente da CPI, Deputado EDUARDO DA FONTE, que, com perseverança e firmeza conduziu brilhante e incansavelmente os trabalhos para o aperfeiçoamento do setor elétrico.

Aos nobres Deputados membros da CPI, quero destacar a honra e o prazer em ter trabalhado com Vossas Excelências, que engrandeceram o debate sobre tão complexo assunto e muito colaboraram de forma construtiva com este relator.

A todos os colaboradores, técnicos e servidores desta Casa, sem os quais seria impossível o desenvolvimento dos trabalhos da CPI.

A todos aqueles que prontamente responderam às solicitações desta Comissão, encaminhando informações, expondo suas percepções e entendimentos, apontando problemas e dificuldades, propondo alternativas de solução, enfim, fornecendo os subsídios necessários para o debate do assunto e para o desenvolvimento dos trabalhos.

Por último, mas não menos importante, é com grande satisfação que apresento este relatório. Que ele não represente o fim da CPI, mas o início de um processo contínuo de melhorias há tanto tempo esperadas para o setor elétrico brasileiro. Não tenho a pretensão de que as conclusões e recomendações aqui apresentadas agradem a todos, pois

toda e qualquer proposta de mudança envolvendo o reequilíbrio de forças provoca o desconforto daqueles que veem reduzida a sua condição de predominância. Porém, tenho a convicção que este trabalho foi desenvolvido com extremo cuidado e dedicação, recebendo e avaliando todas as opiniões com a máxima atenção para com os envolvidos, acolhendo as boas ideias e sugestões de melhoria, de maneira a buscar o bem comum e a defesa do interesse público.

DEPUTADO ALEXANDRE SANTOS
Relator

INTRODUÇÃO

O fornecimento de energia elétrica é caracterizado atualmente como um serviço público essencial, uma vez que proporciona à população o pleno desenvolvimento humano e torna possível a utilização da grande maioria dos bens de consumo domésticos. Nos ramos econômicos ligados à indústria, comércio, prestação de serviços e agricultura, dentre outros, a energia elétrica é um elemento determinante para o adequado desenvolvimento das atividades, constituindo-se como insumo indispensável.

A sociedade moderna, em função do elevado grau de desenvolvimento tecnológico adquirido, não pode prescindir do uso da energia elétrica, particularmente aquela proveniente de fontes renováveis com baixo impacto sobre o meio ambiente e que tenha custos de geração, transmissão e distribuição economicamente viáveis.

Nesse sentido, o Brasil é um país privilegiado, pois dispõe de uma base de geração de energia elétrica limpa de grande relevância e representatividade, cujo custo de produção é baixo e, portanto, muito competitivo economicamente quando comparado a outras fontes. Parcela significativa das hidrelétricas que compõem esta base de geração foi construída nas décadas de 60 e 70, já teve seu custo de implantação completamente amortizado e constitui-se em um importante patrimônio da sociedade brasileira.

Por outro lado, apesar de o país dispor de um alto índice de cobertura da população brasileira em atendimento de serviços de energia elétrica, as tarifas dos consumidores são excessiva e injustificavelmente altas, uma vez que determinados custos atribuídos à

cadeia de produção e transporte mostram-se incoerentes e a composição tarifária contém elementos alheios à cadeia, que penalizam os usuários finais, quer seja a população de baixa renda, que precisa restringir seu consumo, quer sejam os segmentos que compõem as atividades econômicas, que estão se tornando ao longo dos últimos anos cada vez menos competitivos frente ao mercado mundial.

Assim, é fundamental compreender como o setor elétrico brasileiro tem evoluído, em particular nos últimos 15 anos, período em que ocorreram profundas modificações do modelo setorial.

O modelo institucional vigente advém da reestruturação do setor elétrico no Brasil, iniciada na década de 90, a qual seguiu a tendência mundial de desregulamentação no mercado de energia elétrica e teve como principal causa a dificuldade do Estado em manter o volume necessário de investimentos em infra-estrutura. Seu objetivo precípua foi a introdução de mecanismos que atraíssem a iniciativa privada para investir no setor.

A crise do setor ocorrida em 2001 e 2002, caracterizada pelo déficit na produção de energia elétrica e pelo estabelecimento de regras de racionamento no fornecimento aos consumidores finais, provocou um conjunto de ajustes no modelo que até então vinha sendo testado. Tais ajustes foram feitos ainda no governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso.

A partir de 2003, importantes modificações foram incorporadas no modelo do setor pelo governo do Presidente Luiz Inácio Lula da Silva.

Todas as mudanças ocorridas foram consubstanciadas por uma profunda renovação do arcabouço legal e exigiram a criação de uma agência reguladora independente, de um operador central do sistema elétrico, de uma entidade responsável pela contabilização dos contratos de energia e pela liquidação de diferenças e de uma empresa de planejamento do setor, dentre outros. O ambiente que se criou, dos pontos de vista institucional, regulatório e comercial, é singular, sem precedentes na história do país.

O setor elétrico, antes estatal, monopolizado, verticalizado e com regulação fechada para um número relativamente pequeno de agentes, tornou-se um ambiente com maciça participação de empresas privadas, com destaque para o segmento da distribuição – principal foco do processo de privatização do setor –, tendo requerido a desverticalização da indústria da energia elétrica, ou seja, a separação das atividades de geração, transmissão e distribuição.

Neste ambiente, uma das principais funções atribuídas à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi estabelecer a regulamentação dos serviços do setor e garantir sua fiscalização. Os segmentos da transmissão e da distribuição de energia, caracterizados como monopólios naturais, são as áreas que mais exigem da atuação da ANEEL, uma vez que são atividades totalmente reguladas envolvendo todos os aspectos relacionados à prestação de serviço, bem como o equilíbrio econômico-financeiro das concessões. Os segmentos da geração e comercialização detêm maior liberdade de atuação no mercado, ainda que estejam sujeitos ao cumprimento de diversas regras.

O arcabouço regulatório existente no setor compreende um numeroso conjunto de regras e procedimentos, em sua maior parte

incompreensíveis à grande maioria dos consumidores, o que acaba por trazer enorme complexidade adicional para um setor que é, por natureza, intrinsecamente complexo.

Este trabalho tem como objetivos descrever as principais características do setor elétrico e de seu modelo institucional vigente – com especial atenção para a metodologia de cálculo tarifário no Brasil, em particular para o segmento da distribuição –, apresentar a evolução das tarifas de energia elétrica ao longo dos últimos anos, de modo a identificar os componentes e as principais razões que provocaram suas variações, e, por fim, avaliar a atuação da ANEEL como entidade reguladora e fiscalizadora do setor elétrico, particularmente nos processos de reajustes e revisões tarifárias, bem como de outras instituições que atuam no setor elétrico.

1 INSTITUIÇÃO E ATIVIDADES DA CPI

1.1 Constituição e finalidade

Após examinar o Requerimento nº 11, de 2008, constatar a presença de número suficiente de assinaturas – 293 confirmadas – e a existência de fato determinado, estando, portanto, atendidas as disposições do art. 58, § 3º, da Constituição Federal e do art. 35, § 1º, do Regimento Interno, determinou o Senhor Deputado MICHEL TEMER, Presidente da Câmara dos Deputados, a criação da presente CPI, que se deu no dia 27 de maio de 2009.

A finalidade da CPI é investigar a formação dos valores das tarifas de energia elétrica no Brasil, a atuação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) na autorização dos reajustes e reposicionamentos tarifários a título de reequilíbrio econômico-financeiro e esclarecer os motivos pelos quais a tarifa média de energia elétrica no Brasil ser maior do que em nações do chamado G7, grupo dos 7 países mais desenvolvidos do mundo.

1.2 Requerimento de instituição nº 11, de 2008

(Do Sr. Eduardo da Fonte, Sr. Ciro Nogueira, Sr. Simão Sessim, Sr. Hermes Parcianello, Sr. Júlio Delgado, Sr. Léo Alcântara, Sr. Marcelo Teixeira, Sr. Sandes Júnior, Sr. Sérgio Petecão, Sr. Fábio Faria, Sr. Waldir Maranhão, Sr. Eliene Lima e outros)

*REQUER A CRIAÇÃO DE COMISSÃO
PARLAMENTAR DE INQUÉRITO destinada
a investigar a formação dos valores das
tarifas de energia elétrica no Brasil, a*

atuação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) na autorização dos reajustes e reposicionamentos tarifários a título de reequilíbrio econômico-financeiro e esclarecer os motivos pelos quais a tarifa média de energia elétrica no Brasil ser maior do que em nações do chamado G7, grupo dos 7 países mais desenvolvidos do mundo.

Senhor Presidente:

Requeremos a Vossa Excelência, nos termos do §3º do art. 58, da Constituição Federal e na forma dos arts. 35, 36 e 37 do Regimento Interno da Câmara dos Deputados, a instituição de Comissão Parlamentar de Inquérito destinada a investigar, no prazo de 120 (cento e vinte) dias, a formação dos valores das tarifas de energia elétrica no Brasil, a atuação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) na autorização dos reajustes e reposicionamentos tarifários, a título de reequilíbrio econômico-financeiro, e esclarecer os motivos pelos quais a tarifa média de energia elétrica no Brasil ser maior do que em nações do chamado G7, grupo dos 7 países mais desenvolvidos do mundo.

JUSTIFICAÇÃO

No passado recente o preço da energia elétrica foi citado como uma vantagem competitiva do Brasil. Todavia, essa situação modificou-se radicalmente. O valor da energia elétrica tem pesado cada vez mais nas planilhas de custos das empresas e no bolso da população, sobretudo devido à ampliação do seu uso pelas camadas menos favorecidas e à sua crescente essencialidade na vida moderna.

Nos últimos dez anos, as tarifas de energia elétrica quadruplicaram. O megawatt-hora, unidade de venda de energia, custava R\$ 60,00, em média em 1995. Em 2006, era vendido por R\$ 230,00 e a previsão para os próximos dez anos é desanimadora. Até 2017, os custos de geração de energia elétrica devem dobrar.

Segundo estudos da Associação Brasileira dos Grandes Consumidores de Energia Elétrica (ABRACE), a energia elétrica acumula alta de 180% nos últimos quatro anos. O repasse dessa alta é inevitável. Conforme declaração aos jornais do Sr. Cledorvino Bellini, Presidente da subsidiária brasileira da FIAT, a energia elétrica representa até 7% do preço de um carro.

Para a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE) o custo da energia no curto prazo é a principal preocupação. Conforme a entidade, o preço do megawatt-hora no Sistema Sudeste, que concentra a maior carga e as maiores indústrias do país, chegou a R\$ 569,50, poucos centavos abaixo do teto de R\$ 569,57 fixado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Em dezembro de 2006, o preço era de R\$ 58,76. Em dezembro de 2007, o valor subiu para R\$ 204,93, chegando a atingir R\$ 475,00.

O megawatt-hora no Brasil é mais caro do que em muitos países desenvolvidos e as tarifas de energia elétrica têm subido muito acima da inflação. O quadro abaixo elaborado pela FIESP demonstra isso com clareza:

Tarifas de energia elétrica em vários países

Tarifa Industrial	USS/ MWh	Tarifa Residencial	USS/MWh
Itália	236	Dinamarca	328
Irlanda	150	Itália	253
Brasil c/ impostos	140	Irlanda	226
Reino Unido	132	Reino Unido	220
Hungria	128	Alemanha	212
Eslováquia	128	Portugal	204
Áustria	126	Áustria	202
Portugal	123	Brasil c/ impostos	199
Japão	120	Japão	188
Tchecoslováquia	108	Hungria	173
Brasil s/ impostos	104	Eslováquia	173
México	102	Espanha	165
Turquia	100	França	151
Espanha	91	Brasil s/ impostos	148
Alemanha	84	Nova Zelândia	147
Suíça	81	Finlândia	140
Finlândia	80	Tchecoslováquia	137
Polônia	78	Polônia	134
Dinamarca	76	Suíça	132
Grécia	70	Noruega	121
Coréia	68	México	120
Nova Zelândia	66	Turquia	113
Austrália	61	Grécia	113
Estados Unidos	61	Coréia	103
China	57	Estados Unidos	100
Noruega	56	Austrália	98
França	53	China	78
Canadá	49	Canadá	67
África do Sul	22	África do Sul	59

Fonte: Roberto D'Araujo, Apresentação para seminário na FIESP, 2007.

Há necessidade de se investigar os critérios da ANEEL para autorizar os reajustes e reposicionamentos tarifários. O exemplo do que ocorreu em Pernambuco, com a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), demonstra a necessidade da investigação.

Com efeito, a ANEEL autorizou reposicionamento tarifário da CELPE no montante de 32,54%, escalonados da seguinte forma: 24,43% em abril de 2005 e 8,11% no período compreendido entre

2006 e 2009. Quando se examina os dados referentes aos últimos 7 anos constata-se que o aumento da energia elétrica para o consumidor final é quase o dobro da correção do IGPM e quase o triplo do IPCA. O quadro abaixo traz a comparação entre a evolução do IGPM, do IPCA e do índice de reajuste da energia elétrica em Pernambuco:

ANO	IGPM (acumulado)	IPCA (acumulado)	Índice de reajuste tarifário (acumulado)
2001	10,37%	7,67%	14,85%
2002	38,30%	21,17%	31,48%
2003	50,32%	32,43%	67,39%
2004	68,99%	42,50%	84,83%
2005	71,02%	50,61%	107,93%
2006	77,60%	55,34%	149,15%
2007	91,36%	62,26%	180,16%

O serviço de fornecimento de energia é de natureza pública e é essencial, conforme prevê o art. 175 da Constituição Federal, sendo regulada, portanto, pelas regras de Direito Público, que protege o interesse da sociedade como um todo. Em razão disso, o acesso da população ao serviço deve ser o mais amplo possível, o que torna a questão da modicidade tarifária fundamental.

A Lei n.º 8.987, de 1995 (Lei de Concessões) já declarara, em seu art. 6º, que “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” e define que “serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas”.

A ANEEL tem se omitido de sua atribuição legal de garantir tarifas justas de energia elétrica. O princípio da modicidade exige tarifas razoáveis de forma a respeitar a capacidade econômica dos usuários dos serviços públicos. Não existe modicidade de tarifas quando se aumenta arbitrariamente os lucros, via elevação abusiva das tarifas, inviabilizando o consumo de serviços ou bens.

Tarifas elevadas dificultam o adimplemento por parte dos consumidores residenciais, principalmente os de baixa renda, o que acarreta a descontinuidade do serviço em virtude dos cortes, bem como impede o acesso de um maior número de consumidores a esse serviço. A modicidade das tarifas representa a possibilidade de acesso e efetiva utilização do serviço público de forma universal.

O impacto do aumento da energia elétrica, em especial no setor industrial, pode reduzir a produção e afetar o crescimento do PIB. A Fundação Getúlio Vargas, através da FGV Projetos, elaborou estudo intitulado “Cenários de impactos da elevação do preço da energia elétrica - 2006-2015”. O trabalho chegou à conclusão de que sem a elevação do preço da energia elétrica, ou seja, de acordo com o cenário básico, o PIB per capita brasileiro crescerá à taxa de 2,4% ao ano, revertendo o desempenho medíocre dessa variável nos últimos 25 anos, quando o PIB per capita cresceu à taxa de apenas 0,3% ao ano. Esse desempenho é significativamente afetado nos dois cenários de elevação dos preços da energia examinados. No cenário pessimista, a FGV prevê o crescimento do PIB per capita em torno de 1,6% ao ano, ou seja, 50% menor do que o cenário básico. Já no cenário mais otimista, o crescimento per capita é de 1,9% ao ano, ou seja, 26% menor do que o cenário básico.

Por esses motivos, solicitamos a instituição desta Comissão Parlamentar de Inquérito.

Sala das Sessões, em 27 de maio de 2008.

EDUARDO DA FONTE
Deputado Federal - PP/PE

SIMÃO SESSIM
Deputado Federal - PP/RJ

JÚLIO DELGADO
Deputado Federal - PSB/MG

MARCELO TEIXEIRA
Deputado Federal - PR/CE

SÉRGIO PETECÃO
Deputado Federal - PMN/AC

WALDIR MARANHÃO
Deputado Federal - PP/MA

CIRO NOGUEIRA
Deputado Federal - PP/PI

HERMES PARCIANELLO
Deputado Federal - PMDB/PR

LÉO ALCÂNTARA
Deputado Federal - PR/CE

SANDES JÚNIOR
Deputado Federal - PP/GO

FÁBIO FARIA
Deputado Federal - PMN/RN

ELIENE LIMA
Deputado Federal - PP/MT

1.3 Atos da presidência

Satisfeitos os requisitos do art. 35, caput e § 4º, do Regimento Interno, para o Requerimento de Instituição de CPI nº 11, de 2008, do Sr. Eduardo da Fonte e outros, esta Presidência dá conhecimento ao Plenário da criação da Comissão Parlamentar de Inquérito destinada a investigar a formação dos valores das tarifas de energia elétrica no Brasil; a atuação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) na autorização dos reajustes e reposicionamentos tarifários a título de reequilíbrio econômico-financeiro; e esclarecer os motivos pelos quais a tarifa média de energia

elétrica no Brasil ser maior do que em nações do chamado G7, grupo dos 7 países mais desenvolvidos do mundo.

A Comissão será composta de 23 (vinte e três) membros titulares e de igual número de suplentes, mais um titular e um suplente, atendendo ao rodízio entre as bancadas não contempladas, designados de acordo com os §§ 1º e 2º do art. 33, combinado com o § 5º do art. 35, todos do Regimento Interno.

Brasília, 27 de maio de 2009. – **Michel Temer**,

Presidente da Câmara dos Deputados.

Satisfeitos os requisitos do art. 35, caput e § 4º, do Regimento Interno, para o Requerimento de Instituição de CPI nº 11, de 2008, do Sr. Eduardo da Fonte e outros, esta Presidência constitui Comissão Parlamentar de Inquérito destinada a, no prazo de 120 (cento e vinte) dias, investigar a formação dos valores das tarifas de energia elétrica no Brasil, a atuação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) na autorização dos reajustes e reposicionamentos tarifários a título de reequilíbrio econômico-financeiro e esclarecer os motivos pelos quais a tarifa média de energia elétrica no Brasil ser maior do que em nações do chamado G-7, grupo dos 7 países mais desenvolvidos do mundo, e

Resolve:

I – designar para compô-la, na forma indicada pelas Lideranças, os Deputados constantes da relação anexa;

II – convocar os membros ora designados para a reunião de instalação e eleição, a realizar-se no dia 18 de junho, quinta-feira, às 10h, no Plenário 11 do Anexo II.

Brasília, 15 de junho de 2009. – **Michel Temer**,

Presidente da Câmara dos Deputados.

1.4 Composição e membros

A constituição da CPI se fez, nos termos regimentais, no dia 15 de junho de 2009, sendo que ao término dos trabalhos constavam 23 membros titulares e 23 suplentes.

A CPI foi integrada pelos seguintes Deputados:

Presidente: Eduardo da Fonte (PP/PE)

Relator: Alexandre Santos (PMDB/RJ)

TITULARES	SUPLENTES
PMDB/PT/PP/PR/PTB/PSC/PTC/PTdoB	
Alexandre Santos PMDB/RJ	Antônio Andrade PMDB/MG
Andre Vargas PT/PR	Antonio Carlos Chamariz PTB/AL
Arlindo Chinaglia PT/SP	Carlos Santana PT/RJ
Carlos Zarattini PT/SP	Edio Lopes PMDB/RR
Ciro Nogueira PP/PI	Elismar Prado PT/MG
Eduardo da Fonte PP/PE	Flávio Bezerra PMDB/CE (vaga do PRB)
Fernando Marroni PT/RS	Gladson Cameli PP/AC
Leonardo Quintão PMDB/MG	Jorge Boeira PT/SC
Marcelo Guimarães Filho PMDB/BA	Leo Alcântara PR/CE
Maurício Quintella Lessa PR/AL	Nelson Bornier PMDB/RJ
Sabino Castelo Branco PTB/AM	Paulo Maluf PP/SP
Wladimir Costa PMDB/PA	Raul Henry PMDB/PE
	Simão Sessim PP/RJ

PSDB/DEM/PPS	
Arnaldo Jardim PPS/SP	Alfredo Kaefer PSDB/PR
Claudio Cajado DEM/BA	Arolde de Oliveira DEM/RJ
José Carlos Aleluia DEM/BA	Betinho Rosado DEM/RN
Marcio Junqueira DEM/RR	Bruno Rodrigues PSDB/PE
Narcio Rodrigues PSDB/MG	Eduardo Sciarra DEM/PR
Rômulo Gouveia PSDB/PB	Ilderlei Cordeiro PPS/AC
Urzeni Rocha PSDB/RR	Pinto Itamaraty PSDB/MA
PSB/PDT/PCdoB/PMN	
Chico Lopes PCdoB/CE	Francisco Tenorio PMN/AL
Júlio Delgado PSB/MG	Manato PDT/ES
Sergio Petecão PMN/AC	Mário Heringer PDT/MG
PV	
Ciro Pedrosa PV/MG	Fábio Ramalho PV/MG
PRB	
Cleber Verde PRB/MA	Deputado do PMDB/PT/PP/PR/PTB/PSC/PTdoB que ocupa a vaga

1.5 Relação de requerimentos protocolados

A tabela a seguir apresenta o rol dos requerimentos nos 1 a 115, bem como a identificação de seus autores, a ementa com seu enunciado e a situação em que se encontram.

Legenda: C: Convocação; D:Diligência; I: Informação; Q: Quebra de Sigilo; DV: Diverso

nº	Autor	Ementa	Tipo	Situação	Providência	Resposta
01	Ilderlei Cordeiro	Requer a realização de Audiência Pública para investigar a formação de preços da energia elétrica e a sua maximização na Região Norte.	C	APROVADO 05/08/09	Of. 58/09-P-FAB Of. 80/09-P Of. 97, 98 e 99/09-P Of. 101/09-P Req. 17 e 30	Reunião 11/09/09 – Acre - CTA-DD-9379/2009 - Eletrobrás - E-mail Eletronorte - CARTA/DP nº 85/2009 (fax) Eletroacre
02	Édio Lopes	Requer a realização de audiência pública da Comissão Parlamentar de Inquérito que investiga os Valores das Tarifas de Energia, que deverá ser realizada em Boa Vista/RR, para tratar sobre o aumento das tarifas de energia Elétrica no Estado de Roraima.	C	APROVADO 05/08/09	Of. 58/09-P-FAB Of. 79/09-P Of. 91 a 93/09-P	Reunião 10/09/09 – Roraima CTA-DD-9379/2009 – Eletrobrás CE PR Nº 0185/2009 – BV Energia E-mail Eletronorte
03	Gladson Cameli	Requer a realização de audiência pública no Estado do Acre para investigar a formação de preços da energia elétrica e a sua maximização na Região Norte.	C	RETIRADO PELO AUTOR		

nº	Autor	Ementa	Tipo	Situação	Providência	Resposta
04	Ciro Nogueira	Solicita audiência pública com os Senhores Gustavo Antônio Galvão dos Santos, Eduardo Kaplan Barbosa, José Francisco Sanches da Silva e Ronaldo da Silva Abreu, autores de artigo sobre o setor elétrico brasileiro publicado na Revista do BNDES.	C	APROVADO 05/08/09	Of. 09/09-P Of. 10/09-P Of. 11/09-P	Reunião 11/08/09
05	Ciro Nogueira	Requisita à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL informações sobre seus diretores e ex-diretores.	I	APROVADO 05/08/09	Of. 12/09-P Of. 61/09-P Of. 22/09-Sec	Ofício nº 151/2009- DR/ANEEL –dilação de prazo Ofício nº 157/2009- DR/ANEEL Ofício nº 182/2009- DR/ANEEL Ofício nº 207/2009- DR/ANEEL – Complementação das Informações Ofício nº 219/2009- DR/ANEEL Ofício nº 240/2009- DR/ANEEL
06	Eduardo da Fonte	Requisita cópia de documentos à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.	I	APROVADO 05/08/09	Of. 13/09-P	Ofício nº 151/2009- DR/ANEEL – dilação de prazo Ofício nº 156/2009- DR/ANEEL
07	Alexandre Santos	Requer sejam convocados os senhores Cláudio Sales, Presidente do Instituto Acende Brasil; Luiz Carlos Guimarães, Presidente da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE; e Ricardo Lima, Presidente da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – ABRACE para prestarem esclarecimentos sobre o setor elétrico brasileiro.	C	APROVADO 05/08/09	Of. 45/09-P Of. 47/09-P Of. 48/09-P Of. 68/09-Sec	Reunião 18/08/09 Reunião 28/10/09
08	Alexandre Santos	Requer seja convocado o senhor Luciano Coutinho, Presidente do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES para prestar esclarecimentos sobre os financiamentos para instalações de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH.	C	APROVADO 05/08/09	Of. 161/09-P	Ofício 993/2009- BNDES GP Reunião – 30/09/09
10	Édio Lopes	Requer a inclusão ao Requerimento nº 02/09, das seguintes autoridades para reunião de audiência pública em Boa Vista/RR: Plínio Novais Pinto, Diretor Regional dos Correios em Roraima; Pedro Pinto, Diretor do Procon em Roraima; Leocádio Vasconcelos, Secretário de Estado da Fazenda; e Ulisses Moroni Júnior, Promotor do Ministério Público do Estado de Roraima.	C	APROVADO C/ ALTERAÇÃO 12/08/09	Of. 58/09-P –FAB Of. 79/09-P Of. 87 e 88/09-P Of. 89 e 90/09-P	Reunião 10/09/09 - Roraima
11	Leo Alcântara	Solicita que seja convocado o senhor Abel Alves Rochinha, Diretor-Presidente da Companhia Energética do Ceará – COELCE, para tratar de assunto que envolve a elevação substancial nas tarifas de energia elétrica.	C	APROVADO 12/08/09		

nº	Autor	Ementa	Tipo	Situação	Providência	Resposta
12	Wladimir Costa	Requer seja convocado o senhor Aloísio Vasconcelos, Presidente da ALSTON no Brasil, para prestar esclarecimentos sobre as denúncias de participação de diretores da empresa, em negociações escusas, relativas ao pagamento de “vantagens financeiras” a funcionários públicos das estatais federais Eletronor, Eletrosul e Furnas, bem como denúncias sobre a falsificação de documentos para a liberação de pagamentos, diminuição de multas e alterações em contratos.	C	APROVADO 12/08/09		
14	Leo Alcântara	Requer documentos da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL destinados a apurar o lastro da Termofortaleza e da Termoceará.	I	APROVADO 12/08/09	Of. 14/09-P Ofício nº 168/2009-DR/ANEEL	
16	Antônio Feijão	Requer audiência pública em Macapá/AP para tratar sobre a proposta de aumento de tarifa da Companhia de Eletricidade do Amapá e a proposta de federalização da ANEEL para aquela empresa com as seguintes autoridades: - Josimar Peixoto de Souza, Presidente da Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA; - Alberto Goes, Secretário Especial da Governadoria do Estado do Amapá; - Jorge Nassar Palmeira, Presidente da ELETRONORTE; - José Antônio Muniz Lopes, Presidente a ELETROBRÁS; - Nelson José Hubner, Presidente da ANEEL; e – Representante do Sindicato dos Funcionários da Companhia de Eletricidade do Amapá.	C	APROVADO 12/08/09		
17	Gladson Cameli	Requer a realização de audiência pública no Estado do Acre para investigar a formação de preços da energia elétrica e a sua maximização na Região Norte com as seguintes autoridades: Presidente da ANEEL, Nelson Hubner; Presidente da ELETRONORTE, Celso Matheus; e a Diretora Regional de Serviço Público do Estado do Acre, Dra. Nadma Faria Kuneraths, sobre os processos utilizados para majoração das tarifas elétricas no Estado.	C	APROVADO 12/08/09	Of. 58/09-P –FAB Of. 80/09-P Of. 94 e 95/09-P Of. 98/09-P Req. 01 e 30	Reunião 11/09/09 - Acre
18	Alfredo Kaefer	Requer a realização de audiência pública para debater a proposta de acordo firmado entre o Brasil e o Paraguai sobre as condições de compra da parcela excedente da energia gerada pela Usina Hidrelétrica de Itaipu com as seguintes autoridades: - José Antônio Muniz, Presidente da ELETROBRÁS; - Jorge Miguel Samek, Diretor-Geral Brasileiro da Usina Hidrelétrica de Itaipu; - Embaixador Celso Luiz Nunes Amorim, Ministro das Relações Exteriores; - Ministro Edison Lobão, Ministro de Estado das Minas e Energia.	C	APROVADO 12/08/09		

nº	Autor	Ementa	Tipo	Situação	Providência	Resposta
19	Alexandre Santos	Requer às Assembleias Legislativas Estaduais e do Distrito Federal cópias de relatórios de CPIs sobre matéria pertinente ao objeto de investigação desta Comissão.	I	APROVADO 12/08/09	Of. 19 a 44/09-P E 50/09-P	<ul style="list-style-type: none"> - OFÍCIO Nº 165/GP - DF - OFÍCIO Nº 26/2009 - BA; - OF. Nº 662/09-GP - GO; - Ofício nº 0454/09-P – SC; - OFÍCIO SGMD Nº 591/2009 – RJ; - Ofício nº 1338/2009-GP/AL – RN; - OF. Nº 1094-09/AM/LAG – RS; - Ofício n. 358 – AC - Ofício nº 175-P-TO - Ofício n. 767/2009-GP – AM - Ofício nº 33/09-CE - Ofício GP BM nº 772/09 - SP - OF/P/DGL/018/2009 – MS - Of. 1999/2009/SGM - MG
20	Chico Lopes	Requer seja convocado o Sr. Luciano Coutinho, Presidente do BNDES, para prestar esclarecimentos sobre os financiamentos concedidos pelo BNDES para o programa de privatização das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil.	C	APROVADO 12/08/09	Of. 161/09-P	Ofício 993/2009-BNDES GP Reunião – 30/09/09
21	Chico Lopes	Requer seja convocado o Operador Nacional do Sistema (ONS), Sr. Hermes Chipp, o Diretor-Presidente de Furnas, Sr. Carlos Nadalutti Filho, e o Diretor-Geral da ANEEL, Sr. Nelson José Hubner Moreira para explicar o Plano Operacional da Usina Hidroelétrica de Serra da Mesa.	C	APROVADO 19/08/09		
22	Alexandre Santos	Requer cópias de documentos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). (Contratos de concessão de distribuição de energia elétrica)	I	APROVADO 12/08/09	Of. 15/09-P	Ofício nº 161/2009-DR/ANEEL
23	Alexandre Santos	Requer informações da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). (Contratos de comercialização de energia)	I	APROVADO 12/08/09	Of. 16/09-P	Ofício nº 160/2009-DR/ANEEL Ofício nº 181/2009-DR/ANEEL
24	Alexandre Santos	Requer cópias de todas as autorizações concedidas para instalação de PCHs e para aumento de capacidade de geração das mesmas e os nomes e identificação das pessoas físicas ou jurídicas da cadeia dominial de cada uma das PCHs.	I	APROVADO C/ ALTERAÇÃO 12/08/09	Of. 17/09-P Of. 109/09-P Of. 247/09-P Of. 248/09-P	Ofício nº 160/2009-DR/ANEEL Ofício nº 180/2009-DR/ANEEL Ofício nº 204/2009 – Complementação Ofício nº 239/2009-DR/ANEEL
25	Chico Lopes	Requer seja convocado o Diretor-Geral da ANEEL, Sr. Nelson Hubner Moreira para explicar as parcelas 'A' e 'B' citadas nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica e a forma de apuração da compensação dos itens da parcela A, a que se refere a MP nº 2.227, de 4 de setembro de 2001.	C	APROVADO 19/08/09	Of. 139/09-P Of. 64/09-P	Reunião – 23/09/09 Reunião – 28/10/09

nº	Autor	Ementa	Tipo	Situação	Providência	Resposta
26	Chico Lopes	Requer seja convocado o Diretor-Geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, Dr. Hermes Chipp e o Superintendente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) Sr. Ronaldo Chuck para explicar o aumento dos encargos do Sistema (ESS) devido o aumento da utilização de energia proveniente de usinas térmicas.	C	APROVADO 19/08/09	Of. 65 e 66/09-Sec	Reunião – 28/10/09
28	Simão Sessim	Requer do Diretor-Geral da ANEEL, Dr. Nelson Hubner, o envio à Presidência desta CPI, das respostas detalhadas sobre os itens relacionados: - Tarifa média do Brasil – evolução desde 1997; - Tarifa média por estado e por distribuidora – evolução desde 1997; - Índices de reajustes anuais e revisões por distribuidora desde 1997; - Tarifa média por classe e por distribuidora; - Peso de encargos setoriais e de impostos nas tarifas finais, discriminando-os; - Como é o processo de reajuste tarifário?; - Como é o processo de revisão tarifária?; - Como a ANEEL fiscaliza as questões contábeis e econômico-financeiras?; - Qual o acompanhamento que a ANEEL faz do desempenho econômico-financeiro das distribuidoras?; - Qual a rentabilidade das distribuidoras? (desde 1997, por distribuidora); - Qual a composição da tarifa final, separando-se custo de geração, custo de transmissão, custo de distribuição, encargos e tributos (por distribuidora)?; - Como são apropriados os ganhos de produtividade na tarifa final? De que forma os ganhos de produtividade beneficiam o consumidor? Como é a evolução desse indicador por distribuidora?; - Qual é a política da ANEEL para redução de perdas comerciais e furtos de energia? De que forma isso afeta a tarifa final?; - Qual é a evolução do índice de perdas (técnicas e comerciais) por distribuidora desde 1997?	I	APROVADO 19/08/09	Of. 18/09-P Ofício nº 179/2009-DR/ANEEL Ofício nº 192/2009-DR/ANEEL	
29	Simão Sessim	Requer ao Ministro das Minas e Energia, Senador Edison Lobão, informações sobre as seguintes questões: - Qual a política para assegurar a modicidade tarifária?; - Com o elevado peso do custo da geração na tarifa final, qual a política do MME para assegurar preços mais baixos na geração?; - Qual a evolução do custo de transmissão na última década? Como isso afetou as tarifas?; - O que está sendo feito para assegurar que a expansão da geração seja a de menor custo? As térmicas não são mais caras?	I	APROVADO 19/08/09	Of. 51/09-P Ofício nº 1622/2009/GM-MME	
30	Gladson Cameli	Requer a inclusão do Secretário da Fazenda do Estado do Acre, Sr. Mâncio Cordeiro na audiência pública no Acre, já aprovada nesta CPI (Req. 17), com o objetivo de aprofundar o conhecimento junto as autoridades locais sobre os processos utilizados para a majoração das tarifas elétricas no Estado.	C	APROVADO 19/08/09	Of. 80/09-P Of. 96/09-P Req. 01 e 17	Reunião 11/09/09 - Acre
32	Cleber Verde	Requer a realização de Audiência Pública, no Estado do Maranhão, para pedir esclarecimentos à CEMAR (Companhia Energética do Maranhão) referente os valores cobrados dos consumidores maranhenses, que são os mais altos do País.	C	APROVADO 19/08/09	Req. 38/09	Audiência Maranhão 01/10

nº	Autor	Ementa	Tipo	Situação	Providência	Resposta
33	Alexandre Santos	Requer a realização de Audiência Pública para discutir o setor elétrico com a participação dos senhores Dr. Luiz Pinguelli Rosa, Coordenador do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ; Dr. Roberto Pereira D'Araujo, Consultor na Área de Energia e Conselheiro do Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Energético (Ilumina); e Dr. Ildo Sauer, Professor do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo (USP)".	C	APROVADO 19/08/09	Of. 52/09-P Of. 53/09-P Of. 54/09-P	Reunião – 25/08/09
34	Alexandre Santos	Requer a convocação dos ex-Diretores-Gerais da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), senhores José Mário Abdo e Jerson Kelman para prestar esclarecimentos sobre as tarifas cobradas dos consumidores cátivos.	C	APROVADO 19/08/09	Of. 82/09-P	Reunião – 16/09/09
35	Alexandre Santos	Requer a convocação do Presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Sr. Maurício Tolmasquim; do Diretor-Geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Sr. Hermes Chipp; e do Diretor-Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Sr. Nelson Hubner para prestarem esclarecimentos sobre a proposta de realocação de usinas termelétricas do Nordeste.	C	APROVADO 19/08/09	Of. 55/09-P Of. 56/09-P Of. 57/09-P Of. 73/09-P Of. 74/09-P Of. 75/09-P	Reunião 26/09/09 – CANCELADA Ofício nº 159/2009-DR/ANEEL Reunião - 02/09/09
36	Alexandre Santos	Requer a convocação do Diretor-Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Sr. Nelson Hubner e o Diretor de Operações da AMERICAN APPRAISAL SERVIÇOS DE AVALIAÇÃO LTDA, Sr. Luís Ricardo Maluf para prestar esclarecimentos sobre as tarifas cobradas dos consumidores cátivos.	C	APROVADO 19/08/09		
37	Alexandre Santos	Requer a convocação, para prestar esclarecimentos sobre a formação das tarifas cobradas dos consumidores cátivos, das seguintes autoridades: - Sr. Nelson Hubner, Presidente da ANEEL; - Sr. José Luis Alquéres, Diretor-Presidente do Grupo Light; - Sr. Britaldo Soares, Diretor Presidente das empresas do Grupo AES-Eletropaulo; Sr. Cristián Eduardo Fierro Montes, Diretor Presidente da AMPLA – Energia e Serviços S/A; Sr. Marcelo Maia de Azevedo Corrêa, Diretor Presidente do Grupo Neoenergia; Sr. José Humberto Castro, Presidente da Companhia Energética de Pernambuco – CELPE; Sr. Moisés Afonso Sales Filho, Presidente da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA; Sr. Djalma Bastos de Moraes, Diretor Presidente das Centrais Elétricas de Minas Gerais – CEMIG; Sr. Flávio Decat de Moura, Diretor Presidente da Companhia Energética do Piauí – CEPISA; e Sr. Carlos Augusto Leone Piani, Presidente da Companhia Energética do Maranhão – CEMAR. Requer, também, sejam convidados representantes das seguintes instituições: - Ministério Público Federal; Ministérios públicos dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Pernambuco, Bahia, Minas Gerais, Piauí e Maranhão; Tribunal de Contas da União (TCU); e Ministério das Minas e Energia.	C	APROVADO 19/08/09	Of. 86/09-P Of. 218 e 219/09-P Of. 71 a 77/09-Sec Of. 79 e 80/09-Sec	Ofício nº 322/2009-GP Ofício nº 366/2009- SRI/ANEEL DJUR 156/09 - ELETROPAULO Of. S/N - MPF Ofício nº 03359/2009- GPGJ-SP CTA-ONS- 942/100/2009 Audiência Pernambuco – 02/10 Reunião – 14/10 Reunião - 29/10/09 P-024/2009 - Light

nº	Autor	Ementa	Tipo	Situação	Providência	Resposta
38	Cleber Verde	Requer a complementação dos dados constantes no Requerimento nº 32/09, para que sejam ouvidos em Audiência Pública no Estado do Maranhão os seguintes representantes: - Presidente da Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, Sr. Carlos Augusto Leoni Piani; - Diretor Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Sr. Nelson José Hubner Moreira; - Promotora de Defesa do Consumidor de São Luís/MA, Dra. Litia Cavalcanti; - Secretário de Estado de Direitos Humanos – SDHC, Sr. Sérgio Victor Tamer; - Representante do PROCON Estadual do Maranhão; - Presidente do Conselho Comunitário de Coroadinho/MA, Sr. José Maria Borges; - Presidente do Conselho Comunitário Bairro Cohatrac, Sr. Jânio Abreu.	C	APROVADO 19/08/09		Ofício nº 366/2009- SRI/ANEEL Audiência Maranhão – 01/10
40	Maurício Quintella Lessa e outros	Requer informações à Companhia Energética de Alagoas – CEAL	I	Aprovado em 26/08/09	Of. 67/09-P	N. Ref. DR-066/2009
41	Maurício Quintella Lessa e outros	Requer a realização de Audiência Pública no Estado de Alagoas, com o Diretor-Presidente da Companhia Energética de Alagoas – CEAL, Sr. Flávio Decat de Moura e a Secretaria de Estado da Fazenda de Alagoas, Senhora Maria Fernanda Quintella Brandão Vilela, para pedir esclarecimentos à CEAL – Companhia Energética de Alagoas, referente aos valores cobrados dos consumidores alagoanos.	C	Aprovado em 26/08/09	Of. 132/09-P Of. 134 a 138/09-P	Reunião – 25/09/09 - Alagoas
42	Maurício Quintella Lessa e outros	Requer informações à Companhia Energética de Alagoas – CEAL	I	Aprovado em 26/08/09	Of. 66/09-P	N. Ref. DR-063/2009
43	Maurício Quintella Lessa e outros	Requer informações à Companhia Energética de Alagoas – CEAL	I	Aprovado em 26/08/09	Of. 65/09-P	N. Ref. PR-065/2009
44	Alexandre Santos	Requer sejam convocados o Senhor Hélcio Garcia Camarinha (Engenheiro e Diretor das Centrais Elétricas Belém S/A – CEBEL), o Senhor Milton Schahin (Diretor da empresa Schahim Engenharia S/A), o Senhor João Henrique Campos (Diretor da EIT – Empresa Industrial Técnica), O Senhor Rubens dos Santos Rocha (Representante da empresa Solosconsult Engenharia S/C LTDA), os Senhores Francisco J. S. Pereira e Rubens dos Santos Rocha (respectivamente Engenheiro Civil e Geólogo, ambos peritos do Ministério Público do Estado de Rondônia), para prestarem esclarecimentos sobre o rompimento da barragem da PCH de Apertadinho, no Município de Vilhena, Estado de Rondônia, ocorrido em 09 de janeiro de 2009.	C	Aprovado em 26/08/09		
45	Alexandre Santos	Solicita informações à ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, sobre o rompimento da barragem da PCH de Apertadinho, no Município de Vilhena, Estado de Rondônia, ocorrido em 9 de janeiro de 2009.	I	Aprovado em 26/08/09	Of. 64/09-P	Ofício nº 191/2009- DR/ANEEL

nº	Autor	Ementa	Tipo	Situação	Providência	Resposta
46	Alexandre Santos	Solicita Informações à CERON – Centrais Elétricas de Rondônia S/A, sobre o rompimento da barragem da PCH de Apertadinho, no Município de Vilhena, Estado de Rondônia, ocorrido em 9 de janeiro de 2009.	I	Aprovado em 26/08/09	Of. 68/09-P	CT/PR-212/2009 (fax) CT/PR-212/2009
47	Alexandre Santos	Solicita informações ao CONFEA – Conselho Federal de Engenharia, Arquitetura e Agronomia, sobre o rompimento da barragem da PCH de Apertadinho, no Município de Vilhena, Estado de Rondônia, ocorrido em 9 de janeiro de 2009.	I	Aprovado em 26/08/09	Of. 62/09-P	
48	Alexandre Santos	Solicita informações ao IRB – Brasil RE S.A. – Instituto de Resseguros do Brasil, sobre sinistros pagos por seguradoras, em obras executadas em território nacional pelas empresas Schahim Engenharia S.A. e EIT – Empresa Industrial Técnica S.A., responsável pela execução do projeto da PCH de Apertadinho, no Município de Vilhena, Estado de Rondônia.	I	Aprovado em 26/08/09	Of. 63/09-P	
49	Alexandre Santos	Solicita informações ao Ministério Público do Estado de Rondônia sobre o rompimento da barragem da PCH de Apertadinho, no Município de Vilhena, Estado de Rondônia, ocorrido em 9 de janeiro de 2009.	I	Aprovado em 26/08/09	Of. 69/09-P	Ofício nº 0665/2009/GAB=PGJ
50	Alexandre Santos	Solicita à COPEL – Companhia Paranaense de Energia, informações referentes à empresa Schahim Engenharia S.A., responsável pelo acidente ocorrido em 9 de janeiro de 2009, na PCH de Apertadinho, no Município de Vilhena, Estado de Rondônia.	I	Aprovado em 26/08/09	Of. 70/09-P	
51	Alexandre Santos	Requer informações da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) referentes aos valores das tarifas de energia elétrica que compreendem o período de 1994 a 2002.	I	Aprovado em 26/08/09	Of. 71/09-P	Ofício nº 178/2009-DR/ANEEL
52	Arnaldo Jardim	Requer a realização de audiência pública com a presença de representante da Organização das Cooperativas Brasileiras (OCB) e o Diretor-Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).	C	Retirado pelo Autor 1º/09/09		
53	Cleber Verde	Requer a expedição de ofícios à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para prestar esclarecimentos à CPI.	I	Aprovado 09/09/09	Of. 108/09-P	Of. nº 202/2009 - ANEEL
54	Ciro Nogueira	requer a convocação do Sr. Luiz Antônio Ciarlini.	C	Aprovado 1º/09/09	Of. 78/09-Sec	Reunião – 29/10/09
55	Alexandre Santos	que "requer informações do Operador Nacional do Sistema (ONS).	I	Aprovado 1º/09/09	Of. 85/09-P	CARTA ONS – 0860/100/2009
56	Alexandre Santos	requer informações da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).	I	Aprovado 1º/09/09	Of. 84/09-P	CT-02088/09 (fax) (CONFIDENCIAL) CT-02088/09 – original (CONFIDENCIAL)
57	Alexandre Santos	Requer informações da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).	I	Aprovado 1º/09/09	Of. 83/09-P	Ofício nº 193/2009-DR/ANEEL Ofício nº 211/2009-DR/ANEEL
58	Alexandre Santos	requer informações da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS).	I	Aprovado 1º/09/09	Of. 20/09-Sec	Ofício nº 211/2009-DR/ANEEL CTA-PRA-097/2009

nº	Autor	Ementa	Tipo	Situação	Providência	Resposta
59	Chico Lopes	Requer realização de uma audiência pública em Fortaleza-CE, com o intuito de discutir a situação da tarifa de energia praticada no Estado do Ceará.	C	Aprovado 09/09/09	Of. 203 a 209/09-P Of. 220 a 225/09-P	Ofício nº 176/2009- FIEC CT-2321/09 CT-2328/09 Carta CGTF- PRESI020/2009 CTA-ONS- 942/100/2009 CTA-ONS- 946/100/2009 Of. nº 10951/R - STF
60	Claudio Cajado	Requer seja criada Subrelatoria para o planejamento e controle dos recursos hídricos à transmissão da energia elétrica do País.	DV	Aprovado 16/09/09		
61	Claudio Cajado	Requer seja criada Subrelatoria para o planejamento e controle dos recursos hídricos à produção da energia elétrica do País.	DV	Aprovado 16/09/09		
62	Claudio Cajado	Requer seja criada Subrelatoria para o planejamento e controle dos recursos hídricos à distribuição da energia elétrica do País.	DV	Aprovado 16/09/09		
63	Nelson Bornier	Solicita ao Ministro das Minas e Energia, cópia do Contrato de Concessão de Outorga Primitivo, com a Empresa Companhia Paranaense de Energia Elétrica – COPEL, referentemente aos Decretos nº 84.209 de 14/11/1979, nº 84.680 de 02/05/1980 e 85.628 de 07/01/1981.	I	Aprovado 09/09/09	Of. 107/09-P	Of. 1747/2009 – MME
64	Wladimir Costa	Requer do Senhor Ministro de Minas e Energia, informações e cópia de documentos comprobatórios que atestam a aplicação de recursos da Reserva Global de Reversão – RGR e da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, referente à concessão de financiamento às concessionárias, permissionárias ou autorizadas para a expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica, relativo aos anos de 2005 a 2009.	I	Aprovado 09/09/09	Of. 106/09-P	Of. 1746/2009 - MME
65	Antônio Carlos Chamariz	Requer cópias do Balanço Patrimonial e Financeiro da Comp. Energética de Alagoas (CEAL) referente aos últimos 5 anos.	I	Aprovado 09/09/09	Of. 105/09-P	N. Ref. PR-070/2009 Of. PR-070/2009
66	Ciro Nogueira	Requer a realização de audiência pública com representantes do TCU e do Ministério Público Federal.	C	Aprovado 09/09/09	Of. 102/09-P Of. 103/09-P Of. 115/09-P Of. 69 e 70/09-Sec	e-mail - 3ª Câmara MPF Aviso nº 1057- GP/TCU Reunião - 15/09/09 - TCU Reunião – 22/09/09 – MPF Reunião – 28/10/09 Aviso nº 1236- GP/TCU
67	Ciro Nogueira	Requer cópia dos contratos de concessão celebrados pela ANEEL.	I	Aprovado 09/09/09	Of. 104/09-P	Of. nº 201/2009 - ANEEL

nº	Autor	Ementa	Tipo	Situação	Providência	Resposta
68	Alexandre Santos	Requer informações e cópias de documentos da (ANEEL) e das pessoas jurídicas que especifica.	I	Aprovado 16/09/09	Of. 116 a 120/09-P Of. 122/09-P	Of. DRG 260/09 - NEOENERGIA Of. PR-077 - COELBA Carta PRE-046/2009 – CELPE CA/pr-034/2009 – COSERN Ofício nº 220/2009- DR/ANEEL Ref.: CPI/AC-00109 - Guascor
69	Alexandre Santos	Requer seja convocada a Sra. Carmem Campos Pereira (Pres. do Grupo Rede) e os senhores Jorge Queiroz de Moraes Júnior (Pres. do Conselho de Administração da Rede – Empresa de Energia Elétrica), Sidney Simonaggio, Edmir José Bosso e Valdir Jonas Wolf, respectivamente, Vice-Pres., Dir. Operacional e Dir. de Regulação da ENERSUL (Empresa Energética de Mato Grosso do Sul) e Sérgio Seiko Yonamine (Pres. da Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos do Mato Grosso do Sul), para prestar esclarecimentos sobre as denúncias de irregularidades na substituição dos medidores, na cobrança indevida de consumo de energia elétrica e de suposta manipulação de dados de qualidade para a revisão tarifária, além de esclarecimentos acerca das constantes quedas e oscilações de energia elétrica que têm causado danos aos consumidores.	C	Aprovado 09/09/09		Of. nº DRG 259 – Neoenergia – prorrogação
70	Alexandre Santos	Requer informações do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).	I	Aprovado 16/09/09	Of. 127/09-P	Ofício nº 1776/2009/GM-MME
71	Alexandre Santos	Requer informações da ANEEL sobre o modelo da empresa de referencia.	I	Aprovado 16/09/09	Of. 124/09-P	Ofício nº 222/2009- DR/ANEEL

nº	Autor	Ementa	Tipo	Situação	Providência	Resposta
72	Alexandre Santos	<p>Requer informações da Secretaria da Receita Federal, das concessionárias dos serviços de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica e das entidades que representam os agentes do mercado.</p> <p>Continuação Resposta</p> <ul style="list-style-type: none"> - EBP-0164/09 – ENEL - PJCO-490/2009 – EDP - DS N° 460/2009 – SULGIPÉ - Carta nº 37/Presidência/2009 - DRDO-C/1445/2009/DJU – COPEL - GP-093/2009 – Grupo CEEE - CT/PR-265/2009 – CEPISA - P-026-2009 – Light - CA ERTE 058/2009 - CA ETES 003/2009 - CA ETEP 153/2009 - CA STC 077/2009 - CA ENTE 113/2009 - CA LUMITRANS 098/2009 - CA EATE 164/2009 		<p>Aprovado 16/09/09</p>	<p>Of. 226 a 246/09-P Of. 249/09-P</p>	<p>Ofício/RFB/GA BIN/nº10 32/2009 -CONF.</p> <p>Resposta da Receita Federal ao Of. 249 Ofício COOPERADM 219/2009 – Of. 272 Ofício – INTESA – PR028/2009 – Of. 307 PR-085 – COELBA – Of. 228 Carta/PR-058/09 – Of. 197 CA/PR-040/2009 – Of. 260 Nº P-285/2009 – Of. 237 CE nº014/2009-DPRE – Of. 242 CE nº001/2009-DPRE – Of. 241 CE nº078/2009-DPRE – Of. 277 Ofício N° 520/2009 – Of. 330 ETEE/039/09 – Of. 266 CE PR N° 0243/2009 – Of. 257 e 262 Ref. N° ETEO 0092/09 – Of. 327 ETAU 0084/09 – Of. 328 IR-1.481/2009 – Of. 236 e 310 CTL/DT-040/2009 – Of. 312 e 313 OF/SG/RF/218/2009 – Of. 264 C/DP/CHESP/Nº049/2009 – Of. 234 Forcel – 202/2009 N. Re.:119.2009 – Centroeste Ofício nº 260/2009 – Mux Energia ENF. DPRE-138/2009 – Energisa CE PR N° 0243/2009 – Boa Vista Of. S/N – Iguaçu – Iguaçu Energia Of. S/N – SN – Transmissão Nordeste CE DP 05/2009 – CEMAR Of. S/N – AES CE/OCR/040/09 – Votorantim Of. 122/AETE/2009 – Amazônia QNT 026/2009 – Quanta Geração Of. S/N – AES Sul Ofício nº 461/2009- EFLUL CARTA n. 00088/2009/P – CPFLs e RGE</p>

nº	Autor	Ementa	Tipo	Situação	Providência	Resposta
73	Alexandre Santos	Requer informações da Assembléia Legislativa do Maranhão, do Ministério Público do Maranhão, da ANEEL e da CEMAR.	I	Aprovado 16/09/09	Of. 121/09-P Of. 123 Of. 125 e 126/09-P	Of. 123/09 – CEMAR Ofício nº 213/2009-DR/ANEEL
74	Ilderlei Cordeiro	Requer seja convidado o Presidente da Associação dos Diplomados da Escola Superior de Guerra, Delegacia no Estado de São Paulo, Delegado Adauto Rocchetto, ou seu representante, tendo em vista que coordenou uma Comissão para apresentar soluções ao problema energético no Brasil, tendo participado da Consulta Pública – PDE 2017, junto ao Ministério de Minas e Energia, com a apresentação de alternativas para o setor.	C	Retirado de Pauta 16/09/09		
75	Eduardo da Fonte	Requer a Convocação do Secretário de Energia Elétrica do Ministério de Minas e Energia para prestar esclarecimentos.	C	Aprovado 16/09/09	Of. 31/09-P Of. 63/09-Sec	Reunião 23/09/09 Reunião 28/10/09
76	Alexandre Santos	Requer à ENERSUL, Empresa Concessionária de Serviços Públicos de Energia do Estado de Mato Grosso do Sul, informações referentes à revisão tarifária periódica e sobre a substituição de medidores ciclométricos (eletrônicos), substituídos na cidade de Campo Grande.	I	Aprovado 16/09/09	Of. 128/09-P	CT-ENV-56/09
77	Alexandre Santos	Requer a realização de Audiência Pública no Estado do Rio de Janeiro para discutir o setor elétrico.	C	Aprovado 16/09/09		
78	Sérgio Petecão	Requer da Eletroacre relatório de fornecimento de energia elétrica no Estado do Acre (por município).	I	Aprovado 16/09/09	Of. 200/09-P	
80	Cleber Verde	Requer expedição de ofícios à Companhia Energética do Maranhão – CEMAR para prestar esclarecimentos a CPI sobre aumento de tarifas.	I	Aprovado 23/09/09	Of. 202/09-P	CE DP 04/2009
81	Cleber Verde	Requer expedição de ofícios à Companhia Energética do Maranhão – CEMAR para prestar esclarecimentos a CPI.	I	Aprovado 23/09/09	Of. 201/09-P	CE DP 03/2009
82	Betinho Rosado	Requer a convocação de reunião de audiência pública no Rio Grande do Norte.		Aprovado 23/09/09	Of. 210 a 217/09-Of. 56/09-SecP	Reunião – 08/10/09
85	Wladimir Costa	Requer seja convidado o Dr. Mário Lúcio Avelar, Procurador da República do Estado de Mato Grosso, para prestar informações acerca das investigações do Ministério Público Federal, a respeito da participação não declarada de investidores na concessão da PCH (Pequena Central Hidrelétrica) rio Apertadinho, no município de Vilhena, Estado de Rondônia.	C	Retirado pelo Autor 07/10/09		Ofício nº 173/2009-WC

nº	Autor	Ementa	Tipo	Situação	Providência	Resposta
86	Sérgio Petecão	Requer informações de todas concessionárias de Energia Elétrica do País sobre a formação das tarifas.	C	Aprovado 27/10/09	Of. 112 a 138/09-Sec	CE nº 016/2009-DPRE – Energisa Paraíba Carta nº 267/2009-DD TR-076/09 – Light TR-078/09 – Light Ir-1.565/2009 – CEMIG VPAR/621/09 – CELTINS VPAR/622/09 – Nacional VPAR/623/09 – CEMAT VPAR/624/09 – CELPA VPAR/625/09 – Enersul Of. S/N – AES Sul – Fax DRDO- C/1478/2009/DFI – COPEL Of. S/N – AES Sul 1.00.681.09 – ELETRO NORTE CE DP 06/2009 – CEMAR PR-2339/09 – CELG CT/PR-266/2009 – CEPISA CELESC AC 886277 – CELESC Carta PR-060/9 – CELPE CA/PR-044/2009 – COSERN PR-095 – COELBA Ofício S/N – Eletropaulo PJCO-493/2009 – EDP
90	Wladimir Costa	Requer ao BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, informações acerca das linhas de apoio financeiro a projetos de investimentos, destinadas à implantação, expansão e modernização de empreendimentos no setor de energia elétrica.	I	Aprovado 28/10/09	Of. 111/09-Sec	Ofício 1146/2009 – BNDES GP - Prazo
94	Alexandre Santos	Requer informações da Secretaria de Estado do Desenvolvimento Ambiental (SEDAM) do Estado de Rondônia.	I	Retirado pelo Autor 28/10/09		
95	Alexandre Santos	Requer informações do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (IBAMA).	I	Retirado pelo Autor 28/10/09		
96	Márcio Junqueira	Requer sejam respondidos os questionamentos e encaminhadas as informações relacionadas.	I	Aprovado 28/10/09	Of. 95/09-P	Ofício nº 242/2009-DR/ANEEL
97	Márcio Junqueira	Requer o envio dos documentos que especifica.	I	Aprovado 28/10/09	Of. 96/09-P	Ofício nº 233/2009-DR/ANEEL
99	Eduardo da Fonte	Requer a quebra do sigilo dos dados bancários da CELPE e do Grupo NEOENERGIA.	Q	Retirado de Ofício		
101	Eduardo da Fonte	Requer seja enviada recomendação ao Ministério de Minas e Energia (MME), ao Procurador-Geral da República (PGR) e à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).	R	Aprovado 28/10/09	Of. 108 e 109/09-Sec	Ofício nº 238/2009-DR/ANEEL

nº	Autor	Ementa	Tipo	Situação	Providência	Resposta
106	Alexandre Santos	Requer informações da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	I	Aprovado 28/10/09	Of. 98/09-P	Ofício nº 241/2009-DR/ANEEL
107	Eduardo da Fonte	Requer a quebra do sigilo dos dados bancários da CELPE.	Q	Aprovado 27/10/09	Of. nº 107/09-Sec	Of. n.11841R - STF
108	Eduardo da Fonte	Requer o envio pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) das informações que especifica	I	Aprovado 28/10/09	Of. 94/09-Sec	Ofício nº 234/2009-DR/ANEEL
109	Eduardo da Fonte	Requer o envio dos documentos e das informações que especifica.	I	Aprovado 28/10/09	Of. 99/09-Sec Of. 100/09-Sec	Aviso nº 1306-GP/tcu
110	Eduardo da Fonte	Requer o envio pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) das informações que especifica.	I	Aprovado 28/10/09	Of. 101/09-Sec	Ofício nº 235/2009-DR/ANEEL
111	Eduardo da Fonte	Requer o envio pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) das informações que especifica.	i	Aprovado 28/10/09	Of. 102/09-P	Ofício nº 243/2009-DR/ANEEL
112	Eduardo da Fonte	Requer o envio pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) das informações que especifica.	I	Aprovado 28/10/09	Of. 103/09-P	Ofício nº 244/2009-DR/ANEEL
113	Eduardo da Fonte	Requer o envio pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) das informações que especifica.	I	Aprovado 28/10/09	Of. 104/09-Sec	Aviso nº 1305-GP/TCU
114	Alexandre Santos	Requer informações do Ministério de Minas e Energia (MME).	I	Aprovado 28/10/09	Of. 105/09-Sec	
115	Ilderlei Cordeiro	Solicita informações ao Grupo Guascor do Brasil, relativas a impostos e custo de combustíveis.	I	Aprovado 28/10/09	Of. 106/09-Sec	CPI/AC-002/09 - Guascor

1.6 Atividades desenvolvidas

Foram realizadas 29 reuniões da CPI, das quais nove tiveram caráter deliberativo e 20 compreenderam audiências públicas que trataram de temas diversos relacionados às tarifas de energia elétrica no Brasil. Destas, sete foram realizadas fora de Brasília.

1.6.1 Audiências públicas

Foram realizadas as seguintes audiências públicas no âmbito da CPI das Tarifas:

DATA	CONVIDADOS/DEPOENTES	ASSUNTO TRATADO
11/08/2009	RONALDO DA SILVA ABREU e GUSTAVO ANTONIO GALVÃO DOS SANTOS - Autores do artigo	Exposição sobre trabalho acadêmico publicado na <i>Revista do BNDES</i> , intitulado <i>Por que as tarifas foram para os céus? Propostas para o setor elétrico brasileiro</i> .

DATA	CONVIDADOS/DEPOENTES	ASSUNTO TRATADO
18/08/2009	CLÁUDIO JOSÉ DIAS SALES - Presidente do Instituto Acende Brasil LUIZ CARLOS SILVEIRA GUIMARÃES - Presidente da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE RICARDO ANTONIO GOBBI LIMA - Presidente da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres — ABRACE	Discussão sobre os valores praticados nas tarifas de energia elétrica no Brasil.
25/08/2009	LUIZ PINGUELLI ROSA - Coordenador do Programa de Planejamento Energético da COPPE, da UFRJ ROBERTO PEREIRA D'ARAÚJO - Consultor na Área de Energia ILDO LUÍS SAUER - Diretor da Divisão de Ensino do Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP	Discussão sobre os valores praticados nas tarifas de energia elétrica no Brasil.
02/09/2009	MAURÍCIO TOLMASQUIM – Presidente da Empresa de Pesquisa Energética – EPE HERMES JORGE CHIPP – Diretor-Geral do Operador Nacional do Sistema – ONS NELSON JOSÉ HUBNER MOREIRA – Diretor-Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL	Esclarecimentos à CPI sobre transferência de energia de térmicas a óleo, principalmente na Região Nordeste.

DATA	CONVIDADOS/DEPOENTES	ASSUNTO TRATADO
10/09/2009 Reunião realizada na Câmara Municipal de Boa Vista, Estado de Roraima.	GEORGE DA SILVA MELO – Vereador e Vice-Presidente da Câmara Municipal de Roraima JORGE NASSAR PALMEIRA – Diretor-Presidente da ELETRO NORTE FLÁVIO DECAT DE MOURA – Diretor-Presidente de Boa Vista Energia S/A RAUL PRUDENTE DE MORAES – Presidente da Companhia Energética de Roraima ANTÔNIO LEOCÁDIO VASCONCELOS FILHO – Secretário de Estado da Fazenda do Estado de Roraima ADEMIR TELES DE MENEZES – Promotor de Justiça do Ministério Público do Estado de Roraima PEDRO PINTO DA SILVA – Diretor do Departamento de Proteção de Defesa do Consumidor – DECON do Estado de Roraima PLÍNIO NOVAIS PINTO – Superintendente dos Correios em Roraima IVO SOM – Deputado Estadual de Rondônia FLAMARION PORTELA – Deputado Estadual de Rondônia SOCORRO SIMÕES – Deputada Estadual de Rondônia FARADILSON REIS DE MESQUITA – Líder comunitário	Esclarecimentos à CPI sobre tarifas de energia elétrica no Estado de Roraima.

DATA	CONVIDADOS/DEPOENTES	ASSUNTO TRATADO
11/09/2009 Reunião realizada na Assembleia Legislativa de Rio Branco, Estado do Acre.	JORGE NASSAR PALMEIRA – Diretor-Presidente da Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A – ELETRONORTE OLIVAR PINTO MESQUITA – Gerente-Geral da Filial do Acre da Guascor do Brasil Ltda. JOAQUIM AUGUSTO SANCHES – Presidente da Guascor do Brasil Ltda. CELSO SANTOS MATHEUS – Presidente Institucional da Companhia de Eletricidade do Acre – ELETROACRE NELSON FONSECA LEITE – Representante da Companhia de Eletricidade do Acre – ELETROACRE IVO SOM – Deputado Estadual por Roraima MÂNCIO LIMA CORDEIRO – Secretário de Fazenda do Estado do Acre NADMA FARIA KUNRATH – Diretora da Agência Reguladora dos Serviços Públicos do Estado do Acre WALTER LEITÃO PRADO – Deputado Estadual pelo Acre LUIZ GONZAGA CALIXTO NETO – Deputado Estadual pelo Acre JOSÉ LUÍZ TCHÊ – Deputado Estadual pelo Acre IDALINA ONOFRE DE BRITO FERNANDES – Deputada Estadual pelo Acre EDVALDO MAGALHÃES – Deputado Estadual pelo Acre MARCELO JUCÁ – Presidente do Sindicato dos Urbanitários do Acre IVAN CARVALHO DA SILVA – Presidente do Conselho dos Consumidores de Energia do Acre	Esclarecimentos à CPI sobre tarifas de energia elétrica em Rio Branco, Estado do Acre.
15/09/2009	MARCELO BARROS GOMES - Diretor da Secretaria de Fiscalização de Desestatização - SEFID do Tribunal de Contas da União - TCU	Debate sobre o controle externo exercido pelo TCU na regulação do setor elétrico.
16/09/2009	JERSON KELMAN – Ex-Diretor-Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL	Esclarecimentos do Sr. Jerson Kelman à CPI acerca de tarifas de energia elétrica.
22/09/2009	MARCELO RIBEIRO DE OLIVEIRA – Procurador da República e Membro do Ministério Público Federal.	Esclarecimentos à CPI acerca de algumas variáveis que o Ministério Público considera como penosas para a formação dos custos das tarifas de energia elétrica.

DATA	CONVIDADOS/DEPOENTES	ASSUNTO TRATADO
23/09/2009	JOSIAS MATOS DE ARAÚJO - Secretário de Energia Elétrica do Ministério de Minas e Energia MARCOS FRANCO MOREIRA - Diretor de Gestão da Política Tarifária do Brasil, do Ministério de Minas e Energia	Esclarecimentos à CPI acerca de tarifas de energia elétrica.
25/09/2009 Reunião de audiência pública realizada no Plenário da Assembleia Legislativa de Alagoas.	FLÁVIO DECAT DE MOURA – Diretor-Presidente da Companhia Energética de Alagoas – CEAL NELSON FONSECA LEITE – Diretor da CEAL – Regulação e Controle MAURÍCIO ACIOLI TOLEDO – Secretário da Fazenda de Alagoas LUCIANO CHAGAS DA SILVA – Representante do Ministério Público Estadual de Alagoas GEOLVANI DE OLIVEIRA SILVA – Presidente do Conselho de Consumidores da Companhia Energética de Alagoas – CEAL ARIOVALDO STELLE – Participante RODRIGO CUNHA – Superintendente do PROCON do Estado de Alagoas PAULÃO – Deputado Estadual por Alagoas JANE TIBÉRIA – Participante OSMAR SANTOS – Participante	Esclarecimentos à CPI acerca de tarifas de energia elétrica no Estado de Alagoas.
30/09/2009	NELSON FONTES SIFFERT FILHO – Superintendente da Área de Infraestrutura do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES	Esclarecimentos à CPI sobre tarifas de energia elétrica.

DATA	CONVIDADOS/DEPOENTES	ASSUNTO TRATADO
01/10/2009 Reunião de audiência pública realizada na Assembleia Legislativa de São Luís, Estado do Maranhão.	CARLOS AUGUSTO LEONE PIANI – Presidente da Companhia Energética do Maranhão – CEMAR LÍTIA CAVALCANTI – Promotora de Defesa do Consumidor do Estado do Maranhão CLÁUDIA DA COSTA SILVA DE OLIVEIRA – Representante do PROCON do Maranhão JOSÉ MARIA BORGES – Líder comunitário de Coroadinho, São Luís do Maranhão RONALDO DOS SANTOS CARNEIRO DINIZ – Líder comunitário da Área Itaqui-Bacanga, São Luís do Maranhão JOSÉ GUILHERME CARVALHO ZAGALLO – Advogado do Sindicato dos Urbanitários do Estado do Maranhão MARCOS CALDAS – Deputado Estadual pelo PRB do Maranhão AUGUSTO MIRANDA PAES JUNIOR – Vice-Presidente da CEMAR MARCOS ANTÔNIO SOUZA DE ALMEIDA – Participante PAULO DUARTE – Vice-Presidente da Casa das Mães Maranhenses PATRÍCIA PUGAS DE AZEVEDO LIMA – Diretora da CEMAR	Esclarecimentos à Comissão Parlamentar de Inquérito acerca das tarifas de energia elétrica no Estado do Maranhão.

DATA	CONVIDADOS/DEPOENTES	ASSUNTO TRATADO
02/10/2009 Reunião realizada de audiência pública na Assembleia Legislativa em Recife, Estado Pernambuco.	<p>LILIANE DA FONSECA LIMA ROCHA – Promotora de Justiça de Defesa da Cidadania e membro do Ministério Público Estadual de Pernambuco</p> <p>MAVIAEL DE SOUZA SILVA – Promotor de Justiça de Defesa do Consumidor do Estado de Pernambuco</p> <p>JOSÉ ANTÔNIO FEIJÓ DE MELO – Diretor do Núcleo Regional Nordeste do ILUMINA – Instituto do Desenvolvimento Estratégico do Setor Energético</p> <p>AFRÂNIO BARBOSA – Presidente da ABC Energia – Associação Brasileira de Consumidores de Energia</p> <p>JOSÉ CAVALCANTI DE RANGEL MOREIRA – Coordenador-Geral do PROCON, no Estado de Pernambuco</p> <p>JOSÉ HUMBERTO CASTRO – Ex-presidente da CELPE</p> <p>MARCELO MAIA DE AZEVEDO CORRÊA – Diretor-Presidente do Grupo Neoenergia</p> <p>MARCOS FRANCO MOREIRA – Diretor do Departamento de Gestão do Setor Elétrico</p> <p>JOISA CAMPANHER DUTRA SARAIVA – Diretora da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL</p> <p>MÁRCIO PINA MARQUES DE SOUSA – Procurador-Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL</p> <p>VICENTE ROQUE DE ARAÚJO – Presidente do Fórum de Entidades dos Consumidores</p> <p>LUIZ ANTÔNIO CIARLINI – Presidente da Companhia Energética de Pernambuco – CELPE</p> <p>PASTOR CLEITON COLLINS – Deputado Estadual</p> <p>GUILHERME VALDETARO MATHIAS – Advogado do Dr. Marcelo Maia de Azevedo Corrêa</p> <p>ESTÉFANO MENDOZA – Vereador por Recife, Estado de Pernambuco</p>	Esclarecimentos à CPI acerca de tarifas de energia elétrica no Estado de Pernambuco.

DATA	CONVIDADOS/DEPOENTES	ASSUNTO TRATADO
07/10/2009	<p>NELSON JOSÉ HUBNER MOREIRA - Diretor-Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL</p> <p>ILDO LUÍS SAUER - Diretor da Divisão de Ensino do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo — USP.</p>	Esclarecimentos sobre formação dos valores das tarifas de energia elétrica no Brasil, sobre a atuação da Agência Nacional de Energia Elétrica — ANEEL na autorização dos reajustes e reposicionamentos tarifários a título de reequilíbrio econômico-financeiro e sobre os motivos pelos quais a tarifa média de energia elétrica no Brasil é maior do que em nações do chamado G-7, grupo dos 7 países mais desenvolvidos do mundo.
08/10/2009 Reunião realizada na Assembleia Legislativa do Estado do Rio Grande do Norte.	<p>JOSÉ ROBERTO BEZERRA DE MEDEIROS – Presidente da Companhia de Energia Elétrica do Rio Grande do Norte – COSERN</p> <p>LUIZ EDUARDO BEZERRA DE FARIAS – Diretor-Presidente da Agência Reguladora de Serviços Públicos do Rio Grande do Norte</p> <p>JORGE ALBERTO DE SOUZA MADRUGA – Coordenador-Geral do PROCON do Rio Grande do Norte</p> <p>AFONSO DE LIGÓRIO MARQUES DE ARAÚJO – Presidente do Conselho de Consumidores da COSERN</p> <p>JOSÉ SOARES – Procurador Regional dos Direitos do Cidadão do Ministério Público Federal</p> <p>ALEXANDRE MATOS PESSOA DA CUNHA LIMA – Promotor de Justiça e representante do Ministério Público Estadual</p> <p>ROBERTO COELHO DA SILVA – Presidente dos Sindicatos e Organização das Cooperativas dos Estados da Região Nordeste – FECOOP/NE</p> <p>LUIZ SÉRGIO FILGUEIRA – Presidente da Federação das Cooperativas de Energia e Desenvolvimento Rural do Rio Grande do Norte Ltda. – FECOERN</p> <p>LUIZ BENES LEOCÁDIO DE ARAÚJO – Presidente da Federação dos Municípios do Rio Grande do Norte – FEMURN</p> <p>THIAGO BARBOSA TRINDADE – Secretário-Adjunto do Serviço Urbano do Município de Natal</p> <p>PEDRO DAMÁSIO COSTA NETO – Diretor Administrativo e Financeiro do Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Elétricas e Empresas Prestadoras de Serviços no Setor Elétrico e Similares do Estado do Rio Grande do Norte – SINTERN.</p>	Exposição sobre tarifa reduzida (tarifa verde) em horários determinados, resarcimento a consumidor que teve equipamento elétrico danificado por queda de energia e tarifas de energia no Estado do Rio Grande do Norte.

DATA	CONVIDADOS/DEPOENTES	ASSUNTO TRATADO
09/10/2009 Reunião realizada na Assembleia Legislativa do Estado do Ceará. Reunião de audiência pública da Comissão Parlamentar de Inquérito estadual sobre o aumento das tarifas de energia elétrica, em conjunto com a Comissão Parlamentar de Inquérito federal.	LULA MORAIS – Deputado Estadual, Relator da CPI da Assembléia Legislativa do Estado do Ceará JURANDIR MIRÃES PICANÇO JÚNIOR – Diretor Corporativo da Federação das Indústrias do Estado do Ceará – FIEC HÉRCULES AMARAL – Representante da Ordem dos Advogados do Brasil do Ceará e Assessor Jurídico da CPI da Tarifa de Energia, no Estado do Ceará JOSÉ IRAN RIBEIRO SOBRINHO – Presidente da Associação dos Consumidores de Energia Elétrica do Estado do Ceará RAUL AMARAL JÚNIOR – Advogado dos Consumidores de Energia do Ceará THEREZA NEUMANN SANTOS DE FREITAS – Engenheira Elétrica do Estado do Ceará JOSÉ FLÁVIO MAIA UCHÔA – Presidente do SINDELETRO, Estado do Ceará MARIA CINEIDE ALMEIDA – Presidente do Conselho do Movimento Popular – CMP, Estado do Ceará NÍVEA DIÓGENES – Representante do Movimento Atingidos por Barragens, Estado do Ceará GORETE FERNANDES NOGUEIRA – Presidenta da Federação de Bairros e Favelas MAURO SOUZA – Taxista AUGUSTINHO MOREIRA – Deputado Estadual do Ceará ABEL ALVES ROCHINHA – Presidente da COELCE JOÃO JAIME – Deputado Estadual e Presidente da CPI da Energia Elétrica do Estado do Ceará NELSON JOSÉ HUBNER MOREIRA – Diretor-Presidente da ANEEL	Discussão acerca das tarifas praticadas no Brasil, com destaque para os valores vigentes no Estado do Ceará.
14/10/2009	BRITALDO SOARES – Diretor-Presidente da AES ELETROPAULO JOSÉ LUÍS BEDNARSKI – Promotor de Justiça de Jacareí, Estado de São Paulo	Esclarecimentos sobre denúncia da falta de critérios para aumento das tarifas de energia elétrica da AES ELETROPAULO.

DATA	CONVIDADOS/DEPOENTES	ASSUNTO TRATADO
28/10/2009	<p>NELSON JOSÉ HÜBNER MOREIRA - Diretor-Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica — ANEEL</p> <p>JOSIAS MATOS DE ARAÚJO - Secretário de Energia Elétrica do Ministério de Minas e Energia</p> <p>ADALBERTO SANTOS DE VASCONCELOS - Secretário de Fiscalização e Desestatização — SEFID, do Tribunal de Contas da União — TCU</p> <p>HERMES JORGE CHIPP - Diretor do Operador Nacional do Sistema Elétrico — ONS</p> <p>JOSÉ EDUARDO TAVOLIERI DE OLIVEIRA - Presidente da Comissão de Defesa do Consumidor da Ordem dos Advogados do Brasil — OAB</p> <p>RONALDO SCHUCK - Superintendente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica — CCEE</p> <p>LUIZ CARLOS GUIMARÃES - Presidente da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica — ABRADEE</p>	Exposições sobre o tema objeto da CPI.
29/10/2009	<p>DJALMA BASTOS DE MORAIS - Diretor-Presidente das Centrais Elétricas de Minas Gerais — CEMIG</p> <p>MARCELO MAIA DE AZEVEDO CORRÊA - Diretor-Presidente do Grupo Neoenergia</p> <p>BRITALDO SOARES - Diretor-Presidente das Empresas do Grupo AES-Eletropaulo</p> <p>JOSÉ LUÍS BEDNARSKI - Promotor de Justiça de Jacareí, Estado de São Paulo</p> <p>JOSÉ EDUARDO TAVOLIERI DE OLIVEIRA - Presidente da Comissão de Defesa do Consumidor da OAB/São Paulo</p> <p>CRISTIÁN EDUARDO FIERRO MONTES - Diretor-Presidente da AMPLA — Energia e Serviços S/A.</p> <p>LUCIANA OLIVEIRA DE ALMEIDA - Presidenta em Exercício do Instituto de Defesa do Consumidor — PROCON-DF</p> <p>MAVIAEL DE SOUZA SILVA - Promotor de Justiça do Consumidor do Estado de Pernambuco</p> <p>LUIZ ANTÔNIO CIARLINI - Presidente da Companhia Energética de Pernambuco — CELPE</p>	Debate sobre a possibilidade de entendimento entre distribuidoras de energia elétrica e consumidores sobre a cobrança de tarifas.

As notas taquigráficas contendo as exposições e os depoimentos dos participantes das audiências públicas encontram-se disponíveis no site da Câmara dos Deputados, no endereço: www2.camara.gov.br/comissoes/temporarias53/cpi/cpitaele/notas-taquigraficas.

2 PANORAMA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A história do setor elétrico brasileiro pode ser caracterizada em quatro períodos consecutivos. De seus primórdios, em 1883, com a utilização da energia elétrica para iluminação pública e serviço de transporte por bondes elétricos, até o final dos anos 50, a primeira fase do setor teve a iniciativa privada como principal agente no fornecimento de energia elétrica no Brasil.

A estatização do setor, a criação da Eletrobrás, a expansão dos sistemas elétricos por meio de grandes projetos e o aumento da qualidade do atendimento à população, marcam os principais eventos da segunda fase, cujo fim ocorre na segunda metade da década de 70.

No terceiro período, a formação e agravamento da crise financeira são determinantes para o setor elétrico, o levando à incapacidade de manter os investimentos necessários à sua expansão e operação, forte deterioração do seu desempenho empresarial e, consequentemente, a rigorosos questionamentos da sua estrutura institucional.

Por fim, a partir do início da década de 90, o setor elétrico passou por significativas reformas, que compreenderam mudanças institucionais, estruturais e comerciais, caracterizadas em um primeiro momento pela desregulamentação e retorno da iniciativa privada nos diversos segmentos e, mais recentemente, pela retomada das atividades de planejamento centralizado.

Estes fatores combinados conduziram a uma situação extremamente complexa no país: retomar a expansão da capacidade de geração em níveis compatíveis com o aumento de consumo, criar um

ambiente competitivo e atraente para a iniciativa privada e definir um novo modelo institucional forte e capaz de sustentar adequadamente o setor elétrico.

Não cabe descrever neste relatório os detalhes históricos do setor, mas apenas os principais eventos das duas mais recentes fases do setor elétrico, os quais contribuíram para as mudanças ocorridas nos últimos quinze anos.

Adicionalmente, é fundamental que sejam apresentadas as características gerais do setor elétrico e de seu modelo, o que dará maior compreensão das questões regulatórias e dos processos de cálculo tarifário.

2.1 Breve histórico recente do setor

Com o setor elétrico nacional já consolidado no início da década de 1970 e a economia do país apresentando altas taxas de crescimento, o planejamento do sistema era feito para atender a um crescimento de mercado a taxas superiores a 10% ao ano. A remuneração tarifária das empresas se situava na faixa de 10% a 12% e a captação de recursos no exterior para financiar a expansão do setor era facilitada pela saúde financeira do país e das próprias empresas.

Durante o período 1970-1979, várias obras foram planejadas, projetadas e tiveram suas construções iniciadas para atender o mercado que se previa para a primeira metade da década de 1980. A integração entre as empresas é intensificada neste período, tornando-se necessária uma coordenação em nível de sistema interligado, atribuição do Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI), coordenado pela Eletrobrás, que passou a fazer a gestão da operação a partir de 1973

por meio de uma estrutura em pool coordenado. Outro ponto marcante desta época é o desenvolvimento de técnicas e métodos de planejamento econômico. Em 1979 ocorre, com reflexos mundiais, a segunda crise energética, com a brusca elevação dos preços do petróleo. O Brasil, grande importador do produto, teve a sua economia profundamente abalada pela medida.

Em todo o País, o setor elétrico começou a passar por dificuldades que há muito não se vivia: a crise econômica reduziu as taxas de crescimento do mercado para 9,9% em 1980 e 1,4% em 1981, e consequentemente aquele sistema planejado para um mercado que cresceria a mais de 10% passou a dispor de certa folga. Por outro lado, redução do mercado significou menor arrecadação, agravando uma situação que já vinha de 1978, quando a taxa de remuneração das empresas caiu para menos de 8%. Este quadro levou à deterioração econômica das empresas, dificuldades para captação de empréstimos externos e limitação dos níveis de investimentos para o futuro.

Em paralelo a isto, as dificuldades conjunturais do país começaram a exigir do setor elétrico contribuições significativas, algumas aproveitando a disponibilidade energética do período e outras contrariando os princípios mais elementares de um bom planejamento. Entre as primeiras destacaram-se a venda de energia excedente a preços incentivados visando a substituição dos derivados de petróleo e a produção de bens para exportação. Por outro lado, a que mais causou impacto foi a compra indiscriminada de equipamentos para instalações elétricas, os famosos “pacotes”, com o objetivo de captar dólares no exterior.

No início dos anos 80, com a disponibilidade de energia elétrica face à redução de mercado, iniciou-se um grande incentivo ao seu uso e o planejamento da expansão do sistema foi reestruturado devido às dificuldades financeiras. Diversas obras são postergadas e adota-se um modelo colegiado de empresas com a criação do Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS). Outros aspectos importantes são a consolidação do processo tecnológico, a intensificação das relações comerciais e a comercialização das energias secundárias – aquelas disponíveis em períodos de abundância hidrológica –, que conferiram ao setor um maior grau de maturidade.

O atraso nos investimentos, provocado pelo endividamento externo e pela defasagem nas tarifas, começa a tornar-se grave a partir de 1984, período em que já não se consegue acompanhar o crescimento da demanda. Este quadro, aliado a severas estiagens ocorridas a partir de 1985, causa uma grande crise no abastecimento, provocando racionamentos na região sul, em 1986, e na região nordeste no ano seguinte. É lançado o Plano de Recuperação Setorial (PRS) com o propósito de aumentar gradativamente as tarifas até que elas atingissem um nível adequado, diminuindo consequentemente o consumo e remunerando as empresas de forma a retomar os investimentos no setor. No entanto, prevaleceu a estratégia do governo de utilizar as tarifas públicas como um dos instrumentos de combate à inflação, bastante acentuada no final da década de 1980 e no inicio da década seguinte.

Em 1991, segundo um relatório interno do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), a taxa média de remuneração dos investimentos do setor era, naquele ano, negativa – cerca de -2,5% – e a previsão para o ano seguinte era mais pessimista

ainda, com uma taxa de -3,5%. No final de 1992, a dívida da Eletrobrás e suas controladas ultrapassava o valor de US\$ 28,0 bilhões, dos quais somente o intercâmbio de energia entre os concessionários era responsável por um valor de mais de US\$ 4,0 bilhões.

Diante do cenário de descapitalização das empresas, o volume de investimentos no setor foi severamente afetado, tendo decaído de cerca de US\$ 16 bilhões em 1987 para aproximadamente US\$ 7 bilhões em 1993.

2.1.1 As bases para a reforma do modelo

A necessidade de uma reforma no setor, envolvendo aspectos estruturais e institucionais, já estava sendo discutida desde o começo da década de 1980, porém, as mudanças se iniciaram a partir de 1993. O saneamento das dívidas do setor, eliminando as inadimplências até 1993, é conseguido com a Lei 8.631/93, que, pelo menos teoricamente, liberou as tarifas, passando a vigorar o princípio do preço garantido. Nesta mesma época começam efetivamente as medidas necessárias para um retorno da iniciativa privada ao setor elétrico, reconhecido desde 1990 como a principal alternativa para solução da falta de recursos do Estado, aumento da competição e efetivação do Plano Nacional de Desestatização (PND).

Em 1995, o setor elétrico se encontra na fase mais aguda da crise, com grandes riscos de déficit de energia, o que poderia comprometer o pleno atendimento do mercado. A Lei 8.631/93 não foi suficientemente capaz de superar os problemas do setor elétrico, embora tenha elevado o nível das tarifas e promovido a sua desequalização.

A crise estrutural era acentuada devido a vários desajustes e problemas, dos quais, pode-se dizer que a incapacidade de gerar recursos suficientemente capazes de atender a necessária expansão do sistema de geração foi a principal motivação para a reforma.

Simultaneamente à crise do setor ocorre um significativo aumento no consumo de energia elétrica no país, elevando as taxas médias de expansão do consumo de 3,5% para 7% ao ano.

O mais grave da crise em que se encontrava o setor elétrico antes de 1995 é que não havia uma proposta que permitisse uma imediata e rápida reformulação setorial, a despeito de uma década de discussões e tentativas frustradas de superação da crise. O setor elétrico continuava profundamente dividido quanto aos caminhos a seguir.

Diante disso, o governo federal adotou uma série de medidas com o objetivo de iniciar efetivamente um processo de ampla reestruturação do setor. A base das mudanças ocorre com a promulgação de uma nova legislação setorial, incorporando as tendências mais modernas da indústria de energia elétrica e permitindo antecipar alguns dispositivos reguladores essenciais, como a criação de um agente setorial independente – a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) –, de um operador do sistema elétrico – o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – e de um ambiente comercial propício objetivando a retomada da expansão da oferta com recursos privados – o Mercado Atacadista de Energia (MAE).

2.1.1.1 A Agência Nacional de Energia Elétrica

A ANEEL foi instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com o objetivo de regular e fiscalizar a produção,

transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. Com a criação da ANEEL, foi extinto o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE.

Posteriormente, o Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, veio regulamentar a lei 9.427/96, constituindo a ANEEL como uma autarquia sob regime especial com personalidade jurídica de direito público. Delegou autonomia patrimonial, financeira e administrativa à Agência, vinculando-a ao Ministério de Minas e Energia (MME), com sede em Brasília.

Cabem ser transcritas a finalidade e as competências da ANEEL conforme estabelecidas pelo Decreto nº 2.335/97 em seus artigos 3º e 4º:

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:

I - prevenção de potenciais conflitos, por meio de ações e canais que estabeleçam adequado relacionamento entre agentes do setor de energia elétrica e demais agentes da sociedade;

II - regulação e fiscalização realizadas com o caráter de simplicidade e pautadas na livre concorrência entre os agentes, no atendimento às necessidades dos consumidores e no pleno acesso aos serviços de energia elétrica;

III - adoção de critérios que evitem práticas anticompetitivas e de impedimento ao livre acesso aos sistemas elétricos;

IV - criação de condições para a modicidade das tarifas, sem prejuízo da oferta e com ênfase na qualidade do serviço de energia elétrica;

V - criação de ambiente para o setor de energia elétrica que incentive o investimento, de forma que os concessionários, permissionários e autorizados tenham asseguradas a viabilidade econômica e financeira, nos termos do respectivo contrato;

VI - adoção de medidas efetivas que assegurem a oferta de energia elétrica a áreas de renda e densidade de carga baixas, urbanas e rurais, de forma a promover o desenvolvimento econômico e social e a redução das desigualdades regionais;

VII - educação e informação dos agentes e demais envolvidos sobre as políticas, diretrizes e regulamentos do setor de energia elétrica;

VIII - promoção da execução indireta, mediante convênio, de atividades para as quais os setores públicos estaduais estejam devidamente capacitados;

IX - transparência e efetividade nas relações com a sociedade.

.....

Art. 4º À ANEEL compete:

I - implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração de energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais de energia hidráulica;

II - incentivar a competição e supervisioná-la em todos os segmentos do setor de energia elétrica;

III - propor os ajustes e as modificações na legislação necessários à modernização do ambiente institucional de sua atuação;

IV - regular os serviços de energia elétrica, expedindo os atos necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela legislação em vigor;

V - regular e fiscalizar a conservação e o aproveitamento dos potenciais de energia hidráulica, bem como a utilização dos reservatórios de usinas hidrelétricas;

VI - regular e fiscalizar, em seu âmbito de atuação, a geração de energia elétrica oriunda de central nuclear;

VII - aprovar metodologias e procedimentos para otimização da operação dos sistemas interligados e isolados, para acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e para comercialização de energia elétrica;

VIII - fixar critérios para cálculo do preço de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e arbitrar seus valores, nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos, de modo a garantir aos requerentes o livre acesso, na forma da lei;

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;

X - atuar, na forma da lei e do contrato, nos processos de definição e controle dos preços e tarifas, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, e criar mecanismos de acompanhamento de preços;

XI - autorizar a transferência e alteração de controle acionário de concessionário, permissionário ou autorizado de serviços ou instalações de energia elétrica;

XII - autorizar cisões, fusões e transferências de concessões;

XIII - articular-se com o órgão regulador do setor de combustíveis fósseis e gás natural para elaboração de critérios de fixação dos preços de transporte desses combustíveis, quando destinados à geração de energia elétrica, e para arbitramento de seus valores, nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos;

XIV - fiscalizar a prestação dos serviços e instalações de energia elétrica e aplicar as penalidades regulamentares e contratuais;

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;

XVII - intervir, propor a declaração de caducidade e a encampação da concessão de serviços e instalações de energia elétrica, nos casos e condições previstos em lei e nos respectivos contratos;

XVIII - estimular a organização e operacionalização dos conselhos de consumidores e comissões de fiscalização periódica compostas de representantes da ANEEL, do concessionário e dos usuários, criados pelas Leis nºs 8.631, de 4 de março de 1993, e 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;

XIX - dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionários, permissionários, autorizados, produtores independentes e autoprodutores, entre esses agentes e seus consumidores, bem como entre os usuários dos reservatórios de usinas hidrelétricas;

XX - articular-se com outros órgãos reguladores do setor energético e da administração federal sobre matérias de interesse comum;

XXI - promover a articulação com os Estados e Distrito Federal para o aproveitamento energético dos cursos de água e a compatibilização com a Política Nacional de Recursos Hídricos;

XXII - dar suporte e participar, em conjunto com outros órgãos, de articulação visando ao aproveitamento energético dos rios compartilhados com países limítrofes;

XXIII - estimular e participar das atividades de pesquisa e desenvolvimento tecnológico necessárias ao setor de energia elétrica;

XXIV - promover intercâmbio com entidades nacionais e internacionais;

XXV - estimular e participar de ações ambientais voltadas para o benefício da sociedade, bem como interagir com o Sistema Nacional de Meio Ambiente em conformidade com a legislação vigente, e atuando de forma harmônica com a Política Nacional de Meio Ambiente;

XXVI - determinar o aproveitamento ótimo do potencial de energia hidráulica, em conformidade com os §§ 2º e 3º do art. 5.o da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;

XXVII - diminuir os limites de carga e tensão de consumidores, para fins de escolha do seu fornecedor de energia elétrica, nos termos do § 3º do art. 15 da Lei nº 9.074, de 1995;

XXVIII - expedir as outorgas dos direitos de uso dos recursos hídricos para fins de aproveitamento dos potenciais de energia

hidráulica, em harmonia com a Política Nacional de Recursos Hídricos;

XXIX - extinguir a concessão e a permissão de serviços de energia elétrica, nos casos previstos em lei e na forma prevista no contrato;

XXX - elaborar editais e promover licitações destinadas à contratação de concessionários para aproveitamento de potenciais de energia hidráulica e para a produção, transmissão e distribuição de energia elétrica;

XXXI - emitir atos de autorização para execução e exploração de serviços e instalações de energia elétrica;

XXXII - celebrar, gerir, rescindir e anular os contratos de concessão ou de permissão de serviços de energia elétrica e de concessão de uso de bem público relativos a potenciais de energia hidráulica, bem como de suas prorrogações;

XXXIII - organizar e manter atualizado o acervo das informações e dados técnicos relativos às atividades estratégicas do serviço de energia elétrica e do aproveitamento da energia hidráulica;

XXXIV - expedir as autorizações para a realização de estudos, anteprojetos e projetos, nos termos dos §§ 1º e 2º do art. 28 da Lei nº 9.427, de 1996, e do art. 1º da Lei nº 6.712, de 5 de novembro de 1979, estipulando os valores das respectivas cauções;

XXXV - declarar a utilidade pública, para fins de desapropriação ou de instituição de servidão administrativa, dos bens necessários à execução de serviço ou instalação de energia elétrica, nos termos da legislação específica;

XXXVI - desenvolver atividades de hidrologia relativas aos aproveitamentos de energia hidráulica e promover seu gerenciamento nos termos da legislação vigente;

XXXVII - cumprir e fazer cumprir o Código de Águas, na área de sua responsabilidade;

XXXVIII - regulamentar e supervisionar as condições técnicas e administrativas necessárias à descentralização de atividades;

XXXIX - celebrar convênios de cooperação, em especial com os Estados e o Distrito Federal, visando à descentralização das atividades complementares de regulação, controle e fiscalização, mantendo o acompanhamento e avaliação permanente da sua condução;

XL - definir e arrecadar os valores relativos à compensação financeira pela exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, nos termos da legislação vigente, fiscalizando seu recolhimento;

XLI - arrecadar os valores relativos aos "royalties" devidos pela Itaipu Binacional ao Brasil e de outros aproveitamentos binacionais, nos termos dos regulamentos próprios definidos em acordos internacionais firmados pelo Governo brasileiro e fiscalizar seus recolhimentos e utilizações;

XLII - apurar e arrecadar os valores da taxa de fiscalização instituída pela Lei nº 9.427, de 1996, na conformidade do respectivo regulamento;

XLIII - fixar os valores da cota anual de reversão, da cota das contas de consumo de combustíveis fósseis, das cotas de reintegração dos bens e instalações em serviço e outras transferências de recursos aplicadas ao setor de energia elétrica, e fiscalizar seus recolhimentos e utilizações, quando for o caso.

Parágrafo único. A ANEEL providenciará os ajustes e modificações nos regulamentos de sua competência, em função de mudanças estabelecidas pela legislação superveniente.

Em síntese, a Agência deve zelar pela qualidade dos serviços prestados, pela universalidade de atendimento aos consumidores e pelo controle da razoabilidade das tarifas cobradas, preservando sempre a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria para compatibilizar interesses. Também é responsável pela criação de um ambiente que incentive o investimento de forma a garantir o retorno financeiro dos concessionários e a oferta plena de energia elétrica a todos os segmentos da sociedade, promovendo assim, o desenvolvimento econômico do país e a redução das desigualdades regionais.

Temos, portanto, que a finalidade precípua da ANEEL é proporcionar todas as condições necessárias ao adequado desenvolvimento do setor elétrico e, fundamentalmente, manter o equilíbrio do setor elétrico, compatibilizando os interesses do governo, dos agentes e dos consumidores.

2.1.1.2 O Operador Nacional do Sistema Elétrico

Instituído em 1998 como entidade privada, sob a forma de associação civil, o ONS é formado pelas empresas de geração, transmissão, distribuição, importação e exportação e consumidores livres e tem como objetivo principal executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica no Sistemas Interligado Nacional - SIN, promovendo a otimização dos sistemas de acordo com padrões técnicos, critérios de confiabilidade e regras de mercado, sob a fiscalização e regulação da ANEEL. O ONS substituiu o GCOL-Eletrobrás.

A criação do ONS foi estabelecida pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e pelos Decretos nº 2.655, de 2 de junho de 1998, e nº 5.081, de 14 de maio de 2004.

A missão do ONS é executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica no sistema interligado, assegurando a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica e garantindo o livre acesso à rede básica.

2.1.1.3 O Mercado Atacadista de Energia

A abertura do setor para a iniciativa privada necessitou de um ambiente comercial organizado e regido por um conjunto de regras, no qual passaram a ser realizadas operações de compra e venda de energia elétrica entre seus participantes. Tal ambiente foi chamado de Mercado Atacadista de Energia (MAE) e as bases para sua instituição e funcionamento foram definidas pelo Acordo de Mercado, contrato multilateral de adesão, subscrito em agosto de 1998 por agentes de geração, comercialização, importação, exportação e consumidores livres enquadráveis nas condições estabelecidas.

Posteriormente, o MAE deixou de representar o ambiente comercial e foi instituído como agente de contabilização e liquidação do setor elétrico, tendo sido substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em 2004.

A CCEE é uma associação civil, criada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja finalidade é viabilizar a comercialização de energia nos Ambientes de Contratação Regulada (ACR) e Contratação Livre (ACL), além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto

prazo¹. As regras e os procedimentos de comercialização que regulam as atividades realizadas na CCEE são aprovados pela ANEEL.

2.1.1.4 O processo de privatização das empresas do setor

Paralelamente às mudanças do modelo, foi dado início a um amplo programa de privatizações, envolvendo inicialmente as distribuidoras federais e em seguida as estaduais, cujo objetivo foi criar condições para o saneamento financeiro das concessionárias estatais e a recuperação da capacidade de gestão técnica e administrativa que haviam sido perdidas.

As privatizações das empresas do setor elétrico brasileiro fizeram parte da segunda etapa do Programa Nacional de Desestatização (PND). Iniciado no governo Collor, o PND, em sua primeira etapa, consistiu na venda de empresas do setor industrial. A segunda fase do programa visou à transferência de empresas de serviços públicos ao setor privado.

O processo de privatização seguiu uma política de afastamento do Estado das atividades econômicas como produtor e de venda de ativos para redução da dívida pública. No setor elétrico, especialmente, este processo foi motivado pelo esgotamento da capacidade de financiamento do Estado e pela intenção de estimular o aumento da eficiência com a competição, mediante a reestruturação do setor.

Ao contrário de outros países, onde primeiro foi montado o quadro legal e regulatório para depois se iniciar o processo de venda, a

¹ As atividades de contabilização e liquidação financeira realizadas pela CCEE são auditadas externamente, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 109, de 26 de outubro de 2004 (Convenção de Comercialização de Energia Elétrica).

privatização no Brasil começou sem a definição do novo modelo. O segmento da distribuição, por estar menos sujeito a modificações, concentrou as primeiras vendas. O governo federal começou pela venda de suas empresas de distribuição Escelsa, do Espírito Santo, e Light, do Rio de Janeiro. Os governos estaduais, de forma geral, não concordaram, em um primeiro momento, a se desfazer de suas empresas. Entretanto, a falta de recursos dos governos estaduais e o apoio do governo federal para a privatização fizeram com que houvesse uma mudança de postura da maior parte dos estados.

As Empresas Privatizadas no Setor Elétrico Brasileiro

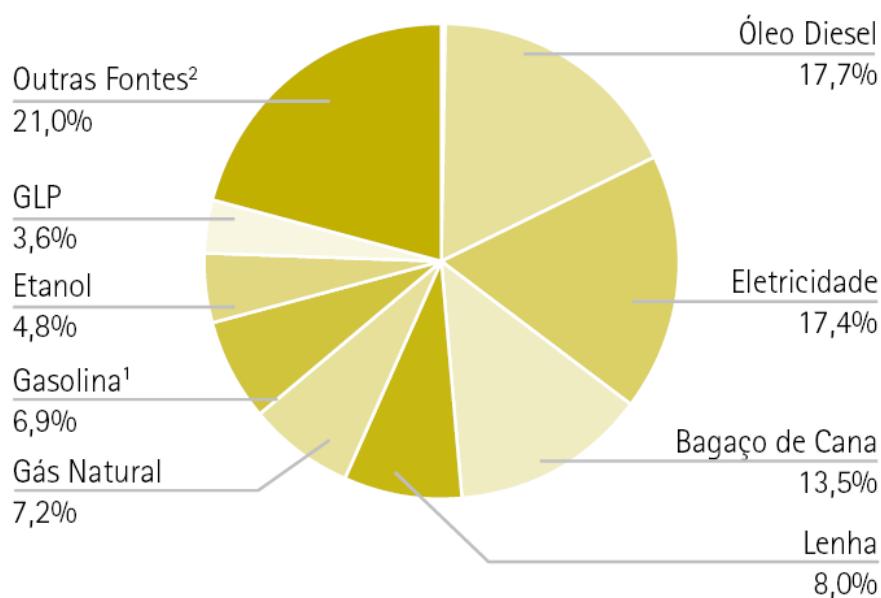
<i>Empresa (estado)</i>	<i>Data</i>	<i>Ações ordinárias negociadas (%)</i>	<i>Preço pago (R\$ milhões)</i>	<i>Ágio sobre o preço mínimo (%)</i>	<i>Comprador</i>
Escelsa (ES)	11/07/95	97,27	357,92	11,80	Iven, GTD, Participações Houston Energy,
Light (RJ)	21/05/96	50,44	2.697,94	zero	AES, CSN, BNDESPar, EdF
Cerj (RJ)	20/11/96	70,27	605,33	30,30	EDP, Endesa e Enersis
Coelba (BA)	31/07/97	71,14	1.730,89	77,40	BrasilCap, Iberdrola, BBDTVM e Previ
C. Dourada (GO)	05/09/97	94,18	779,76	43,50	Endesa, Edgel e Fundos Inv.
CEEE – CO (RS)	21/10/97	90,91	1.510,00	93,60	AES
CEEE – NNE (RS)	21/10/97	90,75	1.635,00	82,60	VBC, CEA e Previ
CPFL (SP)	05/11/97	57,60	3.014,91	70,10	VBC, Previ e Fundação Cesp
Enersul (MS)	19/11/97	84,21	625,56	83,80	Escelsa
Cemat (MT)	27/11/97	96,27	391,50	21,80	Grupo Rede e Inepar
Energipe (SE)	03/12/97	91,80	577,10	96,10	Cataguazes e Uptick
Cosern (RN)	12/12/97	80,20	676,40	73,60	Coelba, Guaraniara e Uptick
Coelce (CE)	02/04/98	84,59	987,00	27,20	Cerj, Enersis e Endesa
Metropolitana (SP)	15/04/98	74,88	2.026,73	zero	Light
Celpa (PA)	09/07/98	54,98	450,26	zero	Grupo Rede e Inepar
Elektro (SP)	16/07/98	90,00	1.479,00	98,90	Enron
Gerasul (SC)	15/09/98	50,01	945,70	zero	Tractebel
Bandeirante (SP)	17/09/98	74,88	1.014,52	zero	EDP e CPFL
Cesp Paranapanema (SP)	28/07/99	38,70	1.260,22	90,20	Duke Energy
Cesp Tietê (SP)	27/10/99	38,66	938,06	30,00	AES
Celpe	17/02/00	85,50	1.780,98	zero	Iberdrola, Previ e BBI
Cemar	15/06/00	86,25	522,79	zero	PPL
Saelpa	30/11/00	90,00	362,98	zero	Alliant e Cataguazes

Fonte: Elaboração a partir de informações do BNDES e MME

2.2 Características do sistema elétrico

Conhecer as características do sistema elétrico brasileiro é fundamental para compreender como se configura a estrutura física que atende a praticamente toda a população brasileira, constituída de cerca de 190 milhões de pessoas em todo o território nacional, cuja área é a 5^a maior do mundo. Para se ter uma ideia da dimensão dessa estrutura, torna-se conveniente conhecer o quanto significativa é a energia elétrica na matriz de consumo energético do Brasil. Os resultados preliminares do Balanço Energético Nacional – BEN² 2009, tendo como base o ano de 2008, mostram que a energia elétrica representa 17,4% de toda a energia consumida no Brasil, ficando apenas atrás do óleo diesel, cujo consumo representa 17,7%.

Consumo energético brasileiro em 2008



¹ Inclui apenas gasolina A (automotiva)

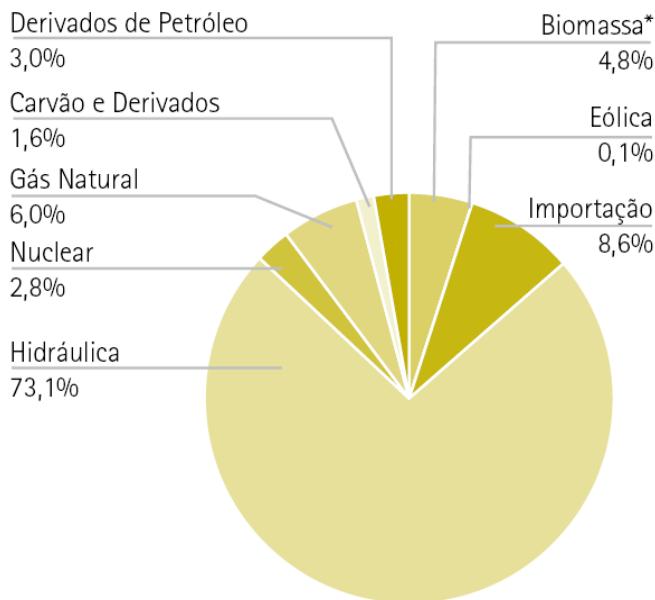
² Inclui lixívia, óleo combustível, gás de refinaria, coque de carvão mineral e carvão vegetal, dentre outros

Fonte: Balanço Energético Nacional 2009

² Desenvolvido pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, o BEN apresenta a contabilidade relativa à oferta e ao consumo de todas as formas de energia, contemplando as atividades de extração de recursos energéticos primários, sua conversão em formas secundárias, a importação e a exportação, a distribuição e o uso final da energia.

Ainda segundo o BEN 2009, desses 17,4% do consumo energético, 73,1% advém de fontes hidráulicas, conforme ilustra a figura a seguir.

Oferta de energia elétrica em 2008



(*) Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações

Fonte: Balanço Energético Nacional 2009

É notório, portanto, a intensa utilização de recursos hídricos para produzir energia elétrica no Brasil.

Como a maior parte do potencial hidráulico está situada muito distante dos grandes centros de carga, ou seja, em regiões onde o consumo de energia elétrica é mais intenso, torna-se necessário transportar, por exemplo, a energia produzida no Norte, onde há grande potencial, até os centros de consumo, como o Sudeste.

Potencial hidrelétrico do Brasil

Região	Potencial (MW)	Explorado
Nordeste	26.268	40,4%
Sul	42.030	47,9%
Sudeste/Centro Oeste	78.716	41,0%
Norte	111.396	8,9%
Brasil	258.410	30%

Fonte: MME

São mais de 90 mil quilômetros de linhas de transmissão que fazem parte do chamado Sistema Interligado Nacional – SIN, que abrange as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte do Norte. O SIN abriga aproximadamente 97% de toda a capacidade de produção de energia elétrica do Brasil.

Essa integração do sistema elétrico brasileiro, além de aumentar a confiabilidade do sistema, é fundamental para um país que, devido a sua extensão e predominância de geração de energia elétrica a partir de fontes hidráulicas, possui regimes hidrológicos que variam significativamente ao longo do ano, podendo apresentar períodos de estiagem em uma região e de chuva em outra, o que proporciona alguma complementaridade entre as diversas bacias hidrográficas.

A integração possibilita que a localidade em que os reservatórios estão mais cheios envie energia elétrica à outra, em que os reservatórios se encontram mais vazios. Isso permite a preservação de uma determinada quantidade de energia na forma de água estocada. Essa troca ocorre entre todas as regiões conectadas ao sistema interligado. Em termos de resultado final, é como se os fios por onde transita a energia elétrica funcionassem como uma tubulação de vasos comunicantes, transferindo água de uma bacia para outra.

Outra característica positiva do SIN é a possibilidade de se operar usinas hidrelétricas e térmicas coordenadamente, de forma que estas funcionem com vistas a complementar as necessidades de períodos curtos, visando a redução dos custos globais de operação em momentos que se tem o chamado pico de demanda. Como não existe uma maneira economicamente viável de se armazenar uma grande quantidade de energia elétrica, existe a necessidade de se ter usinas de reserva para que

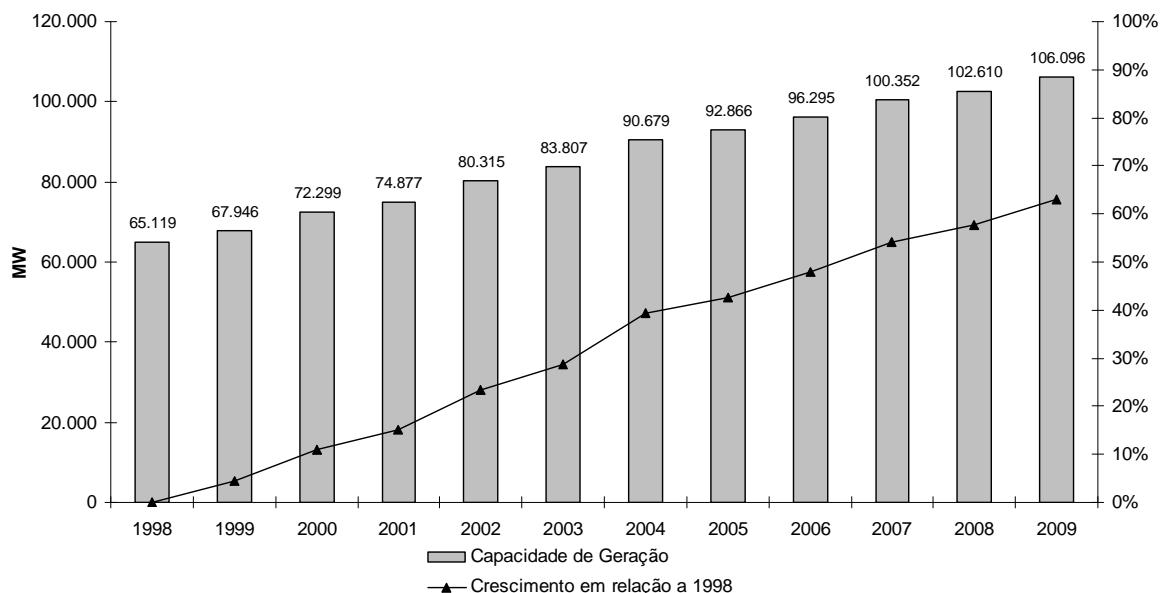
o volume produzido seja permanentemente igual ao volume consumido. Em um sistema interligado, esse manejo se torna mais prático e, ao mesmo tempo, reduz o custo da energia elétrica.

O sistema elétrico brasileiro é dividido em três segmentos: geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Os itens a seguir apresentam as principais características e a perspectiva de expansão do sistema elétrico brasileiro para os próximos anos. Importa saber qual é a capacidade instalada da geração, qual é a extensão das redes de transmissão brasileiras, bem como qual é o perfil das concessionárias de distribuição de energia elétrica responsáveis por aproximadamente 90% do mercado de energia elétrica brasileiro.

2.2.1 Geração

Informações da ANEEL mostram que desde 1999 a capacidade de geração de energia elétrica instalada no Brasil tem seguido uma trajetória ascendente, diferentemente do que ocorreu no final dos anos 1980 e início dos anos 1990, quando praticamente houve uma paralisação dos investimentos. Em dez anos, a partir de 1998, a capacidade de geração de energia elétrica instalada no Brasil cresceu mais do que 60%, confira-se na figura a seguir.

Evolução da capacidade de geração do Brasil



A última atualização do Banco de Informações de Geração – BIG, da Agência Reguladora, de 23 de novembro de 2009, mostra que a capacidade instalada do Brasil é de 106 mil MW e o total dos recursos de geração utilizados, considerando a parcela de importação de energia, já ultrapassa 114 mil MW.

Os planos de expansão do setor elétrico, segundo a EPE, prevêem uma maior diversificação a matriz de energia elétrica, de forma que outras fontes, como as térmicas movidas a gás natural e a biomassa, ganhem mais espaço no setor elétrico. A intenção é diminuir a dependência das condições hidrológicas, uma vez que, por diversos motivos, particularmente de caráter ambiental, não tem havido a construção de grandes reservatórios de água no sistema, o que permitiria que a regularização dos recursos hídricos fosse plurianual.

Matriz de energia elétrica brasileira						
Tipo	Capacidade Instalada		%	Total		%
	Qtde. de usinas	(MW)		Qtde. de usinas	(MW)	
Hidráulica	820	78.299	68,52%	820	78.299	68,52%
Gás	Natural	92	10.805	9,46%	124	12.052
	Processo	32	1.247	1,09%		
Petróleo	Óleo Diesel	783	3.918	3,43%	804	5.629
	Óleo Residual	21	1.711	1,50%		
Biomassa	Bagaço de Cana	282	4.459	3,90%	344	5.977
	Licor Negro	14	1.146	1,00%		
	Madeira	33	299	0,26%		
	Biogás	8	42	0,04%		
	Casca de Arroz	7	31	0,03%		
Nuclear	2	2.007	1,76%	2	2.007	1,76%
Carvão Mineral	Carvão Mineral	9	1.530	1,34%	9	1.530
Eólica	36	602	0,53%	36	602	0,53%
Importação	Paraguai		5.650	4,94%		8.170
	Argentina		2.250	1,97%		
	Venezuela		200	0,18%		
	Uruguai		70	0,06%		
Total	2.139	114.266	100%	2.139	114.266	100%

Fonte: ANEEL

Há pouco tempo a produção de energia elétrica que advinha de fontes hidráulicas representava aproximadamente 90% da matriz, sendo reduzida a 74% em 2009, conforme consta do Banco de Informações de Geração da ANEEL.

A situação atual dos empreendimentos de geração de energia elétrica no Brasil é apresentada a seguir.

Situação atual de empreendimentos em geração de energia elétrica

Fonte de Energia	Situação	Potência Associada (MW)
45 empreendimentos de fonte Eólica	outorgada	2.140
10 empreendimentos de fonte Eólica	em construção	256
36 empreendimentos de fonte Eólica	em operação	602
1 empreendimento de fonte Fotovoltaica	outorgada	5
1 empreendimento de fonte Fotovoltaica	em operação	0,02
236 empreendimentos de fonte Hidrelétrica	outorgada	4.384
93 empreendimentos de fonte Hidrelétrica	em construção	11.545

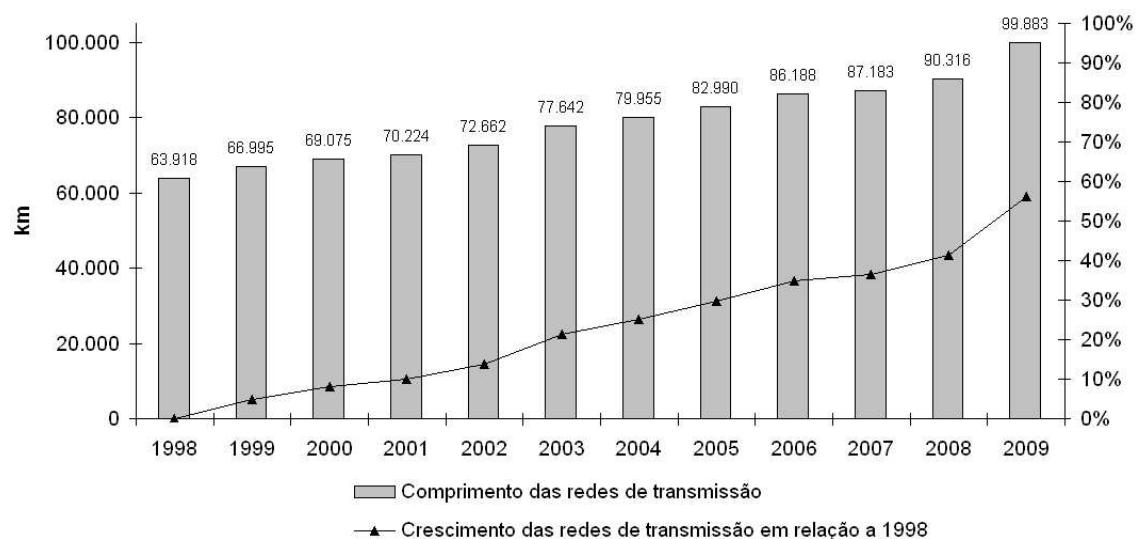
820 empreendimentos de fonte Hidrelétrica	em operação	78.299
1 empreendimento de fonte Maré	outorgada	0,05
157 empreendimentos de fonte Termelétrica	outorgada	13.003
67 empreendimentos de fonte Termelétrica	em construção	6.519
1286 empreendimentos de fonte Termelétrica	em operação	27.197

Fonte: ANEEL

2.2.2 Transmissão

Assim como existiu uma intensificação nos investimentos em geração de energia elétrica no Brasil a partir de 1998, o seguimento de transmissão também apresentou uma trajetória ascendente de investimentos. A extensão das linhas de transmissão de energia elétrica está projetada para crescer cerca de 60% até o final de 2009, em relação a 1998, podendo chegar a um total de quase 100 mil quilômetros de comprimento.

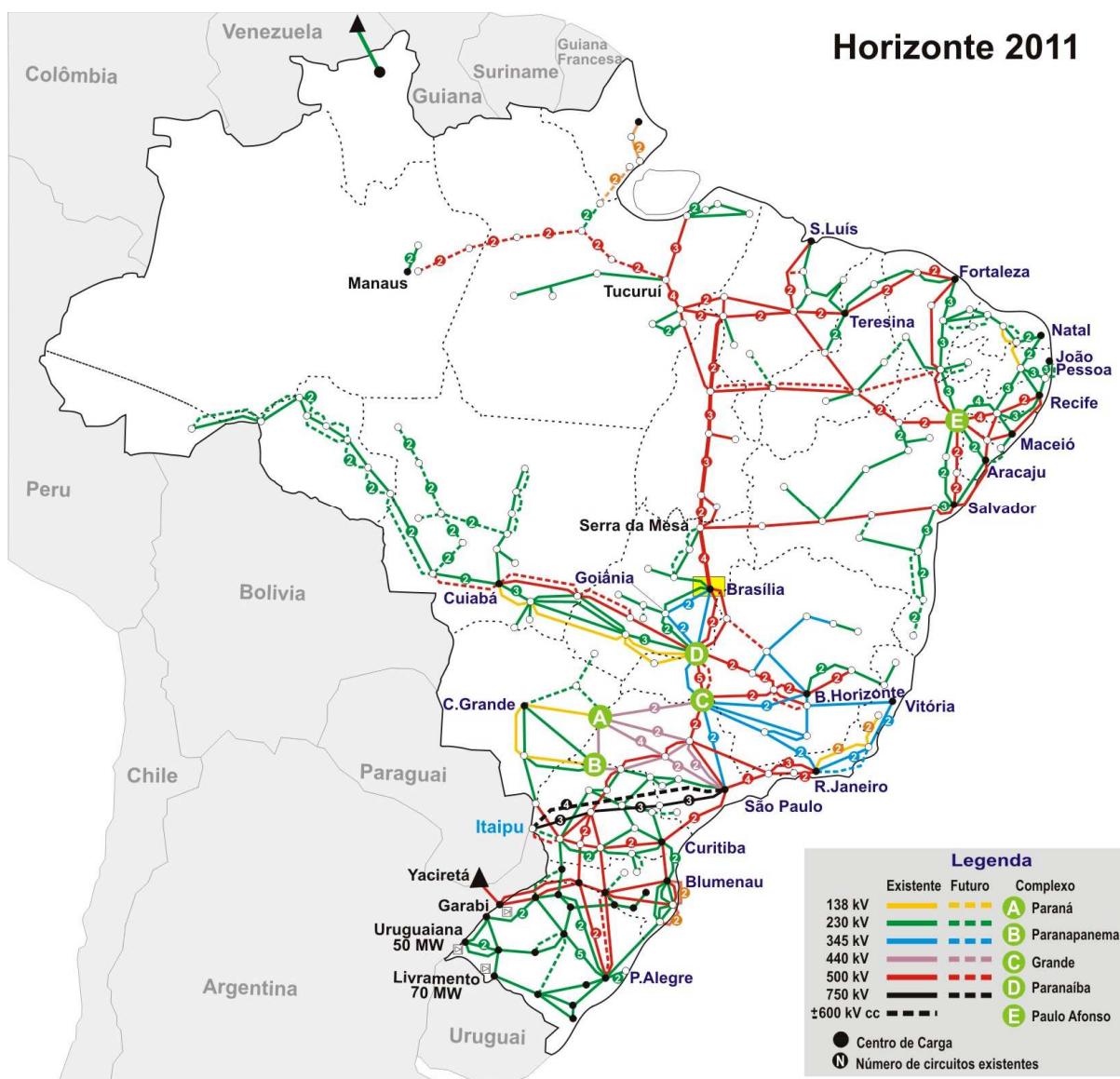
Evolução da extensão das linhas de transmissão



A significante extensão das redes de transmissão do Brasil é explicada pelo perfil de geração de energia elétrica, que é constituído, na maior parte, de usinas hidrelétricas localizadas em regiões distantes

dos centros de consumo. A figura da página seguinte ilustra toda a malha de transmissão de energia elétrica brasileira com vistas ao horizonte do ano 2011. As linhas tracejadas, que representam futuras linhas de transmissão, indicam que em breve praticamente todo o sistema elétrico brasileiro estará interligado.

Rede de transmissão de energia elétrica do Brasil



Fonte: ONS

2.2.3 Distribuição

Depois de gerada e transmitida até os centros de consumo, a energia elétrica precisa ser distribuída aos consumidores finais, estesjam eles conectados à alta ou à baixa tensão.

As unidades consumidoras de energia são classificadas de acordo com suas particularidades de consumo e demanda de potência. Também são classificadas através de uma estrutura e diferenciadas por uma classe de consumo, que pode ser residencial, industrial, comercial, rural, poder público, iluminação pública, serviço público e consumo próprio.

Grupo A (alta tensão)

A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 mil volts (ou 230 kV);

A2 – tensão de fornecimento entre 88 kV e 138 kV;

A3 – tensão de fornecimento de 69 kV;

A3a – tensão de fornecimento entre 30 kV e 44 kV;

A4 – tensão de fornecimento entre 2,3 kV e 25 kV;

AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV atendida a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturada no Grupo A excepcionalmente.

Grupo B (baixa tensão)

B1 – residencial e residencial baixa renda;

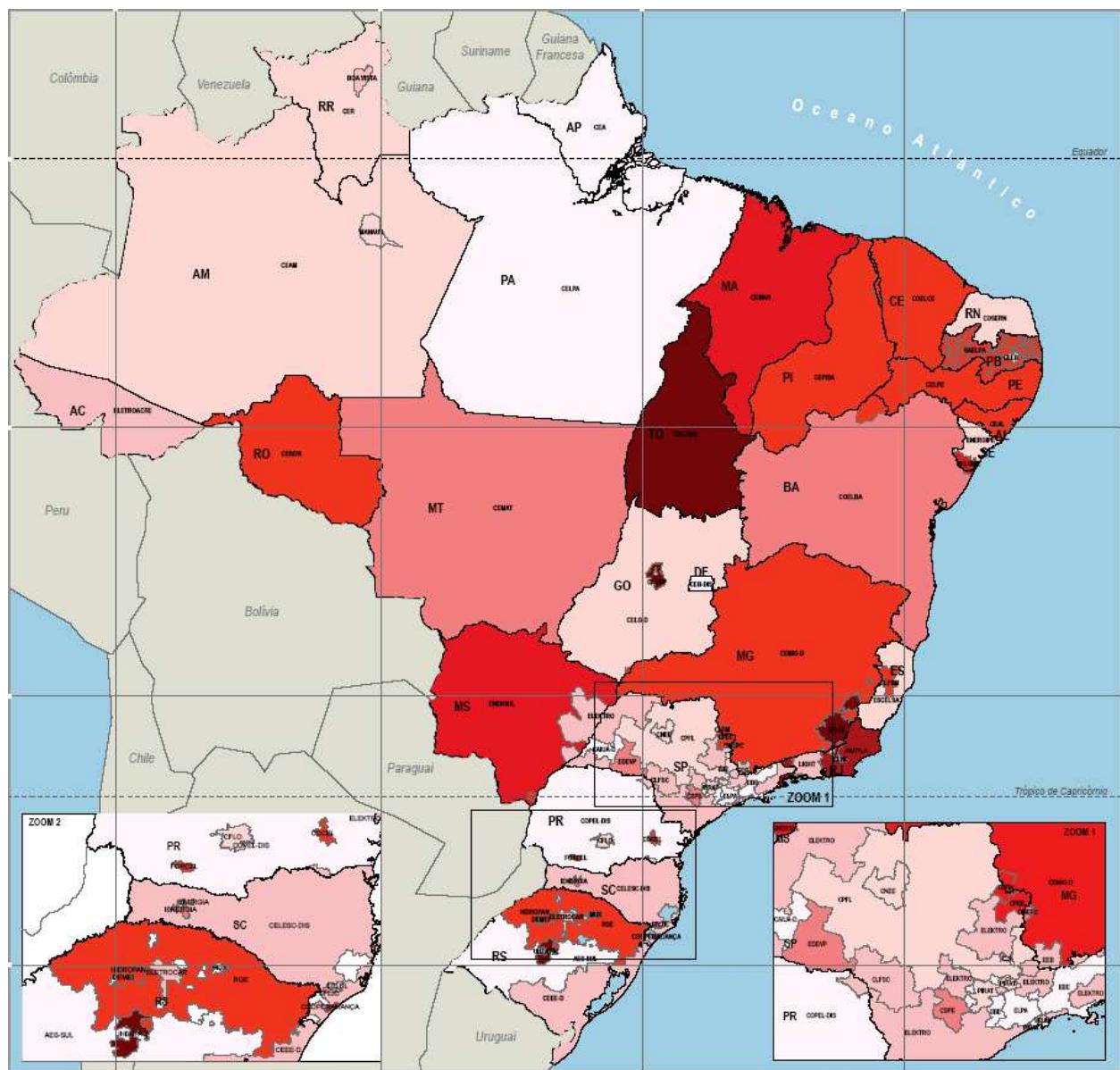
B2 – rural, cooperativa de eletrificação rural e serviço público de irrigação;

B3 – demais classes;

B4 – iluminação pública.

São ao todo 63 distribuidoras de energia elétrica que atendem a cerca de 61 milhões de unidades consumidoras, cada uma em suas áreas de concessão que abrangem todo o território nacional, conforme ilustrado pela figura a seguir.

Mapa das áreas de concessão das empresas de distribuição de energia elétrica



Fonte: ANEEL

As características de cada uma das distribuidoras de energia elétrica espalhadas por todo o Brasil apresentam elementos bastante distintos. As tabelas apresentadas na a seguir dizem respeito às principais características físicas e financeiras de 46 dessas distribuidoras, que juntas representam aproximadamente 90% do mercado de energia elétrica do Brasil. Os dados contidos nessas tabelas foram extraídos da

documentação constante das audiências públicas promovidas pela ANEEL para definição das tarifas do 2º ciclo de revisões tarifárias periódicas, que tiveram início em 2007 e terminarão em 2010.

Alguns dados têm caráter provisório, pois até o momento de sua coleta no site eletrônico da Agência Reguladora, os resultados definitivos ainda não tinham sido divulgados.

Características das distribuidoras de energia elétrica

Custos anuais das distribuidoras	Aes-Sul	Ampla	Bandeirante	Ceb
Custo da Estrutura Central	R\$ 37.582.848	R\$ 75.153.374	R\$ 61.783.747	R\$ 46.242.868
Custo da Estrutura Regional	R\$ 26.700.526	R\$ 33.407.846	R\$ 32.115.296	R\$ 28.468.074
Custo dos Sistemas de Informação	R\$ 37.438.180	R\$ 26.360.259	R\$ 22.497.464	R\$ 14.521.895
Características				
Consumidores Livres (MWh)	306.991	1.358.130	5.332.524	703.827
Consumidores Cativos (MWh)	7.442.405	8.388.941	7.951.177	4.696.586
Perdas na Distribuição (MWh)	832.297	2.279.826	1.544.554	781.938
Perdas na Rede Básica (MWh)	185.472	245.317	232.645	122.966
Energia Requerida (cativos + perdas totais) (MWh)	8.460.174	10.914.084	9.728.377	5.581.490
Energia Injetada (energia req. + cons. livres) (MWh)	8.767.165	12.272.214	15.060.901	6.285.317
Mercado de Baixa Tensão (MWh)	3.360.456	5.272.868	4.059.871	3.039.110
Perdas Técnicas (sobre a energia injetada)	6,82%	7,06%	5,04%	9,07%
Perdas Não Técnicas (sobre o mercado baixa tensão)	7,39%	27,13%	19,85%	6,69%
km de Rede	75.967	50.123	1.847	16.385
Total de Consumidores	1.109.718	2.324.493	1.363.760	780.146
Área de Concessão (km ²)	99.512	N/A	9.400	194.854
Nº de Subestações	59	116	1	59
Nº de Transformadores	46.981	100.611	1.667	17.769
Nº de Colaboradores da Estrutura Central	328	648	445	322
Nº de Municípios Atendidos	118	66	28	N/A

Características das distribuidoras de energia elétrica (cont.)

Custos anuais das distribuidoras	Ceee-d	Celesc	Celpa	Celpe
Custo da Estrutura Central	R\$ 42.236.877	R\$ 83.460.549	R\$ 67.402.684	R\$ 70.297.928
Custo da Estrutura Regional	R\$ 33.936.818	R\$ 60.656.232	R\$ 65.156.604	R\$ 39.484.262
Custo dos Sistemas de Informação	R\$ 20.496.014	R\$ 30.094.049	R\$ 22.361.603	R\$ 27.744.452
Características				
Consumidores Livres (MWh)	454.415	3.222.427	272.706	462.887
Consumidores Cativos (MWh)	7.068.168	14.810.343	5.196.069	9.422.854
Perdas na Distribuição (MWh)	1.249.976	1.511.440	2.014.286	1.813.616
Perdas na Rede Básica (MWh)	187.740	365.747	176.654	246.079
Energia Requerida (cativos + perdas totais) (MWh)	8.505.884	16.687.530	7.387.008	11.482.549
Energia Injetada (energia req. + cons. livres) (MWh)	8.960.299	19.909.956	7.659.714	11.945.436
Mercado de Baixa Tensão (MWh)	3.852.522	7.168.822	3.164.498	5.213.857
Perdas Técnicas (sobre a energia injetada)	6,07%	6,17%	9,95%	8,22%
Perdas Não Técnicas (sobre o mercado baixa tensão)	19,23%	4,27%	40,11%	16,34%
km de Rede	66.714	126.803	45.656	118.625
Total de Consumidores	1.394.167	2.156.303	1.363.488	2.783.050
Área de Concessão (km ²)	73.627	87.518	1.247.703	102.745
Nº de Subestações	54	126	63	125
Nº de Transformadores	46.517	145.375	38.165	97.810
Nº de Colaboradores da Estrutura Central	371	738	551	687
Nº de Municípios Atendidos	72	262	143	186

Custos anuais das distribuidoras	Celtins	Cemat	Cemig	Cepisa
Custo da Estrutura Central	R\$ 23.302.319	R\$ 44.550.944	R\$ 157.447.499	R\$ 41.315.852
Custo da Estrutura Regional	R\$ 16.608.870	R\$ 35.369.337	R\$ 119.715.377	R\$ 20.878.087
Custo dos Sistemas de Informação	R\$ 7.338.155	R\$ 15.184.061	R\$ 67.769.219	R\$ 13.588.789
Características				
Consumidores Livres (MWh)	51.939	541.371	18.031.197	134
Consumidores Cativos (MWh)	1.158.933	4.467.664	21.375.370	2.096.812
Perdas na Distribuição (MWh)	256.614	940.038	5.410.873	699.575
Perdas na Rede Básica (MWh)	31.720	121.673	600.012	67.673
Energia Requerida (cativos + perdas totais) (MWh)	1.447.267	5.529.375	27.386.255	2.864.059
Energia Injetada (energia req. + cons. livres) (MWh)	1.499.206	6.070.746	45.417.452	2.864.193
Mercado de Baixa Tensão (MWh)	852.092	2.835.358	13.639.888	1.391.169
Perdas Técnicas (sobre a energia injetada)	10,70%	9,86%	9,20%	13,16%
Perdas Não Técnicas (sobre o mercado baixa tensão)	11,89%	12,47%	9,43%	23,83%
km de Rede	52.467	76.872	434.031	51.656
Total de Consumidores	371.744	871.607	6.386.373	847.809
Área de Concessão (km ²)	277.621	903.357	567.478	251.529
Nº de Subestações	88	117	381	81
Nº de Transformadores	31.146	63.442	653.775	23.329
Nº de Colaboradores da Estrutura Central	251	427	1.516	411
Nº de Municípios Atendidos	139	140	774	223

Características das distribuidoras de energia elétrica (cont.)

Custos anuais das distribuidoras	Ceron	Cnee	Coelba	Coelce
Custo da Estrutura Central	R\$ 28.352.205	R\$ 14.883.548	R\$ 85.422.026	R\$ 67.471.311
Custo da Estrutura Regional	R\$ 20.333.718	R\$ 0	R\$ 65.130.502	R\$ 29.492.335
Custo dos Sistemas de Informação	R\$ 6.795.968	R\$ 2.109.761	R\$ 54.101.957	R\$ 30.877.186
Características				
Consumidores Livres (MWh)	0	0	1.377.920	776.928
Consumidores Cativos (MWh)	1.960.885	476.856	12.033.652	6.474.640
Perdas na Distribuição (MWh)	583.884	43.197	2.492.682	933.739
Perdas na Rede Básica (MWh)	0	11.701	326.843	181.505
Energia Requerida (cativos + perdas totais) (MWh)	2.544.769	531.754	14.853.177	7.589.884
Energia Injetada (energia req. + cons. livres) (MWh)	2.544.769	531.754	16.231.097	8.366.812
Mercado de Baixa Tensão (MWh)	1.311.169	318.982	6.755.381	4.004.869
Perdas Técnicas (sobre a energia injetada)	6,07%	8,03%	9,76%	7,73%
Perdas Não Técnicas (sobre o mercado baixa tensão)	32,75%	0,44%	13,92%	7,52%
km de Rede	36.815	2.945	180.248	98.564
Total de Consumidores	447.399	92.810	4.058.015	2.386.222
Área de Concessão (km ²)	237.576	N/A	563.309	4.526
Nº de Subestações	48	18	278	98
Nº de Transformadores	65.047	3.229	131.422	93.063
Nº de Colaboradores da Estrutura Central	292	133	856	657
Nº de Municípios Atendidos	52	N/A	415	24

Custos anuais das distribuidoras	Cooperativa	Copel	Cosern	Cpee
Custo da Estrutura Central	R\$ 3.766.218	R\$ 92.733.994	R\$ 34.269.677	R\$ 11.358.547
Custo da Estrutura Regional	R\$ 0	R\$ 79.408.638	R\$ 14.836.992	R\$ 0
Custo dos Sistemas de Informação	R\$ 759.340	R\$ 52.861.052	R\$ 15.648.414	R\$ 870.622
Características				
Consumidores Livres (MWh)	0	3.350.013	649.948	0
Consumidores Cativos (MWh)	154.676	20.166.133	3.694.985	290.609
Perdas na Distribuição (MWh)	13.539	2.008.881	561.679	32.582
Perdas na Rede Básica (MWh)	0	496.909	95.775	7.272
Energia Requerida (cativos + perdas totais) (MWh)	168.215	22.671.923	4.352.439	330.463
Energia Injetada (energia req. + cons. livres) (MWh)	168.215	26.021.936	5.002.387	330.463
Mercado de Baixa Tensão (MWh)	75.609	10.580.880	2.123.133	182.246
Perdas Técnicas (sobre a energia injetada)	7,61%	7,43%	8,18%	7,71%
Perdas Não Técnicas (sobre o mercado baixa tensão)	0,98%	1,87%	7,55%	4,21%
km de Rede	1.229	222.709	40.047	2.214
Total de Consumidores	29.827	3.428.159	937.225	47.116
Área de Concessão (km ²)	569	194.854	52.797	N/A
Nº de Subestações	N/A	404	53	22
Nº de Transformadores	1.208	321.815	30.714	1.740
Nº de Colaboradores da Estrutura Central	39	818	329	106
Nº de Municípios Atendidos	4	392	157	N/A

Características das distribuidoras de energia elétrica (cont.)

Custos anuais das distribuidoras	Cpfl Paulista	Cpfl Piratininga	Cspe	Demei
Custo da Estrutura Central	R\$ 81.769.191	R\$ 54.785.041	R\$ 11.601.098	R\$ 4.679.124
Custo da Estrutura Regional	R\$ 55.666.769	R\$ 32.119.230	R\$ 0	R\$ 0
Custo dos Sistemas de Informação	R\$ 51.432.043	R\$ 22.222.412	R\$ 870.622	R\$ 757.967
Características				
Consumidores Livres (MWh)	6.269.886	6.831.931	71.707	0
Consumidores Cativos (MWh)	19.413.284	7.893.732	372.613	100.978
Perdas na Distribuição (MWh)	2.656.277	1.076.422	40.075	11.386
Perdas na Rede Básica (MWh)	496.565	219.769	9.285	0
Energia Requerida (cativos + perdas totais) (MWh)	22.566.126	9.189.922	421.973	112.364
Energia Injetada (energia req. + cons. livres) (MWh)	28.836.012	16.021.853	493.680	112.364
Mercado de Baixa Tensão (MWh)	10.745.451	3.927.668	197.176	74.913
Perdas Técnicas (sobre a energia injetada)	6,37%	6,28%	7,08%	5,72%
Perdas Não Técnicas (sobre o mercado baixa tensão)	7,97%	4,87%	2,93%	6,62%
km de Rede	86.772	21.280	3.298	453
Total de Consumidores	3.302.307	1.269.466	65.451	25.903
Área de Concessão (km ²)	90.440	6.979	N/A	45
Nº de Subestações	269	46	16	2
Nº de Transformadores	108.788	32.741	3.107	340
Nº de Colaboradores da Estrutura Central	714	385	111	43
Nº de Municípios Atendidos	234	27	N/A	1

Custos anuais das distribuidoras	Edevp	Eeb	Efljc	Eflul
Custo da Estrutura Central	R\$ 18.937.941	R\$ 17.900.447	R\$ 525.851	R\$ 2.185.299
Custo da Estrutura Regional	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0
Custo dos Sistemas de Informação	R\$ 2.285.619	R\$ 2.109.761	R\$ 147.523	R\$ 147.523
Características				
Consumidores Livres (MWh)	0	265.633	0	10.195
Consumidores Cativos (MWh)	692.061	620.664	10.511	62.886
Perdas na Distribuição (MWh)	58.436	42.885	535	1.468
Perdas na Rede Básica (MWh)	16.886	16.257	0	0
Energia Requerida (cativos + perdas totais) (MWh)	767.383	679.806	11.046	64.354
Energia Injetada (energia req. + cons. livres) (MWh)	767.383	945.439	11.046	74.549
Mercado de Baixa Tensão (MWh)	457.141	353.537	7.079	16.544
Perdas Técnicas (sobre a energia injetada)	7,50%	4,62%	4,79%	1,97%
Perdas Não Técnicas (sobre o mercado baixa tensão)	0,47%	0,00%	0,09%	0,00%
km de Rede	7.869	6.021	47	201
Total de Consumidores	149.999	115.019	2.297	4.614
Área de Concessão (km ²)	N/A	3.453	N/A	N/A
Nº de Subestações	30	21	1	N/A
Nº de Transformadores	6.753	8.005	50	245
Nº de Colaboradores da Estrutura Central	195	171	7	23
Nº de Municípios Atendidos	23	15	N/A	N/A

Características das distribuidoras de energia elétrica (cont.)

Custos anuais das distribuidoras	Elektro	Eletroacre	Eletrocar	Eletropaulo
Custo da Estrutura Central	R\$ 82.102.271	R\$ 15.733.375	R\$ 5.026.947	R\$ 141.608.308
Custo da Estrutura Regional	R\$ 53.673.868	R\$ 8.736.778	R\$ 0	R\$ 156.082.809
Custo dos Sistemas de Informação	R\$ 32.070.389	R\$ 2.100.705	R\$ 755.061	R\$ 63.949.928
Características				
Consumidores Livres (MWh)	3.220.265	0	0	7.886.128
Consumidores Cativos (MWh)	10.144.479	631.654	156.953	31.938.882
Perdas na Distribuição (MWh)	992.015	197.809	9.542	5.693.319
Perdas na Rede Básica (MWh)	272.844	0	0	921.989
Energia Requerida (cativos + perdas totais) (MWh)	11.409.338	829.463	166.495	38.554.190
Energia Injetada (energia req. + cons. livres) (MWh)	14.629.603	829.463	166.495	46.440.318
Mercado de Baixa Tensão (MWh)	5.624.715	500.963	97.968	19.809.548
Perdas Técnicas (sobre a energia injetada)	5,82%	10,92%	5,14%	4,91%
Perdas Não Técnicas (sobre o mercado baixa tensão)	2,78%	21,41%	1,00%	17,47%
km de Rede	102.691	9.224	1.566	40.099
Total de Consumidores	1.973.114	142.440	31.628	5.429.910
Área de Concessão (km ²)	120.000	152.581	N/A	4.526
Nº de Subestações	121	14	4	223
Nº de Transformadores	141.697	14.510	2.100	200.083
Nº de Colaboradores da Estrutura Central	703	194	62	1.040
Nº de Municípios Atendidos	223	22	N/A	24

Custos anuais das distribuidoras	Emg	Enersul	Enf	Epb
Custo da Estrutura Central	R\$ 24.342.657	R\$ 40.914.603	R\$ 12.512.172	R\$ 38.589.660
Custo da Estrutura Regional	R\$ 3.401.630	R\$ 22.181.110	R\$ 0	R\$ 14.446.810
Custo dos Sistemas de Informação	R\$ 7.467.273	R\$ 15.184.061	R\$ 2.146.883	R\$ 18.231.779
Características				
Consumidores Livres (MWh)	516.078	442.287	32.235	393.329
Consumidores Cativos (MWh)	1.020.144	2.949.091	296.823	2.679.221
Perdas na Distribuição (MWh)	160.214	801.189	29.177	678.727
Perdas na Rede Básica (MWh)	26.450	84.060	0	80.111
Energia Requerida (cativos + perdas totais) (MWh)	1.206.808	3.834.340	326.000	3.438.058
Energia Injetada (energia req. + cons. livres) (MWh)	1.722.886	4.276.627	358.235	3.831.387
Mercado de Baixa Tensão (MWh)	726.092	1.922.049	223.650	1.710.627
Perdas Técnicas (sobre a energia injetada)	8,92%	12,55%	5,72%	9,96%
Perdas Não Técnicas (sobre o mercado baixa tensão)	1,23%	14,32%	3,88%	17,56%
km de Rede	22.834	64.157	1.925	61.657
Total de Consumidores	341.469	706.301	87.884	1.009.657
Área de Concessão (km ²)	90.718	330.000	N/A	54.595
Nº de Subestações	46	93	7	88
Nº de Transformadores	44.187	33.218	3.437	44.881
Nº de Colaboradores da Estrutura Central	216	400	115	401
Nº de Municípios Atendidos	254	72	N/A	217

Características das distribuidoras de energia elétrica (cont.)

Custos anuais das distribuidoras	Escelsa	Ese	Forcel	Hidropan
Custo da Estrutura Central	R\$ 44.218.655	R\$ 28.806.097	R\$ 1.794.019	R\$ 2.794.018
Custo da Estrutura Regional	R\$ 31.720.681	R\$ 11.292.759	R\$ 0	R\$ 0
Custo dos Sistemas de Informação	R\$ 21.572.279	R\$ 9.920.075	R\$ 139.299	R\$ 127.182
Características				
Consumidores Livres (MWh)	3.761.668	628.801	0	0
Consumidores Cativos (MWh)	4.854.344	1.904.947	34.950	85.420
Perdas na Distribuição (MWh)	1.194.605	370.429	1.158	5.435
Perdas na Rede Básica (MWh)	148.199	51.277	0	0
Energia Requerida (cativos + perdas totais) (MWh)	6.197.149	2.326.653	36.107	90.855
Energia Injetada (energia req. + cons. livres) (MWh)	9.958.817	2.955.454	36.107	90.855
Mercado de Baixa Tensão (MWh)	2.829.000	967.332	16.300	40.734
Perdas Técnicas (sobre a energia injetada)	7,20%	7,62%	3,21%	5,98%
Perdas Não Técnicas (sobre o mercado baixa tensão)	17,24%	17,40%	0,00%	0,00%
km de Rede	51.808	19.595	394	377
Total de Consumidores	1.058.504	517.941	5.859	14.169
Área de Concessão (km ²)	N/A	17.419	N/A	956
Nº de Subestações	74	23	N/A	1
Nº de Transformadores	58.398	23.483	460	347
Nº de Colaboradores da Estrutura Central	322	264	16	30
Nº de Municípios Atendidos	N/A	63	N/A	2

Custos anuais das distribuidoras	Ienergia	Light	Mesa	Muxenergia
Custo da Estrutura Central	R\$ 6.140.737	R\$ 101.936.863	R\$ 41.307.485	R\$ 1.457.734
Custo da Estrutura Regional	R\$ 0	R\$ 74.044.696	R\$ 10.454.680	R\$ 0
Custo dos Sistemas de Informação	R\$ 821.229	R\$ 48.514.167	R\$ 8.973.653	R\$ 127.182
Características				
Consumidores Livres (MWh)	0	8.406.155	0	0
Consumidores Cativos (MWh)	198.400	18.576.258	4.581.190	50.098
Perdas na Distribuição (MWh)	27.039	6.365.838	1.218.427	2.853
Perdas na Rede Básica (MWh)	5.052	561.877	0	0
Energia Requerida (cativos + perdas totais) (MWh)	230.491	25.503.973	5.799.617	52.951
Energia Injetada (energia req. + cons. livres) (MWh)	230.491	33.910.128	5.799.617	52.951
Mercado de Baixa Tensão (MWh)	96.358	11.529.999	1.967.902	22.681
Perdas Técnicas (sobre a energia injetada)	8,32%	5,61%	7,71%	4,26%
Perdas Não Técnicas (sobre o mercado baixa tensão)	8,59%	38,98%	39,20%	2,64%
km de Rede	2.351	57.756	6.300	169
Total de Consumidores	27.982	3.490.109	439.096	7.942
Área de Concessão (km ²)	1.252	10.970	1.539.331	N/A
Nº de Subestações	1	207	27	N/A
Nº de Transformadores	2.418	81.996	10.570	147
Nº de Colaboradores da Estrutura Central	55	873	449	15
Nº de Municípios Atendidos	8	31	N/A	N/A

Características das distribuidoras de energia elétrica (cont.)

Custos anuais das distribuidoras	Rge	Uhenpal
Custo da Estrutura Central	R\$ 41.248.705	R\$ 1.439.265
Custo da Estrutura Regional	R\$ 26.537.775	R\$ 0
Custo dos Sistemas de Informação	R\$ 20.372.120	R\$ 127.182
Características		
Consumidores Livres (MWh)	941.983	0
Consumidores Cativos (MWh)	7.007.149	58.582
Perdas na Distribuição (MWh)	927.716	8.761
Perdas na Rede Básica (MWh)	178.534	0
Energia Requerida (cativos + perdas totais) (MWh)	8.113.399	67.343
Energia Injetada (energia req. + cons. livres) (MWh)	9.055.382	67.343
Mercado de Baixa Tensão (MWh)	3.263.637	44.622
Perdas Técnicas (sobre a energia injetada)	8,55%	12,72%
Perdas Não Técnicas (sobre o mercado baixa tensão)	5,18%	0,44%
km de Rede	82.264	1.847
Total de Consumidores	1.154.095	13.656
Área de Concessão (km ²)	90.718	N/A
Nº de Subestações	67	1
Nº de Transformadores	65.701	1.667
Nº de Colaboradores da Estrutura Central	369	17
Nº de Municípios Atendidos	254	N/A

2.3 O novo modelo do setor

Desde o início da década de 80, já estava claro que o setor de energia elétrica carecia de mudanças estruturais e institucionais, face à crescente crise financeira que provocou sérias inadimplências entre as concessionárias. Diante dessas dificuldades, conseguiu-se realizar bons diagnósticos setoriais, como a Revisão Institucional do Setor Elétrico - REVISE, mas nenhuma solução chegou a ser consensada, pois, dentre outros motivos, não havia uma real ameaça de desabastecimento de energia e os agentes do setor não tinham os mesmos interesses, o que impediu um consenso sobre as medidas a serem propostas.

Em 1995, o setor elétrico atingiu o ponto de não saber quais os rumos que deveria tomar diante da crise que se impunha pela falta de recursos suficientes para dar continuidade à expansão da geração

e por não terem sido estabelecidas regras e mecanismos necessários para atrair a iniciativa privada e, desta forma, possibilitar o atendimento à crescente demanda por energia. Outro aspecto que contribuiu com a falta de direção a ser seguida pelo setor elétrico foi um arranjo institucional confuso, refletindo diversos conflitos de interesse e desestimulando a participação de capitais privados.

Até o ano 2000, o setor elétrico é tomado por um grande esforço de reestruturação institucional e regulamentar. Entretanto, a reforma não foi completada. Enormes dificuldades se impuseram ao processo, com destaque para a configuração do sistema interligado brasileiro, a predominância da geração de base hidráulica sobre a de base térmica, as dificuldades decorrentes da viabilização do gás natural e, sobretudo, as altas taxas de expansão do consumo de energia elétrica, sempre acima do crescimento do PIB.

A mudança de papel do Estado no mercado de energia, deixando de ser executor para se tornar regulador, exigiu a criação de um órgão altamente capacitado para normatizar e fiscalizar as atividades do setor elétrico brasileiro, além de ter autonomia para a execução do processo regulatório e para a arbitragem dos conflitos dele decorrentes.

Assim, a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), pela Lei 9.427/96, foi um marco histórico na reforma regulatória do setor elétrico brasileiro.

Além das dificuldades intrínsecas do processo de reestruturação, que levaram a uma expansão insuficiente dos sistemas de geração e transmissão, o país foi tomado por um período de forte adversidade hidrológica na temporada 2000/2001. A deficiência

estrutural de usinas e linhas de transmissão, decorrente da falta de investimentos, forçou o sistema a utilizar a água dos reservatórios acima dos limites de segurança. O aumento da demanda sem a respectiva base de geração e transmissão necessária resultou na maior crise de abastecimento da história do país.

No intuito de evitar o temido apagão, o governo brasileiro criou a Câmara de Gestão da Crise Energética (CGE), que apresentou propostas a serem observadas por todos os consumidores. As alternativas apresentadas foram bastante severas e tiveram por objetivo uma economia de 20% do consumo. O período do racionamento se estendeu de junho de 2001 a fevereiro de 2002.

Nas regiões Sudeste, Nordeste e Norte, consumidores foram forçados a reduzir suas cargas em até 25%. Adotaram-se penalidades econômicas para aqueles que descumprissem as metas de economia. Foi criado o mercado de certificados de energia, no qual consumidores puderam negociar seus limites de carga e foram adotadas novas medidas de segurança na operação dos sistemas com vistas a garantir o abastecimento.

A implantação incompleta do novo modelo também contribuiu para se chegar à crise mais rapidamente. As diversas indefinições decorrentes da reestruturação parcial dificultaram a gestão do setor e a atração de novos investimentos. Outro fator importante que contribuiu para o atraso do ingresso de geração nova no sistema foi a lentidão e a excessiva burocracia no processo de concessão de licenças ambientais para os empreendimentos de geração.

Com a diminuição do consumo, decorrente do racionamento, as distribuidoras tiveram suas receitas afetadas em relação às expectativas anteriores de faturamento. Amparadas pela cláusula de equilíbrio econômico-financeiro de seus contratos de concessão e pelos termos do anexo V dos contratos iniciais³, assinados com as geradoras, pleitearam recomposição de perdas da ordem de R\$ 4 bilhões. A chamada Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE foi repassada aos consumidores finais e se deu na forma de reajuste extraordinário das tarifas: 2,9% para consumidores das classes residencial e rural e 7,9% para os demais consumidores. Consumidores de baixa renda foram isentados do aumento.

As influências do racionamento não ficaram restritas ao consumo de energia elétrica, tendo efeitos no setor elétrico, na indústria, no comércio, na economia, na política nacional e na vida das pessoas em geral.

Ainda em 2001 foi instituído o programa de revitalização do setor elétrico. O programa constituiu-se de diversas medidas cujo objetivo era promover correções no modelo do setor elétrico. Dentre as medidas apontadas como necessárias para corrigir os rumos do setor, destacaram-se: reorganização do Ministério de Minas e Energia, revisão da governança do ONS, revisão das energias asseguradas das usinas hidrelétricas, reestruturação do MAE e eliminação de subsídios cruzados nas tarifas de energia dos consumidores finais.

³ Contratos Iniciais são contratos de suprimento de energia celebrados entre empresas Geradoras e concessionárias Distribuidoras supridas. Os Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia Elétrica permaneceram válidos até 2005, período de transição para o livre comércio de energia elétrica e substituíram os Contratos de Suprimento de Energia Elétrica conforme disposições da Lei nº 9.648/98; do Decreto nº 2.655/98, e das Resoluções ANEEL nº 244/98, e ANEEL nº 141/99. (Fonte: Duke Energy)

Em 2003, o governo do recém eleito Presidente da República, Luiz Inácio Lula da Silva, lançou o documento intitulado “Modelo Institucional do Setor Elétrico”, no qual foram traçadas novas bases para promover ajustes no modelo. Os princípios básicos propostos para o novo arranjo institucional foram: prevalência do conceito de serviço público na geração de energia, modicidade tarifária, mitigação dos riscos sistêmicos, universalização do acesso e do uso dos serviços de eletricidade e transparência.

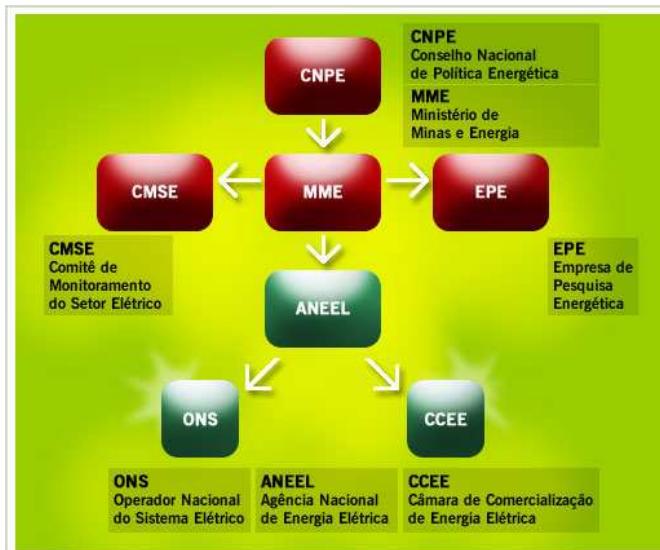
No ano seguinte, as mudanças foram consubstanciadas pela Lei nº 10.848, que veio a ser regulamentada pelo Decreto nº 5.163, ambos de 2004.

De maneira geral, o modelo “ajustado” manteve grande parte das premissas que sustentaram o modelo anterior. Foram preservadas as figuras do consumidor livre, do produtor independente e do autoprodutor de energia. A ANEEL e o ONS também foram mantidos, embora com algumas alterações de competências e de autonomia.

Outros aspectos relevantes nas alterações do modelo institucional foram o retorno do planejamento determinativo com a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pela sua elaboração, bem como o surgimento do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com a função de monitorar o setor, em especial suas condições de abastecimento, e tomar as medidas tempestivas em situações de maior risco.

O MAE foi substituído pela CCEE nas tarefas de contabilização e liquidação de mercado, sem que houvessem alterações nas funções exercidas por aquela entidade.

Estrutura Organizacional do Setor Elétrico



Fonte: ANEEL

Por fim, no tocante às privatizações, a Eletrobrás e suas controladas foram excluídas do Programa Nacional de Desestatização (PND), o que veio a sinalizar o fortalecimento do papel do governo e de suas empresas no setor elétrico.

2.4 Características do modelo mercantil do setor

O novo modelo instituído pelo governo Lula trouxe mudanças significativas nos mecanismos de contratação de energia. O objetivo primordial de tais alterações foi promover a redução dos riscos de investimento de forma a viabilizar a expansão do segmento da geração por meio de contratos de longo prazo.

Os leilões para licitação de concessão de empreendimentos passaram a ser realizados em dois ambientes: o regulado e o livre, sendo que os princípios de contratação de curto prazo

foram mantidos. No ambiente regulado a licitação passou a contemplar, além da outorga da concessão, o contrato de garantia de compra da energia. Ou seja, foram priorizados os contratos de longo prazo como base para a expansão da geração. Os preços verificados nos leilões de empreendimentos passaram a ser a referência para o custo marginal de expansão do setor.

2.4.1 Os ambientes de comercialização

A comercialização de energia elétrica é atualmente realizada em dois ambientes diferentes:

- Ambiente de Contratação Livre (ACL): destinado ao atendimento de consumidores livres por meio de contratos bilaterais firmados com produtores independentes de energia, agentes comercializadores ou geradores estatais. Estes últimos só podem fazer suas ofertas por meio de leilões públicos. Neste ambiente também é realizado o suprimento de energia dos autoprodutores.
- Ambiente de Contratação Regulada (ACR): destinado ao atendimento das concessionárias distribuidoras, sendo estas supridas por meio de contratações compulsórias com geradores estatais ou produtores independentes. No ACR a capacidade de geração a ser licitada é determinada com base nas previsões de demanda das distribuidoras para diferentes horizontes de tempo. Os leilões seguem o critério de preço mínimo.

2.4.2 Os leilões de energia

Os leilões de energia caracterizam a principal mudança ocorrida no modelo mercantil do setor a partir de 2004. Todo o crescimento de mercado das distribuidoras deve ser atendido por energia nova (de novas usinas a serem construídas), exceto eventuais diferenças (ajustes finos). Além do contrato de compra e venda de energia elétrica resultante do leilão, há também, no caso das hidrelétricas, a outorga da concessão de uso do bem público para o ofertante vitorioso.

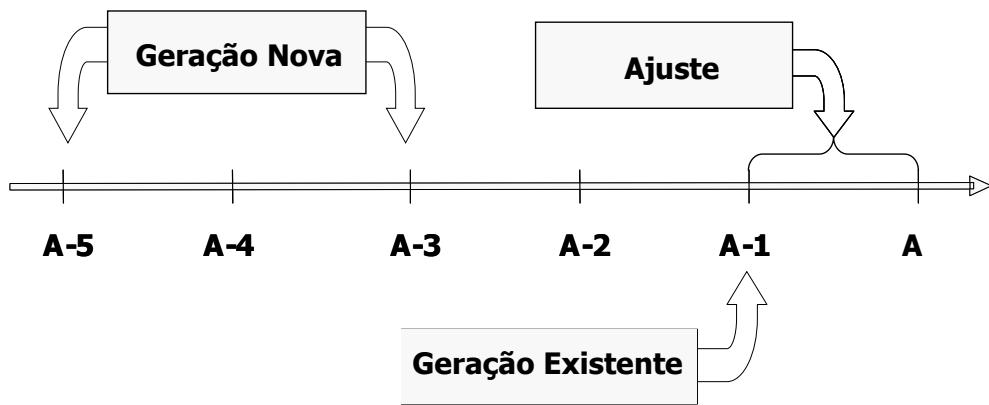
Os leilões de compra de energia nova no ACR passaram a ter seus requisitos baseados em projeções de mercado das próprias distribuidoras. Têm sido realizados três tipos de leilões, além de leilão específico para ajustes (pequenos montantes de energia), da seguinte forma:

- Em A-5, realiza-se o leilão de energia para entrega cinco anos após o contrato. Ou seja, cinco anos antes da ocorrência do mercado, a distribuidora adquire o bloco de energia por ela previsto no ano A (ano base). São leilões de energia de novos empreendimentos de geração;
- Em A-3, ocorre o leilão de energia para entrega três anos após o contrato. Também são leilões de novos empreendimentos. Caso seja constatado que o mercado foi subprojetado em A, a distribuidora pode contratar a parcela faltante para atendimento a 100% de seu mercado em A;
- Em A-1, faz-se o leilão de energia para entrega no ano seguinte. São leilões de energia de usinas

existentes, nos quais o preço máximo da energia é definido pelo MME; e,

- No período de 1 ano até a realização do mercado, são feitos os leilões de energia para que a distribuidora ajuste, no curtíssimo prazo, a quantidade de energia já contratada com o seu mercado. São leilões de energia de usinas existentes. Estes ajustes podem representar, no máximo, 1% da carga total contratada, e a data de início do suprimento não pode ultrapassar o período de quatro meses após a realização do leilão.

Leilões de energia



Fonte: MME

Assim, as distribuidoras ficam obrigadas a comprar energia em leilões pelo critério do menor preço, devendo contratar 100% da energia do seu mercado e fazer previsão de carga com cinco anos de antecedência. A partir desta previsão, o governo promove a licitação dos novos empreendimentos.

Os leilões de novos empreendimentos são feitos pelo critério da menor tarifa. As novas usinas são licitadas com licenças

ambientais pré-aprovadas. Qualquer investidor tem a liberdade de oferecer projetos alternativos, ou seja, que não tenham sido apresentados para a licitação e que ofereçam tarifas mais baixas. O vencedor do leilão passa a ter contratos de venda de energia de longo prazo assegurados

No ACR participam obrigatoriamente agentes de distribuição e agentes de geração de serviço público. Os primeiros deverão adquirir energia via leilão de empreendimentos existentes e novos empreendimentos (sem outorga até a data do leilão).

Existem exceções para a obrigatoriedade de aquisição de energia por meio de leilões: geração distribuída (por meio de chamada pública promovida pelas distribuidoras), empreendimentos participantes do PROINFA e Itaipu.

A duração dos contratos de energia de novas usinas (A-5 e A-3) é de 15 a 30 anos. No caso de contratos de geração existente, o prazo é de cinco a 15 anos, sendo que o término do prazo do contrato não poderá ocorrer em data posterior à do término do prazo da concessão do vendedor. Já o prazo máximo dos contratos oriundos dos leilões de ajustes é de dois anos.

2.4.3 O mercado livre

Até 1999, todo consumidor brasileiro de energia elétrica era cativo⁴, ou seja, não tinha liberdade para escolher seu fornecedor de energia elétrica ou para negociar os preços. O fornecedor de energia era obrigatoriamente a distribuidora que detinha a concessão da área onde o consumidor estava instalado.

Em 1999, a Carbocloro S.A. Indústrias Químicas, instalada em São Paulo, tornou-se o primeiro consumidor livre brasileiro quando passou a ser atendida pela Companhia Paranaense de Energia – Copel, instalada no Paraná. Naquela época, distribuidoras de energia podiam atender consumidores livres, até mesmo na área de concessão de outras distribuidoras. No modelo vigente, isto não é mais possível. As distribuidoras também não podem mais atuar fora de suas áreas de concessão. Assim, sua atuação se restringe ao atendimento dos consumidores cativos.

Consumidores livres são, portanto, aqueles que optam por escolher livremente de quem adquirir energia elétrica. Cabe destacar que mesmo um consumidor que detenha as características para se tornar livre pode continuar sendo atendido pela concessionária distribuidora, ou seja, permanecer cativo⁵.

Fisicamente, o consumidor livre está sempre conectado à distribuidora local (ou à rede de transmissão, conhecida como Rede Básica, caso o acesso se dê em tensões iguais ou superiores a 230 mil volts). Comercialmente, o consumidor adquire energia de uma fonte que pode estar em qualquer ponto do Sistema Interligado Nacional.

O consumidor livre pode negociar livremente os preços da energia elétrica, mas deve pagar para ter acesso à rede por meio de uma Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), caso esteja conectado

⁴ Consumidor cativo é aquele que não detém a prerrogativa de escolher seu fornecedor de energia elétrica, sendo obrigado a ter sua carga atendida pela concessionária de distribuição de energia elétrica detentora da outorga de concessão da área na qual se localiza a unidade consumidora.

⁵ Consumidores cujas características permitem que se tornem livres, mas optam em ter sua energia fornecida pela concessionária de distribuição que atende a área em que se encontram estabelecidos, são denominados “potencialmente livres”.

a uma distribuidora, ou por meio de uma Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), caso esteja conectado à Rede Básica.

Nem todo consumidor brasileiro pode se tornar livre, prerrogativa concedida apenas àqueles consumidores que atendam aos requisitos estabelecidos pela Lei nº 9.074/1995. O primeiro desses requisitos⁶ é pertencer ao “Grupo A”, que compreende os consumidores de alta tensão. Portanto, consumidores residenciais não podem se tornar livres, pois pertencem ao “Grupo B”, de baixa tensão.

Nos países desenvolvidos os consumidores livres são muito mais presentes. Na Austrália e na Nova Zelândia, por exemplo, 100% do mercado da, ou seja, qualquer consumidor, inclusive os residenciais, pode optar por outro fornecedor de energia, se assim o desejar. Na Europa, desde julho de 2007 todos os consumidores podem ser livres. Nos Estados Unidos, mais da metade dos consumidores são livres, com o avanço da liberalização variando bastante de um estado para outro. Mesmo no Canadá, tradicionalmente monopolista e estatal, mais de 40% dos consumidores já são livres. Na América do Sul, países como Peru, Chile e Colômbia já promoveram a liberalização de grande parte de seus mercados para a contratação livre.

Atualmente no Brasil o mercado livre representa aproximadamente 25% do mercado total. Este mercado teve um expressivo crescimento imediatamente após o racionamento de energia

⁶ Os demais requisitos estabelecidos pela Lei nº 9.074/1995 são os seguintes:

- Consumidores instalados antes de 8/7/1995 (“consumidores velhos”): demanda mínima de 3 MW e tensão de atendimento maior ou igual a 69 kV.
- Consumidores instalados após 8/7/1995 (“consumidores novos”): demanda mínima de 3 MW e atendimento em qualquer tensão do Grupo A.
- Consumidores atendidos por Fonte de Energia Incentivada (Pequena Central Hidrelétrica, Biomassa, Solar ou Eólica): demanda mínima de 500 kW e atendimento em qualquer tensão do Grupo A.

ocorrido no país em 2001, em que muitos consumidores de médio e grande porte, até então cativos das concessionárias de distribuição, optaram em se tornar livres. Esta mudança foi incentivada por uma nova realidade de mercado, que tinha expressiva sobra de energia – resultado das medidas anti-crise que impuseram a racionalização do consumo -, além de excedentes de energia resultantes da liberação dos contratos iniciais, que foram comercializados pelos geradores por meio de um leilão de energia dirigido aos consumidores finais, realizado pelo Governo em 2003.

Além disso, a migração dos consumidores para o mercado livre foi incentivada pelo Governo com a implantação do “Novo Modelo do Setor Elétrico”, consubstanciado pela Lei nº 10.848/04 e pelo Decreto nº 5.163/04, atos legais que estabeleceram as regras que permitiram a contratação de energia de forma livre entre geradores, comercializadores e importadores, e os chamados consumidores livres, bem como criaram o Ambiente de Contratação Livre – ACL.

O Governo, ao implantar uma nova política para o setor elétrico, tornou o mercado livre de energia um ambiente claramente definido, com regras específicas, e principalmente, coexistindo com o ambiente onde se realizam as contratações de forma regulada. Dessa forma, pode-se dizer que, com a criação do ACL, o Governo efetivamente incentivou a migração dos consumidores para o mercado livre, à medida que deu robustez a um mercado que até então não tinha definições claras.

A União, diretamente ou por meio de órgãos para tanto especificamente criados, tem a obrigação constitucional e legal de prover o planejamento da expansão da oferta de energia para o atendimento de

todas as necessidades do mercado, inclusive do mercado livre. A Lei nº 9.478/97⁷ prevê que as políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia terão como objetivos, dentre outros, proteger os interesses do consumidor quanto a preço e oferta dos produtos.

Conseqüentemente, o planejamento não pode distinguir os consumidores, sejam cativos ou livres, devendo abranger todo o consumo e direcionar energia para a totalidade do mercado, independentemente do ambiente contratual onde a energia é comercializada.

Não obstante, as principais ações do Governo visando o direcionamento de energia para o ACL acabaram por estabelecer uma situação não isonômica entre consumidores livres e consumidores cativos. Ainda que se considere que no plano formal possa estar havendo por parte do Governo o cumprimento de suas obrigações, no plano prático, as condições atuais não ensejam o atendimento ao mercado livre⁸.

2.5 Concessões de serviço público

Em já clássica lição de Eros Roberto Grau, hoje Ministro do Supremo Tribunal Federal – STF, os serviços públicos caracterizam-se como forma de intervenção estatal no domínio econômico. Com efeito, a Constituição da República Federativa do Brasil de 1988 – CRFB/88

⁷ A Lei nº 9.478/97 não separa consumidores livres e consumidores cativos, estabelecendo que todos os consumidores, independentemente do ambiente no qual a energia a ele destinada seja comercializada, sejam protegidos. Assim, conforme estabelecido em lei, a política energética nacional deve proteger também os consumidores livres quanto à escassez de oferta de energia.

⁸ O exemplo mais contundente de tais ações do Governo diz respeito a destinação de 30% da energia proveniente das Usinas Hidrelétricas do Rio Madeira (Santo Antônio e Jirau) para o mercado livre. Ocorre que nas licitações das usinas, os resultados basearam-se nas ofertas dos empreendedores para o mercado regulado, cujos lances vitoriosos resultaram em preços bastante baixos (71,40 R\$/MWh para Jirau e 78,87 R\$/MWh para Santo Antônio). A percepção de mercado é que a atratividade econômica dos empreendimentos ocorrerá se a parcela de energia destinada ao mercado livre for comercializada por preços que sejam superiores (entre 65% e 80%).

atribuiu ao Poder Público (União, Estados e Municípios) diversas atividades, por vezes as qualificando expressamente como serviços públicos, por vezes não (nesta última hipótese cabe ao legislador ordinário realizar a valoração e estabelecer o regime jurídico mais adequado ao desempenho da atividade, conforme a evolução histórica, tecnológica, econômica etc).

O art. 175 da CRFB/88 assim dispõe:

Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. A lei disporá sobre:

I - o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;

II - os direitos dos usuários;

III - política tarifária;

IV - a obrigação de manter serviço adequado.

Da leitura do texto constitucional pode-se perceber que as atividades estatais qualificadas (pela Constituição ou legislação ordinária) como serviço público devem submeter-se a um especial regime jurídico: o regime jurídico do serviço público.

Deste regime jurídico, cumpre destacar, dada sua relevância, os seguintes aspectos:

- Possibilidade de Concessão (ou Permissão)
 - conquanto os serviços públicos sejam atribuições públicas, e, portanto, possam ser prestados diretamente pelo próprio Poder Público titular da respectiva atividade ou competência pública, a Constituição expressamente prevê a possibilidade de sua prestação por particulares, mediante outorga de concessão ou permissão à empresas privadas, devendo a lei estabelecer o regime de tais empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;
- Licitação – nada obstante, a Constituição exige, como pré-requisito da outorga, a realização de licitação (processo administrativo, disciplinado em lei, que, assegurando igualdade de condições aos interessados, visa escolher aquele que melhor atende ao interesse público);
- Política tarifária – da mesma forma, a Constituição estabelece que os concessionários e permissionários de serviços públicos serão remunerados mediante o pagamento de tarifa, sendo esta submetida a uma política tarifária, sendo garantido o equilíbrio econômico e financeiro do contrato de concessão;
- Obrigação de manter serviço adequado – a doutrina administrativista dos serviços públicos qualifica o “serviço adequado” como a própria razão de ser dos serviços públicos, cabendo, evidentemente, à legislação

ordinária dispor sobre as características e comportamentos que, conforme as características de cada atividade, qualificarão o respectivo serviço como adequado.

A Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1955, conhecida como Lei Geral de Concessões, veio regulamentar o art. 175 da CRFB/88, acima já referido e brevemente comentado.

Nos termos da Lei nº 8.987/95 (em sua redação atual), são os seguintes os critérios julgamento da licitação: (i) o menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado; (ii) a maior oferta pela outorga da concessão, no caso desta ser paga ao Poder Concedente; (iii) a combinação, dois a dois, dos critérios referidos nos itens “i”, “ii” e “vii”; (iv) melhor proposta técnica, com preço fixado no edital; (v) melhor proposta em razão da combinação dos critérios de menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado com o de melhor técnica; (vi) melhor proposta em razão da combinação dos critérios de maior oferta pela outorga da concessão com o de melhor técnica; ou (vii) melhor oferta de pagamento pela outorga após qualificação de propostas técnicas.

Quanto a política tarifária a Lei nº 8.987/95 estabeleceu que a tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta Lei, no edital e no contrato, disciplinando, ainda, que as regras de revisão visam a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro.

A Lei nº 8.987/95 trouxe relevantes disposições quanto as concessões de serviços públicos, cabendo destacar as seguintes:

- Concessões outorgadas sem licitação na vigência da CRFB/88 – a lei estabelece sua extinção (art. 43);
- Concessões outorgadas sem licitação antes da vigência da CRFB/88, cujas obras ou serviços não tenham sido iniciados ou que se encontrem paralisados quando da entrada em vigor da lei – a lei estabelece sua extinção (art. 43, parágrafo único);
- Concessões outorgadas com licitação antes da vigência da Lei nº 8.987/95 – a lei estabeleceu que as concessões seriam válidas pelo prazo fixado no contrato ou no ato de outorga, após o qual seriam licitadas (art. 42).

2.5.1 Os contratos de concessão

Na definição do eminentíssimo Hely Lopes Meirelles, “o contrato de concessão é o documento escrito que encerra a delegação do poder concedente, define o objeto da concessão, delimita a área, forma e tempo de exploração, estabelece os direitos e deveres das partes e dos usuários do serviço”⁹.

Dessa forma, os contratos de concessão são os instrumentos previstos pela Lei nº 8.987/95 e adotados pelo Poder Concedente e pela ANEEL, nos quais são estabelecidas as relações com os agentes de distribuição de energia elétrica.

Nesses contratos estão definidas as regras a respeito do regime das empresas concessionárias e permissionárias, da tarifa, do

⁹ Direito Administrativo Brasileiro, 33ª Edição, Ed. Malheiros, 2007, pág. 393.

serviço adequado (regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas), bem como as obrigações quanto ao atendimento prestado aos consumidores.

Quanto às tarifas, os contratos de concessão têm como princípio básico a preservação do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, estabelecendo valores que garantam a cobertura de todos os custos para que a energia seja produzida, transportada e entregue aos consumidores, acrescidos dos encargos setoriais e impostos, bem como da remuneração dos investimentos realizados pelas empresas concessionárias. A preservação do equilíbrio econômico-financeiro se dá por meio das revisões e reajustes tarifários.

De acordo com a Lei nº 8.987/95, os contratos de concessão devem conter cláusulas essenciais, nas quais serão estabelecidos:

- O objeto, a área e o prazo da concessão;
- O modo, forma e condições da prestação do serviço;
- Os critérios, indicadores, fórmulas e parâmetros definidores da qualidade do serviço;
- O preço do serviço e os critérios e procedimentos para o reajuste e a revisão das tarifas;
- Os direitos, garantias e obrigações do Poder Concedente e da concessionária, inclusive os relacionados às previsíveis necessidades de futura alteração

e expansão do serviço e consequente modernização, aperfeiçoamento e ampliação dos equipamentos e das instalações;

- Os direitos e deveres dos usuários para obtenção e utilização do serviço;
- A forma de fiscalização das instalações, dos equipamentos, dos métodos e práticas de execução do serviço, bem como a indicação dos órgãos competentes para exercê-la;
- As penalidades contratuais e administrativas a que se sujeita a concessionária e sua forma de aplicação;
- Os casos de extinção da concessão;
- Os bens reversíveis;
- Os critérios para o cálculo e a forma de pagamento das indenizações devidas à concessionária, quando for o caso;
- As condições para prorrogação do contrato;
- A obrigatoriedade, forma e periodicidade da prestação de contas da concessionária ao poder concedente;
- A exigência da publicação de demonstrações financeiras periódicas da concessionária; e

- O foro e ao modo amigável de solução das divergências contratuais.

A Lei Geral de Concessões em seus capítulos VII e VIII define as seguintes obrigações do Poder Concedente e da concessionária, das quais se destacam:

Obrigações do Poder Concedente:

- Regulamentar o serviço concedido e fiscalizar permanentemente a sua prestação;
- Aplicar as penalidades regulamentares e contratuais;
- Intervir na prestação do serviço, nos casos e condições previstos em lei;
- Extinguir a concessão, nos casos previstos nesta lei e na forma prevista no contrato;
- Homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas na forma desta Lei, das normas pertinentes e do contrato;
- Cumprir e fazer cumprir as disposições regulamentares do serviço e as cláusulas contratuais da concessão;
- Zelar pela boa qualidade do serviço, receber, apurar e solucionar queixas e reclamações dos usuários, que serão cientificados, em até trinta dias, das providências tomadas;

- Estimular o aumento da qualidade, produtividade, preservação do meio ambiente e conservação;
- Incentivar a competitividade; e
- Estimular a formação de associações de usuários para defesa de interesses relativos ao serviço.

Obrigações da Concessionária:

- Prestar serviço adequado, na forma prevista nesta lei, nas normas técnicas aplicáveis e no contrato;
- Manter em dia o inventário e o registro dos bens vinculados à concessão;
- Prestar contas da gestão do serviço ao poder concedente e aos usuários, nos termos definidos no contrato;
- Cumprir e fazer cumprir as normas do serviço e as cláusulas contratuais da concessão;
- Permitir aos encarregados da fiscalização livre acesso, em qualquer época, às obras, aos equipamentos e às instalações integrantes do serviço, bem como a seus registros contábeis;
- Zelar pela integridade dos bens vinculados à prestação do serviço, bem como segurá-los adequadamente; e

- Captar, aplicar e gerir os recursos financeiros necessários à prestação do serviço.

2.5.2 O término do prazo das concessões a partir de 2015

O término do prazo de diversas concessões de serviços e instalações de energia elétrica é, com certeza, um dos temas atualmente mais relevantes para o setor elétrico brasileiro.

Com efeito, no setor elétrico brasileiro, até a edição da Lei nº 8.987/95 e da Lei nº 9.074/95, existiam, apenas e tão somente, diversos decretos outorgando concessões, não tendo sido assinados praticamente nenhum contrato de concessão¹⁰.

Nesse sentido, confira-se o relato de ANTONIO GANIM¹¹:

As concessões do setor elétrico estão previstas no Código de Águas – Decreto nº 24.643/1934, com força de lei complementar, nos arts. 150 a 169, e as autorizações nos arts. 170 a 177. No Decreto nº 41.019/1957, que regulamentou o Serviço de Energia Elétrica, as concessões e as autorizações estão previstas nos arts. 65 a 88.

Como podemos ver, a legislação que trata do assunto vem de longa data, e até a instituição da ANEEL, existiam diversos decretos outorgando a concessão. **Na verdade, não existia nenhum contrato de concessão assinado entre o poder concedente e o**

¹⁰ As únicas exceções são os seguintes empreendimentos de geração de energia elétrica contratados, em regime de serviço público, pelo antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE em 1992 e 1993, mediante licitação: Contrato de Concessão nº 01/1992 (UHE Cachoeira do Jatoribe – MT – 7,2 MW), Contrato de Concessão nº 01/1993 (UHE Salto Baruítio – MT – 4,6 MW), Contrato de Concessão nº 02/1993 (UHE Alta Floresta – RO – 4,9 MW), Contrato de Concessão nº 04/1993 (UHE Ribeirão Galheiro – MT – 2,61 MW), Contrato de Concessão nº 05/1993 (UHE Salto Belo – MT – 3 MW), Contrato de Concessão nº 06/1993 (UHE Rondon II – RO – 27 MW) e Contrato de Concessão nº 07/1993 (UHE Cachoeira – RO – 6,7 MW).

¹¹ **Setor Elétrico Brasileiro: aspectos regulamentares, tributários e contábeis.** Brasília, Canal Energia: Synergia, 2009, pág. 45.

concessionário, o que, juridicamente, estabeleceu concessões por prazo indeterminado. (Grifou-se)

Com a edição das referidas leis, as concessões de serviços públicos foram colocadas em novo patamar legal, sendo, portanto, exigido a formalização dos competentes e imprescindíveis (na qualificação da Lei nº 8.987/95, art. 1º) contratos de concessão de serviços públicos, tendo sido inclusive, conforme já visto, disciplinadas as possibilidades de manutenção de concessões já outorgadas, sem e com licitação, antes ou na vigência da CRFB/88.

Considerando as dificuldades do setor elétrico àquela época (cujas dificuldades na realização de investimentos implicavam na existência de obras não iniciadas, atrasadas, bem como paralisadas), foi editada – no mesmo dia da publicação da Lei Geral de Concessões - a Medida Provisória nº 890, de 13 de fevereiro de 1995, posteriormente convertida na Lei nº 9.074/95, que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, especialmente acerca dos serviços de energia elétrica. A Lei nº 9.074/95 foi fruto de amplo acordo político articulado no âmbito do Congresso Nacional, viabilizando, assim, a própria publicação da Lei Geral de Concessões.

A Lei nº 9.074/95, em seus arts. 17, § 4º e 5º, 19, 20, 22, estabelece as condições para a prorrogação das concessões à época existentes, amenizando o rigor do art. 41, § 2º, da Lei nº 8.987/95 que determinava a licitação das concessões com prazo indeterminado, cuja validade seria mantida apenas pelo prazo necessário à realização dos levantamentos e avaliações indispensáveis à organização das licitações que precederão a outorga das concessões que as substituirão.

Com efeito, a Lei nº 9.074/95, em seu art. 19 possibilitou a prorrogação das concessões de geração de energia elétrica, alcançadas pelo art. 42 da Lei nº 8.987/95 (concessões existentes) pelo prazo de até 20 anos; o art. 17, § 5º possibilitou a prorrogação das concessões de transmissão existentes e, finalmente, o art. 22 possibilitou a prorrogação das concessões de distribuição então existentes. Para todos estes casos, foi estabelecido como até 20 anos o prazo máximo das respectivas prorrogações.

Em atenção aos dispositivos legais acima mencionados, foram, a partir do ano de 1995, formalizados diversos Contratos de Concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica, cujos respectivos prazos de vigência esgotar-se-ão a partir de 2015.

É não é desprezível o conjunto de concessões cuja vigência terminará já em 2015. Este conjunto envolve:

- Geração = cerca de 20% (21.792 MW) da capacidade instalada do País;
- Transmissão = aproximadamente 82% da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN (73.000 km);
- Distribuição = aproximadamente 35% da energia comercializada no Ambiente de Contratação Regulada – ACR.

Portanto, diversas são as razões que determinam a necessidade de rápida sinalização do Poder Concedente quanto ao destino a ser dado às referidas concessões vincendas, ou seja, prorrogá-las

(novamente¹²) ou submetê-las à licitação. Dentre elas, cumpre destacar (i) a necessidade de segurança no abastecimento; (ii) a necessidade de segurança jurídica, possibilitando, assim, a confiança dos investidores (e continuidade dos investimentos setoriais) e consumidores livres; (iii) a necessidade da adequada sinalização de preços no mercado de energia, impossibilitando ou inibindo comportamentos estratégicos de agentes setoriais; e, finalmente, mas não menos importante, a (iv) possibilidade de aprimoramento das condições de prestação dos respectivos serviços públicos, com melhoria da qualidade e redução do custos a serem suportados pelos usuários.

O Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, órgão responsável pela formulação da política energética nacional, emitiu a Resolução CNPE nº 04, de maio de 2008, mediante a qual determinou a criação de Grupo de Trabalho “com o objetivo de elaborar estudos, propor condições e sugerir critérios destinados a subsidiar definições competentes acerca da situação futura das Centrais Hidrelétricas e das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN e de distribuição de energia elétrica, amortizadas ou depreciadas”. Até a presente data, não se tem notícia dos eventuais resultados ou conclusões do referido Grupo de Trabalho.

Os aspectos a serem necessariamente observados por ocasião da decisão são igualmente relevantes. Neste sentido é fundamental destacar a devida observância das normas legais para a sua implementação, em especial ao comando da Constituição Federal que

¹² Há que se considerar que a maior parte dos Contratos de Concessão de Serviços Públicos no Setor Elétrico são contratos mediante os quais foram prorrogadas as concessões existentes quando da edição da Lei nº 8.987/95 e, portanto, uma nova prorrogação, sem licitação, dependeria, na opinião de muitos especialistas, no mínimo (i) da edição de lei ordinária autorizando expressamente as prorrogações sem licitação (haja vista que as concessões setoriais foram outorgadas sem licitação) ou (ii) de emenda constitucional disciplinando a matéria.

determina que o Poder Público deve prestar o serviço diretamente ou por meio concessão, sempre precedida de licitação. Vale ainda ressaltar que o entendimento da ANEEL e do TCU de que cláusulas que prorrogam contratos de concessão não são válidas, pois a Lei nº 10.848, de 2004, revogou o artigo que 27 da Lei das Licitações que permitia essa possibilidade.

Por fim, imperativo recomendar aos representantes do Ministério de Minas e Energia – MEE que, tendo em vista a premência do assunto, seja devidamente atentado para o interesse público subjacente ao tema. Os consumidores do país, durante muitos anos, suportaram o ônus dos investimentos setoriais realizados. Portanto, o patrimônio construído ao longo destes anos é, inegavelmente, um patrimônio público dos cidadãos e empresas brasileiras, não podendo ser aviltado por decisões políticas tomadas sem a devida ponderação acerca de suas consequências.

É, portanto, de suma importância que os comandos legais e constitucionais sobre o tema sejam rigorosamente cumpridos e que se atente para os prazos de vigência dos contratos.

Recomenda-se assim, mesmo considerando as dificuldades atinentes ao processo, que se iniciem as providências necessárias à reversão das concessões vincendas para que em seguida as mesmas sejam submetidas à nova licitação.

3 AS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

O segmento de distribuição de energia elétrica é caracterizado como monopólio natural, ou seja, existem vantagens econômicas expressivas em se dispor do serviço quando somente uma

empresa o oferece. Isto decorre do custo de implantação de uma rede de distribuição, que é bastante elevado. Por outro lado, à medida que a densidade de atendimento aumenta, ou seja, que novos consumidores passam a utilizar dos serviços, os custos de atendimento tendem a diminuir.

Por se tratar de um monopólio e também porque o fornecimento de energia elétrica é essencial para a sociedade, é necessário que o serviço seja regulado pelo Estado.

Dentre as competências da agência reguladora se destaca o estabelecimento das tarifas de energia elétrica para as concessionárias de distribuição.

3.1 Metodologias de cálculo de tarifas

Veremos a seguir duas metodologias de cálculo de tarifas aplicadas aos serviços de distribuição de energia. Uma que vigeu até 1993, chamada de tarifa pelo custo do serviço, em que as tarifas são calculadas com o objetivo de garantir às empresas uma receita capaz de cobrir de seus custos operacionais reais, bem como um retorno pré-estabelecido sobre os investimentos realizados. Esta metodologia, conforme será descrito à frente, desestimula a busca pela eficiência, uma vez que todos os custos, independentemente de sua racionalidade, são cobertos pela tarifa.

Na outra, conhecida como regime do preço-teto (“Price Cap”), que é a base da metodologia utilizada atualmente, o regulador atua por meio de incentivos, estabelecendo um valor teto para a tarifa, que vai sendo revisada periodicamente de forma a repartir os ganhos de produtividade entre a empresa e os consumidores. O valor teto é fixado

com base em parâmetros definidos pelo regulador. Assim, se a empresa tiver um desempenho superior àquele pré-determinado pelo regulador, haverá ganhos e, por conseguinte, as empresas poderão se apropriar desta diferença, repassando uma parte para o consumidor. Este processo acaba se tornando um incentivo contínuo à eficiência das empresas.

3.1.1 O regime de tarifa pelo custo do serviço

Até 1993, a metodologia de cálculo de tarifas que vigorava no setor elétrico brasileiro era a do custo do serviço. O conceito deste regime tarifário estabelecia que as tarifas de energia elétrica cobradas dos consumidores tinham que ser capazes de proporcionar receita financeira suficiente para cobrir todos os custos relativos aos serviços de energia elétrica, desde a produção até sua entrega nas unidades de consumo, bem como garantir uma taxa de retorno, previamente fixada, para as concessionárias do setor elétrico.

Este modelo tarifário tinha como base legal a lei nº 5.655, de 1971, que estabeleceu o regime de remuneração garantida e fixou a taxa de retorno das concessionárias do setor elétrico em um patamar entre 10% a 12% ao ano¹³ sobre seus ativos em serviço, e o decreto-lei nº 1.383, de 1974, que criou o mecanismo de equalização tarifária entre as concessionárias do setor elétrico¹⁴ com vistas a diminuir as desigualdades regionais em regiões onde o custo de abastecimento de energia fosse maior e garantir que a atratividade econômica da instalação de novas indústrias não fosse afetada pelo custo da energia elétrica.

¹³ A pré-fixação da taxa de retorno das concessionárias tinha como objetivo garantir um retorno adequado para a sustentação financeira das empresas e buscava impedir a possibilidade de excesso de lucros.

¹⁴ O mecanismo de equalização tarifária objetivava assegurar que todos os consumidores do país ficassem sujeitos ao mesmo nível tarifário em relação a cada uma das classes de consumo.

Isso significa que, para as diferentes classes de consumo, havia uma única tarifa de energia elétrica em todo o Brasil. Assim, os consumidores das diversas regiões do país pagavam a mesma tarifa pela energia consumida, ou seja, 1 kWh fornecido para qualquer consumidor residencial no Brasil, estivesse no centro da cidade de São Paulo, na fronteira com o Uruguai ou no interior do Piauí, custaria exatamente a mesma coisa, ainda que os custos para levar esta energia para cada um fossem diferentes.

A prática da remuneração garantida para as concessionárias do setor elétrico e das tarifas médias equalizadas em todo território nacional somente era possível por meio de um processo ordenado, coerente e metódico, em muito facilitado pelo fato de as concessionárias serem estatais e a coordenação do sistema ser centralizada. O mecanismo adotado à época, definido pela Lei nº 5.655/71, era a Conta de Resultados a Compensar (CRC), o qual promovia compensações de excessos e insuficiências de remuneração entre as diversas concessionárias na forma de ajustes de valores no exercício fiscal seguinte.

Havia, portanto, um mecanismo – a CRC – que garantia às concessionárias uma remuneração mínima. O extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), órgão do Ministério de Minas e Energia (MME), calculava o que a concessionária havia investido para levar a energia elétrica até o consumidor, acrescentava a taxa de remuneração e rateava esse custo entre os diversos consumidores.

Ao longo da década de 70, com a economia razoavelmente estabilizada, as tarifas vigentes à época foram capazes de

remunerar as concessionárias e garantir os investimentos necessários para a expansão e manutenção do setor, sem grandes percalços.

A partir da década de 80, os efeitos da equalização tarifária foram bastante nocivos para o setor elétrico, pois, apesar de a sistemática da CRC garantir a remuneração das concessionárias, as empresas não lucrativas acabavam sendo mantidas por aquelas que davam lucro e pelo governo federal.

Houve uma forte deterioração da eficiência na gestão das concessionárias, a maioria empresas estatais, pois seus resultados finais passaram a independe da eficiência operacional e do controle dos custos, havendo sempre garantia de resultados pelo governo.

Em consequência, a qualidade do serviço das empresas teve acentuada queda e as tarifas ficaram mais altas.

Porém, o governo muitas vezes deixava de calcular o real custo das tarifas com o objetivo de controlar a inflação, bastante elevada à época. Assim, a remuneração mínima não era atingida e as concessionárias podiam contabilizar os créditos da CRC como realizáveis de longo prazo. Sem receitas suficientes para cobrir seus custos, as empresas deixaram de pagar impostos, financiamentos – na grande maioria contraídos com organismos financeiros internacionais –, contratos de suprimento com as geradoras e fornecedores de modo geral.

As poucas empresas que conseguiram manter resultados positivos deixaram de fazer os recolhimentos para a CRC, o que levou a uma insolvência generalizada no setor. Em decorrência, empreendimentos em obras foram paralisados, novos investimentos em expansão foram cancelados e bancos multilaterais deixaram de conceder

empréstimos às empresas do setor devido ao alto risco de crédito das operações.

Isto porque o mecanismo de compensação introduziu um sinal extremamente perverso de ineficiência para todas as empresas. Senão vejamos:

Se a empresa tinha rentabilidade abaixo da média, não havia razão para reduzir os custos próprios, uma vez que as outras empresas garantiriam a sua remuneração (que era a média do setor). Assim, se o que faltaria para igualar a remuneração real à remuneração média do setor vinha por meio de um fundo que era arrecadado de empresas menos deficitárias, era melhor continuar sendo ineficiente.

Por outro lado se a empresa tinha rentabilidade acima da média, também não havia razão para continuar a mantê-la, pois toda a remuneração que ultrapassasse a média era transferida para as outras empresas. Desta forma era melhor manter o dinheiro arrecadado dos consumidores no próprio estado. Para isso bastava aumentar o contingente de funcionários, elevar os salários, inflar a estrutura da empresa com mais diretorias, enfim, desperdiçar recursos localmente.

Em 1993, a CRC estava imensa, as empresas totalmente ineficientes e o setor em insolvência. Isto foi resolvido com a publicação da Lei nº 8.631, que promoveu um grande encontro de contas no setor elétrico. Tal operação gerou uma despesa para as concessionárias e para a União da ordem de US\$ 26 bilhões, que acabou sendo paga pelos contribuintes e consumidores de todo o país. A referida lei também extinguiu o regime de remuneração garantida, o mecanismo de compensação de resultados (CRC) e promoveu a desequalização tarifária,

estabelecendo as bases da atual política tarifária do setor em que as tarifas de energia elétrica devem cobrir o custo do serviço de cada concessionária, segundo suas características específicas, de modo a garantir a prestação dos serviços adequados.

Ainda, instituiu a obrigatoriedade, entre as concessionárias supridoras e supridas, de estabelecer contratos de suprimento, cujos preços, prazos e montantes de energia passaram a ser determinados pelo órgão regulador. Reativou a Reserva Global de Reversão – RGR, sob a administração da Eletrobrás, como mecanismo de financiamento da expansão do setor. Determinou a ampliação da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC para os sistemas isolados e a criação de conselhos de consumidores de caráter consultivo.

3.1.2 O regime de tarifa pelo preço-teto (price cap)

O regime de tarifa pelo preço foi inaugurado em 1995 pela lei 8.987, cujo artigo 9º estabelece que “a tarifa de serviço público concedido será fixada pelo serviço pelo preço da proposta vencedora da licitação, preservadas as regras de revisão previstas nesta lei e no edital e no contrato de concessão”. A partir do estabelecimento desse regime, o risco da demanda passou a ser da distribuidora e não mais do consumidor, como ocorria com o regime de tarifa pelo custo.

A ANEEL estabelece que “o regime econômico financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato de concessão, compreende a contraprestação pela execução do serviço pago ao consumidor final com base nas tarifas fixadas pelo preço”. O Regulador entende que “serviço pelo preço é o regime econômico financeiro mediante o qual as tarifas

máximas do serviço público de energia são fixadas no contrato de concessão ou em ato específico da Agência Reguladora”. Ou seja, quando fixada a tarifa máxima para o período tarifário específico, as variações de demanda, que naturalmente ocorrem no regime de tarifa pelo preço, em qualquer que seja o tipo de serviço público prestado, são assumidas pelas concessionárias de serviço público. Portanto, no regime de tarifa pelo preço, a distribuidora de energia elétrica passa a assumir o risco das variações da demanda.

Esse modelo regulatório é considerado um regime com alto poder se incentivo, pois não impede que a remuneração do capital varie conforme o desempenho da gestão da empresa. A primeira diferença entre os dois regimes é o fato do regime pelo preço oferecer para as concessionárias a possibilidade de elas aumentarem seus lucros ao longo de um período tarifário.

De uma maneira mais simples, no regime pelo preço, é dada à distribuidora, via tarifas, uma receita anual para que a empresa cubra todos os seus gastos e ainda consiga remunerar seu capital. Assim, a Agência Reguladora incentiva a prática de uma gestão eficiente. Essa eficiência pode acontecer tanto em termos estáticos como dinâmicos. A eficiência estática é aquela que está ligada diretamente à redução de custos com a operação e manutenção dos ativos que compõem as redes da prestadora de serviço público. Eficiência dinâmica diz respeito ao incentivo dado às concessionárias para que elas invistam em novas tecnologias, de forma a otimizar os serviços prestados e, com isso, reduzir seus custos. Dessa maneira, o órgão regulador incentiva a prática de uma gestão eficiente, tendo sempre a concepção de que os índices mínimos de qualidade exigidos não são comprometidos.

O regime de serviço pelo custo e o regime pelo preço compreendem dois extremos regulatórios. Qualquer regime intermediário é considerado como regulação por incentivo, em que os preços são ajustados de forma que os aumentos de custos da empresa são parcialmente repassados às tarifas. Pode-se dizer, nesse sentido, que o modelo tarifário brasileiro é híbrido, pois utiliza diversas técnicas regulatórias na composição da metodologia de cálculo e reajuste das tarifas.

3.1.3 Revisões e reajustes tarifários

As tarifas de distribuição de energia elétrica têm como objetivo cobrir todos os custos envolvidos no processo, desde os custos de produção e o transporte dos grandes blocos de energia, até os custos de distribuição e entrega em seu ponto de consumo. Além disso, deve ser suficiente para remunerar o capital investido.

Para que todo esse processo seja feito de maneira eficiente e segura, as concessionárias de energia elétrica necessitam de recursos para fazer a manutenção de suas redes de distribuição, linhas de transmissão e subestações transformadoras de energia. Também necessitam de recursos para investir em novas tecnologias a fim de buscar o aumento da eficiência, de forma a oferecer um atendimento adequado aos consumidores.

Existem três mecanismos utilizados pela ANEEL para efetuar a alteração das tarifas, todos estabelecidos no contrato de concessão das distribuidoras de energia elétrica:

- 1) revisão tarifária – realizada em média a cada quatro anos, visa restabelecer o equilíbrio econômico financeiro da concessão;
- 2) reajuste tarifário – realizado anualmente, visa preservar o equilíbrio econômico financeiro da concessão; e
- 3) revisão extraordinária – aplicada quando há um desequilíbrio que possa comprometer as atividades da distribuidora e a segurança dos consumidores.

As diretrizes do contrato de concessão das distribuidoras estabelecem que as tarifas devam ser alteradas para mais ou para menos, considerando:

- alterações na estrutura de custos e de mercado de consumo da distribuidora;
- níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional;
- estímulos a eficiência; e
- modicidade tarifária.

Considera, também, que devem ser estabelecidos os valores do Fator X, que serão subtraídos ou acrescidos do IGP-M nos reajustes anuais subseqüentes. O Fator X será explicado mais adiante.

A tarifa final de distribuição de energia elétrica é calculada considerando basicamente dois componentes, conhecidos como nível tarifário e estrutura tarifária. O nível tarifário é dado pela receita requerida pela distribuidora para que ela consiga cobrir seus custos e

remunerar seus investidores. A estrutura tarifária é a forma como essa receita é alocada entre as diferentes classes de consumo, tornando possível a aplicação de subsídios aos consumidores como o baixa renda, por exemplo.

O presente documento aborda a metodologia de cálculo do nível tarifário, ou seja, da receita requerida às concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras. Tal receita é formada pela soma de duas componentes, chamadas Parcada A e Parcada B.

A Parcada A, que são custos não gerenciáveis pela distribuidora, corresponde à soma dos seguintes elementos:

- compra de energia;
- transporte dessa energia até os centros de consumo; e
- encargos setoriais, que têm diversas finalidades.

Já a Parcada B, que são os custos gerenciáveis pela distribuidora, é formada por:

- custos operacionais;
- cota de depreciação; e
- remuneração sobre o capital investido em ativos de distribuição.

3.1.3.1 Compra de energia

Com a introdução do Novo Modelo do Setor Elétrico, em 2004, e a desverticalização dos agentes de distribuição (que não mais podem exercer as atividades de geração e transmissão de energia

elétrica), as compras de energia elétrica pelas distribuidoras visando o atendimento de seu mercado consumidor foram submetidas a regras cogentes. Doravante, essa compra de energia somente pode ser realizada por meio de leilões no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, organizados pela ANEEL e operacionalizados pela CCEE; geração distribuída, observados os limites de contratação e de repasse às tarifas; e, finalmente, através da energia comprada compulsoriamente da Usina Hidrelétrica de Itaipu (evidentemente, visando dar cumprimento ao comando constitucional do sentido da preservação dos direitos adquiridos e do ato jurídico perfeito, permanecem vigentes os antigos contratos livremente pactuados entre distribuidoras e geradoras, celebrados conforme as regras setoriais do modelo anterior).

O montante total de energia que a distribuidora contrata deve ser suficiente para cobrir: (i) todo o mercado consumidor conectado à distribuidora; (ii) as perdas técnicas, que são as perdas de energia elétrica inerentes ao sistema, decorrentes das leis da física, durante os processos de transporte, transformação e medição da energia elétrica; e (iii) as perdas não técnicas, apuradas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, considerando 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, dentre outras.

Como será mostrada mais adiante, a parcela de compra de energia corresponde, em média, a praticamente um terço da Receita Requerida das concessionárias de distribuição de energia elétrica do Brasil.

3.1.3.2 Transporte de energia

São custos com o transporte da energia elétrica, que compreende todo o trajeto percorrido por ela, desde a sua geração até o centro de consumo. Esses custos são divididos em diferentes parcelas:

- despesa com o uso do sistema de distribuição – é paga pelas distribuidoras que utilizam as redes de distribuição de outras concessionárias de distribuição para receber a energia elétrica adquirida para posterior entrega aos consumidores. O valor pago a essa parcela corresponde a um preço determinado pela ANEEL através de uma Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição, conhecida como TUSD;
- despesa com o uso do sistema de transmissão – é uma parcela paga para cobrir os custos das instalações da rede básica, que faz parte do sistema interligado nacional, composto por linhas de transmissão que transportam energia elétrica numa tensão igual ou superior a 230 mil volts. É paga pelas empresas distribuidoras que estão conectados diretamente na rede básica. É conhecida como Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão – TUST;
- despesa com as instalações de conexão – é paga pelas empresas de distribuição de energia elétrica que utilizam linhas de transmissão que se conectam à rede básica;

- transporte da energia proveniente de Itaipu – é um custo pago pelas distribuidoras de energia elétrica que utilizam as linhas de transmissão que transportam toda a energia elétrica proveniente da Usina Hidrelétrica de Itaipu, a fim de cobrir os custos com a operacionalização e manutenção destas linhas.
- Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS – destina-se ao ressarcimento de parte dos custos de administração e operação do ONS, que é a entidade responsável pela estratégia de operação e coordenação da rede básica, envolvendo todas as empresas de geração, transmissão e distribuição, assim como os consumidores livres que estão conectados à rede básica.

3.1.3.3 Encargos setoriais

São valores pagos pelas empresas distribuidoras para financiar o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro e as políticas energéticas do Governo Federal.

Mais adiante os encargos setoriais serão tratados com maior riqueza de detalhes. Por enquanto são apresentadas suas finalidades de maneira sucinta.

- CDE – Conta de Desenvolvimento Energético: promove a universalização da distribuição de energia elétrica e subsidia os consumidores baixa renda.
- CCC – Conta de Consumo de Combustíveis: subsidia a geração térmica na região Norte do País.

- PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica: subsidia as fontes alternativas de energia.
- ESS – Encargo de Serviços do Sistema: cobre os custos associados a confiabilidade e segurança do sistema.
- RGR – Reserva Global de Reversão: indeniza ativos físicos vinculados à concessão e fomenta a expansão do setor elétrico brasileiro.
- TFSEE – Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica: promove recursos para o funcionamento da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- ONS – Operador Nacional do Sistema: promove recursos para o funcionamento do Operador Nacional do Sistema.
- P&D – Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética: financia pesquisas relacionadas aos segmentos do setor elétrico e ao uso sustentável dos recursos naturais.
- CFURH – Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos: visa compensar, Estados e Municípios pela utilização de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, sendo parte dos recursos arrecadados também destinados ao financiamento orçamentário de diversos Ministérios.

3.1.3.4 Custos operacionais

É a parcela da receita que tem o objetivo de cobrir os custos de operação e manutenção vinculados ao serviço de distribuição de energia elétrica. São custos com administração, atendimento comercial, operação e manutenção das redes, custos com remuneração dos colaboradores e reposição de materiais, assim como custos relativos a serviços de terceiros e outras despesas.

Os custos operacionais são obtidos a partir de uma metodologia conhecida como Empresa de Referência, que é uma empresa modelo, através da qual todos os custos eficientes da distribuidora são contemplados. A metodologia busca assegurar que tais custos sejam suficientes para atingir níveis de qualidade de serviço exigidos e que os ativos necessários mantenham sua capacidade de operação inalterada durante a vida útil.

O regulador busca desenhar uma empresa eficiente que atenda à regulação vigente, levando em consideração características intrínsecas da área de atuação da concessionária e específicas de cada mercado consumidor atendido.

Os custos operacionais estão diretamente relacionados à gestão da empresa e, por isso, são considerados custos gerenciáveis pela distribuidora de energia elétrica. O regulador estabelece um teto para a empresa de forma que esta se ajuste a ele. Caso a empresa seja eficiente ela auferirá lucros decorrentes de sua gestão. Por outro lado, caso ela seja ineficiente, a receita que foi concedida à distribuidora não será suficiente para cobrir seus custos e, portanto, a empresa terá prejuízos.

3.1.3.5 Remuneração dos Investimentos

A Remuneração do Capital é a essência do negócio da distribuidora de energia elétrica. Ela é composta por duas parcelas, chamadas cota de reintegração e a remuneração dos investimentos. A cota de reintegração (equivalente à depreciação dos ativos) visa a recomposição do capital investido, enquanto que a remuneração diz respeito à rentabilidade do negócio. Cabe ao órgão regulador definir qual é o montante de capital a ser remunerado, assim como a taxa de remuneração e o perfil de remuneração do investimento. Para isso, a ANEEL define a chamada Base de Remuneração Regulatória, que contempla os investimentos prudentes requeridos para que a concessionária possa prestar o serviço de distribuição cumprindo os níveis mínimos de qualidade exigidos, avaliados a preços de mercado e adaptados através dos índices de aproveitamento.

O levantamento da base de ativos é feito por meio de um laudo de avaliação, que leva em consideração todos os equipamentos, veículos, prédios, móveis, assim como as instalações físicas pertencentes à concessionária. Todos os ativos são, então, valorados a preços de mercado por meio do Valor Novo de Reposição – VNR, que utiliza o valor de um bem novo, idêntico ou similar ao avaliado, obtido a partir dos preços médios praticados pelas empresas fornecedoras das concessionárias de distribuição.

O Valor de Mercado em Uso é definido como sendo o VNR deduzido da parcela de depreciação acumulada, que deve sempre respeitar as taxas de depreciação fixadas pela ANEEL e devidamente acumuladas nos registros contábeis da concessionária, a partir da data de entrada em operação do ativo. O Valor da Base de Remuneração é, então,

definido pela aplicação do Índice de Aproveitamento Depreciado sobre o Valor de Mercado em Uso, obtendo-se, assim, o valor dos investimentos prudentes e eficientes realizados pela concessionária em ativos de distribuição de energia elétrica.

3.1.3.6 Quota de reintegração

A Quota de Reintegração (como visto, equivalente à taxa de depreciação dos ativos) é a parcela da receita necessária à recomposição do capital investido e, consequentemente, à formação dos recursos financeiros destinados à recomposição dos investimentos realizados com prudência para a prestação do serviço de energia elétrica ao longo da vida útil dos equipamentos e instalações. A função desta quota é garantir, por exemplo, que no fim da vida útil de um poste, medidor de energia elétrica ou transformador, a concessionária tenha receita para substituir o equipamento por um novo, mantendo inalterada a qualidade do serviço prestado.

Para cada tipo de equipamento é utilizada uma taxa de depreciação, conforme regulamento da ANEEL. A taxa média de depreciação é, então, aplicada sobre a Base de Remuneração, compondo a chamada Quota de Reintegração Regulatória – QRR.

3.1.3.7 Remuneração de capital

A remuneração do capital é a essência do negócio da distribuidora. É a parcela da receita necessária para promover um adequado rendimento do capital investido na prestação do serviço de energia elétrica. Aplica-se a taxa de remuneração regulatória sobre a base de remuneração depreciada, o que é equivalente a remunerar a parcela do

capital ainda não amortizado. Para o segundo ciclo de revisões tarifárias, a ANEEL definiu a taxa de remuneração total como sendo 9,95% ao ano.

3.2 Fator X

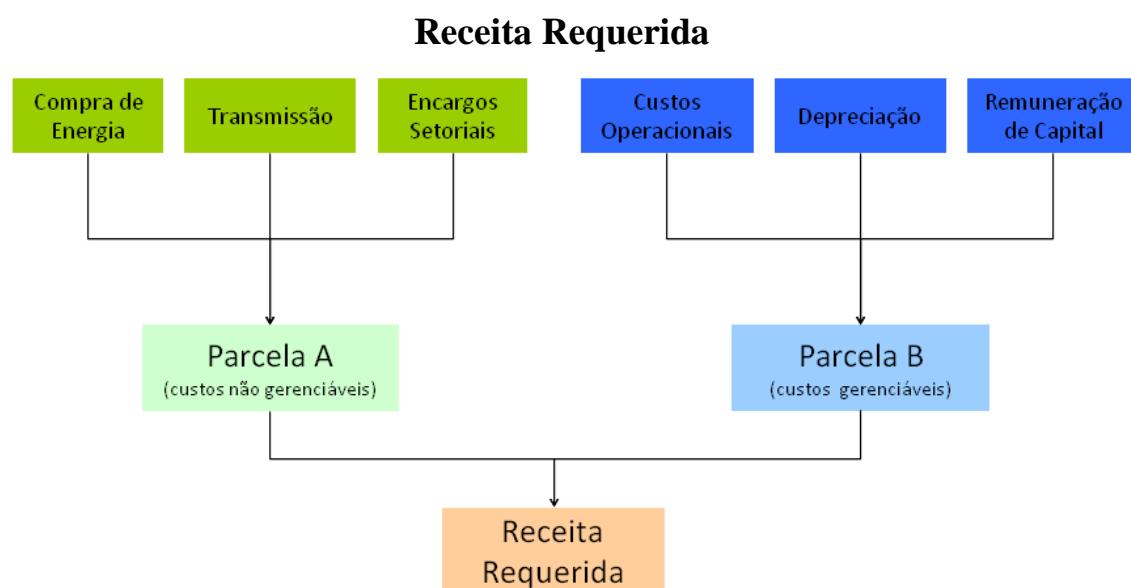
O Fator X é um índice calculado pela ANEEL para cada uma das distribuidoras de energia elétrica, e tem um novo valor fixado a cada revisão tarifária. Nos anos subseqüentes à revisão, o Fator X é utilizado para representar os ganhos de produtividade da concessionária decorrentes do crescimento do número de novos clientes e do aumento de consumo dos clientes já existentes.

O Fator X serve como um redutor do índice de reposicionamento tarifário, calculado todos os anos no reajuste tarifário das distribuidoras de energia elétrica. Ele é dividido em duas componentes: (i) X_e – tem como objetivo compartilhar com os consumidores os ganhos de produtividade derivados do crescimento do mercado do serviço regulado previstos para os períodos compreendidos entre as revisões tarifárias; (ii) X_a – tem o objetivo de refletir a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA, estabelecido mensalmente pelo IBGE, sobre a parcela de mão-de-obra dos custos operacionais da concessionária.

Os novos índices definidos para o 2º ciclo de revisões tarifárias têm sido criticados pelos consumidores, pois os valores estabelecidos para eles são muito tímidos e não refletem os reais ganhos de eficiência decorrentes da gestão das concessionárias, o que contribui para que os reajustes tarifários atinjam patamares acima da inflação.

3.3 Visão geral da metodologia de cálculo tarifário

A Receita Requerida pelas distribuidoras para que elas entreguem energia elétrica aos consumidores finais com qualidade e segurança, bem como remunerem seus investidores, pode ser observada de acordo com o esquema a seguir.

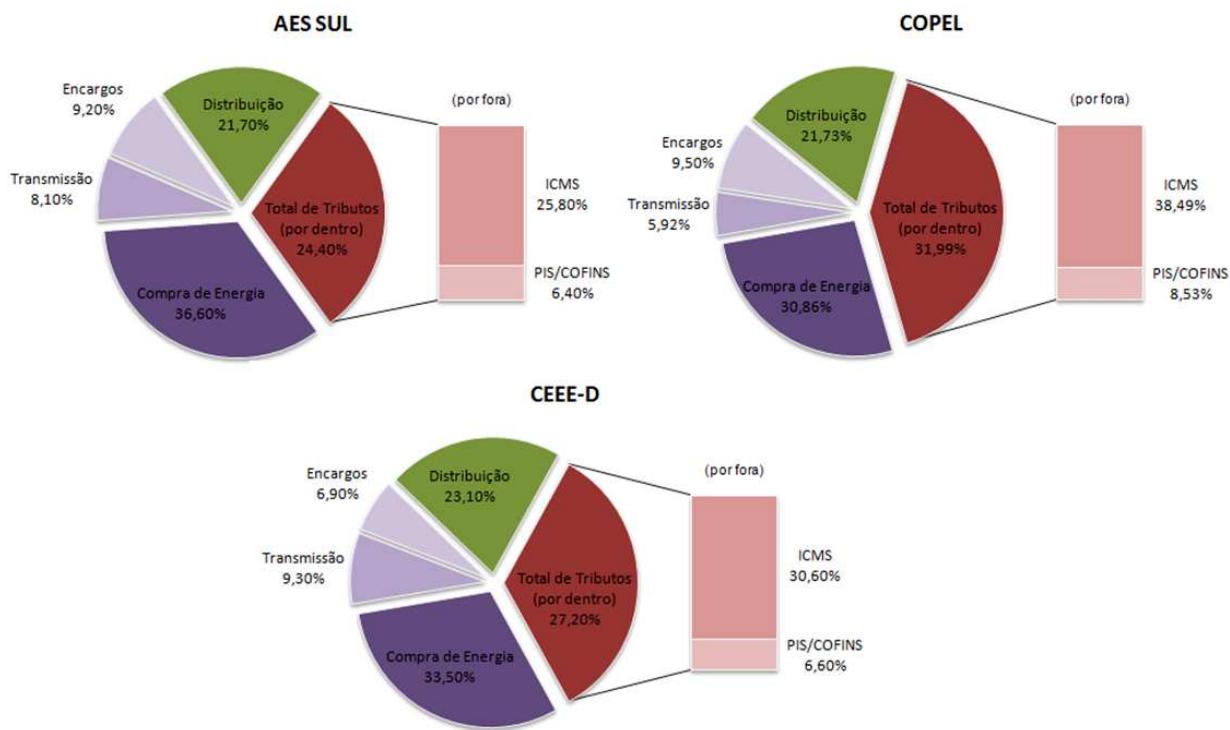


Para se ter uma perspectiva do quanto cada um desses componentes representa da Receita Requerida às concessionárias, as ilustrações a seguir mostram as proporções para algumas distribuidoras de energia elétrica do Brasil.

A composição da Receita Requerida difere de uma distribuidora para outra, pois existem diversos aspectos que são levados em consideração na metodologia de cálculo das tarifas de distribuição, conforme apresentados ao longo desta seção, e que estão diretamente relacionados a características intrínsecas da área de concessão em que cada empresa atua. Além disso, outros componentes, como os tributários, por exemplo, diferem de um Estado para o outro em função da distribuição de alíquotas do ICMS para cada classe de consumidores.

Os gráficos a seguir ilustram a composição da receita de algumas concessionárias de distribuição de energia elétrica do Brasil, que tiveram o reajuste/revisão tarifário ocorrido em 2009.

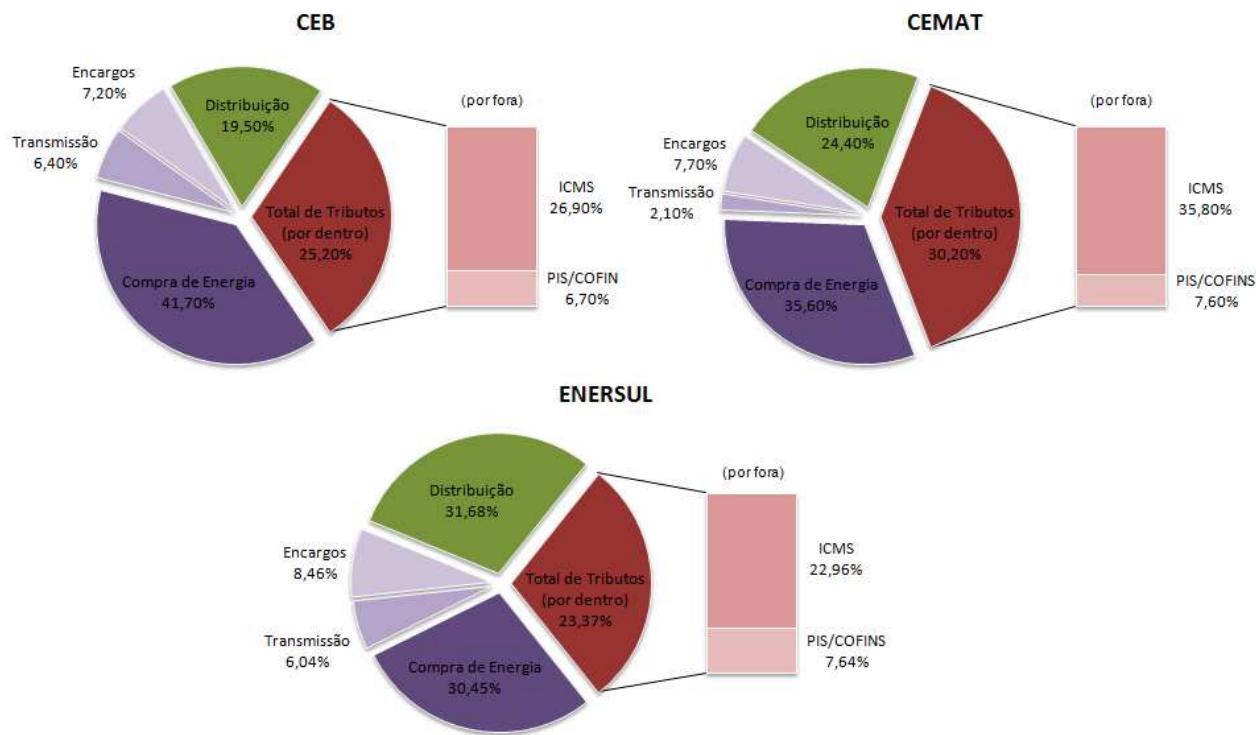
Composição da receita de 2009 de distribuidoras localizadas na região Sul



Fonte: ANEEL

A composição da receita de outras três distribuidoras, da região Centro-Oeste do Brasil, é ilustrada pela figura a seguir. Pode-se observar que em termos proporcionais, no caso da Companhia Energética de Brasília - CEB, o custo com a distribuição de energia elétrica é menor em comparação às outras distribuidoras, pois a CEB concentra uma grande quantidade de consumidores em uma pequena área de concessão, o que implica redução dos custos das redes e manutenção, uma vez que eles são divididos por uma quantidade maior de consumidores.

Composição da receita de 2009 de distribuidoras localizadas na região Sul



Fonte: ANEEL

Apesar de a composição da receita das distribuidoras de energia elétrica possuir uma composição que resguarda certa proporcionalidade, as tarifas finais, pagas por todos os consumidores, variam até 110% entre duas distribuidoras distintas. Há uma considerável assimetria nas tarifas finais pagas pelos consumidores de energia elétrica.

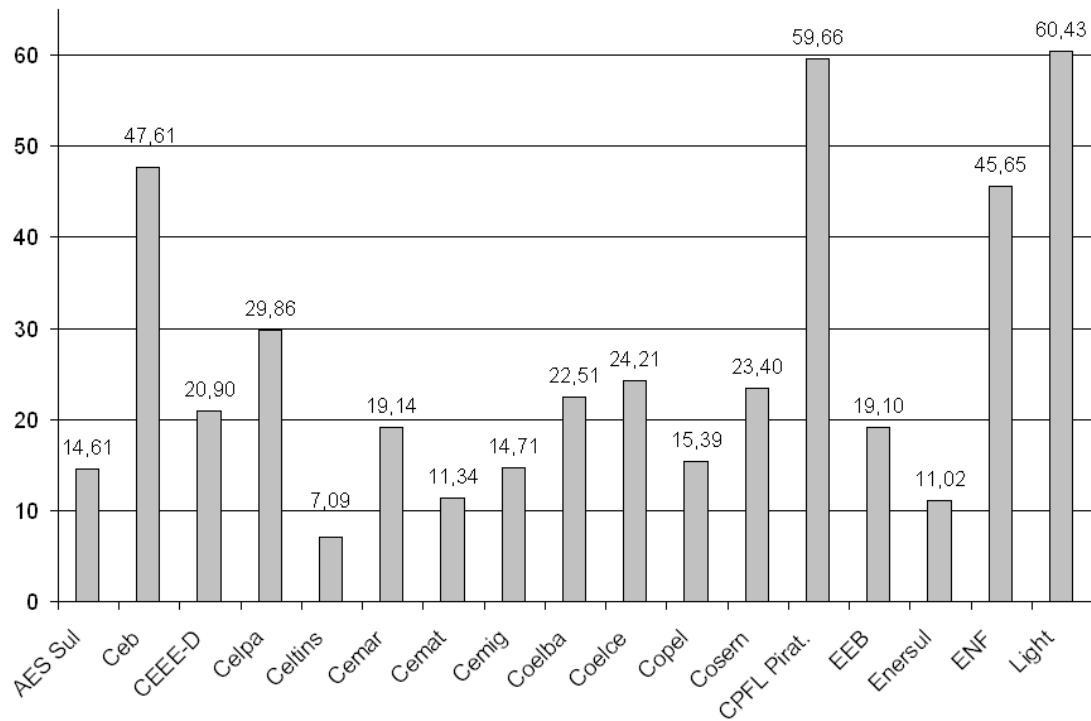
Diversos aspectos relevantes ajudam a entender o porquê da existência de tamanha assimetria tarifária em todo o Brasil. O primeiro deles diz respeito ao modelo de privatização adotado no País, em que se concede às distribuidoras o direito de prestação de serviço público regulado para atender a uma determinada região ou área de concessão.

Uma vez desvinculado ao poder do Estado, o fornecimento de energia elétrica passa a ser feito por diversas empresas privadas que têm estratégias de mercado distintas umas das outras, além de cada uma possuir características peculiares, inerentes à área de atuação da concessionária.

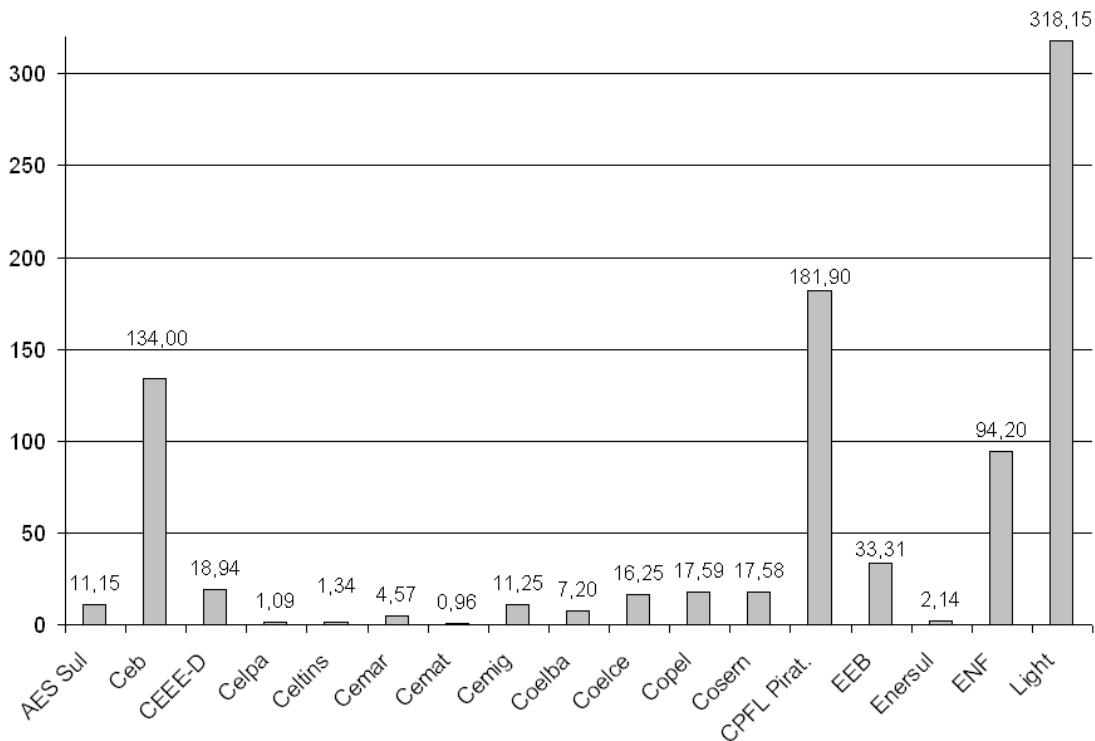
Ao tomar como exemplo a Companhia Energética do Maranhão – Cemar e a Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo – Eletropaulo, qualquer tipo de comparação feita entre estas duas companhias dificilmente possui um valor prático. A Cemar é uma empresa que possui uma vasta área de atuação, cerca de 335 mil quilômetros quadrados, onde atende a um milhão e meio de consumidores. Já a Eletropaulo atende a uma quantidade de consumidores três vezes e meia maior do que a Cemar, em uma área aproximadamente 74 vezes menor. Além disso, existem diversas outras peculiaridades que desqualifica qualquer comparação feita entre as duas concessionárias de energia elétrica.

Existem diversas maneiras de se comparar a estrutura física das distribuidoras de energia elétrica. Um delas é por meio de índices que representam algumas densidades que podem ser determinadas por diversos parâmetros das empresas. O gráfico abaixo representa duas densidades de algumas distribuidoras de energia elétrica de todas as regiões do Brasil: a quantidade de consumidores que a distribuidora atende pela sua área de concessão e a quantidade de consumidores pelo comprimento das redes físicas da companhia.

Quantidade de consumidores por km de rede



Quantidade de consumidores por km² da área de concessão



Mediante essas densidades pode-se perceber quais os aspectos físicos importantes na composição de custos operacionais das distribuidoras e que influenciam diretamente as tarifas finais de fornecimento de energia elétrica.

Ao se comparar as densidades das distribuidoras Light, que atende a maior parte do Rio de Janeiro, e da Celtins, do estado do Tocantins, é possível notar que existe uma imensa diferença entre essas duas companhias. Enquanto a Celtins possui 1,3 consumidores por quilômetro quadrado em sua área de concessão, a Light possui aproximadamente 318. Quando a quantidade de consumidores por quilômetros de rede das distribuidoras é comparada, percebe-se que a Light possui mais do que oito vezes a quantidade de consumidores por quilômetro de redes. Essas densidades mostram que, embora existam diversos problemas sociais que geram inúmeros custos, a Light possui maior facilidade em gerenciar seus consumidores em termos proporcionais, o que implica custos menores.

Quando a CEB é comparada à Cemar, também não se pode esperar resultados satisfatórios, pois elas são duas companhias com características completamente distintas. Além de as densidades serem completamente diferentes, existe o problema da renda dos consumidores. Enquanto o Distrito Federal, atendido pela CEB, possui a maior renda per capita do Brasil, a Cemar, do Maranhão, possui uma das mais baixas. A renda está intimamente relacionada ao perfil de consumo, à inadimplência e às perdas não técnicas.

De todo o mercado consumidor da baixa tensão, ou seja, consumidores conectados à rede, cuja tensão é igual ou inferior a 2,3 mil volts, as perdas não técnicas da CEB correspondem a 6,4%, enquanto que

as perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão da Cemar são da ordem de 22%. Essas perdas são energia elétrica consumida, mas não faturada. Quem paga por essas perdas são os próprios consumidores, por meio de um acréscimo na conta de energia elétrica, o que representa mais do que 9,8% da conta da Cemar e 1,8% da conta da CEB.

Todos estes fatores explicam e contribuem para que exista assimetria tarifária no Brasil. Equalizar as tarifas de energia elétrica brasileiras, utilizando o mesmo modelo praticado antes de 1993, conforme visto anteriormente, é caminhar para o retrocesso.

3.4 Evolução tarifária no Brasil

No período de 1997 a 2008, tomando como base informações fornecidas pela ANEEL, ocorreu uma acentuada elevação das tarifas de energia elétrica para todos os consumidores do país. Conforme veremos à frente, as altas acumuladas no período mostram-se, na maioria dos casos, superiores aos principais índices de preços do país.

Tal situação leva a crer que existe um desequilíbrio de forças desfavorável aos consumidores que vai de encontro ao princípio da modicidade tarifária, uma vez que altas acentuadas das tarifas dificultam o acesso aos serviços de fornecimento de energia elétrica.

A tabela a seguir apresenta a evolução tarifária das concessionárias de distribuição de todo o Brasil.

Evolução das tarifas médias de energia elétrica (R\$/MWh)

ANO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
AES-Sul	85,08	87,43	96,21	104,87	122,59	138,57	156,82	181,01	201,77	215,15	206,17	208,29
AMPLA	96,72	104,45	111,79	132,49	148,86	176,84	225,93	249,42	304,93	322,63	319,62	319,24
BANDEIRANTE	-	74,47	85,31	98,81	109,81	136,48	178,72	211,92	245,05	226,01	253,65	235,15
BOA VISTA	125,52	131,82	137,24	141,18	133,31	148,65	179,92	215,83	256,05	275,00	286,66	294,77
CAIUÁ	96,82	100,16	102,19	123,54	138,78	152,68	199,70	202,00	226,38	222,33	211,83	203,05

ANO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
CEA	91,17	97,17	102,75	108,83	118,86	135,15	155,60	191,44	196,04	196,56	199,16	192,33
CEAL	94,92	96,18	98,49	106,63	116,53	132,28	157,31	182,74	249,37	255,18	256,52	275,55
CEAM	103,73	108,44	109,56	118,08	126,09	141,45	165,58	211,46	260,96	254,83	251,86	270,74
CEB	101,81	97,91	104,85	117,60	136,91	152,88	191,15	233,43	248,66	254,78	244,84	222,60
CEEEE	92,56	105,02	111,03	118,90	140,58	167,28	199,82	218,94	232,33	239,06	225,93	239,40
CELESC	77,48	79,79	86,03	96,70	114,46	133,53	146,42	195,40	213,36	235,84	243,94	236,67
CELG	89,04	93,51	101,80	112,78	126,89	139,16	161,34	190,47	234,48	251,23	234,23	212,97
CELPA	103,27	107,59	113,06	125,78	145,07	160,30	194,94	222,07	239,69	248,44	237,52	238,27
CELPE	83,06	86,82	95,53	101,32	111,17	126,05	161,64	183,03	212,18	255,13	263,50	258,78
CELTINS	112,10	115,83	120,33	136,55	151,53	165,61	199,28	227,67	271,03	306,15	331,67	335,41
CEMAR	92,24	99,92	105,60	113,20	126,74	137,29	163,58	206,67	243,73	257,81	278,33	295,81
CEMAT	102,08	110,14	123,26	137,88	153,16	170,19	214,66	255,82	284,70	272,05	284,61	278,76
CEMIG	62,36	66,78	77,25	88,69	102,15	119,94	155,71	188,01	272,71	299,23	319,68	288,56
CEPISA	103,11	107,00	109,83	119,52	129,76	140,53	166,17	205,85	242,80	288,37	315,63	321,39
CER	112,33	99,70	103,62	110,58	128,33	127,86	153,90	185,75	224,37	217,46	228,78	252,02
CERON	118,76	122,24	129,95	137,17	149,36	173,32	199,06	233,52	274,29	284,23	304,79	299,67
CFLO	84,19	84,66	86,33	100,90	114,06	128,41	162,15	162,24	184,27	192,47	220,80	213,51
CHESP	93,43	95,13	100,71	111,48	131,40	141,19	159,99	196,49	238,39	255,19	277,96	290,49
CJE	75,78	78,31	80,80	93,94	109,45	120,94	155,40	165,11	172,50	181,50	184,46	174,68
CLFM	91,69	94,90	98,24	112,68	129,51	139,85	179,17	205,22	258,25	269,79	286,24	264,16
CLFSC	83,26	86,34	90,03	107,59	122,34	132,60	174,35	208,55	253,38	260,70	260,97	247,28
CNEE	97,71	100,53	107,22	125,23	138,67	154,40	202,29	202,73	239,72	244,86	232,24	225,26
COCEL	83,30	87,96	90,86	100,64	113,07	125,63	153,95	171,78	207,13	217,66	232,10	224,51
COELBA	89,67	95,72	103,86	114,92	133,90	141,11	172,97	202,90	245,78	260,90	272,18	244,86
COELCE	94,04	96,96	102,82	115,50	126,57	144,98	175,32	198,38	236,29	266,87	249,27	244,28
COOPERALIANÇA	-	-	116,01	115,95	110,51	128,54	159,77	181,76	222,07	236,28	260,57	265,09
COPEL	82,85	86,51	93,11	103,90	116,50	135,69	145,50	176,95	205,38	211,77	207,66	204,30
COSERN	87,00	93,30	98,55	114,47	124,02	136,58	157,54	183,26	213,73	218,67	228,73	220,48
CPEE	91,07	94,08	97,88	111,66	126,13	139,31	180,14	215,36	252,53	261,46	264,12	264,27
CPFL	84,50	89,70	104,48	117,37	131,03	147,32	178,83	213,10	244,31	256,35	269,92	232,42
CPFL – Piratininga	-	-	-	-	119,09	133,67	168,58	193,19	242,26	246,05	250,89	230,02
CSPE	89,88	92,11	94,63	108,33	123,58	132,52	169,67	193,67	246,99	253,30	259,02	240,89
DEMEI	97,81	100,54	106,91	114,46	127,85	145,51	179,50	211,15	234,67	243,44	264,43	292,83
DMEPC	86,83	88,59	95,60	109,92	123,34	135,97	213,27	213,46	218,70	238,07	254,37	249,03
EBO	85,76	80,12	83,12	86,96	98,09	109,49	136,78	155,98	183,41	196,67	198,06	197,89
EDEVP	101,51	102,23	107,29	129,31	142,70	156,03	207,44	216,31	238,53	246,93	248,68	237,57
EEB	81,39	84,88	90,54	105,33	117,25	128,15	169,48	180,16	222,10	234,32	236,98	227,49
EFLJC	93,16	98,22	70,62	75,69	94,70	114,83	146,26	195,11	235,97	260,35	279,74	292,85
EFLUL	75,53	76,29	86,54	95,33	110,99	126,95	152,42	161,81	192,75	188,66	217,72	225,94
ELEKTRO	-	84,27	94,04	111,22	123,21	141,75	174,01	219,09	270,66	277,46	271,56	234,42
ELETROACRE	99,21	96,21	123,39	139,74	150,64	167,66	192,85	231,41	274,04	283,17	312,26	287,92
ELETROCAR	87,21	91,62	95,43	100,99	110,22	123,86	145,84	183,44	206,09	216,02	229,43	260,27
ELETROPAULO	84,16	97,02	107,96	122,06	137,29	169,40	198,25	227,35	263,25	261,38	248,29	242,56
ELFSM	87,58	89,67	93,82	107,61	127,38	142,22	175,95	208,88	252,12	277,42	281,90	261,92
EMG	95,24	97,09	105,50	122,00	137,17	162,34	206,86	240,58	271,29	291,65	315,16	315,66
ENERSUL	87,43	94,77	105,02	116,92	132,05	148,47	198,38	239,58	296,47	327,90	338,41	307,76
ENF	89,14	92,33	97,72	109,99	125,64	146,61	187,87	233,57	282,57	290,29	265,16	263,05
EPB	82,52	87,50	93,20	102,14	111,18	129,48	157,11	185,00	219,78	245,16	255,84	254,87
ESCELSA	74,70	78,83	84,14	94,57	110,90	125,36	162,82	184,77	207,34	248,25	257,41	249,24
ESSE	81,47	86,12	88,94	97,12	105,77	124,68	158,96	193,96	229,07	234,60	238,22	224,92

ANO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
FORCEL	99,71	101,42	109,65	125,02	138,02	157,20	177,23	205,38	244,08	255,54	225,18	224,87
HIDROPAN	91,44	95,45	102,50	110,59	120,20	130,39	159,73	190,44	221,48	236,03	246,31	268,51
IENERGIA	83,81	88,22	92,19	102,28	118,38	135,15	166,58	195,17	226,71	250,94	256,08	249,06
LIGHT	83,75	90,84	100,71	120,27	140,90	170,55	218,61	224,85	247,76	279,70	278,60	270,29
MESA	-	131,29	134,64	133,02	118,33	143,39	170,29	188,35	238,90	276,66	261,82	280,33
MUXENERGIA	103,96	101,60	107,16	114,49	125,65	141,29	162,88	198,80	223,48	224,65	225,08	240,70
RGE	95,91	97,84	106,92	117,88	134,04	151,08	187,50	216,18	242,55	254,62	262,00	266,38
SULGIPE	99,13	100,36	105,43	109,89	127,42	133,90	144,79	177,44	213,22	225,82	235,74	237,31
UHENPAL	77,72	84,34	87,65	96,07	98,39	121,02	142,41	174,80	194,35	233,38	280,22	294,37

Fonte: ANEEL

Para o período de 1997 a 2004, inclusive, foi descontado o percentual de 3,65% referente ao PIS/COFINS

Deve-se considerar que a base de dados disponibilizada pela ANEEL não representa o valor médio integral pago pelos consumidores pela energia fornecida, pois não considera o ônus referente aos tributos que incidem sobre o fornecimento de energia¹⁵.

Para o horizonte de análise, os indicadores de preços no Brasil foram os seguintes:

Evolução dos indicadores de inflação – 1997 a 2008

Indicadores	Taxa acumulada	Taxa média anual
INPC-IBGE	108,10%	9,83%
IPCA-IBGE	101,49%	9,23%
IGPM-FGV	182,33%	16,58%

A tabela a seguir apresenta a variação percentual das tarifas de energia elétrica para as concessionárias de energia elétrica de todo o Brasil.

¹⁵ O ICMS tem grande variabilidade de alíquotas entre os Estados da federação e também entre as diversas classes de consumo. Esta diferença de alíquotas tem significativo impacto sobre o valor pago pelos consumidores. De acordo com os cálculos realizados pela ANEEL para os reajustes tarifários de 2009, tomemos o exemplo de duas empresas localizadas em estados diferentes: enquanto os consumidores da COELCE suportam em média um ônus tributário relativo ao ICMS de quase 40% aplicados sobre a tarifa, os consumidores da ELETROPAULO suportam menos de 20% do mesmo imposto. No caso do PIS/COFINS, até o ano de 2004, as tarifas médias divulgadas pela ANEEL embutiam uma alíquota de 3,65%. A partir de 2005 a metodologia aplicada pela ANEEL considera que o ônus relativo a este tributo varia de acordo com a composição de créditos apurados mensalmente pelas empresas. A título de exemplo tomemos novamente o ano de 2009 para as mesmas empresas: o ônus médio anual relativo ao PIS/COFINS é de 7,9% para a CEMAR e 5,72% para a ELETROPAULO, de acordo com informações contidas nas notas técnicas relativas ao reajuste tarifário.

Variação das tarifas de energia elétrica

Concessionária	Variação Acumulada	Variação Média Anual
AES-Sul	144,83%	13,17%
AMPLA	230,05%	20,91%
BANDEIRANTE ⁽¹⁾	215,77%	21,58%
BOA VISTA	134,84%	12,26%
CAIUÁ	109,73%	9,98%
CEA	110,97%	10,09%
CEAL	190,29%	17,30%
CEAM	161,01%	14,64%
CEB	118,65%	10,79%
CEEE	158,64%	14,42%
CELESC	205,47%	18,68%
CELG	139,18%	12,65%
CELPA	130,73%	11,88%
CELPE	211,54%	19,23%
CELTINS ⁽¹⁾	189,58%	18,96%
CEMAR	220,69%	20,06%
CEMAT	173,08%	15,73%
CEMIG	362,73%	32,98%
CEPISA	211,69%	19,24%
CER	124,35%	11,30%
CERON	152,32%	13,85%
CFLO	147,32%	13,39%
CHESP	210,93%	19,18%
CJE	130,52%	11,87%
CLFM	188,09%	17,10%
CLFSC	197,01%	17,91%
CNEE	130,54%	11,87%
COCEL	169,52%	15,41%
COELBA	173,06%	15,73%
COELCE	159,75%	14,52%
COOPERALIANÇA ⁽²⁾	128,52%	14,28%
COPEL	146,58%	13,33%
COSERN	153,44%	13,95%
CPEE	190,18%	17,29%
CPFL	175,05%	15,91%
CPFL – Piratininga ⁽³⁾	93,15%	13,31%
CSPE	168,01%	15,27%
DEMEI	199,39%	18,13%
DMEPC	186,81%	16,98%
EBO	130,73%	11,88%
EDEVP	134,04%	12,19%
EEB	179,51%	16,32%
EFLJC	214,37%	19,49%
EFLUL	199,12%	18,10%
ELEKTRO ⁽¹⁾	178,18%	17,82%

Concessionária	Variação Acumulada	Variação Média Anual
ELETROACRE ⁽¹⁾	199,28%	19,93%
ELETROCAR	198,43%	18,04%
ELETROPAULO ⁽³⁾	76,68%	10,95%
ELFSM	199,07%	18,10%
EMG	231,44%	21,04%
ENERSUL	252,01%	22,91%
ENF	195,09%	17,74%
EPB	208,86%	18,99%
ESCELSA	233,66%	21,24%
ESSE	176,09%	16,01%
FORCEL	125,53%	11,41%
HIDROPAN	193,63%	17,60%
IENERGIA	197,15%	17,92%
LIGHT	222,73%	20,25%
MESA ⁽¹⁾	113,51%	11,35%
MUXENERGIA	131,53%	11,96%
RGE	177,74%	16,16%
SULGIBE	139,39%	12,67%
UHENPAL	206,40%	18,76%

Fonte: a partir de informações da ANEEL

(1) Valor acumulado a partir de 1998

(2) Valor acumulado a partir de 1999

(3) Valor acumulado a partir de 2001

Nos últimos doze anos, a tarifa média total de energia elétrica no Brasil, aumentou 198,72%, sem considerar os tributos de fornecimento. O valor total médio do MWh passou de R\$ 83,17 para R\$ 248,43.

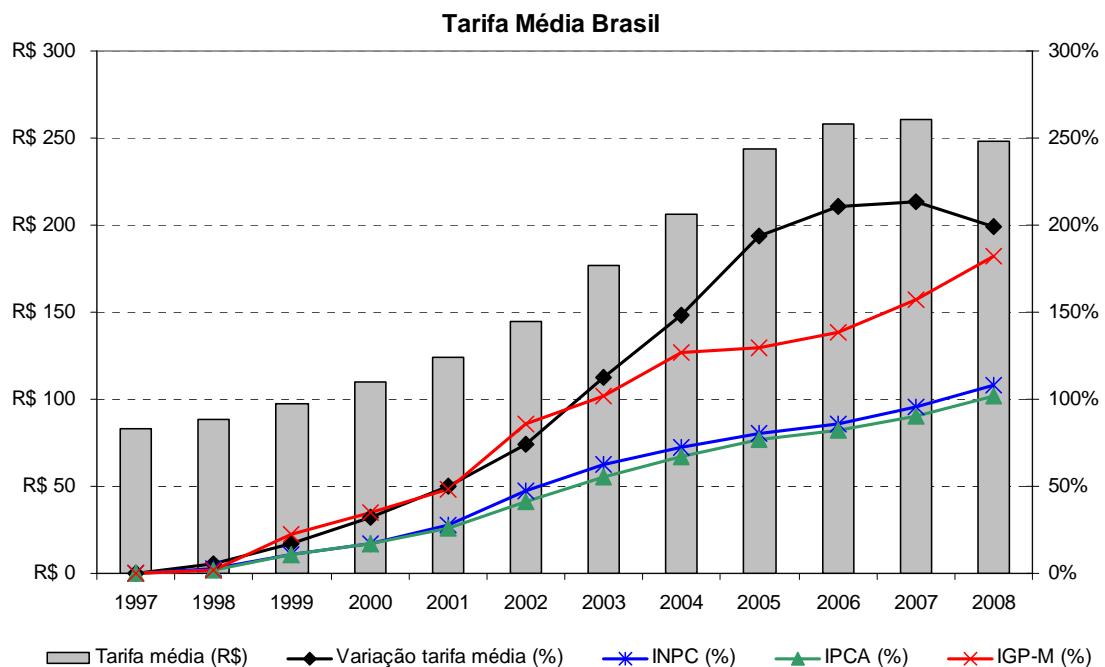
Tarifa Média Brasil

Ano	Tarifa Média de Fornecimento	Variação acumulada	Média anual desde 97	INPC Acumulado	IPCA Acumulado	IGP-M Acumulado
1997	R\$ 83,17	0	0			
1998	R\$ 87,99	5,80%	5,80%	2,49%	1,65%	1,78%
1999	R\$ 97,26	16,95%	8,48%	11,13%	10,72%	22,24%
2000	R\$ 110,11	32,40%	10,80%	16,99%	17,39%	34,40%
2001	R\$ 124,52	49,72%	12,43%	28,03%	26,21%	48,34%
2002	R\$ 144,96	74,30%	14,86%	46,90%	41,33%	85,87%
2003	R\$ 176,71	112,48%	18,75%	62,15%	55,26%	102,02%
2004	R\$ 206,33	148,10%	21,16%	72,09%	66,96%	127,11%
2005	R\$ 244,11	193,52%	24,19%	80,78%	76,76%	129,84%
2006	R\$ 258,26	210,53%	23,39%	85,86%	81,97%	138,66%
2007	R\$ 260,39	213,10%	21,31%	95,43%	89,90%	157,13%
2008	R\$ 248,43	198,72%	18,07%	108,10%	101,49%	182,33%

Fonte: a partir de informações da ANEEL

Indicadores acumulados a partir de 1997

Para o período de 1997 a 2004, inclusive, foi descontado o percentual de 3,65% referente ao PIS/COFINS



Por fim, deve ser destacado que o aumento da tarifa de energia elétrica foi diferenciado por classe de consumidores. Para o horizonte de análise observa-se que os aumentos foram muito mais expressivos na classe industrial, devido ao processo conhecido como realinhamento tarifário, isto é, a retirada gradual do subsídio que era aplicado a essa classe de consumo.

Como exemplo desse aumento diferenciado por classe de consumidores, apresenta-se a seguir a variação tarifária verificada em algumas concessionárias distribuidoras no país.

Ano	ELETROPAULO					
	Comercial, Serviço e Outras		Residencial		Industrial	
	Tarifa Média	Variação acumulada	Tarifa Média	Variação acumulada	Tarifa Média	Variação acumulada
1997	111,22	0	116,78	0	64,04	0
1998	113,77	2,29%	121,85	4,34%	76,57	19,57%
1999	124,44	11,89%	134,15	14,88%	85,81	34,00%
2000	139,69	25,60%	153,68	31,60%	94,10	46,94%

2001	159,27	43,20%	169,66	45,29%	110,59	72,68%
2002	191,85	72,49%	220,76	89,04%	129,99	102,99%
2003	222,45	100,01%	250,09	114,16%	156,33	144,11%
2004	251,35	125,99%	285,74	144,69%	184,94	188,78%
2005	268,70	141,59%	298,02	155,20%	218,11	240,58%
2006	264,80	138,09%	282,77	142,15%	231,64	261,71%
2007	252,35	126,89%	264,86	126,81%	223,11	248,39%
2008	247,13	122,20%	254,87	118,26%	224,56	250,65%

CEMIG						
Ano	Comercial, Serviço e Outras		Residencial		Industrial	
	Tarifa Média	Variação acumulada	Tarifa Média	Variação acumulada	Tarifa Média	Variação acumulada
1997	105,87	0	106,56	0	44,94	0
1998	111,83	5,63%	112,99	6,04%	47,21	5,05%
1999	127,91	20,82%	128,58	20,66%	54,22	20,65%
2000	145,44	37,37%	154,20	44,71%	61,22	36,22%
2001	169,40	60,01%	180,77	69,65%	71,51	59,14%
2002	206,88	95,41%	203,59	91,06%	86,40	92,25%
2003	254,48	140,37%	247,59	132,36%	112,24	149,76%
2004	294,75	178,41%	295,66	177,47%	134,88	200,15%
2005	333,56	215,07%	321,81	202,01%	215,56	379,68%
2006	355,81	236,09%	353,66	231,89%	241,08	436,48%
2007	376,07	255,23%	373,78	250,78%	270,46	501,85%
2008	337,27	218,57%	325,51	205,48%	246,90	449,43%

CELESC						
Ano	Comercial, Serviço e Outras		Residencial		Industrial	
	Tarifa Média	Variação acumulada	Tarifa Média	Variação acumulada	Tarifa Média	Variação acumulada
1997	95,17	0	116,78	0	64,06	0
1998	98,29	3,28%	120,88	3,51%	65,33	1,99%
1999	105,67	11,03%	130,30	11,58%	70,18	9,56%
2000	119,33	25,39%	148,09	26,81%	78,34	22,30%
2001	142,47	49,71%	176,98	51,55%	92,54	44,46%
2002	166,77	75,24%	207,67	77,83%	106,95	66,95%
2003	163,46	71,76%	231,76	98,46%	119,81	87,03%
2004	243,03	155,37%	286,70	145,50%	167,13	160,89%
2005	242,61	154,93%	304,91	161,10%	173,16	170,32%
2006	267,98	181,59%	316,46	170,98%	199,10	210,81%
2007	264,20	177,62%	303,34	159,75%	232,15	262,41%
2008	254,47	167,40%	285,21	144,22%	235,78	268,07%

LIGHT						
Ano	Comercial, Serviço e Outras		Residencial		Industrial	
	Tarifa Média	Variação acumulada	Tarifa Média	Variação acumulada	Tarifa Média	Variação acumulada
1997	99,66	0	128,63	0	50,77	0
1998	104,55	4,90%	139,28	8,28%	53,07	4,53%
1999	117,93	18,33%	153,20	19,10%	58,58	15,37%
2000	137,78	38,24%	181,76	41,30%	69,45	36,78%
2001	162,33	62,88%	209,22	62,66%	81,56	60,63%
2002	194,31	94,96%	247,45	92,38%	99,29	95,55%
2003	250,82	151,67%	286,75	122,93%	137,79	171,38%
2004	244,50	145,32%	287,96	123,87%	157,65	210,50%
2005	259,23	160,11%	296,82	130,76%	171,52	237,80%
2006	290,54	191,52%	316,17	145,80%	221,90	337,02%
2007	286,51	187,48%	305,81	137,75%	239,33	371,37%
2008	278,62	179,56%	292,91	127,72%	241,98	376,58%

CELPE						
Ano	Comercial, Serviço e Outras		Residencial		Industrial	
	Tarifa Média	Variação acumulada	Tarifa Média	Variação acumulada	Tarifa Média	Variação acumulada
1997	99,97	0	102,74	0	64,33	0
1998	101,44	1,47%	108,98	6,08%	67,08	4,27%
1999	107,09	7,13%	122,31	19,05%	73,44	14,16%
2000	112,63	12,67%	132,57	29,04%	76,24	18,51%
2001	124,85	24,89%	144,99	41,13%	87,80	36,47%
2002	153,18	53,23%	153,46	49,37%	101,17	57,26%
2003	196,82	96,88%	193,31	88,16%	132,62	106,14%
2004	218,25	118,32%	218,26	112,44%	150,59	134,07%
2005	243,94	144,02%	239,98	133,59%	170,43	164,91%
2006	291,60	191,69%	276,64	169,27%	218,46	239,58%
2007	303,17	203,27%	283,62	176,07%	224,07	248,29%
2008	300,74	200,84%	282,58	175,05%	216,74	236,90%

Ano	Comercial, Serviço e Outras		Residencial		Industrial	
	Tarifa Média	Variação acumulada	Tarifa Média	Variação acumulada	Tarifa Média	Variação acumulada
1997	102,36	0	107,92	0	79,97	0
1998	109,07	6,55%	121,39	12,48%	80,17	0,25%
1999	117,51	14,80%	127,75	18,37%	83,49	4,40%
2000	127,16	24,23%	137,99	27,86%	87,30	9,16%
2001	141,01	37,76%	157,28	45,73%	97,78	22,26%
2002	160,46	56,76%	162,78	50,83%	109,86	37,37%
2003	199,91	95,29%	184,47	70,92%	136,72	70,95%
2004	254,23	148,36%	225,53	108,97%	182,76	128,53%
2005	283,02	176,49%	258,46	139,49%	207,29	159,19%
2006	297,70	190,83%	268,10	148,42%	232,38	190,58%
2007	321,83	214,40%	290,61	169,27%	246,32	208,00%
2008	338,95	231,13%	304,13	181,80%	272,38	240,58%

Ano	Comercial, Serviço e Outras		Residencial		Industrial	
	Tarifa Média	Variação acumulada	Tarifa Média	Variação acumulada	Tarifa Média	Variação acumulada
1997	118,74	0	101,00	0	70,55	0
1998	109,33	-7,92%	95,62	-5,33%	104,87	48,64%
1999	141,35	19,04%	125,15	23,91%	138,53	96,35%
2000	149,80	26,16%	150,18	48,68%	142,17	101,51%
2001	164,03	38,15%	163,57	61,94%	153,19	117,13%
2002	183,31	54,38%	182,97	81,15%	169,97	140,92%
2003	212,01	78,56%	208,45	106,38%	191,87	171,96%
2004	249,54	110,16%	248,55	146,08%	232,72	229,85%
2005	289,11	143,49%	282,27	179,47%	286,19	305,64%
2006	301,88	154,25%	288,14	185,27%	313,15	343,87%
2007	335,69	182,72%	314,90	211,78%	335,86	376,04%
2008	312,25	162,98%	287,84	184,98%	316,97	349,27%

3.5 Encargos nas contas de energia elétrica

Existem diversos encargos que estão incorporados às tarifas de energia elétrica. Conforme veremos a seguir são mais de 10 atualmente, os quais, em conjunto, representam uma importante parcela do que os consumidores pagam em suas contas.

Em 2008 o total dos encargos superou a marca dos R\$ 13 bilhões arrecadados, impactando fortemente as tarifas de energia elétrica.

Muitos encargos, apesar de terem sido criados com finalidades nobres, têm custos excessivos e são mal aplicados. Além disso, não há transparência quando da prestação de contas de sua utilização pelas entidades que fazem seu controle, o que dificulta o acompanhamento de sua aplicação.

A seguir apresenta-se uma descrição dos encargos setoriais, suas finalidades e seus valores ao longo dos últimos anos.

3.5.1 Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC

A Conta de Combustíveis Fósseis – CCC foi criada em 1973 pela Lei nº 5.899 com o objetivo de cobrir as despesas do consumo dos combustíveis fósseis voltados à otimização do sistema elétrico. O rateio dessas despesas foi previsto para ficar sob responsabilidade das concessionárias atendidas por esses sistemas.

Em 1993, a Lei nº 8.631 ampliou o escopo da CCC, que passou a atender também os sistemas isolados. O rateio também foi

ampliado, passando a ser feito entre todas as concessionárias, inclusive dos sistemas isolados¹⁶.

Atualmente a CCC do sistema interligado está extinta, permanecendo apenas a dos sistemas isolados.

A Conta é importante para os sistemas isolados porque a geração de energia nestas localidades é predominantemente de origem térmica, cujo custo é significativamente mais alto que no sistema interligado. Desta forma, os valores arrecadados subsidiam a geração de energia elétrica e permitem que os consumidores destes locais disponham do fornecimento de energia a preços equivalentes aos do sistema interligado.

Os valores necessários para cobrir as despesas com combustíveis dos sistemas isolados são bastante expressivos e, mesmo tendo havido o início da interligação dos principais sistemas localizados na região norte do país, a CCC não deve ser reduzida.

Isso se deve à incorporação de vários outros custos – que não apenas os combustíveis – à conta por meio da Medida Provisória nº 466/2009. De acordo com especialistas do setor, esta MP deve aumentar a necessidade de recursos para a CCC a partir de 2010 em R\$ 1,5 bilhão a R\$ 2,2 bilhão por ano até 2013.

Ano	Valores Recolhidos em R\$ milhões
2000	653,28
2001	915,42
2002	1.292,08
2003	1.858,29

¹⁶ Todas as concessionárias passaram a contribuir para o rateio da CCC dos sistemas isolados. No caso do sistema interligado apenas aquelas atendidas por este sistema ficaram responsáveis pela contribuição.

2004	3.148,78
2005	3.372,03
2006	4.566,98
2007	3.067,29
2008	3.511,74
2009	3.020,98 ⁽¹⁾

Fonte: Aneel

(1) orçamento aprovado

A ANEEL, ao longo dos últimos anos, intensificou a fiscalização do uso dos recursos da CCC e obteve bons resultados, além de elaborar regulamentos voltados à eficiência do uso dos combustíveis e à gestão da Conta. Isso sem comprometer o fornecimento de energia dos sistemas isolados.

Lamentavelmente, a aprovação da MP 466/2009 pelo Congresso fez com que grande parte deste esforço da Agência fosse perdido, pois várias das regras estabelecidas se tornaram inócuas.

A CCC dispõe de um mecanismo de incentivo chamado sub-rogação.

A Lei nº 9.648, de 1998, criou no § 4º do art. 11 a possibilidade das Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH) e empreendimentos de geração de energia eólica, solar ou que utilizem biomassa ou gás natural, que venham a ser implantados o sistema elétrico isolado e que substituam a geração termelétrica que utilize derivado de petróleo se sub-roguem no rateio da conta de consumo de combustíveis fósseis (CCC), **verbis**:

§ 4º Respeitado o prazo máximo fixado no § 3º, sub-rogar-se-á no direito de usufruir da sistemática ali referida, pelo prazo e forma a serem regulamentados pela Aneel, o titular de concessão ou autorização para:

I - aproveitamento hidrelétrico de que trata o inciso I do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, ou a geração de energia elétrica a partir de fontes eólica, solar, biomassa e gás natural, que venha a ser implantado em sistema elétrico isolado e substitua a geração termelétrica que utilize derivado de petróleo ou desloque sua operação para atender ao incremento do mercado;

II - empreendimento que promova a redução do dispêndio atual ou futuro da conta de consumo de combustíveis dos sistemas elétricos isolados.

III - aproveitamento hidrelétrico com potência maior que 30 (trinta) MW, concessão já outorgada, a ser implantado inteiramente em sistema elétrico isolado e substitua a geração termelétrica que utiliza derivados de petróleo, com sub-rogação limitada a, no máximo, 75% (setenta e cinco por cento) do valor do empreendimento e até que a quantidade de aproveitamento subrogado atinja um total de 120 (cento e vinte) MW médios, podendo efetuar a venda da energia gerada para concessionários de serviço público de energia elétrica.

O art. 2º da Resolução Normativa nº 146, de 2005, da ANEEL ao regulamentar a lei prevê a extensão do direito à sub-rogação aos empreendimentos de transmissão e distribuição e a outros empreendimentos, tais como; sistemas de transporte de gás natural e projetos de eficientização de central termelétrica ou de troca de combustível, **verbis**:

Art. 2º Sub-rogar-se-ão no direito de usufruir os benefícios do rateio da CCC, na forma e nos prazos estabelecidos nesta Resolução, os titulares de concessão ou autorização que atendam aos requisitos estabelecidos no artigo anterior e se enquadrem em uma das características a seguir:

I – aproveitamentos hidrelétricos de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinados à produção independente ou autoprodução de energia elétrica, mantidas as características de pequena central hidrelétrica, em conformidade com o estabelecido na regulamentação pertinente e sistema de transmissão e/ou distribuição associado;

II – empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica, solar, biomassa ou gás natural e sistema de transmissão e/ou distribuição associado;

III – empreendimentos de transmissão e/ou distribuição de energia elétrica; e

IV – outros empreendimentos, tais como, sistemas de transporte de gás natural, na proporção de sua utilização para fins de geração de energia elétrica, e projeto de eficientização de central termelétrica ou de troca de combustível, desde que represente redução do dispêndio da CCC.

§ 1º A sub-rogação será restrita à parcela do investimento efetivamente utilizada para a redução do dispêndio da CCC.

§ 2º É vedada a cumulatividade do mecanismo da sub-rogação com a tarifa de uso dos sistemas de transmissão para empreendimentos que vierem a ser licitados.

A Resolução da ANEEL extrapolou o limite imposto pela Lei nº 9.648/98. Com efeito, ao regulamentar a norma do art. 11 da Lei nº 9.468/98 a Resolução Normativa nº 146, de 2005, inovou na ordem jurídica, o que é vedado pela Constituição.

3.5.2 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

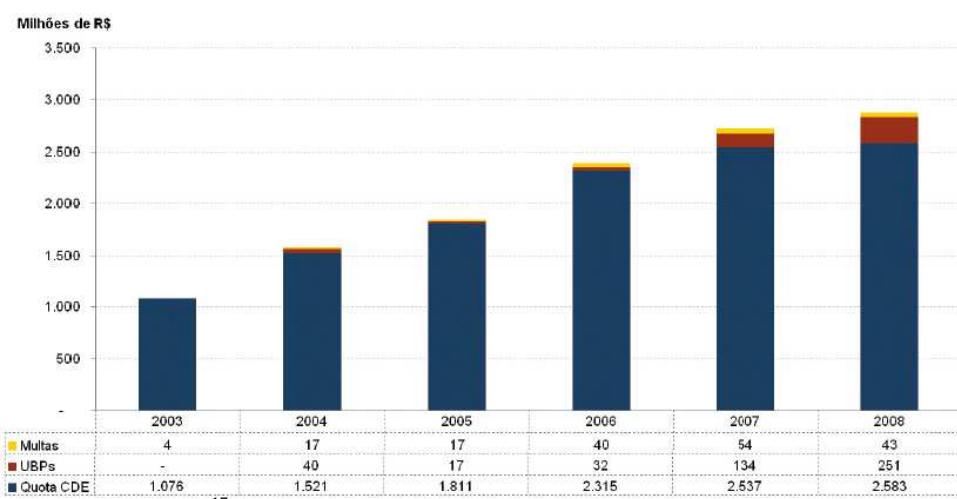
Foi instituída pela lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Tem seus valores corrigidos pelo IPCA e homologados anualmente pela

Aneel, e é recolhida mensalmente pelas concessionárias à Eletrobrás. Sua duração está prevista para 25 anos.

A CDE tem a finalidade de arrecadar recursos para: (i) aumentar a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas compreendidas pelo SIN; (ii) o desenvolvimento do setor energético dos Estados; e (iii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o Brasil.

Os valores arrecadados para o encargo advêm dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público – UBP, multas aplicadas pela Aneel, e das cotas anuais pagas pelos agentes que comercializam energia elétrica. Em 2003, conforme ilustra a figura abaixo, o valor total arrecadado foi de pouco mais de R\$ 1 bilhão, tendo apresentado um crescimento de 131% desde sua instituição, chegando, em 2008, a quase R\$ 3 bilhões de arrecadação.

Valores históricos recolhidos para a CDE



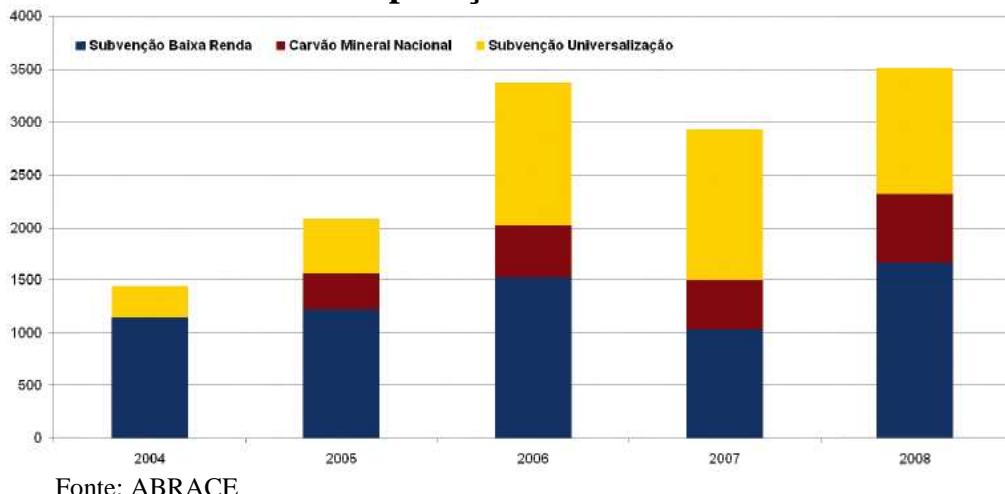
Fonte: ABRACE¹⁷

¹⁷ **Encargos Setoriais 3ª edição** – extraído de www.abrace.org.br

O crescimento do encargo não obedeceu a evolução da inflação e, devido ao significativo aumento de mercado, todos os anos sua cota cresceu muito acima do IPCA. Enquanto a variação do IPCA acumulado desde 2003 até julho de 2009 representa aproximadamente 37%, a cota da CDE cresceu 164%.

As aplicações dos recursos captados pelo encargo, mostradas através do gráfico a seguir, indicam que a aplicação dos recursos concentra-se substancialmente no subsídio para a população baixa renda.

Histórico das aplicações dos recursos da CDE



Fonte: ABRACE

O programa de universalização está praticamente encerrado por já ter alcançado a praticamente a totalidade da população brasileira, porém, os recursos que tinham por finalidade promover o programa do governo continuam sendo arrecadados. Segundo a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – ABRACE, seria possível reduzir em aproximadamente 35% o valor do encargo cobrado na tarifa de energia elétrica da população.

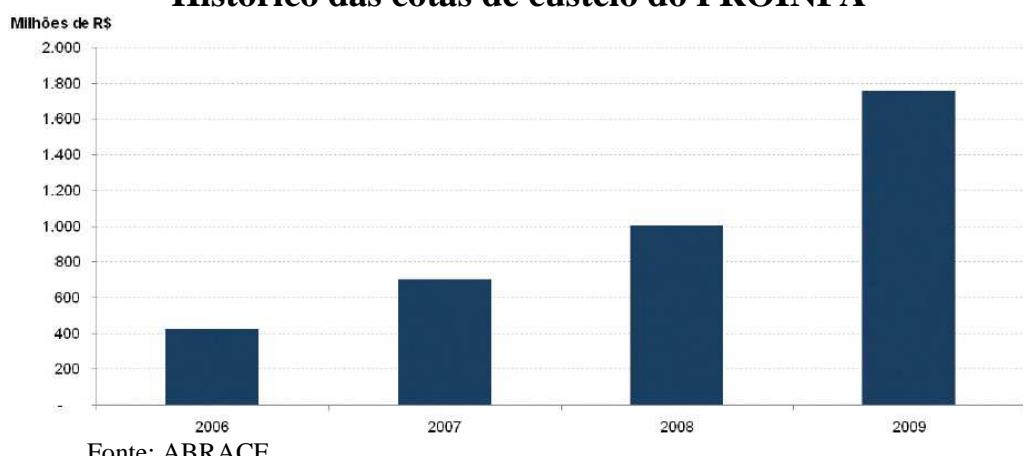
3.5.3 Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA

Criado pela Lei nº 10.438/02, tem como objetivo incentivar a participação de fontes alternativas renováveis de energia elétrica, através da participação de empreendedores interessados em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, e que não estejam vinculados às concessionárias do setor elétrico.

A gestão do Programa e a contratação da energia desses empreendimentos são de responsabilidade da Eletrobrás. Os custos são repartidos compulsoriamente entre os consumidores, e cobrados através das tarifas de transporte de energia elétrica, sendo isentados desse encargo os consumidores conectados ao Sistema Isolado e os consumidores baixa renda, cujo consumo seja inferior a 80kWh por mês.

O gráfico a seguir ilustra a evolução dos recursos arrecadados pela Eletrobrás para financiar os empreendimentos do PROINFA.

Histórico das cotas de custeio do PROINFA



No Plano Anual do PROINFA, a Eletrobrás apresentou um total de 3030 MW de potência instalada associada a 132 usinas e a participação de cada fonte, conforme apresentado na tabela abaixo.

Participação das fontes de geração do PROINFA

Fonte	Número de usinas	MWh Estimado	Participação
PCH	61	5.962.109	63%
Eólica	51	2.228.335	24%
Biomassa	20	1.290.273	14%
Total	132	9.480.717	100%

Fonte: Aneel e ABRACE

O custo médio autorizado pela Aneel, considerando os impostos, é de 185 R\$/MWh, o que é relativamente elevado quando comparado aos preços médios de contratação dos recentes leilões de energia nova.

O Programa prevê a utilização de 10% dessas fontes para suprir o consumo anual de energia elétrica até 2020 a um custo superior ao custo médio que é praticado hoje. Isso implicará em aumento das tarifas de energia elétrica. Existem diversos outros mecanismos que podem ser utilizados pelo governo para incentivar e viabilizar empreendimentos que geram energia advinda de fontes alternativas, sem implicar em aumento das tarifas de energia elétrica.

3.5.4 Encargo de Serviços de Sistema - ESS

Este encargo tem o objetivo de cobrir os custos referentes à segurança do sistema elétrico brasileiro no que diz respeito a sua confiabilidade e estabilidade no atendimento aos consumidores. O ESS era, até 2007, utilizado basicamente para cobrir os custos com o combustível utilizado pelas usinas térmicas que recebiam ordem

emergencial de despacho, ou seja, de produção de energia elétrica para suprir a demanda.

Por meio da Resolução nº08/07, publicada pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, o conceito de segurança energética sofreu uma drástica modificação. O ONS, responsável pela operação do Sistema Interligado Nacional, passou a utilizar recursos energéticos fora da ordem de mérito, por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Os despachos passaram a ser realizados para garantir um nível mínimo dos reservatórios de água, estabelecido por um modelo matemático, e não mais apenas para cobrir os despachos de urgência, que garantem a segurança do sistema.

Conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 109, de 26 de outubro de 2004, o ESS corresponde a valores monetários destinados à cobertura dos custos dos serviços do sistema, incluindo os serviços aniciares, prestados aos usuários do Sistema Interligado Nacional, que compreendem os custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado, a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da freqüência do sistema e sua capacidade de partida autônoma, a reserva de capacidade, em MVar, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede, necessária para a operação do sistema de transmissão, a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

O art. 43 da Resolução Normativa ANEEL n. 109, de 2004, tem a seguinte redação:

Art. 43. Conforme disciplina o art. 59 do Decreto nº 5.163, de 2004, as Regras e Procedimentos de Comercialização da CCEE poderão prever o pagamento de um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços aniliares, prestados aos usuários do SIN, que compreenderão, entre outros:

I – custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, ou geração excluída da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada Submercado;

Em 2009, o Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS) estima que serão arrecadados 800 milhões com o ESS. Em 2008, o encargo custou R\$ 2,4 bilhões para os consumidores, pagos para o acionamento de térmicas do país no primeiro semestre do ano passado.

No exercício de 2008 o encargo significou 20% do reajuste da AES Eletropaulo (SP). Para a Cemig (MG) e a CPFL Paulista (SP), o ESS representou alta de 4,5% das tarifas. Estima-se que em 2010 os consumidores terão um reajuste de 1,5% nas tarifas para pagar o ESS.

Em depoimento prestado à CPI na audiência de 28/10/2009, o Sr. Hermes Chipp, Diretor-Geral do ONS, declarou o seguinte, **verbis**:

"... A outra situação: encargo de serviço de sistema. Encargo de serviço de sistema existem 3 tipos, numa forma simples de explicar: o encargo de serviço de sistema por restrições de operação, um deles na transmissão e o outro, na restrição energética, quando você visualiza uma escassez que você não identifica com o modelo de simulação energética de médio prazo, que trabalha com valores esperados, e, portanto, com média. E o Operador enfrenta a situação que está ali. E aí ele tem que

anticipar a geração térmica complementar para situações que não são identificadas e já são previstas. Por que previstas? Porque ao se planejar, admite-se que, por questões econômicas, dá-se uma garantia de 95% à oferta. Então, significa que, ao se planejar, já se assume um risco de 5%. E esse risco de 5% o Operador tem que correr atrás. Porque o Operador não pode dizer: "Olha, deu uma daquelas séries, cenários simulados de hidrologia. Ela está aí, e agora não vamos aceitar o déficit." Não, o Operador tem que correr atrás daquilo que está acontecendo para evitar o déficit, porque não há custo maior do que o custo do déficit. Haja vista aí 2001.

Esse encargo por restrição elétrica são criados por lei porque o gerador não tem mais a responsabilidade de dimensionar a transmissão, chamada de rede básica, que é uma responsabilidade do planejador e do operador. Então, o gerador é chamado para gerar, a transmissão tem que estar disponível. E se ela não estiver disponível, ele não é o culpado. Então, paga-se o custo da oportunidade: outra geração tem que entrar para atender a carga porque aquela geração, por restrição de transmissão, está impedida de gerar. Isso se chama encargo de serviço de sistema por restrições de transmissão.

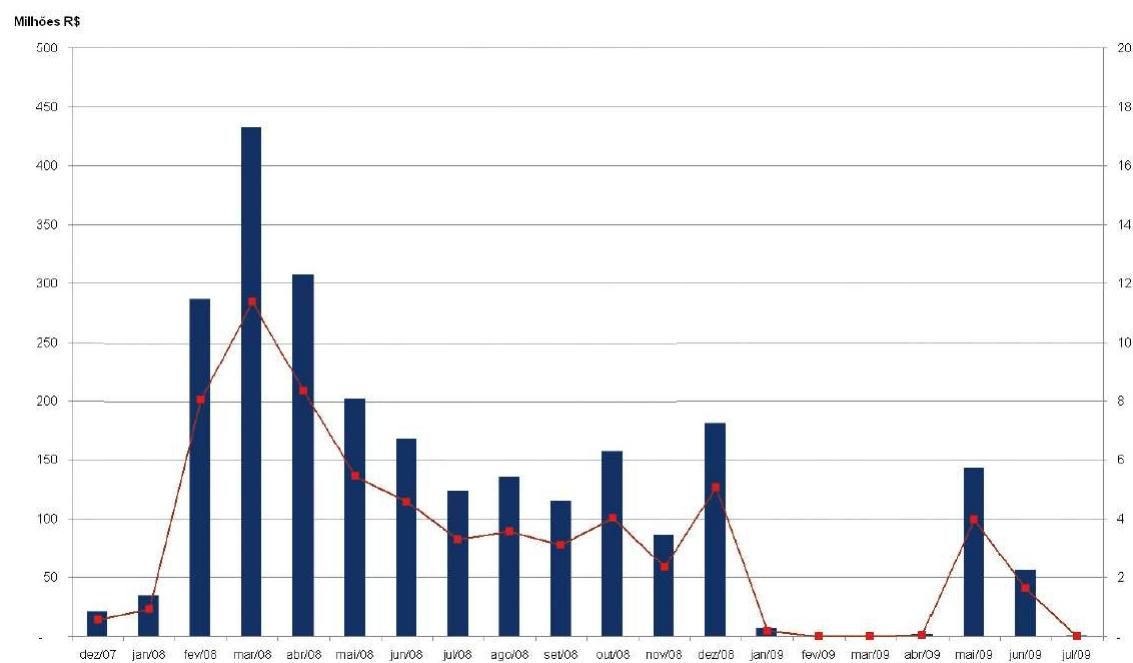
O outro são os encargos de serviços análogos ou complementares. São custos, também regulados pela ANEEL, em que são pagos separadamente do preço da tarifa de transmissão, do preço da energia, esses 2 agentes — transmissão e geração —, como serviços de esquemas automáticos de proteção, a parte de compensadores síncronos que operam como geradores. Esses são custos adicionais que são regulados à parte. Também simples de entender: tudo regulado e decisão do regulador. Esse encargo de geração térmica, sim, que o ano de 2007 e 2008, vocês têm conhecimento, claro, do valor, que na média, chegou ao volume de 2 bilhões e 300 e neste ano, 2009, a 100 milhões. Esses são os

encargos relacionados à geração térmica para atender segurança energética, quando você enfrenta uma escassez não prevista pelo planejamento. Por quê? Dimensionar uma oferta no planejamento para esses cenários seria muito antieconômico; seria caro. Então, se para na oferta com uma garantia de 95% e se complementa com procedimentos de curto prazo, quando eventualmente ocorre essa situação..."

A gestão do ESS fica a cargo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que atualmente substitui o Mercado Atacadista de Energia (MAE).

O gráfico seguinte apresenta uma comparação mês a mês, a partir da publicação da Resolução nº 08/07, do novo ESS criado e do ESS convencional. É possível perceber que o novo valor cobrado é significativamente superior ao valor do encargo convencional. Apenas no mês de março de 2008 o valor cobrado pelo novo ESS foi superior ao ESS convencional de 2005 e 2006 somados.

Evolução do novo ESS e do ESS convencional



Fonte: ABRACE

É evidente a necessidade de garantir a segurança do Sistema Interligado Nacional através do despacho de usinas térmicas que auxiliam na geração de energia elétrica para o suprimento de eventuais déficits decorrentes de picos de demanda. Entretanto, o que se observa é o abuso da utilização de recursos para essa finalidade.

No que diz respeito ao ESS a Comissão identificou duas questões:

- 1) Apesar de o encargo representar o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema para o atendimento do consumo, verifica-se que sua aplicação não tem sido eficiente, pois o sistema brasileiro não é confiável, conforme comprova o recente blecaute, que atingiu 18 estados e deixou mais de 80 milhões de pessoas sem energia elétrica, e os eventos que se têm multiplicado em Estados como o Rio de Janeiro, onde a população tem sofrido com os constantes cortes de luz;
- 2) O recurso do ESS é dinheiro público que fica sob a guarda das concessionárias. A ANEEL corrige os valores que ficam em depósito das empresas pela taxa Selic. Ocorre que a metodologia aplicada pela Agência permite que os concessionários apropriem-se da diferença entre a Selic e a taxa que as empresas negociam com os agentes financeiros.

Diante dos problemas verificados a CPI propõe que:

- a) Seja feita pelo Tribunal de Contas de União (TCU) uma auditoria nas receitas e na aplicação da ESS;
- b) Seja encaminhada pela ANEEL, ONS e CCEE à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados e ao Ministério Público Federal o levantamento:
 - i. dos valores arrecadados, por concessionária;
 - ii. dos valores efetivamente gastos, indicando quando foi e em favor de quem feita a despesa;
 - iii. dos valores indevidamente apropriados pelas concessionárias, oriundos da diferença entre a Selic e a taxa que as empresas negociaram com os agentes financeiros; caso as concessionárias recusem-se a informar a taxa que negociaram com as instituições financeiras, utilizar a taxa média de mercado para valores equivalentes aos que ficaram em poder das empresas;
- c) A ANEEL que recolha os recursos da ESS à Conta Única do Tesouro Nacional, tendo em vista tratar-se de dinheiro público, ou que modifique a forma de atualizar os valores da ESS que ficam depositados nas concessionárias, de maneira a não permitir que as empresas auferam lucro não operacional com a diferença entre a Selic e a taxa negociada com as instituições financeiras;

- d) A ANEEL e a CCEE, responsável por apurar mensalmente o valor a ser pago pelos agentes da categoria consumo aos agentes de geração, devolva aos consumidores sempre que se verificarem eventos blecautes, vez que o ESS representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema.

3.5.5 Encargo de Capacidade Emergencial - ECE e Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial – EAE

Por meio da Medida Provisória nº 2.209, de 2001, foi autorizada a criação da Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE), empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia, cuja atribuição era a viabilização do aumento da capacidade de geração e da oferta de energia elétrica de qualquer fonte em curto prazo, e a superação da crise de energia elétrica e ao reequilíbrio de oferta e demanda de energia elétrica. O art. 3º da Medida Provisória previa que a CBEE extinguir-se-ia em 30 de junho de 2006.

Para permitir o desempenho das atividades da CBEE foi criado o Encargo de Capacidade Emergencial (ECE) e o Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial (EAE) pela Lei nº 10.438, de 2002, que vigoraram de março de 2002 a dezembro de 2005. Esses encargos tiveram seus valores estabelecidos pela Resolução nº 351, de 27 de junho de 2002, da ANEEL.

O art. 1º da Lei nº 10.438, de 2002, tinha a seguinte redação, **verbis**:

Art. 1º Os custos, inclusive de natureza operacional, tributária e administrativa, relativos à aquisição de energia elétrica (KWh) e à contratação de capacidade de geração ou potência (KW) pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE serão rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Nacional Interligado, proporcionalmente ao consumo individual verificado, mediante adicional tarifário específico, segundo regulamentação a ser estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel.

Encerrado o prazo da CBEE, foi editado o Decreto nº 5.826, de 2006, que dispôs sobre o processo de Inventariança da empresa e determinou o seguinte, **verbis**:

Art. 3º Os direitos e obrigações atribuídos à extinta CBEE ficam transferidos para a União, nos termos do art. 23 da Lei nº 8.029, de 12 de abril de 1990.

Art. 4º Durante o processo de inventário, serão transferidos para a União, na condição de sucessora, representada pela Advocacia-Geral da União, os processos judiciais em que é parte ou interessada a extinta CBEE, cabendo à Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional a representação nos processos de natureza tributária e à Procuradoria-Geral da União a representação nos demais processos.

.....

Art. 7º Os Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda, ouvida reviamente a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplinarão, em ato conjunto, a devolução dos valores referentes ao saldo do Encargo de Capacidade Emergencial - ECE e do Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial - EAE, devida aos Consumidores.

Foram inventariados os bens, direitos e obrigações da extinta CBEE e foi transferido para a Conta Única do Tesouro Nacional o saldo das contas bancárias e das aplicações financeiras da empresa.

No entanto, até o momento não há notícia do valor dos ativos da extinta CBEE e tampouco quando este montante será devolvido aos usuários. **A estimativa é que esses ativos atinjam valores da ordem de R\$ 500 milhões.**

Em razão disso, a CPI solicitou, por intermédio do Requerimento de Informações nº 28/09, encaminhado à ANEEL no dia 20/11/2009, os seguintes dados:

- 1) Qual foi o valor do saldo da extinta Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE) efetivamente repassado ao Tesouro Nacional?
- 2) Qual foi o valor dos processos judiciais em que é parte ou interessada a extinta CBEE foi transferido para a União?
- 3) Quando foi ou quando será feita a devolução dos valores referentes ao saldo do Encargo de Capacidade Emergencial (ECE) e do Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial (EAE), devida aos Consumidores, conforme previsto no art. 7º do Decreto nº 5.826, de 2006.

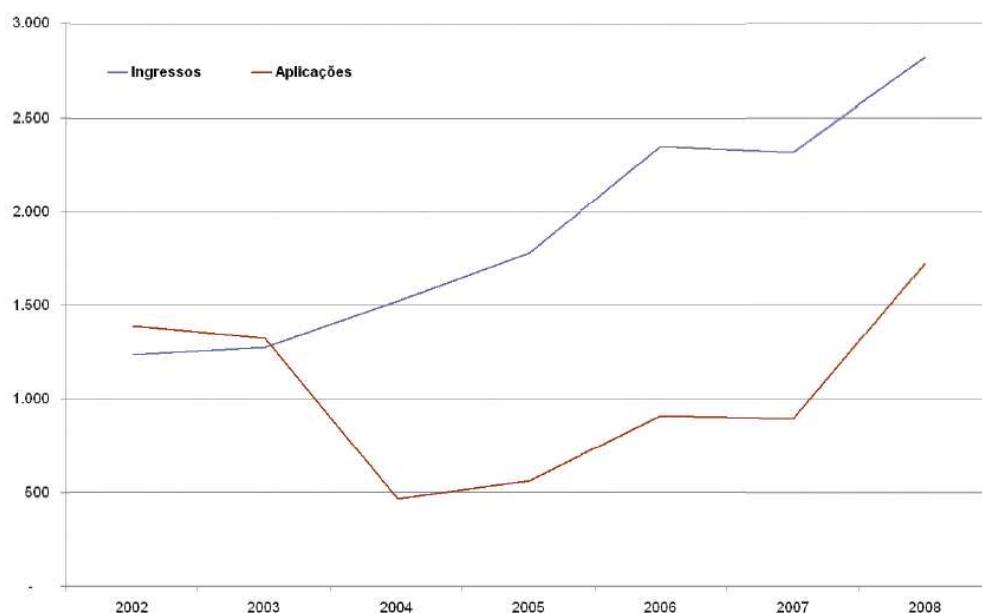
Apesar dos esforços da Comissão e da importância do tema a ANEEL não respondeu integralmente ao Requerimento de Informações nº 28/09.

3.5.6 Reserva Global de Reversão – RGR

Foi instituído nos termos do art. 33 do Decreto nº 41.019/57 com o objetivo de constituir um fundo para indenização de eventuais reversões de concessões vinculadas ao serviço público de energia elétrica. Modificado diversas vezes por meio de leis, o encargo objetiva o financiamento de projetos, como os de expansão do sistema elétrico em áreas rurais; programas de combate ao desperdício e ao uso eficiente de energia elétrica; estudos de inventário e viabilidade de aproveitamento de potenciais hidráulicos; fomento para a utilização de equipamentos de uso individual e coletivo, destinados à transformação de energia solar em energia elétrica; financiamento do Programa Luz Para Todos, do Governo Federal, assim como outros objetivos.

O gráfico abaixo apresenta os valores históricos dos ingressos e aplicações da RGR nos últimos sete anos. Os valores de 2003 foram estimados por uma consultoria, pois não foram divulgados pela Eletrobrás, que é gestora dos recursos arrecadados através do encargo.

Valores históricos da RGR em milhões de reais



Fonte: ABRACE

A destinação dos recursos da RGR, exceto a função original como fundo de reversão das concessões, também é subsidiada por outros encargos e, portanto, necessita de uma intensa fiscalização de seus recursos. Portanto, tendo em vista o encerramento legal da cobrança do encargo RGR no final de 2010, após 53 anos de existência, e já que não existe uma ligação direta entre a destinação dos recursos do encargo RGR com sua finalidade original, e que as aplicações até agora executadas são também contempladas por encargos específicos, não há justificativas para que o encargo seja prorrogado novamente.

Diante desse fato a CPI propõe que:

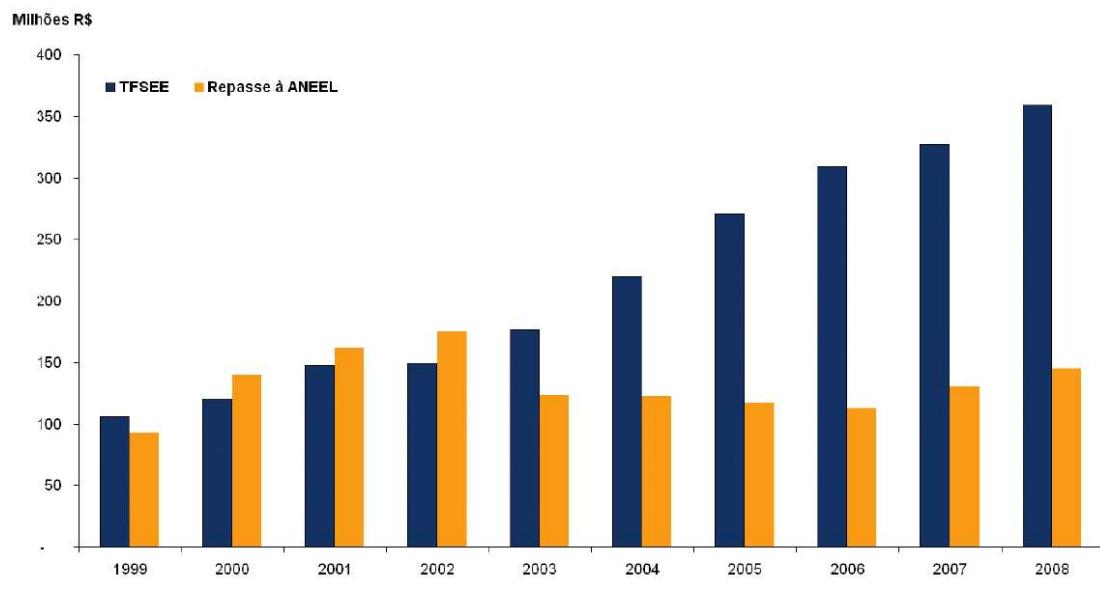
- a) Seja feita pelo Tribunal de Contas de União (TCU) uma auditoria nas receitas e na aplicação da RGR, de modo que se verifique se não existem projetos sendo beneficiados simultaneamente por dois ou mais encargos;
- b) Não se prorogue a RGR após 2010, uma vez que sua finalidade precípua não mais se verifica e há outros encargos destinados às demais finalidades incorporadas pela RGR.

3.5.7 Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE

Foi instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, tem o objetivo de constituir a receita da Agência Reguladora de Energia Elétrica – ANEEL, para cobertura das despesas administrativas e operacionais. A TFSEE é fixada anualmente pela Aneel e recolhida

mensalmente por todos os agentes na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

O gráfico a seguir apresenta a evolução da TFSEE frente aos recursos repassados à ANEEL.



Fonte: ABRACE

Observa-se que desde 2004 os recursos arrecadados com o intuito de compor a receita da ANEEL não foram completamente repassados à Agência.

Considerada tal situação, esta CPI propõe que:

- a) Se promova a redução do encargo, uma vez que o mesmo não está sendo aplicado para a finalidade que foi criado;
- b) Alternativamente, não ocorra mais o contingenciamento dos recursos arrecadados de forma a promover o fortalecimento do corpo técnico da ANEEL e uma

intensificação da fiscalização do setor elétrico brasileiro.

3.5.8 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D e EE

O Programa foi instituído pela Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e homologado em 2001. O objetivo do P&D é buscar o aperfeiçoamento de diversas esferas do setor, envolvidas no universo do sistema elétrico brasileiro, buscando a qualidade e a eficiência do serviço prestado pelas distribuidoras de energia elétrica, garantindo sempre uma maior confiabilidade dos sistemas, e apresentando índices de qualidade de fornecimento de energia elétrica cada vez melhores. Os custos com estudos em Eficiência Energética buscam obter uma economia de energia através de uma melhor utilização dos recursos disponíveis.

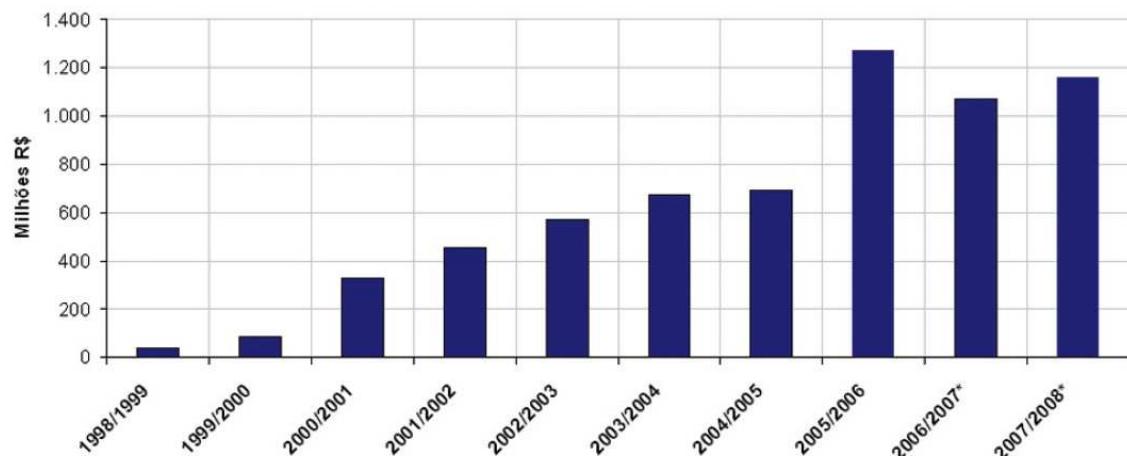
As empresas concessionárias de energia elétrica são responsáveis pela arrecadação do encargo, que corresponde no mínimo a 1% de sua receita operacional líquida, cujo destino é apresentado pela tabela abaixo. O gráfico seguinte ilustra a evolução estimada dos valores para o encargo P&D.

Destinação dos recursos do P&D

Segmentos	P&D	PEE¹⁸	FNDCT¹⁹	MME²⁰
Distribuição (até 2010)	20%	50%	20%	10%
Distribuição (após 2011)	30%	25%	30%	15%
Geração	40%	-	40%	20%
Transmissão	40%	-	40%	20%

¹⁸ PEE – Projetos de Eficiência Energética

Valores estimados para o encargo P&D



Fonte: ABRACE

3.5.9 Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH

Foi criada pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, instituindo aos Estados, Distrito Federal e Municípios, uma compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e demais providências.

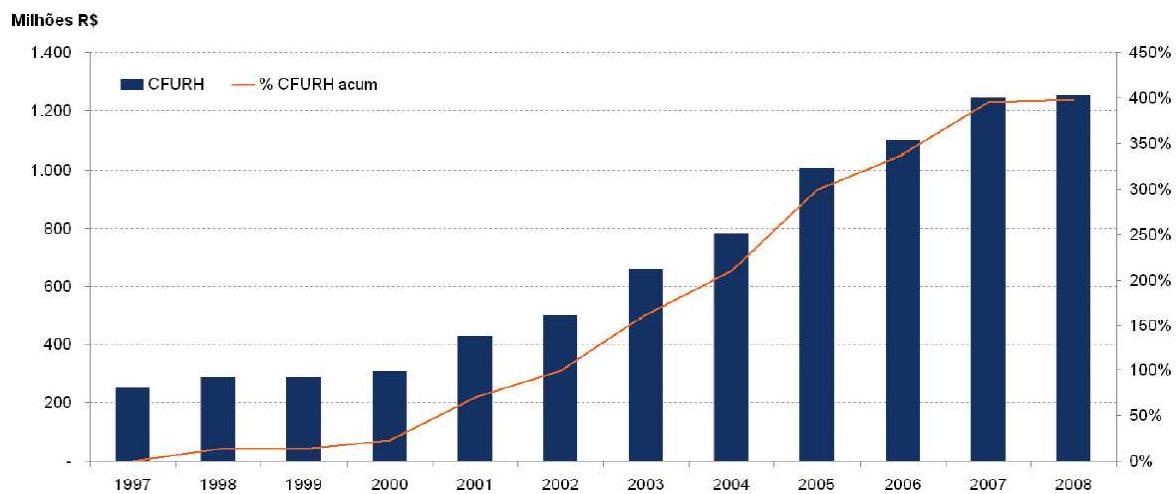
Na esfera do Setor Elétrico, os concessionários e autorizados que possuam centrais hidrelétricas em operação comercial estão obrigados ao pagamento mensal da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), que é calculado com base na geração mensal das centrais hidrelétricas.

O gráfico a seguir apresenta os recursos anuais recolhidos em função da CFURH desde 1997.

¹⁹ FNDCT – Fundo Nacional de Desenvolvimento da Ciência e Tecnologia

²⁰ MME – Ministério de Minas e Energia

Evolução dos recolhimentos da CFURH



Fonte: ABRACE

3.5.10 Encargo de Energia de Reserva - EER

Em janeiro de 2008 foi publicado o Decreto nº 6.353/08, onde foi determinada a contratação de energia de reserva por meio de leilões a serem promovidos direta ou indiretamente pela ANEEL. A finalidade da contratação é aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica.

O primeiro leilão de energia de reserva ocorreu dia 14 de agosto de 2008 e a licitação foi exclusiva para empreendimentos de biomassa de cana-de-açúcar.

A tabela seguinte mostra a evolução prevista por região para a entrega da energia contratada no 1º Leilão de Energia de Reserva.

Energia contratada no 1º Leilão de Energia de Reserva

MW médio	2009	2010	2011	2012
Sudeste	23	321	406	524
Nordeste	-	7	18	24
Total	23	328	424	548

3.6 O problema da falta de neutralidade na Parcela A

O problema relativo à falta de neutralidade da Parcela A, identificado por esta Comissão Parlamentar de Inquérito – CPI, é, certamente, relevante; pois envolve valores consideráveis de recursos e alcança todo o universo de consumidores de energia elétrica do país; e, portanto, exige rápido equacionamento e solução por parte dos órgãos e entidades competentes, a saber: os Ministérios de Minas e Energia (e da Fazenda) e da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Com efeito, conforme levantamentos do Tribunal de Contas da União – TCU, o prejuízo aos consumidores de todo o país pode ser da ordem de R\$ 7 bilhões, ou seja, cerca de R\$ 1 bilhão por ano.

Em apertada síntese, o erro refere-se ao ganho de escala observado pelas Distribuidoras, em consequência do aumento da venda de energia elétrica, advinda do crescimento do número de consumidores ou do aumento do consumo de energia elétrica. Na data da revisão tarifária periódica, que ocorre a cada 4 anos, a ANEEL revisa o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão e fixa uma tarifa que será reajustada nos 3 anos seguintes, para que não se altere o equilíbrio dos contratos.

Os Contratos de Concessão e, consequentemente, a ANEEL dividem a tarifa em 2 parcelas, denominadas “A” e “B”.

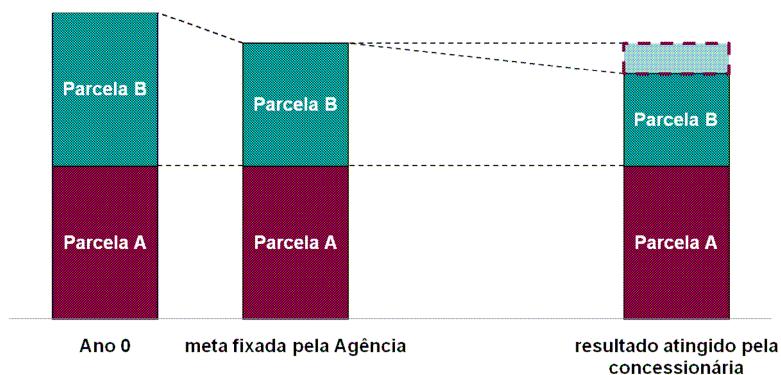
A Parcela A engloba os custos não gerenciáveis (compra de energia das geradoras, encargos etc.). Essa parcela é reajustada pelo custo efetivamente verificado. A lei não admite que as Distribuidoras tenham ganho financeiro na Parcela A, porque as Concessionárias não têm controle sobre ela. As Distribuidoras não são livres para negociar o

preço da energia que vão adquirir, vez que a mesma é comprada nos leilões de energia realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e pela ANEEL.

A Parcada B refere-se aos custos gerenciáveis da Concessionária (mão-de-obra, equipamentos etc). Em tese, quanto menor for o custo da Parcada B, maior será a eficiência da empresa e maior será o valor apropriado pela Distribuidora.

A ANEEL fixa uma meta de eficiência para a Concessionária. Caso a Distribuidora supere a meta, pode se apropriar dos ganhos.

Apuração do ganho de eficiência pela Distribuidora



Fonte: SEFID/TCU

A parte em destaque do item “resultado atingido pela concessionária” da Parcada B é o ganho de eficiência. Não pode haver ganhos de escala ou de produtividade nos itens de custo da Parcada A, pois, neste caso, a concessionária atua como mero agente arrecadador.

O enriquecimento sem causa nasce no fato de o índice de reajuste tarifário ser baseado na demanda de energia passada da concessionária. Assim, quando há um crescimento no consumo de

energia, a tarifa calculada promove ganhos de escala em itens de custo gerenciáveis (Parcela B) e não-gerenciáveis (Parcela A).

A metodologia de reajuste das tarifas é a seguinte: primeiro, calcula-se o que se denomina de “receita requerida” que é em tese o valor necessário para a Distribuidora operar a concessão (somatório da Parcela A e da Parcela B) e para manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato e, em seguida, divide-se a receita requerida pela demanda total do mercado de energia da Distribuidora do ano anterior e encontra o valor da tarifa em R\$/kWh.

A distorção ocorre quando a demanda do mercado de energia cresce. Nessa situação, a tarifa, definida no início do período, gera uma receita superior àquela requerida. Quando a demanda por energia elétrica cresce, eleva-se a receita auferida pela Distribuidora, ou seja, mesmo que a empresa seja ineficiente na operação da concessão, a concessionária vai auferir ganhos de escala, tanto na Parcela B, quanto na Parcela A.

Segundo as regras legais e contratuais, a Parcela A deveria ter variação neutra, ou seja, não propiciar ganhos de espécie alguma para as Distribuidoras. O ganho advindo do crescimento da demanda por energia elétrica deveria ser revertido em favor dos consumidores, em prol da modicidade tarifária.

Em depoimento prestado nesta CPI, no dia 23/9/2009, o Sr. JOSIAS MATOS DE ARAÚJO - Secretário de Energia Elétrica do MME informou que a ANEEL reconheceu o erro da metodologia e requereu no final do ano de 2008 a alteração da Portaria Interministerial nº 25/2002, que trata da Compensação da Variação de Valores de Itens da

Parcela A, para corrigir o erro a partir da alteração da Portaria. **O Sr. JOSIAS informou, ainda, que a aludida alteração seria efetuada até o final do mês de setembro de 2009.**

Posteriormente, também em depoimento a esta CPI, nos dias 2/10/2009 e 7/10/2009, os dirigentes da ANEEL disseram que a Agência tinha conhecimento do erro desde 2007 e que a alteração proposta iria resolver o problema, dali em diante.

Portanto, conforme identificado nas Audiências Públicas realizadas pela CPI, o problema está na metodologia de cálculo do reajuste tarifário das distribuidoras que não consegue capturar ganhos por elas obtidos em função do crescimento de seus mercados de energia elétrica. Em audiência pública nesta CPI com o representante do Ministério de Minas e Energia, ficou esclarecido que **o governo, de fato, tem conhecimento desta distorção na metodologia de reajuste das tarifas há dois anos, porém, o problema não foi solucionado até o momento.** Assim, nos últimos dois anos a ANEEL aplicou metodologia nos reajustes tarifários das distribuidoras que contém falhas.

Esta CPI, mediante seu Requerimento nº 106/2009, determinou à ANEEL a apresentação da (vide item 1) descrição detalhada das falhas da metodologia de cálculo de reajuste tarifário anual das concessionárias de distribuição de energia elétrica decorrentes da Portaria Interministerial nº 25, de 24 de janeiro de 2002, que trata da Conta de Compensação da Variação de Valores da Parcela A (CVA), no tocante à falta de neutralidade da referida parcela, compreendendo os seguintes itens:

- a) Histórico do problema desde seu início até os dias atuais, com indicação do exato momento em que o mesmo foi identificado, bem como dos estudos realizados e das ações tomadas pela ANEEL com vistas a corrigir as distorções detectadas;
- b) Exemplo numérico que aponte claramente o problema identificado;
- c) Cópia de ofícios encaminhados aos Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda, ao Tribunal de Contas da União, às concessionárias de distribuição de energia elétrica e à Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, que apontem o problema identificado de falta de neutralidade na Parcela A e indiquem as ações tomadas pela ANEEL com vistas a corrigir as distorções detectadas;
- d) Cópia de ofícios recebidos dos Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda, do Tribunal de Contas da União, das concessionárias de distribuição de energia elétrica e da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, sobre o problema identificado de falta de neutralidade na Parcela A;
- e) Cópia de documentos e de processos que contenham informações referentes ao problema identificado de falta de neutralidade na Parcela A e indiquem as ações tomadas pela ANEEL com vistas a corrigir as distorções detectadas;

No mesmo Requerimento foi, igualmente, determinada (vide item 2) a apresentação de **planilha que demonstre o problema** de falta de neutralidade da Parcela A, contendo os seguintes itens:

- a) Levantamento completo por concessionária distribuidora de energia elétrica e por reajuste anual homologado pela ANEEL dos **valores adicionais pagos pelos consumidores devido à falta de neutralidade da Parcela A** – os valores deverão ser apresentados por classe de consumo em períodos anuais – para todos os anos desde o momento em que ocorre a distorção na metodologia de cálculo de reajuste tarifário anual das concessionárias de distribuição de energia elétrica;
- b) **Índices de reajuste anual homologados pela ANEEL por concessionária distribuidora de energia elétrica** desde o momento em que ocorre a distorção na metodologia de cálculo de reajuste tarifário anual das concessionárias de distribuição de energia elétrica, bem como quais deveriam ser os respectivos índices caso não existisse o problema de falta de neutralidade da Parcela A;

A ANEEL, mediante o Ofício nº 241, de 2009-DR/ANEEL, de 20 de novembro de 2009, **atende apenas parcialmente o Requerimento acima mencionado, em clara tentativa de obstaculizar os trabalhos da CPI, fato que será apontado em ponto específico.** Nada obstante, este lamentável comportamento, a ANEEL apresentada o histórico do problema e uma descrição (conquanto não

muito didática) das falhas metodológicas causadoras do problema da falta de neutralidade da Parcela A.

Segue a transcrição dos argumentos apresentados pela ANEEL, no citado Ofício nº 241, de 2009-DR/ANEEL:

Histórico e Cronologia

A partir de solicitações da Eletropaulo e da Cemar, em abril e maio de 2007, voltadas ao reconhecimento de componentes financeiros em suas tarifas de itens não cobertos pela Conta de Compensação de Valores – CVA, foi identificada uma inadequação dos critérios constantes da política tarifária estabelecida através da Portaria Interministerial MF/MME nº 25/2002. Isso porque a fórmula paramétrica utilizada no cálculo do índice de Reajuste Tarifário (IRT) não consegue corrigir as distorções que comprometem a neutralidade da “Parcela A”, pois não captura as diferenças de custos. Além disso, a CVA, que deveria resolver essa situação, não apropria as variações de mercados.

A Portaria MME/MF nº 25/2002 regulamentou o disposto na MP nº 2.227/01, que instituiu o mecanismo de compensação das variações ocorridas entre os reajustes tarifários anuais, de valores de tens da parcela “A” previstos nos contratos de concessão.

Em 11 de outubro de 2007, como decorrência das análises desses pleitos, ao final indeferidos, foi aberto na ANEEL processo administrativo específico (nº 48500.006111/2007-08) para tratar dessa nova questão.

A Nota Técnica nº 059/2008-SRE/ANEEL, de 29 de fevereiro de 2008, complementada pela Nota Técnica nº 274/2008-SRE/ANEEL, de 05 de setembro de 2008, contém detalhes da análise procedida pela área técnica e apresenta proposta de adequação dos procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários

anuais, referentes aos componentes financeiros externos ao seu cálculo econômico, em especial quanto à apuração do saldo da CVA, de modo a introduzir o princípio da Neutralidade da Parcela “A” nas tarifas do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Em sua conclusão, a mencionada Nota Técnica recomenda a expedição de ofício ao Ministério de Minas e Energia para sugerir alteração de texto da Portaria Interministerial MF/MME nº25/2002, na forma de minuta, a ser submetida previamente à análise da Procuradoria Federal/ANEEL.

Em 23 de outubro de 2008, foi exarado o Parecer nº 650/2008-PE/ANEEL, que conclui pela viabilidade jurídica da proposta de alteração da Portaria Interministerial MF/MME nº 25/2002. Em sua análise, a Procuradoria Federal da ANEEL ressalta que as alterações propostas pela área técnica são perfeitamente viáveis, seja pelo respeito ao princípio do paralelismo das formas (trata-se de uma proposta de Portaria Interministerial visando alteração de dispositivos de outra Portaria Interministerial), seja pela conformidade e compatibilidade das alterações propostas com a legislação regente e com os princípios nela previstos (em especial as Leis nºs 10.192/01, 10.438/02, 10.848/04, Medida Provisória nº 2.227/01, e nos Decretos nºs 5.025/04 e 5.163/04).

Reconheceu ainda a PF que a alteração proposta, além de adequar os procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários e reforçar o princípio da neutralidade da parcela “A” nas tarifas de energia elétrica, traz significativa evolução ao ambiente regulatório do serviço público de distribuição de energia elétrica brasileiro, pois garante às distribuidoras que não haverá perda de remuneração decorrente de flutuações nos custos dos itens não gerenciáveis. Também garante aos consumidores que a tarifa paga será justa, pois

se evita incremento de ganhos indevidos à distribuidora, que decorrem principalmente do crescimento de mercado.

Em 24 de outubro de 2008, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE protocolou correspondência na qual defende que tal matéria deveria ser objeto de ampla discussão pública com agentes setoriais, senão mesmo de audiência pública, inclusive para se discutir a própria proposta de aperfeiçoamento considerada pela ANEEL.

Na reunião pública do dia 28 de outubro de 2008, a Diretoria da ANEEL, por unanimidade, decidiu submeter ao Ministério de Minas e Energia proposta de alteração da Portaria Interministerial nº 025, de 24 de janeiro de 2002, na forma da minuta elaborada pela Superintendência de Regulação Econômica, de modo a possibilitar a implementação de aprimoramentos da metodologia de cálculo dos reajustes tarifários, para: (a) considerar a comparação com os valores efetivamente faturados pela concessionária; (b) compensar os valores dos componentes financeiros adicionais, levando em conta também o comportamento do mercado da concessionária; e (c) considerar a RA₀ como a base de cálculo do percentual de reajuste relativo aos componentes financeiros adicionais.

Em 30 de outubro de 2008, realizou-se reunião técnica entre o MME e a ANEEL para aprofundamento do tema.

Em 03 de novembro de 2008, foi encaminhado ao Ministro de Minas e Energia o Ofício nº 267/2008-DRIANEEL, com a proposta de alteração da Portaria Interministerial MF/MME nº 25/2002, com vistas a possibilitar a implementação de aprimoramentos da metodologia de cálculo dos reajustes tarifários.

Envolvimento do Tribunal de Contas da União — TCU com o tema

Em março de 2008, realizou-se nas instalações da ANEEL reunião com o TCU, a pedido deste, para esclarecer a metodologia de cálculo no reajuste tarifário anual previsto nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, em especial da distribuidora CELPE.

Em 10 de outubro de 2008, foi publicado no Diário Oficial da União o Acórdão nº 2.210/2008- TCU-Plenário, que determinou à ANEEL providências necessárias de ajuste da metodologia atual de reajuste tarifário presente nos contratos de concessão, com vistas a corrigir supostas inconsistências no cálculo da parcela “B” que estariam absorvendo indevidamente os ganhos de escala decorrentes do aumento de demanda. Para tanto, estabeleceu o prazo de 60 dias para a apresentação de cronograma de implementação dos ajustes metodológicos em questão.

Com base na Nota Técnica nº 327/2008-SRE/ANEEL, de 23 de outubro de 2008, a ANEEL interpôs embargos de declaração e pedido de reexame em face do referido Acórdão, requerendo: (i) sua anulação, por violar diretamente o art. 5º, inciso LV, da Constituição Federal, uma vez que as determinações dele constantes afetam direitos subjetivos de todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica do país, sem que lhes fosse oportunizado o contraditório e a ampla defesa; (B) alternativamente, a reforma do Acórdão para reconhecer: (a) a legalidade do contrato de concessão e da metodologia de reajuste tarifário dele constante; (b) que os ajustes necessários para corrigir as distorções apontadas pela SEFID não podem ser impostos unilateralmente pela ANEEL por meio de alteração contratual; (c) que os ajustes propostos pela ANEEL por meio de alteração na CVA alcançam o fim sugerido pela SEFID de aperfeiçoamento da regulação econômica do serviço público de distribuição e, por fim, se entender pertinente, recomendar aos Ministros de Minas e Energia e da Fazenda o

acolhimento da proposta da ANEEL de aperfeiçoamento da neutralidade da Parcela “A”, por meio da CVA.

Em 12 de novembro de 2008, o Plenário do TCU, por meio do Acórdão nº 2.544/2008, decidiu revogar o Acórdão 2.210/2008 e determinou à SEFID novas análises em função do pedido de reexame formulado pela ANEEL.

Tratativas entre a ANEEL, o MME, o MF e o TCU

Em 04 e 08 de dezembro de 2008, foram realizadas reuniões entre as áreas técnicas da ANEEL e a Secretaria de Energia do MME para discussão e esclarecimentos da proposta de alteração da Portaria Interministerial MF/MME nº 25/2002.

Em 04 de março de 2009, a pedido do TCU, realizou-se reunião entre técnicos da ANEEL e da SEFID para tratar das questões relacionadas à revogação do Acórdão 2.210/2008-TCU-Plenário e para esclarecimentos sobre a proposta de alteração da Portaria Interministerial em comento.

Em 02 de abril de 2009, realizou-se nova reunião na Secretaria de Energia do MME para dirimir dúvidas sobre a proposta apresentada.

Em 21 de julho de 2009, foi emitido o Parecer CONJUR/MME nº 335/2009, que conclui “pela possibilidade jurídica de revogação da Portaria Interministerial MF/MME nº 025, de 24 de janeiro de 2002, com a edição de nova Portaria a respeito da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da ‘Parcela A’ — CVA, nos termos da minuta encaminhada pela ANEEL, com as alterações sugeridas pela Secretaria de Energia Elétrica deste Ministério”.

Em 15 de julho de 2009, por intermédio do Ofício nº 138/2009-DR/ANEEL, foram reiterados ao MME os termos do Ofício nº

267/2008-DR/ANEEL, de 3 de novembro de 2008, que submeteu àquele Ministério a proposta de alteração da aludida Portaria Interministerial.

Mediante o Ofício nº 139/2009-DR/ANEEL, de 15 de julho de 2009, esta Agência oficializou também ao Ministério da Fazenda a proposta de adequação da Portaria Interministerial em tela. Na oportunidade, ressaltou-se “a urgência de mitigar eventuais efeitos tarifários incompatíveis com o conceito de neutralidade da parcela A”, “diante da relevância da questão e seu significativo impacto nos cálculos tarifários, bem como a expectativa e interesse dos agentes envolvidos, dos órgãos de controle e da sociedade em geral”.

Em 04 de agosto de 2009, realizou-se reunião entre técnicos da ANEEL e do MF (SEAE e STN) para detalhamento e discussão da proposta.

Já em 13 de agosto de 2009, realizou-se reunião nas instalações do Ministério de Minas e Energia entre técnicos da ANEEL, do MME e do MF, ocasião em que o MME solicitou ao MF urgência na manifestação sobre a proposta em apreço.

Outros esclarecimentos acerca do Contrato de Concessão e da Portaria Interministerial MF/MME

Preliminarmente, cumpre-nos informar que a metodologia de cálculo do Reajuste Tarifário Anual consta da Cláusula Sétima dos Contratos de Concessão de Distribuição, celebrados pela União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica — ANEEL. Referidos Contratos encontram-se disponíveis para consulta no sítio da ANEEL, na Internet, www.aneel.gov.br (menu: Informações Técnicas - Contratos de Concessão).

Nos reajustes tarifários anuais, além de obedecer às disposições previstas nos contratos de concessão, cabe à ANEEL observar

estritamente o que estabelecem as leis e normas referentes ao assunto, haja vista o disposto no art. 3º da Lei nº 9.427/1996, redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848/2004, com explícita remessa ao inciso V do art. 29 da Lei nº 8.987/1995, que estabelece a incumbência da ANEEL para “*V - homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas na forma desta Lei, das normas pertinentes e do contrato*”. Também o inciso IV do art. 15 da Lei nº 9.427, de 1996, estabelece que as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica serão fixadas: “*IV — em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato*”.

(grifos acrescidos)

Segundo o contrato de concessão, a receita de uma concessionária de distribuição de energia elétrica deve cobrir os custos associados à atividade, estando estes divididos em duas parcelas.

A “Parcela A” envolve os chamados “custos não gerenciáveis” pela concessionária, relacionados à atividade de distribuição de energia elétrica e explicitamente indicados no contrato. São custos cujos montantes e variações escapam à vontade ou influência da concessionária, como a energia elétrica adquirida para atendimento aos clientes, os custos de transmissão e os encargos setoriais.

A “Parcela B” compreende o valor remanescente da receita, envolvendo, portanto, os chamados “custos gerenciáveis”. São custos próprios da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes, que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária, ou seja, os custos de operação (pessoal, materiais e serviços de terceiros). Além destes, a “Parcela B” inclui a remuneração do capital e a quota de depreciação.

Em síntese, o contrato de concessão detalha a forma de calcular o reajuste tarifário anual, explicitando o seguinte:

Na DRA (Data de Referência Anterior):

A receita base (RA_0) é produto do “mercado de referência” pelas “tarifas-base” homologadas no ano anterior (varia de acordo com o mercado);

O valor da Parcela A (VPA_0) é o somatório dos seguintes custos:

A energia comprada é produto do “montante comprado para atender o mercado de referência” pelo “preço médio de repasse” considerado no cálculo tarifário do ano anterior (**varia de acordo com o mercado**);

O encargo de transmissão é produto dos “montantes de demanda contratados no período de referência” pelas respectivas “tarifas de transmissão” consideradas no cálculo tarifário do ano anterior (**varia de acordo com o mercado**);

Os encargos setoriais (demais itens da Parcela A) são os “valores considerados no cálculo tarifário anterior” (**NÃO varia de acordo com o mercado**).

O valor da Parcela B (VPB_0) é resultado da equação $RA_0 - VPA_0$ (**parte da Parcela A NÃO varia de acordo com o mercado, repercutindo no valor da Parcela B**)

Na DRP (Data do Reajuste em Processamento):

O novo valor da Parcela A (VPA_1) é o somatório dos seguintes custos:

A energia é produto do “montante necessário para atender o mercado de referência” pelos respectivos “preços contratuais de repasse” vigentes na DRP;

O encargo de transmissão é produto dos “montantes de demanda contratados no período de referência” pelas respectivas “tarifas de transmissão” vigentes na DRP;

Os encargos setoriais (demais itens da Parcela A) são os respectivos “valores vigentes na DRP”

O novo valor da Parcela B (VPB_1) é produto do VPB_0 pela variação do IGPM menos o Fator X;

A nova receita de equilíbrio (RA_1) é o somatório das novas Parcelas A e B ($VPA_1 + VPB_1$).

Nas revisões tarifárias periódicas, as tarifas, abertas por modalidades da estrutura tarifária e níveis de tensão, são “criadas”, isto é, elas “nascem” nesses processos, de modo que aplicadas ao mercado projetado para os doze meses subsequentes (Ano Teste) da concessionária produzam a “Receita Requerida”, que é a receita devidamente calculada (Parcelas A e B) que assegura o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Por seu lado, o reajuste tarifário anual, observadas as condições do respectivo contrato de concessão, tem por objetivo essencial verificar em quantos pontos percentuais as tarifas que “nasceram” no processo de revisão periódica devem ser reajustadas para se “manter” o equilíbrio econômico-financeiro estabelecido no momento da revisão.

Para tanto, utiliza-se a fórmula paramétrica $IRT = RA_1 / RA_0$, ou seja, variação entre a nova receita RA_1 (condições vigentes na data do reajuste em processamento = DRP) e a receita inicial RA_0 (condições vigentes na data do cálculo tarifário do ano anterior = DRA), ficando evidente que ambas as receitas devem considerar o mesmo “Mercado de Referência”, em DRA e DRP, pois a

finalidade do cálculo é apurar a variação anual das receitas para um mesmo mercado.

Importa esclarecer que o dito “Mercado de Referência” utilizado no reajuste tarifário anual (quantidades de energia e de demanda faturadas nos 12 meses anteriores ao mês do reajuste) não se confunde com o mercado considerado no cálculo tarifário do ano anterior, seja ele um reajuste ou uma revisão. Logo, a metodologia de cálculo do Índice de Reajuste Tarifário — IRT, segundo as regras do contrato de concessão, leva em conta os efeitos decorrentes da variação dos mercados utilizados em um ano e outro, EXCETO quanto aos valores dos encargos setoriais que integram o VPA₀ na DRA (Data de Referência Anterior), conforme grifado acima, o que repercute no cálculo do VPB₀, resultado da equação RA₀ - VPA₀.

Portanto, o debate atual sobre o tema decorre basicamente desta fórmula estabelecida no contrato de concessão - ao qual se submete a ANEEL por imposição legal, por isso não há que se falar em erro de cálculo -, no âmbito do qual, metodologicamente, a “Parcela B” (VPB₀) é contagiada pelo fato dos encargos setoriais integrantes da “Parcela A” não variarem conforme o mercado de referência utilizado para apurar a receita anual (RA₀).

Desse modo, segundo a metodologia do reajuste anual especificada no contrato, parte da “Parcela A”, aquela correspondente aos Encargos Setoriais, não se altera em função da variação do mercado, causando um efeito tarifário para mais, se o mercado de consumo crescer, ou para menos, se este reduzir.

O próprio Tribunal de Contas da União – TCU (Acórdão nº 2.210/2008-TCU-PLENÁRIO, de 08/10/2008), por meio das análises realizadas pela Secretaria de Fiscalização da Desestatização – SEFID sobre a metodologia de reajuste tarifário adotada pela ANEEL, ao mesmo tempo em que apontou “uma grave falha

conceitual” no método de cálculo, também concluiu que: “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”.

Sendo assim, resta tão-somente concluir que, em relação ao contrato de concessão e aos procedimentos da Agência, não há ilegalidade ou erro ou falha na metodologia de cálculo do reajuste, tampouco podemos admitir que haja tarifas calculadas incorretamente pela ANEEL ou valores arrecadados indevidamente pelas concessionárias. O que existe, fundamentalmente, é: (i) um efeito tarifário causado pela metodologia do reajuste legalmente prevista nos contratos de concessão e (ii) a falta de neutralidade dos tens não gerenciáveis da “Parcela A”.

Por seu lado, não consta do contrato de concessão qualquer tratamento tarifário específico para eventuais mudanças nos custos dos itens da “Parcela A” ocorridas entre os reajustes anuais, ou seja, no transcurso dos doze meses do período de referência.

Objetivando corrigir desequilíbrios causados por eventuais variações, para mais ou para menos, verificadas nos custos relativos aos encargos setoriais, à transmissão e à compra de energia elétrica no intervalo entre reajustes e de evitar sucessivas revisões extraordinárias em decorrência desse desequilíbrio econômico-financeiro, a Portaria Interministerial MF/MME nº 296, de 25 de outubro de 2001, posteriormente substituída pela Portaria Interministerial MF/MME nº 025, de 24 de janeiro de 2002, instituiu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, à luz do disposto na Medida Provisória nº 2.227, de 04 de setembro de 2001.

O mecanismo da CVA, atualmente disciplinado pela Portaria Interministerial nº 025/2002, tem por finalidade registrar as

variações, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, dos valores dos seguintes itens de custo da “Parcela A”, previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica: I - repasse de potência proveniente de Itaipu Binacional; II - transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional; III - Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC; IV - Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; V - uso das instalações de transmissão integrantes da rede básica; VI - compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos – CFURH; VII - encargo de serviços do sistema – ESS; VIII - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA; e IX — aquisição de energia elétrica.

O art. 2º da citada Portaria Interministerial dispõe que: “*O saldo da CVA é definido como o somatório das diferenças, positivas ou negativas, entre o valor do item na data do último reajuste tarifário [2007] da Concessionária de distribuição de energia elétrica e o valor do referido item na data de pagamento, acrescida da respectiva remuneração financeira.*”.

Portanto, a forma atual de cálculo do Saldo da CVA, tal como definida na Portaria, não considera as variações de mercado no período de apuração, pois que: CVA = Valor do item recolhido pela concessionária (menos) Valor do item incluído na tarifa.

Em última análise, verificou-se que a fórmula paramétrica constante dos contratos de concessão utilizada no cálculo do Índice de Reajuste Tarifário (IRT) não consegue evitar os efeitos tarifários que comprometem a neutralidade da “Parcela A”, pois não captura as diferenças de custos, e a CVA, que deveria atender tal objetivo, não considera as variações de mercado.

Tendo em vista que pela metodologia de reajuste anual especificada no contrato parte da “Parcela A” (Encargos Setoriais) não evolui conforme a variação do mercado, causando um efeito

tarifário maior, se o mercado crescer, ou menor, se o mercado de consumo reduzir, a ANEEL expediu ofício ao Ministério de Minas e Energia para sugerir alteração da Portaria Interministerial MF/MME nº 25/2002, em especial quanto à apuração do saldo da CVA, de modo a introduzir o princípio da Neutralidade da Parcela “A” nas tarifas do serviço público, de distribuição de energia elétrica.

Na essência, a proposta submetida ao MME visa alterar a forma de apuração do Saldo da CVA, passando a considerar as variações de mercado no seu cálculo, ou seja: CVA = Valor do item recolhido pela concessionária (menos) Valor do item faturado ao seu mercado.

Reexaminando o assunto, o Tribunal de Contas da União, em nova Instrução Técnica da SEFID, datada de 08 de julho de 2009, manifesta o seguinte entendimento:

“62. A análise do referido processo revelou que a alteração na metodologia da CVA, proposta pela ANEEL, corrige o problema da “falta de neutralidade da Parcela A” e impede que as concessionárias sejam indevidamente beneficiadas ou prejudicadas pelos impactos das variações do mercado em componentes não gerenciáveis de custo.”

“63. Dentre as alterações propostas pela Agência, a principal refere-se à definição do saldo da CVA como o somatório das diferença entre o valor definido para cada item e o efetivamente faturado, permitindo que as diferenças causados pela variação de demanda sejam contabilizadas em uma conta específica e, posteriormente, restituídas aos consumidores no próximo processo de reajuste ou de revisão.”

Realizadas diversas reuniões entre o MME e a ANEEL, desde novembro de 2008, para discussão e aprimoramento da proposta de

alteração da Portaria Interministerial nº 025/2002, o entendimento técnico e jurídico indicava a viabilidade das alterações sugeridas, inclusive pelo que consta do Parecer CONJUR/MME nº 335/2009, de 21 de julho de 2009, que conclui *“pela possibilidade jurídica de revogação da Portaria Interministerial MF/MME nº 025, de 24 de janeiro de 2002, com a edição de nova Portaria a respeito da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da ‘Parcela A’ — CVA, nos termos da minuta encaminhada pela ANEEL, com as alterações sugeridas pela Secretaria de Energia Elétrica deste Ministério”*.

Não obstante, em 03 de novembro de 2009, por meio de fac-símile, foi enviado à ANEEL o Ofício nº 1957/2009/MME, em que o Secretário-Executivo do Ministério de Minas e Energia formaliza seu posicionamento sobre o assunto, em conformidade com a Nota Técnica nº 051/2009-ASSEC, de 22 de outubro de 2009, da Assessoria Econômica do Ministério de Minas e Energia, de *“não ser necessária a adequação ou substituição da Portaria Interministerial para o equacionamento da questão”*, *“cabendo a essa Agência a implementação dos procedimentos necessários e adequados para a solução do problema apresentado”*.

Diante da manifestação externada pela Secretaria-Executiva do Ministério de Minas e Energia por meio do Ofício acima citado, contrária à alteração da Portaria Interministerial nº 025/2002, bem como as recentes declarações de dirigentes de concessionárias de distribuição à CPI das Tarifas de Energia Elétrica da Câmara dos Deputados de que estariam dispostos a discutir o tema relativo à neutralidade da “Parcela A”, julgamos conveniente e oportuno a abertura de Audiência Pública a fim de colher sugestões dos agentes e da sociedade em geral para aprimoramento da metodologia de cálculo do reajuste tarifário anual atualmente prevista nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, mediante a formalização de termo aditivo ao referido contrato, objetivando,

fundamentalmente, assegurar a neutralidade dos itens de custos não gerenciáveis da Parcela A, levando em consideração as variações de mercado e a modicidade das tarifas.

Dentre as alterações propostas na minuta de termo aditivo ao contrato de concessão, consta a seguinte: “*Subcláusula Sétima — A ANEEL adotará metodologia de cálculo, a ser definida em regulamento específico, visando à neutralidade dos itens não gerenciáveis da “Parcela A”, observadas as variações do mercado e a modicidade tarifária*”.

O regulamento de que trata a sugerida Subcláusula deverá disciplinar metodologia específica, cujo objetivo corresponde àquele mesmo que se atingiria caso tivesse sido alterada a Portaria Interministerial MF/MME nº 025/2002, conforme proposto pela ANEEL aos Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia, especialmente em relação à apuração do saldo da CVA.

Isto é, diante da manutenção da forma de cálculo atual da CVA prevista no art. 2º da referida Portaria, em que não se considera as variações de mercado, a nova metodologia inserida no aditivo ao contrato de concessão complementará o cálculo efetuado com base na Portaria inalterada, de modo a obter a efetiva neutralidade dos itens não gerenciáveis da Parcela A, observadas as variações do mercado e a modicidade das tarifas.

Também em consonância com a proposta submetida pela Agência ao MME e ao MF, tal regulamento, já contemplado em cláusula do contrato de concessão, deverá abranger todos os itens não gerenciáveis da Parcela A, inclusive aqueles atualmente não abrangidos pelo mecanismo da CVA.

Por fim, importa salientar que a relação econômica do contrato de concessão é imutável, razão pela qual a Administração não pode impor alterações unilaterais às cláusulas contratuais que fixam a

relação de encargos e benefícios do contratado. Portanto, na falta de comando legal específico, a ANEEL não tem competência para alterar unilateralmente a cláusula de reajuste tarifário prevista no contrato de concessão, ou seja, somente por acordo entre as partes é possível tal ajuste.

3.6.1 As auditorias realizadas pelo Tribunal de Contas da União

O Tribunal de Contas da União, por solicitação da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, mediante o Ofício Pres. Nº 245/2007, tendo por objeto os processos de reajuste tarifário da CELPE – Companhia Energética de Pernambuco, no período de 2002 à 2007, realizou, durante o ano de 2008, auditoria acerca da metodologia adotada pela ANEEL para efeitos de reajuste dos Contratos de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

Como resultados dos trabalhos de auditoria realizados, foi publicado o Acórdão nº 2.210/2008-TCU-Plenário, de 08/10/2008, no qual o Tribunal decidiu por:

9.1. 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:

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

9.1.1.1. a Parcela B calculada no reajuste tarifário absorve indevidamente os ganhos de escala decorrentes do aumento de demanda; que determinou à ANEEL providências necessárias de ajuste da metodologia atual de reajuste tarifário presente nos contratos de concessão, com vistas a corrigir supostas inconsistências no cálculo da parcela “B” que

estariam absorvendo indevidamente os ganhos de escala decorrentes do aumento de demanda. Para tanto, estabeleceu o prazo de 60 dias para a apresentação de cronograma de implementação dos ajustes metodológicos em questão.

9.1.1.2. os ganhos de escala, decorrentes do aumento da demanda, não são repassados para o consumidor, provocando o desequilíbrio econômico-financeiro do contrato;

9.1.2. apresente ao TCU, no prazo de 60 (sessenta) dias, um cronograma de implementação dos ajustes metodológicos referidos no subitem 9.1;

9.1.3. avalie o impacto, no equilíbrio econômico-financeiro do contrato, da metodologia utilizada nos reajustes da CELPE desde o início da concessão até a presente data;

9.1.4. apresente ao TCU, no prazo de 60 (sessenta) dias, a avaliação referida no item 9.1.3;

9.1.5. estenda os ajustes metodológicos que vierem a ser feitos no contrato da CELPE às demais empresas concessionárias de energia elétrica do país;

9.2. comunicar à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados as 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 3^a Câmara de Coordenação e Revisão do Ministério Público Federal; à Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda;

9.4. arquivar os presentes autos.

Na seqüência, à vista de Embargos de Declaração opostos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL contra o Acórdão nº 2.210/2008–Plenário, o Tribunal de Contas da União – TCU, após nova análise da questão, prolatou o Acórdão nº 2.544/2008-Plenário, **no qual decidiu no sentido de tornar insubsistente (ou seja, anular) o anterior Acórdão nº 2.210/2008–Plenário, nos seguintes termos:**

9.1. conhecer dos Embargos de Declaração, uma vez satisfeitos os requisitos de admissibilidade previstos nos artigos 32, inciso II, e 34 da Lei nº 8.443/92, para, no mérito, acolhê-los;

9.2. tornar insubsistente o teor do Acórdão nº 2.210/2008-Plenário;

9.3. determinar à SEFID que:

9.3.1. promova a oitiva da Companhia Energética de Pernambuco - CELPE e da CEMIG Distribuição S/A, acerca das irregularidades constatadas nos autos;

9.3.2. analise as alegações constantes dos Embargos de Declaração, bem como do Pedido de Reexame interposto pela ANEEL, conjuntamente com os elementos trazidos aos autos mediante as oitivas de que trata o item anterior;

9.4. restituir os autos à SEFID;

9.5. dar ciência ao recorrente do teor desta deliberação

Diante da anulação do referido Acórdão nº 2.210/2008–Plenário, a Secretaria de Fiscalização de Desestatização (SEFID) promoveu tanto a oitiva da CELPE e da CEMIG Distribuição S/A, acerca das irregularidades constatadas nos autos, bem como procedeu nova análise das alegações constantes dos Embargos de Declaração e do Pedido de Reexame interposto pela ANEEL, conjuntamente com os elementos trazidos aos autos mediante as já referidas oitivas.

O resultado deste trabalho encontra-se refletido na Instrução Técnica emitida pela SEFID/TCU em 08 de julho de 2009, da qual cumpre destacar os seguintes trechos:

28. Portanto, **os problemas apontados pelo Acórdão nº 2.210/08-P não são função da simples aplicação da fórmula contratual do reajuste, são causados pela incapacidade do arcabouço metodológico de reposição tarifária (reajuste, revisão e CVA) em capturar distorções na receita, causando ganhos indevidos para a concessionária que deveriam ser repassados para o consumidor.**

(...)

33. **Realmente os contratos de concessão são atos jurídicos perfeitos e não há que se falar em ilegalidades destes instrumentos. A ilegalidade reside na forma como a Agência aplica os mecanismos de atualização tarifária previstos no contrato de concessão: revisão, reajuste e CVA.**

(...)

39. Conclui-se que **o equilíbrio econômico-financeiro não é alcançado pela mera aplicação da fórmula paramétrica de reajuste do contrato, mas com a utilização harmônica de todos os mecanismos de reposição tarifária existentes (reajuste,**

revisão e CVA); mecanismos que, atualmente, revelam-se ineficientes na manutenção deste equilíbrio, como já foi demonstrado por esta Unidade Técnica e reconhecido pela ANEEL.

(...)

45. Portanto, a falta de neutralidade da Parcela A, causada pelo arcabouço metodológico construído pela ANEEL, contraria as disposições do art. 14, IV, da Lei nº 9.427/96 e os princípios da modicidade tarifária e da eficiência positivados pelo art. 6º, § 1º da Lei nº 8.987/1995, deixando a Agencia sujeita a determinações do TCU.

(...)

48 Como já foi explicado, a metodologia do reajuste vai além da fórmula paramétrica existente nos contratos, envolvendo, de forma sistêmica, todos os mecanismos de atualização tarifária. Compete à ANEEL definir a melhor forma de corrigir o problema, que não necessariamente consiste em uma alteração unilateral do contrato, podendo, como a própria Agência propôs, ser realizado por meio de uma alteração da CVA.

49. Dessa forma, o TCU não determinou que a ANEEL alterasse, de forma unilateral, a cláusula de reajuste dos contratos de concessão, mas que corrigisse o problema identificado, a partir dos diversos instrumentos disponíveis no processo de reposição tarifária.

(...)

51. De acordo com o ente regulador, as análises presentes no processo administrativo nº 48500.00611/2007-08 (fl. 2 do Anexo 1) já haviam identificado as distorções da Parcela A, causadas pelo aumento da participação dos encargos setoriais na receita

das distribuidoras (fl. 47 do Anexo 3). Além disso, como será examinado adiante, também foi construída uma proposta para equacionar esse problema, por meio de alterações nas regras da CVA.

52. Apesar de as constatações e propostas da Agência irem ao encontro da solução do problema identificado, é preciso ressaltar a grave falha cometida pela ANEEL ao não revelar ao TCU, no momento oportuno, os estudos que conduzia.

53. Em inspeção realizada na ANEEL no dia 05 de março de 2008 (fls. 19-24), a equipe desta SEFID reuniu-se com os técnicos da Agência com o objetivo de sanar dúvidas sobre o processo de reajuste tarifário. Nesta oportunidade, foi perguntado se algum problema havia sido identificado na metodologia (fl. 22) e a resposta obtida foi negativa.

54. Ou seja, se o problema conhecido pela ANEEL desde 2007 tivesse sido revelado na referida inspeção, o encaminhamento desta fiscalização poderia ter sido diferente, poupando recursos do TCU e da Agência. Por não conhecer todos os fatos, foram gastos esforços desnecessários do Tribunal, na análise e julgamento deste processo.

55. **O ente regulador, ao não revelar a existência de estudos internos para solucionar o problema das distorções da Parcela A, quando devidamente questionada em uma inspeção, não atendeu o previsto no art. 42 da Lei nº 8.443/92, provocando significativo desperdício de tempo e de recursos desta Corte de Contas.**

(...)

62. A análise do referido processo revelou que a alteração na metodologia da CVA, proposta pela ANEEL, corrige o problema da “falta de neutralidade da Parcela A” e impede que

as concessionárias sejam indevidamente beneficiadas ou prejudicadas pelos impactos das variações do mercado em componentes não gerenciáveis de custo.

(...)

66. Portanto, entende-se que **o excessivo tempo transcorrido para manifestação conclusiva do MME acerca da alteração da metodologia da CVA, com as consequentes ações para emissão da referida Portaria Interministerial, prejudica a solução das distorções da Parcela A constatada nos autos, permitindo que as concessionárias continuem sendo remuneradas de forma irregular, em detrimento dos consumidores.**

93. Mais uma vez, ressalta-se que **o Acórdão nº 2.210/08-P não propôs a referida alteração contratual, tampouco outra interpretação de suas cláusulas. A decisão desta Corte de Contas, como já exaustivamente discutida, objetivou a, correta aplicação dos mecanismos contratuais de reposição tarifária.**

À vista de tais considerações, a Instrução Técnica da SEFID/TCU, de 08 de julho de 2009, apresenta a seguinte PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO:

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

I. com fundamento no art. 250, II, do Regimento Interno do TCU, no intuito de garantir o cumprimento das disposições do art. 14, IV, da Lei nº 9.427/96 e os princípios da modicidade tarifária e da eficiência positivados pelo art. 6º, § 1º da Lei nº 8.987/95, determinar:

a) ao Ministério de Minas e Energia - MME que, dentro de 30 dias, se manifeste de forma conclusiva sobre a proposta de alteração da

Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A — CVA, submetida pela ANEEL, por meio do Ofício nº 267/2008-DR/ANEEL, adotando, se for o caso, as medidas necessárias para emissão de nova Portaria Interministerial alterando a metodologia da CVA.

b) à Agência Nacional de Energia Elétrica que, caso o MME emita nova Portaria Interministerial alterando a metodologia da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A — CVA, tome as providências necessárias para sua imediata implementação, caso contrário, dentro de 180 dias, desenvolva formas alternativas para resolver o problema de falta de neutralidade da Parcela A, de acordo com suas competências estabelecidas nos artigos 2º e 3º da Lei nº 9.427/96;

c) ao Ministério de Minas e Energia e à Agência Nacional de Energia Elétrica que, na medida em que adotarem as determinações contidas nos itens “a” e “b”, informem os respectivos encaminhamentos e resultados ao TCU;

II. alertar à ANEEL que a omissão de informações aos técnicos do TCU contraria o art. 42 da Lei nº 8.443/92, podendo sujeitar os responsáveis às sanções previstas na legislação em pauta;

III. 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 de Pernambuco — CELPE e à EMIG Distribuição S/A;

IV. declarar integralmente atendida a presente solicitação, com fulcro no art. 14, IV, da Resolução - TCU nº 215/2008;

V. arquivar os presentes autos em consonância com o art. 169, IV, do RITCU.

Registre-se que, **até o momento, não se tem notícia de qual teria sido o encaminhamento dado pelo Tribunal de Contas da União – TCU à proposta** acima apresentada pela Instrução Técnica da SEFID/TCU, de 08 de julho de 2009.

3.6.2 Valores pagos indevidamente pelos consumidores

Conforme já relatado, a CPI, mediante seu Requerimento nº 106/2009, determinou à ANEEL a apresentação (vide item 2) de **planilha que demonstre o problema** de falta de neutralidade da Parcela A, contendo, em resumo, o levantamento completo por concessionária dos **valores adicionais pagos pelos consumidores devido à falta de neutralidade da Parcela A**.

Ocorre que a ANEEL, mediante o Ofício nº 241, de 2009-DR/ANEEL, de 20 de novembro de 2009, **não atendeu ao Requerimento acima mencionado, em clara tentativa de obstaculizar os trabalhos da CPI, fato que será apontado em ponto específico.**

Com efeito, a ANEEL limitou se a informar que “*com relação ao solicitado no item 2(a) do Requerimento, esclarecemos que tais informações estão sendo tratadas no âmbito do Requerimento nº 101/09 dessa Comissão Parlamentar de Inquérito que recomenda apuração de eventuais passivos relacionados à aplicação da metodologia de cálculo dos reajustes das tarifas de energia elétrica.*”

Ocorre que, ao contrário do que informado pela ANEEL, o Requerimento nº 101/09 desta Comissão Parlamentar não solicitou o levantamento completo (apuração) por concessionária dos valores

adicionais pagos pelos consumidores devido à falta de neutralidade da Parcela A, mas apenas e tão somente limitou-se a apresentar “*recomendação no sentido de que sejam adotadas, o mais rápido possível, os procedimentos necessários para corrigir o erro identificado na metodologia de cálculo dos reajustes anuais das tarifas de energia elétrica e para a devolução dos valores indevidamente recebidos pelas Distribuidoras, na forma do art. 42 do Código de Defesa do Consumidor.*”

Adotar, o mais rápido possível, os procedimentos necessários para corrigir o erro identificado, conforme recomendado pelo Requerimento nº 101/09 é procedimento diferente daquele determinado pelo Requerimento nº 106/2009, que determinou à ANEEL o levantamento completo por concessionária dos valores adicionais pagos pelos consumidores devido à falta de neutralidade da Parcela A.

Clara, portanto, a tentativa da ANEEL de obstaculizar os trabalhos desta Comissão Parlamentar de Inquérito – CPI, na medida em que: i) tergiversa quanto aos objetos dos citados requerimentos e ii) deixa assim de apresentar as informações de que efetivamente dispõe.

Tanto isso é verdade que, ainda em 15 de julho de 2009, a ANEEL já havia encaminhado ao Ministério de Minas e Energia, o Ofício nº 138/2009-DR/ANEEL, mediante o qual reitera “*a urgência de mitigar eventuais efeitos tarifários incompatíveis com o conceito de neutralidade da parcela ‘A’, na forma da minuta anexa ao Ofício nº 267/2008-DR/ANEEL, de 2008.*” e **apresenta o impacto a maior nos reajustes tarifários em razão da falta de neutralidade da Parcela A para algumas concessionárias de distribuição que passaram por**

reajuste neste ano de 2009 (vide seu item 4), o fazendo nos seguintes termos:

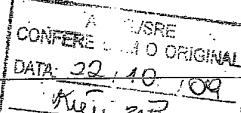
Documento Cópia - SICnet



Ofício nº. 138/2009-DR/ANEEL

Brasília, 15 de julho de 2009.

A Sua Excelência o Senhor
Edison Lobão
Ministro de Estado
Ministério de Minas e Energia – MME
Brasília - DF



Assunto: Proposta de adequação da Portaria Interministerial MF/MME nº 25/2002 para aperfeiçoamento dos procedimentos de cálculo dos reajustes e revisões tarifárias, referentes aos componentes financeiros externos ao seu cálculo econômico, com vistas à eficácia do princípio da neutralidade da "Parcela A".

Senhor Ministro,

Em 03 de novembro de 2008, por meio do Ofício nº 267/2008-DR/ANEEL, em anexo, submetemos à apreciação desse Ministério, proposta de alteração da Portaria Interministerial MF/MME nº 025 de 24 de janeiro de 2002, para aprimorar a metodologia de cálculo dos reajustes tarifários, visando mitigar eventuais efeitos tarifários incompatíveis com o conceito de neutralidade da "Parcela A".

2. Desde então, foram realizadas várias reuniões entre a Secretaria de Energia Elétrica desse Ministério e técnicos desta Agência, inclusive com a participação da CONJUR-MME e da PF-ANEEL. Em conclusão, no que se refere aos aspectos eminentemente técnicos e jurídicos da questão, cumpre ressaltar que as alterações propostas a Portaria Interministerial nº 25/2002 são perfeitamente viáveis.

3. Pretende-se com a proposta de alteração de portaria interministerial adequar os procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários, reforçando o princípio da neutralidade da Parcélia A nas tarifas de energia elétrica, o que "...traz significativa evolução ao ambiente regulatório do serviço público de concessão de distribuição de energia elétrica brasileiro, pois garante às distribuidoras que não haverá perda de remuneração decorrente de flutuações nos preços dos itens não gerenciáveis, e aos consumidores com o pagamento de uma tarifa justa, evitando incremento de ganhos indevidos à distribuidora que decorrem principalmente do crescimento de mercado" (Nota Técnica nº 274/2008 – SRE/ANEEL, fl. 66).

4. A seguir, apresenta-se o impacto a maior nos reajustes tarifários em razão da não alteração da metodologia de cálculo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA em algumas concessionárias de distribuição de energia elétrica que já passaram por reajuste neste ano de 2009.

48548-004-004/09
48514.000.328/2009-00

Documento Cópia - SICnet



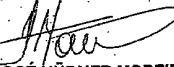
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Empresas	Ajuste - Portaria (R\$)	RA1 (R\$)	Impacto % - IRT 2009
CEMAT	40.982.909,67	1.521.995.752,29	2,69%
COELCE	49.863.493,14	2.127.559.511,48	2,34%
COPEL	90.439.798,75	4.743.097.414,04	1,91%
ELETROPAULO	174.147.821,99	9.267.081.825,62	1,88%
AES-SUL	26.756.577,93	1.757.504.145,79	1,52%
CEMIG	107.168.575,37	7.622.802.109,51	1,41%
RGE	28.831.322,54	2.101.546.550,67	1,37%
CPFL PAULISTA	70.873.467,66	5.270.941.794,91	1,34%
ENERSUL	10.321.563,55	984.311.657,95	1,05%
COELBA	32.008.062,95	3.505.105.948,60	0,91%

5. Os valores acima demonstram a materialidade da questão e motivam a proposta de alteração da Portaria Interministerial MF/MME nº 025, de 2002. O reajuste tarifário de 14,88% da Eletropaulo, publicado em julho de 2009, na hipótese da vigência da metodologia proposta, seria da ordem de 12,98%.

6. Dante da relevância da questão e seu significativo impacto nos cálculos tarifários, bem como a expectativa e interesse dos agentes envolvidos, dos órgãos de controle e da sociedade em geral, reiteramos a urgência de mitigar eventuais efeitos tarifários incompatíveis com o conceito de neutralidade da parcela "A", na forma dímina anexa ao Ofício nº 267/2008-DR/ANEEL, de 2008.

Respeitosamente,


NELSON JOSÉ HÜBNER MOREIRA

Diretor-Geral

Cc: Ministério da Fazenda - MF

Pela análise da Tabela apresentada no item 4 do Ofício nº 138/2009-DR/ANEEL, verifica-se que, em relação a um grupo de Distribuidoras responsáveis por aproximadamente **47% do mercado de distribuição** de energia elétrica no ano de 2008, **foi levantado que seus respectivos consumidores foram, em conjunto, onerados de forma injusta em cerca de R\$ 630 milhões.**

O teor do Ofício nº 138/2009-DR/ANEEL revela que é coerente a estimativa realizada pelo Tribunal de Contas da União – TCU, quando da realização da Auditoria acima mencionada. Naquela oportunidade, a SEFID/TCU consignou 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."*

3.6.3 A ausência de efetiva solução para o problema da falta de neutralidade na Parcela A – Prejuízos aos consumidores

A análise do histórico acima apresentado, permite verificar que a ANEEL tem conhecimento da distorção na metodologia de reajuste das tarifas a dois anos (desde 2007), tendo inclusive já instado o MME a alterar a Portaria Interministerial que disciplina a apuração do saldo da CVA, porém, o problema não foi solucionado até o momento.

Conforme visto acima, representante do MME chegou a sinalizar, em Audiência Pública nesta CPI, que nova Portaria Interministerial seria editada, visando eliminar os problemas metodológicos identificados.

Ocorre que só recentemente o Ministério de Minas e Energia – MME, mediante o Ofício nº 1957/2009/MME, de 29 de outubro de 2009, finalmente formalizou sua intenção de, em conformidade com Nota Técnica nº 51/2009-ASSEC, não alterar a referida Portaria Interministerial, argumentando que i) embora a publicação de nova Portaria tenha o condão de corrigir os problemas

metodológicos e resolver o problema, “*tal solução seria o primeiro precedente de interferência direta do Governo na gestão da regulação econômica de empresas do setor, aumento em muito a percepção de risco regulatório no Setor Elétrico Brasileiro.*” e ii) a ANEEL teria possibilidade, mediante adequada interpretação jurídica da Portaria Interministerial nº 025/2002, resolver, por si só, os problemas metodológicos identificados.

Ora, o primeiro argumento acima não corresponde á realidade dos fatos, haja vista que a já multicitada Portaria é claramente entendida como disciplinadora da política tarifária, sendo certo que a política tarifária é indubitavelmente matéria de competência do Poder Concedente, no caso representado pelo Ministério de Minas e Energia - MME. Acresce-se que a Portaria Interministerial que regulamenta a apuração do saldo da CVA já sofreu diversas alterações ao longo de sua história, não havendo registro de que tais alterações tenham sido apontadas como “*interferências*” no processo regulatório, nem que tenham aumentado a “*percepção de risco regulatório*”.

Já quanto ao segundo argumento, há que se registrar que a Procuradoria Federal na ANEEL, nos termos do Parecer nº 650/2008-PF/ANEEL, de 23 de outubro de 2008 e do Parecer nº 1.059/2009-PF/ANEEL, de 20 de outubro de 2009, não concorda com os argumentos jurídicos apresentados pela Assessoria Econômica do Ministério de Minas e Energia – MME, em sua Nota Técnica nº 51/2009-ASSEC.

Dessa forma, para a ANEEL a questão não é passível de mera solução hermenêutica, conforme sugerido pelo Ministério de Minas e Energia – MME, sendo, então, no entendimento da Agência, necessária a alteração dos respectivos Contratos de Concessão.

O certo é que, ao longo de todo este tempo, enquanto o MME e a ANEEL debatem qual a melhor forma de solução do problema (alteração da Portaria ou dos Contratos de Concessão), o problema – sobre o qual não há nenhuma dúvida – permanece presente e propiciando às Distribuidoras ganhos indevidos sobre a Parcela A, que deveria observar o princípio da neutralidade.

3.6.4 Penalidades pela recusa das distribuidoras em reparar o prejuízo dos consumidores.

As Distribuidoras têm a obrigação legal (art. 25 da Lei 8.987/95) e contratual (Cláusula 2^a, Subcláusula 15^a, item IV e Cláusula 5^a, item VI) de reparar os prejuízos causados aos consumidores na prestação dos serviços, **verbis**:

Lei nº 8.987, de 1995

Art. 25. Incumbe à concessionária a execução do serviço concedido, cabendo-lhe responder por todos os prejuízos causados ao poder concedente, aos usuários ou a terceiros, sem que a fiscalização exercida pelo órgão competente exclua ou atenue essa responsabilidade.

§ 1º Sem prejuízo da responsabilidade a que se refere este artigo, a concessionária poderá contratar com terceiros o desenvolvimento de atividades inerentes, acessórias ou complementares ao serviço concedido, bem como a implementação de projetos associados.

§ 2º Os contratos celebrados entre a concessionária e os terceiros a que se refere o parágrafo anterior reger-se-ão pelo direito privado, não se estabelecendo qualquer relação jurídica entre os terceiros e o poder concedente.

§ 3º A execução das atividades contratadas com terceiros pressupõe o cumprimento das normas regulamentares da modalidade do serviço concedido.

Contratos de Concessão

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 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;

.....

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.

CLÁUSULA QUINTA - OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA

.....

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;

A vista dos dispositivos legais, conclui-se que as Distribuidoras que se recusarem a assinar os Termos Aditivos para corrigir o problema do ganho indevido pela falta de neutralidade da Parcela A e a restituir os prejuízos dos usuários estarão descumprindo suas obrigações contratuais, o que sujeita-as a terem declarada a caducidade das suas concessões e a ficarem inabilitadas a participar das licitações para renovar as concessões ou dos processos de prorrogação.

A Lei nº 8.987, de 1995, determina no art. 3º que as concessões sujeitar-se-ão à fiscalização pelo poder concedente responsável pela delegação, com a cooperação dos usuários. Mais a frente, a norma esclarece no art. 6º o conceito jurídico e regulatório da exigência do “serviço adequado: “*§ 1º Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.*”

Ao definir os direitos dos usuários, a Lei nº 8.987, de 1995, determina, **verbis:**

Art. 7º. Sem prejuízo do disposto na Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990, são direitos e obrigações dos usuários:

I - receber serviço adequado;

(...)

IV - levar ao conhecimento do poder público e da concessionária as irregularidades de que tenham conhecimento, referentes ao serviço prestado;

V - comunicar às autoridades competentes os atos ilícitos praticados pela concessionária na prestação do serviço;

Os encargos das Distribuidoras estão fixados no art. 31 da Lei nº 8.987, de 1995, **verbis**:

Art. 31. Incumbe à concessionária:

I - prestar serviço adequado, na forma prevista nesta Lei, nas normas técnicas aplicáveis e no contrato;

(...)

III - prestar contas da gestão do serviço ao poder concedente e aos usuários, nos termos definidos no contrato;

IV - cumprir e fazer cumprir as normas do serviço e as cláusulas contratuais da concessão;

Foram promulgadas várias normas legais as quais, coerente com a Lei nº 8.987, de 1995, tratam do tema da proteção ao consumidor de energia elétrica, a saber:

Lei nº 9.478, de 1997.

Art. 1º As políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visarão aos seguintes objetivos:

(...)

III - proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;

Lei nº 10.848, de 2004.

Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus

consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do seu regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, deverá dispor sobre:

(...)

XI - mecanismos de proteção aos consumidores.

Decreto nº 2.335, de 1997.

Art. 14. As ações de proteção e defesa do consumidor de energia elétrica serão realizadas pela ANEEL, observado, no que couber, o disposto no Código de Proteção e Defesa do Consumidor, aprovado pela Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990, na Lei nº 8.987, de 1995, e nº Decreto nº 2.181, de 20 de março de 1997.

Parágrafo único. Objetivando o aperfeiçoamento de suas ações, a ANEEL articular-se-á com as entidades e os órgãos estatais e privados de proteção e defesa do consumidor.

O contrato de concessão nº 26/2000, celebrado entre a ANEEL e as Distribuidoras também obriga a empresa a respeitar e tratar com urbanidade e lealdade o consumidor de energia elétrica, senão vejamos:

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.

(...)

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 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.

(...)

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:

(...)

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;

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 Terceira - A Fiscalização técnica e comercial do serviço público de distribuição de energia elétrica abrangerá:

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;
- (...)
- VIII - a qualidade do atendimento comercial.

O art. 38 da Lei nº 8.987, de 1995, prevê o seguinte,
verbis:

Art. 38. A inexecução total ou parcial do contrato acarretará, a critério do poder concedente, a declaração de caducidade da concessão ou a aplicação das sanções contratuais, respeitadas as disposições deste artigo, do art. 27, e as normas convencionadas entre as partes.

§ 1º A caducidade da concessão poderá ser declarada pelo poder concedente quando:

I - o serviço estiver sendo prestado de forma inadequada ou deficiente, tendo por base as normas, critérios, indicadores e parâmetros definidores da qualidade do serviço;

II - a concessionária descumprir cláusulas contratuais ou disposições legais ou regulamentares concernentes à concessão;

Já o contrato das Distribuidoras estabelece, **verbis:**

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:

(...)

III - pela caducidade;

(...)

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.

A CPI das Tarifas de Energia Elétrica e a ANEEL concordam que a fórmula constante no contrato trouxe um prejuízo aos usuários do serviço de energia elétrica. Não importa o nome que se dê ao problema da metodologia de cálculo da Parcela B (erro de faturamento, falha, inadequação metodológica, erro de interpretação, cobrança indevida etc.) identificado pelo TCU e confirmado pela ANEEL e pelas Distribuidoras em audiência na CPI. É indiscutível que a fórmula prevista no contrato causou um dano patrimonial aos consumidores e que as Distribuidoras têm a obrigação legal de reparar o prejuízo causado porque:

1º) A Constituição Federal prevê que é objetiva (independente de culpa) a responsabilidade das concessionárias de

serviço público de reparar os prejuízos causados aos consumidores (art. 37, § 6º).

2º) Conforme o art. 25 da Lei nº 8.987, de 1995, é obrigação das Distribuidoras responder por todos os prejuízos causados aos usuários. O conceito legal de prejuízo engloba tanto o que o usuário perdeu como o que razoavelmente deixou de ganhar.

3º) O art. 884 do Código Civil estabelece que aquele que, sem justa causa, enriquecer à custa de outrem, será obrigado a restituir o indevidamente auferido, devidamente atualizado. Há comprovação de que as Distribuidoras receberam dos usuários dos serviços de energia elétrica valor além do que seria justo. Consequentemente, as concessionárias ficam legalmente obrigadas a restituir aos consumidores.

4º) O Código de Defesa do Consumidor (CDC) garante, como direito básico do usuário de energia elétrica, a efetiva prevenção e reparação de danos patrimoniais a ele causados pelas Distribuidoras (art.6º, inc. VI).

5º) Conforme o CDC, o consumidor cobrado em quantia indevida tem direito à reparação de seu prejuízo, acrescido de correção monetária e juros legais. (art. 42, parágrafo único)

6º) O contrato de concessão assegura o direito do usuário de energia elétrica de receber o ressarcimento dos danos patrimoniais que lhe sejam causados pela Distribuidora (Cláusula 2^a, Subcláusula 14^a, item IV e Cláusula 5^a, item VI).

Por todos esses motivos a ANEEL tem a obrigação legal de promover a reparação do prejuízo dos usuários, caso as Distribuidoras não se disponham a fazer por conta própria.

Face ao descumprimento das obrigações legais e contratuais a CPI recomenda que inicie-se o processo de declaração de caducidade da concessão, conforme previsto no art. 38 da Lei nº 8.987, de 1995, tendo em vista a inexecução parcial do contrato na parte referente ao relacionamento com os consumidores das Distribuidoras que se recusem a cumprir a obrigação legal e contratual de restituir o prejuízo causado.

A CPI recomenda, também, que as Distribuidoras que se recusem a cumprir a obrigação legal e contratual de restituir o prejuízo causado aos consumidores fiquem inabilitadas a participar das licitações para renovar as concessões.

3.7 Comparativo de tarifas no Brasil e em outros países

As tarifas de energia elétrica no Brasil estão entre as mais caras do mundo e são maiores que aquelas praticadas em diversos países desenvolvidos, como Estados Unidos, França e Espanha, embora se encontrem em patamares inferiores do que aqueles registrados na Itália e Irlanda.

Conforme veremos a seguir, as tarifas dos consumidores industriais foram as que mais subiram nos últimos anos, muito acima do IGP-M.

A tabela a seguir apresenta um comparativo das tarifas de energia elétrica no ano de 2007 e situa o Brasil como o terceiro mais caro

para os consumidores industriais e décimo mais caro para os consumidores residenciais.

Tarifas de Energia Elétrica (US\$/MWh) - 2007

Fonte: International Energy Agency (IEA) e ANEEL

Chama a atenção o fato de diversos países ricos terem tarifas bastante inferiores àquelas praticadas no Brasil. Consumidores industriais daqui pagam menos pela energia se comparados apenas a dois países (Itália e Irlanda) e têm tarifas 65% maiores que os alemães, 126% que os americanos e 160% que os franceses.

Já os consumidores residenciais encontram-se na média entre as maiores e as menores tarifas praticadas no mundo (cerca de 180 US\$/MWh), mas pagam mais caro que os espanhóis (12%), franceses (21%) e americanos (83%).

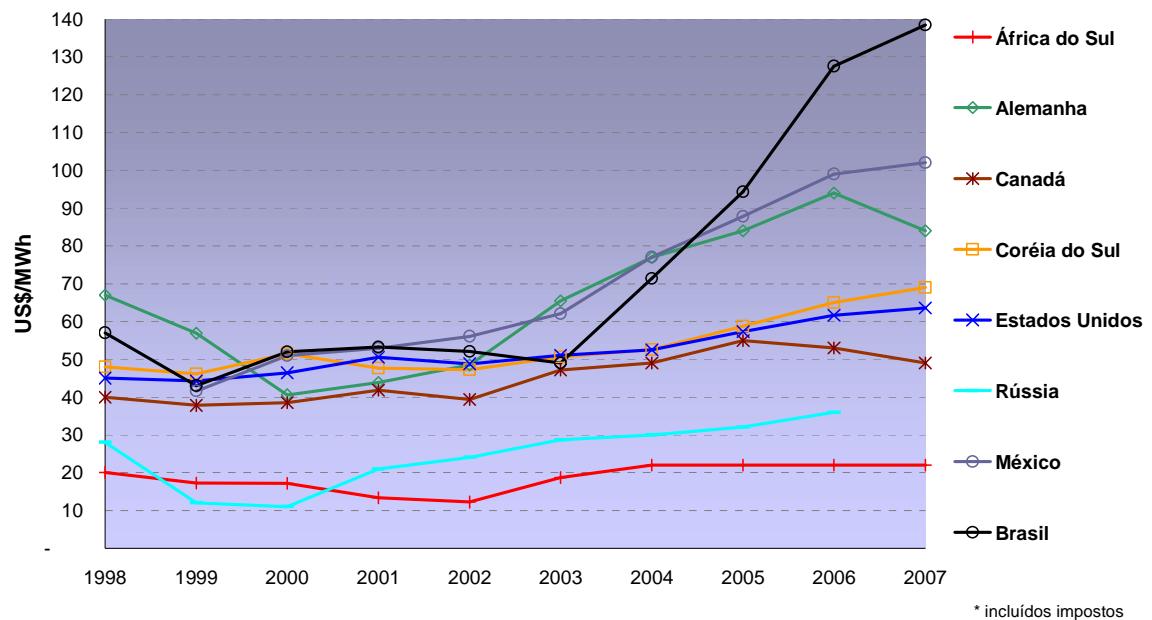
O Brasil em termos de tarifas de energia caminha na contramão do resto do mundo, pois suas fontes são majoritariamente de origem hidráulica (85%). A maioria dos outros países utiliza principalmente geração térmica, muito mais cara.

O gráfico a seguir mostra que as indústrias no Brasil até 2003 tinham razoável equivalência tarifária com diversos outros países. Foi a partir deste ano que a ANEEL deu início ao primeiro ciclo de revisão tarifária das concessionárias distribuidoras, processo pelo qual foram estabelecidos mecanismos para incentivar as concessionárias a reduzir custos e a ser mais eficientes na prestação dos serviços.

Assim, ganhos de produtividade obtidos pelas empresas durante o período tarifário deveriam ser compartilhados com os consumidores na revisão tarifária.

O gráfico, entretanto, mostra que o efeito acabou sendo contrário ao esperado.

EVOLUÇÃO DAS TARIFAS INDUSTRIAS *



Fonte: Energy Information Administration (EIA) e International Energy Agency (IEA)

Os reajustes realizados pela ANEEL nos últimos dez anos fizeram com que a tarifa dos consumidores residenciais duplicasse. Para os consumidores industriais, a tarifa ficou quatro vezes mais cara. Tudo isso sem considerar os impostos que incidem sobre as tarifas. O gráfico a seguir mostra a evolução das tarifas de energia elétrica para consumidores industriais e residenciais.

4 ASPECTOS REGULATÓRIOS

4.1 A atuação da ANEEL como agência reguladora e fiscalizadora

Nos próximos subitens serão apresentados e analisados alguns aspectos extremamente preocupantes, relacionados à atuação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL no desempenho de seu papel e funções de órgão regulador e fiscalizador do setor de energia elétrica.

4.1.1 O abandono do princípio da modicidade tarifária pela ANEEL

A Constituição Federal prevê que o serviço de fornecimento de energia elétrica é de natureza pública e essencial, regulado, portanto, pelas regras de Direito Público, que protegem o interesse da sociedade como um todo. O princípio da modicidade exige tarifas razoáveis de forma a respeitar a capacidade econômica dos usuários dos serviços públicos. Não existe modicidade de tarifas quando se aumenta arbitrariamente os lucros, via elevação abusiva das tarifas, inviabilizando o consumo. Tarifas elevadas dificultam o adimplemento por parte dos consumidores residenciais, principalmente os de baixa renda, o que acarreta a descontinuidade do serviço em virtude dos cortes, bem como impede o acesso de um maior número de consumidores a esse serviço. A modicidade das tarifas representa a possibilidade de acesso e efetiva utilização do serviço público de forma universal. Celso Antônio Bandeira de Mello escreve que se o Estado atribui tão assinalado relevo à atividade a que conferiu tal qualificação, por considerá-la importante para o conjunto de membros do corpo social, seria rematado dislate que os integrantes desta coletividade a que se destina devessem, para desfrutá-la,

pagar importâncias que os onerassem excessivamente - pior que isto - que os marginalizassem²¹.

O modelo brasileiro de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica estabeleceu um sistema tarifário pelo qual os serviços são regulados pelo preço, segundo regras econômicas cuja finalidade é incorporar à prestação do serviço a eficiência e a modicidade tarifária. A remuneração do capital investido na prestação do serviço não é pré-determinada, como ocorre no regime de custo do serviço. Antes, pode ser majorada como resultado da redução dos custos de operação, uma vez que os contratos prevêem mecanismos que procuram fazer as tarifas permanecerem constantes em termos reais.

Conforme estabelecido na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, as regras legais do regime tarifário dos contratos de concessão do serviço de distribuição de energia elétrica tem por finalidade precípua o aumento da eficiência e da qualidade na prestação do serviço, atendendo ao princípio da modicidade tarifária.

A modicidade indica um equilíbrio entre o custo da prestação do serviço e o lucro do distribuidor. A modicidade é representada por uma relação satisfatória entre as vantagens auferidas e as tarifas. Em última ratio corresponde à idéia de menor tarifa em face do custo e do menor custo em face da adequação do serviço. Na forma do art. 6º da Lei nº 8.987, de 1995, serviço adequado é aquele que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia e modicidade das tarifas.

²¹ MELLO, Celso Antônio Bandeira de. CURSO DE DIREITO ADMINISTRATIVO. Ed. Malheiros, 13ª ed., São Paulo-2001.

Contratualmente, a distribuidoras são obrigadas a obter a energia elétrica requerida pelos seus consumidores ao menor custo efetivo, dentre as alternativas disponíveis. O modelo instituído para a energia elétrica pressupõe que as distribuidoras atendam à obrigação contratual de preservar a modicidade das tarifas. Com efeito, o art. 10 da Lei nº 9.648, de 1998, proíbe expressamente o repasse dos custos de compra de energia elétrica para as tarifas aplicáveis aos consumidores finais²². De igual forma, o art. 3º da Estrutura Regimental da ANEEL, aprovada pelo Decreto nº 2.335, de 1997, determina que a Agência regule o mercado levando em conta a necessidade dos consumidores e o pleno acesso aos serviços de energia elétrica, criando condições para a modicidade das tarifas²³.

Citando apenas alguns exemplos de como o princípio da modicidade tarifária vem sendo descumprido pela ANEEL:

a) ELETROPAULO: em julho 2008 a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da empresa em 8,12%. Técnicos da FIPE estimam que o reajuste de 8,12% da distribuidora gerou um impacto de 0,35 ponto percentual, no acumulado anual do IPC-FIPE, e de 0,12

²² Art. 10. Passa a ser de livre negociação a compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados, observados os seguintes prazos e demais condições de transição: (...) § 2º Sem prejuízo do disposto no caput, a ANEEL deverá estabelecer critérios que limitem eventuais repasses do custo da compra de energia elétrica entre concessionários e autorizados para as tarifas de fornecimento aplicáveis aos consumidores finais não abrangidos pelo disposto nos arts. 12, inciso III, 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995, com vistas a garantir sua modicidade.

²³ 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: I - prevenção de potenciais conflitos, por meio de ações e canais que estabeleçam adequado relacionamento entre agentes do setor de energia elétrica e demais agentes da sociedade; II - regulação e fiscalização realizadas com o caráter de simplicidade e pautadas na livre concorrência entre os agentes, no atendimento às necessidades dos consumidores e no pleno acesso aos serviços de energia elétrica; III - adoção de critérios que evitem práticas anticompetitivas e de impedimento ao livre acesso aos sistemas elétricos; IV - criação de condições para a modicidade das tarifas, sem prejuízo da oferta e com ênfase na qualidade do serviço de energia elétrica;

ponto percentual, no IPCA-IBGE do ano. Segundo a FGV, o reajuste de 8,12% concedido pela ANEEL representou uma pressão de mais de 24% no IPC-S de São Paulo;

- b) CELPE: teve reajuste autorizado de 32,54%. Quando se examina os dados referentes aos últimos 7 anos constata-se que o aumento da energia elétrica para o consumidor final é quase o dobro da correção do IGPM e quase o triplo do IPCA;
- c) COELCE: acumulou até 2006 um percentual de 236,4%, com média anual de 16,37%, contra elevações de 134,51% do IGPM e 75,35% do IPCA, no mesmo período;
- d) CEMIG: entre 1995 e 2004, o reajuste da tarifa para consumo residencial foi de 377% e para o setor industrial foi de 239%. No mesmo período, o IGP-M foi 162% e o IPCA foi de 93%. Em 2004 a tarifa foi reajustada em 19,13%. Em 2005, 23,88%. Em 2006, 16,19% e em 2007, 9,43%. Apenas nos últimos sete anos os reajustes da CEMIG acumularam alta de 270%;
- e) COELBA: reajustou suas tarifas, no período 1995 a 2004, em 381%. No mesmo intervalo de tempo o IGP-M registrou variação de 209% e o IPCA de 136%. Os resultados financeiros da COELBA demonstram a consequência desses reajustes. Em 2004 o lucro líquido da empresa foi de R\$ 344,2 milhões, contra um lucro de

R\$ 165,7 milhões em 2003, o que demonstra um crescimento de 107,6%. No ano de 2007, a companhia obteve um lucro líquido de R\$ 647,4 milhões, 88% superior a 2004 e 19,8% superior ao exercício de 2006.

4.1.2 Da falta de fiscalização eficiente dos contratos a fim de evitar o desequilíbrio econômico-financeiro em favor das distribuidoras

A CPI encontrou indícios de que o princípio da manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão não vem sendo corretamente aplicado pela ANEEL quando das autorizações de reajustes anuais, revisões e reposicionamentos tarifários. Há indícios de que o modelo adotado pela Agência tem permitido às distribuidoras repassar sua ineficiência aos consumidores e aumentar sua lucratividade, muito além do razoável desequilibrando o contrato em favor das concessionárias, num caso claro de enriquecimento injusto.

O art. 9º da Lei nº 8.987, de 1995, prevê que o contrato de concessão deverá estabelecer a garantia da manutenção do equilíbrio econômico-financeiro e que havendo alteração o Estado deverá intervir para restabelecer a equação inicialmente firmada. Segundo o art. 10 da norma, sempre que forem atendidas as condições do contrato, considera-se mantido seu equilíbrio econômico-financeiro.²⁴ José Anacleto Abduch Santos assevera que a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do

²⁴ Art. 9º A tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta Lei, no edital e no contrato. (...) § 2º Os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro. § 3º Ressalvados os impostos sobre a renda, a criação, alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a apresentação da proposta, quando comprovado seu impacto, implicará a revisão da tarifa, para mais ou para menos, conforme o caso. § 4º Em havendo alteração unilateral do contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, o poder concedente deverá restabelecê-lo, concomitantemente à alteração.

contrato de concessão de serviço público constitui um objetivo legítimo da Administração no curso da execução contratual, de modo a assegurar as condições efetivas de continuidade do serviço concedido.²⁵

A obrigação de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão tem sede constitucional e é a única cláusula imutável da avença. O Estado pode alterar unilateralmente todo o contrato, substituindo índices e regras de reajuste e de fixação das tarifas. Só é intocável o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, em outras palavras, a relação que foi estabelecida pelas próprias partes contratantes no momento da conclusão do contrato, entre o conjunto de direitos das concessionárias e o conjunto de encargos que esta assumiu, eram equivalentes, não mais podendo ser alterada esta equivalência.

Os reajustes deveriam, em tese, evitar a corrosão inflacionária, ao passo que as revisões e reposicionamentos deveriam servir para manter o equilíbrio inicial do contrato, entre os custos e a remuneração da concessionária. A revisão da tarifa deveria levar em consideração a estrutura de custos e de mercado da concessionária; os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional e os estímulos à eficiência e à modicidade tarifária.

O inciso I do art. 15 da Lei nº 8.987, de 1995, elege o princípio da modicidade das tarifas como um dos critérios para o julgamento das licitações de concessão do serviço de distribuição de energia elétrica. Logo, é preciso investigar para verificar se permitiu que o preço inicialmente proposto e declarado vencedor, por atender ao princípio da modicidade, foi aviltado e aumentado sem base real, apenas

²⁵ Apud HARGER, Marcelo. *Curso de Direito Administrativo*, Ed. Forense, São Paulo, p. 46.

para incrementar o lucro das concessionárias, em clara burla ao princípio da licitação.

O principal indício do desequilíbrio é o preço exorbitante das tarifas e o alto grau de lucratividade das distribuidoras.

O Brasil é um dos maiores produtores mundiais de energia, com 403 TWh anuais, ou 2,2% do total produzido no mundo e o terceiro maior produtor hidrelétrico, com 11,3% do total da hidroeletricidade mundial. O sistema elétrico Brasileiro é um dos mais confiáveis e de mais baixo custo operacional e ambiental do mundo.

Em razão disso, no passado recente o preço da energia elétrica foi citado como uma vantagem competitiva do Brasil. Todavia, essa situação modificou-se radicalmente. O valor da energia elétrica tem pesado cada vez mais nas planilhas de custos das empresas e no bolso da população, sobretudo devido à ampliação do seu uso pelas camadas menos favorecidas e à sua crescente essencialidade na vida moderna.

De acordo com estudo publicado em abril/2009 pela Secretaria de Energia Elétrica, do Ministério das Minas e Energia, a tarifa de energia elétrica para a indústria no Brasil é mais cara do que na Suíça (16%), na Espanha (22%), nos EUA (74%) e na França (79%):

Brasil	Suíça	Espanha	EUA	França
R\$ 217,92	R\$ 188,00	R\$ 179,20	R\$ 125,00	R\$ 122,00

Fonte: Departamento de Gestão do Setor Elétrico/MME - R\$/MWh

Destaque-se que a geração de energia elétrica na Espanha é majoritariamente dependente de usinas termelétricas a combustíveis fósseis (petróleo e carvão) e na França a produção de energia é basicamente de usinas nucleares. Em qualquer dos casos o custo de

operação é bem maior do que a de países baseados em hidrelétricas, como o Brasil.

Nas tarifas residenciais ocorre o mesmo fenômeno. O brasileiro pagou em abril/2009 (R\$284,92) 39% a mais pela energia elétrica do que o consumidor residencial norte-americano (R\$205,40) e 162% a mais que o indiano (R\$ 108,60).

A Resenha Mensal de Mercado de Energia a Elétrica, divulgada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com dados apurados até maio/2009, demonstra que o consumo total de energia elétrica (nacional) caiu 4,4%, ficando em 31.209 GWh, quando comparado ao mesmo mês do ano anterior, em 32.630 GWh. Verificou-se, também, que continuou a ocorrer redução no consumo de energia na atividade industrial, certamente provocado pelos efeitos da crise financeira internacional. Apurou-se uma queda de 12,4%. Em maio/2009 a indústria brasileira demandou 13.221 GWh, enquanto que em maio/2008 o consumo foi de 15.087 GWh.

O modelo brasileiro de formação das tarifas de energia elétrica é uma autêntica “caixa-preta” e possui várias contradições que precisam ser esclarecidas. Um desses paradoxos é o fato de que as tarifas mais baixas são cobradas em áreas mais ricas, enquanto as regiões mais pobres convivem com os maiores preços do serviço. O Maranhão, por exemplo, tem a segunda menor renda per capita do Brasil, mas sua população paga a maior tarifa de energia dentre as 64 distribuidoras instaladas no país. A tarifa da CEMAR é 72% maior do que a da CEB, em Brasília, que tem o maior PIB per capita do país e onde a energia é a mais barata. Na comparação com os consumidores residenciais da

ELETROPAULO, maior distribuidora do país, a tarifa no Maranhão é 43% mais cara.

Em depoimento na CPI, no dia 25/08/2009, o Sr. Roberto Pereira D'Araújo, Consultor na Área de Energia, comparou as tarifas elétricas no Brasil com as do Canadá, que possui uma matriz energética semelhante à brasileira. O estudo do Sr. Roberto demonstra claramente que as tarifas brasileiras, sem impostos e sem os encargos setoriais, são mais altas do que as tarifas canadenses com impostos e que apesar do aumento da renda média brasileira a partir de 2002, as tarifas subiram muito além dos índices inflacionários, **verbis**:

O SR. ROBERTO PEREIRA D'ARAÚJO – (...) Eu vou citar um exemplo. Vou pegar o Canadá, porque o Canadá tem o sistema mais parecido com o brasileiro. Ele tem grandes reservatórios, grandes extensões de linha de transmissão. Ali há a cidade de Toronto, em Ontario, e a cidade Calgary, em Alberta. Essas duas províncias adotaram o sistema de mercado, adotaram o sistema competitivo. Inicialmente, elas tinham tarifas mais baixas, mas agora estão com tarifas mais altas. Outras províncias, por exemplo Montreal, continuam mantendo a sua produção com base numa empresa estatal, a Hydro-Québec, e não há nenhuma implantação de um sistema mercantil.

Outro exemplo é a cidade de Vancouver, na província de British Columbia, que também é uma empresa estatal. Eu coloquei ali como comparação, colocando a tarifa do Rio, da Light, com o preço de dólar canadense um pouco mais baixo do dólar americano, de 1,87, e a tarifa do Maranhão.

Então, os senhores podem comparar que nós estariámos pagando 16 centavos de dólar canadense, enquanto a província de Toronto paga 11. Nós, sem impostos, e aqui já aparece o problema da desequalização tarifária, em que o Maranhão paga 22 centavos de dólar canadense.

Eu trouxe um exemplo concreto. Eu trouxe uma conta de uma pessoa que mora na Capital do Canadá, mora na cidade de Ottawa, e ela paga exatamente o que estava escrito ali na tabela: 11 centavos de dólar por quilowatt. Isso traduzindo para o Brasil dá 20 centavos de reais por megawatt/hora.

A conta a seguir é a minha própria, do Rio de Janeiro. Eu pago o dobro do que paga um morador de Ontario e 3 vezes o que paga um morador de Montreal. Muitos dizem que isso seria, por exemplo, devido ao fato de que o custo do dinheiro no Canadá é muito mais baixo do que no Brasil. Mas — meu Deus do céu! — é o dobro e 3 vezes mais. Há alguma coisa esquisita aí. Trazendo a tarifa de Ontario, que não é a mais barata do Canadá, junto com as tarifas brasileiras.

Essas são as tarifas dos Estados brasileiros e ali do lado está a tarifa de Ontario. Há um discurso de que o problema do Brasil é que os impostos são muito caros. Aqui estão marcados os impostos por Estado. Nós vamos retirar os impostos. E aí está a situação sem impostos: parecida com a tarifa de Ontario só a tarifa de Brasília. E a tarifa de Brasília está sem impostos, e a tarifa de Ontario tem impostos. (...)

E a residencial está bem acima da inflação. Essa aqui é a renda média, um dado do IBGE, da população acima de 10 anos. Reparem que o Brasil teve uma recuperação na renda média.

Depois de 2002, houve uma melhoria da renda média, mas se pegar esse dado e dividir pelo preço do quilowatt/hora, como se cada pessoa que ganhasse salário fosse comprar tudo em quilowatt/hora, ele cai. Ou seja, inicialmente, nós podíamos comprar quase 7 mil quilowatts/hora e hoje nós temos dinheiro apenas para comprar 3 mil quilowatts/hora.

A pergunta é: o que teria acontecido para que o Brasil tivesse essa eletricidade tão cara? Na minha opinião é o seguinte: primeiro, mesmo sob estabilidade monetária, nós temos indexação nos contratos de concessão. A parcela B, que é a dos gastos com pessoal, gastos com manutenção, remuneração de capital, é corrigida pelo IGP-M. Tivemos uma redução do mercado no pós-racionamento, pelo fato de nós termos consumido menos energia no racionamento, nós diminuímos a receita das distribuidoras. Se diminuímos a receita das distribuidoras, a ANEEL, pela lei, aumenta a tarifa mais para compensar. Eu vou mostrar esses dados aqui. Tivemos a permissão de autossuprimento, totalmente contrária à competição.

No Brasil, adotou-se um princípio de que era possível que as empresas distribuidoras pudessem se autossuprir em até 30% do seu mercado. Então, nós temos descontratação de valores muito mais baixos e a contratação de valores mais caros. Temos uma adoção de modelo mercantil que exigiu uma complexa indexação. Se aqui mostrar qual é a base do modelo mercantil, muitos não vão entender, porque são fórmulas extremamente complicadas. Houve aumento de custos e encargos associados à configuração do modelo. Essa é uma questão que vejo poucos falarem. Para se implantar um modelo, pensou-se implantar uma série de encargos, uma série de custos que não existiam antes. Isso daí trouxe o aumento.

Só para seguir essas razões do aumento, esse aqui é o dado da diferença entre IGP-M e IPCA de 1996 em diante. Então, até 1999, quando 1 real valia 1 dólar, estava tudo bem. Depois houve a desvalorização do real, acumulado de diferencial entre a inflação e o IGP-M, quase 40% — aliás, mais de 40%.

O gráfico seguinte é o nosso comportamento depois do racionamento. O mercado caiu, mais ou menos, 15% abaixo da tendência anterior. Portanto, houve uma frustração de receita do setor elétrico compensada por aumentos tarifários.

Os aumentos tarifários foram muito grandes no ano de 2003. Em 2003, houve uma compensação pela queda de mercado. Ali está a correção tarifária em decorrência da revisão, feita em 2003, em 2004 e 2005 — dados do DIEESE.

A descontratação, que o Pinguelli citou, mais a autocontratação chamada self dealing, substituiu contratos da ordem de 70%, 60% por contratos da ordem de 140%, com aumento de 170%, 155%. Isso foi permitido, tudo legítimo, tudo legal, mas completamente contrário à modicidade tarifária. (...)

Portanto, dentro desses 11%, se nós pudéssemos expurgar tudo da tarifa brasileira, além dos impostos, expurgássemos todos encargos, 11%... Entrem naquela tabela lá da comparação brasileira com os Estados Unidos e com o Canadá que nós ainda teríamos a tarifa muito alta.

Então, eu lembro o seguinte: esses países, esses sistemas têm encargos também. Esses países, esses sistemas têm impostos também. Eles não são tão altos quanto os brasileiros, mas não é possível que imaginemos que a tarifa brasileira expurgada de todos

os encargos e todos impostos ainda tivesse o preço acima dos seus similares, que são o Canadá principalmente.

Quanto ao alto grau de rentabilidade das distribuidoras brasileiras, o Sr. Roberto D'Araújo citou o caso da AES, que obteve rentabilidade de 102% sobre o patrimônio líquido, **verbis**:

Agora, apesar de tudo isso, essa é a rentabilidade sobre o patrimônio líquido das nossas distribuidoras. Eu até vi uma apresentação do Instituto Acende Brasil sobre a rentabilidade. Ele usou um índice muito discutível; ele usou o índice chamado de Valor Adicionado Econômico. Nesse índice, o capital é valorizado pelo custo de oportunidade, ou seja, como seu eu tivesse aquele capital e eu pudesse, por exemplo, aplicar nos títulos do Governo. Se eu fizer isso, realmente a remuneração cai muito. Se eu fizer a remuneração pelo patrimônio líquido... Nós estamos com uma remuneração das distribuidoras muito alto. Tem uma ideia ali, por exemplo, que a AES Tietê tem 102% de remuneração. Isso aqui inclusive vocês podem obter de qualquer site de análise de fundamentos de ações das empresas do setor que vocês vão ver isso aí.

Na mesma linha, o depoimento dos Senhores RONALDO DA SILVA DE ABREU e GUSTAVO ANTÔNIO GALVÃO DOS SANTOS, autores do artigo “Por que as tarifas foram para os céus? Propostas para o setor elétrico brasileiro”, publicado na Revista do BNDES, na audiência pública de 11/08/2009, informa que as distribuidoras obtiveram rentabilidade média sobre o patrimônio líquido de 32%, superior à taxa de rentabilidade dos bancos, enquanto nos países desenvolvidos situa-se entre 5% a 10%, **verbis**:

O SR. GUSTAVO ANTÔNIO GALVÃO DOS SANTOS - Privatização e elevada rentabilidade. Aqui é a evolução do lucro de apenas algumas empresas. Em 95, observamos que o lucro não chega nem a 500 milhões; em 2006, o lucro ultrapassa 5 bilhões. Houve um prejuízo, em 2002, decorrente, acho, em boa parte, da desvalorização do câmbio, porque, na época, as empresas tinham bastante dívida em dólar, e, a partir de 2003, elas foram reduzindo a sua dívida em dólar. Aqui é a rentabilidade das empresas de geração e distribuição e transmissão de energia a partir dos 12 meses anteriores a julho de 2007. Observem que a média das 17 maiores, das 17 mais lucrativas, tem uma média de rentabilidade de 32%. Eu acho que ela é superior à taxa de rentabilidade dos bancos. É uma taxa de lucro realmente muito grande. Nos países desenvolvidos, eu acho que está entre 5% a 10%, no máximo. Eu não tenho dado mais recente, dei uma olhada rápida, mas parece que a rentabilidade não caiu. Eu acho até que aumentou.

Outro fato que comprova a falta de fiscalização do equilíbrio econômico-financeiro é o caso da Companhia Energética de Pernambuco (CELPE). Quando se examina os dados referentes aos últimos 7 anos constata-se que o aumento da energia elétrica para o consumidor final é quase o dobro da correção do IGPM e quase o triplo do IPCA.

Ao se examinar o crescimento do lucro líquido da empresa constata-se um aumento de aproximadamente 4.000% no período de 2002 a 2008, em razão do alto valor das tarifas. Em 2002, o lucro líquido da CELPE foi de 12,8 milhões. Em 2008, o lucro líquido foi de 466,3 milhões, conforme se observa abaixo:

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Lucro Líquido R\$ (milhões)	12.883	97.882	76.687	134.849	217.799	311.526	466.313

Fonte: www.celpe.com.br

Examinem-se, também os seguintes casos:

- a) ELETROPAULO: em julho 2008 a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da empresa em 8,12%. Técnicos da FIPE estimam que o reajuste de 8,12% da distribuidora gerou um impacto de 0,35 ponto percentual, no acumulado anual do IPC-FIPE, e de 0,12 ponto percentual, no IPCA-IBGE do ano. Segundo a FGV, o reajuste de 8,12% concedido pela ANEEL representou uma pressão de mais de 24% no IPC-S de São Paulo;
- b) COELCE: acumulou até 2006 um percentual de 236,4%, com média anual de 16,37%, contra elevações de 134,51% do IGPM e 75,35% do IPCA, no mesmo período;
- c) CEMIG: entre 1995 e 2004, o reajuste da tarifa para consumo residencial foi de 377% e para o setor industrial foi de 239%. No mesmo período, o IGP-M foi 162% e o IPCA foi de 93%. Em 2004 a tarifa foi reajustada em 19,13%. Em 2005, 23,88%. Em 2006, 16,19% e em 2007, 9,43%. Apenas nos últimos sete anos os reajustes da CEMIG acumularam alta de 270%;
- d) COELBA: reajustou suas tarifas, no período 1995 a 2004, em 381%. No mesmo intervalo de tempo o IGP-M registrou variação de 209% e o IPCA de 136%. Os resultados financeiros da COELBA demonstram a consequência desses reajustes. Em 2004 o lucro líquido

da empresa foi de R\$ 344,2 milhões, contra um lucro de R\$ 165,7 milhões em 2003, o que demonstra um crescimento de 107,6%. No ano de 2007, a companhia obteve um lucro líquido de R\$ 647,4 milhões, 88% superior a 2004 e 19,8% superior ao exercício de 2006.

Ao ser indagado na audiência pública do dia 16/9/2009, o Sr. Jerson Kelman, ex-Diretor-Geral da ANEEL, disse que a ANEEL não tem interesse nos balanços das empresas, porque “isso não faz parte da metodologia que a ANEEL usa para fixar tarifa”, *verbis*:

Bem, a última, sobre rentabilidade, distribuidoras, lucros abusivos. Eu lhe confesso, Deputado, que eu tenho pessoalmente pouco interesse pelos aspectos financeiros. As empresas de energia elétrica carregam as peculiaridades da empresa, não da concessão em si. Há uma distinção conceitual entre a empresa e a concessão. Por exemplo, a empresa pode ter feito um empréstimo em dólares, só para dar um exemplo. E aí o dólar subiu ou baixou, e ela teve um resultado bom ou mal, mas que nada tem a ver com a prestação do serviço. O que nós na ANEEL fazíamos, quando eu estava na ANEEL, e que a ANEEL faz ainda hoje, é uma comparação. E o senhor sabe bem, porque isso já foi explicado aqui pelo Dr. Nelson Hubner, que me sucedeu na direção da ANEEL: é uma comparação não com uma empresa real e sim com uma empresa de referência. De forma que há empresas que ganham e há empresas que perdem. Eu não acompanho, não acompanhei e não acompanho hoje, não tenho pessoal interesse nos balanços das empresas, porque isso não faz parte da metodologia que a ANEEL usa para fixar tarifa.

No entanto, o mesmo Sr. Jerson Kelman, quando Diretor-Geral da ANEEL, declarou em entrevista publicada na Revista Mundo Corporativo, editada pela Deloitte, ano 5 - nº 15 - 1º trimestre/2007, que

quando há lucro exacerbado é porque o consumidor está sendo lesado, **verbis:**

“A revisão tarifária calcula qual deve ser a receita das distribuidoras para que possam manter um serviço de qualidade”, explica o diretor-geral da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Jerson Kelman. “Se as distribuidoras apresentam prejuízo, não haverá investimento capaz de garantir a manutenção de um bom atendimento à população. Se há lucro exacerbado, então se está onerando o consumidor”, acrescenta.

Outro elemento que reforça o entendimento de que a atuação da ANEEL permitiu o desequilíbrio dos contratos de concessão em favor das Distribuidoras é a comparação do crescimento das tarifas de energia elétrica, do lucro líquido das distribuidoras e do IPCA e IGP-M, principais índices de correção, para verificar se o lucro líquido cresceu em razão da eficiência operacional das concessionárias ou deveu-se aos índices de reajuste autorizados pela ANEEL.

A CPI identificou que o valor das tarifas de energia elétrica quintuplicou, desde o ano de 1995. Ficou claro nos depoimentos e nos dados coletados que a evolução dos preços da energia elétrica dos consumidores cativos não pode ser explicada por qualquer dos componentes tradicionais de seu custo. Verificou-se que a tarifa distanciou-se em muito do IPCA e do IGP-M. No depoimento dos Srs. RONALDO DA SILVA DE ABREU e GUSTAVO ANTÔNIO GALVÃO DOS SANTOS, na audiência pública de 11/08/2009, obteve-se a informação de que de 1995 a 2007 o IPCA aumentou 164% e o IGP-M, 236% e que mesmo as mudanças de câmbio não podem ter dado causa ao aumento de 400% nas tarifas de energia elétrica. Isso se explica

porque o IGP-M, mais sensível ao câmbio que o IPCA e qualquer outro índice de inflação brasileiro oficial, não segue a trajetória das tarifas. Assim, apesar da indexação contratual de parte dos componentes da tarifa ao IGP-M, o preço da energia elétrica para o consumidor cresceu muito mais do que o índice calculado pela Fundação Getúlio Vargas. Para os depoentes, a relação mais forte é inversa: foram os aumentos das tarifas de energia que agravaram os índices de inflação no período. Também ficou patente que as tarifas aumentam significativamente mais do que a renda do trabalhador, demonstrando que seu peso é crescente na cesta de consumo. Os depoentes também demonstraram que o aumento vertiginoso das tarifas não pode ser explicado pelos impostos ou pelos encargos, **verbis**:

Esse gráfico mostra a evolução das tarifas de energia desde janeiro de 1995. Com a Base 100, você vê como a tarifa, esse nível mais alto aqui, chegou ao aumento de quase 400% até o final de 2007, onde vai nosso trabalho. Tenho que lembrar que esse trabalho foi publicado em junho de 2008 e foi escrito em janeiro de 2008, com dados de 2008 e 2007. Como vocês veem, a tarifa de energia aumentou 400% desde 1995. O IGP-M, que é um índice que reajusta as tarifas, aumentou 236%; o IPCA, que é o cálculo de inflação mais usado no Brasil, aumentou 164%; e o rendimento nominal do trabalho aumentou 72% até 2006. São os dados que temos. Aqui é uma comparação internacional. Tenho que frisar que esses dados são de 2007, para o nível internacional; de janeiro de 2008 para o nível Brasil, mas o dólar é de maio de 2008, que é 1,75 — é até próximo do dólar atual, que, na semana passada, chegou a 1,80. Então, esse está um pouco desatualizado. Como vocês podem ver... Está um pouco embacado. A primeira... Antes vou falar o seguinte: como são calculadas essas tarifas aqui? Tem 3 tarifas: uma tarifa média, uma tarifa industrial e uma tarifa em residência,

em vários países. A tarifa média é um cálculo feito da seguinte maneira: a gente supôs que a tarifa industrial, em média dos países, o consumo industrial seria aproximadamente 60% do consumo residencial, 40%. Com esses 2 valores, a gente calculou a tarifa média. A tarifa média, no ano passado, com o dólar de maio de 2008, o Brasil teria as maiores tarifas médias do mundo. O segundo seria a Itália, o terceiro seria o Brasil, desconsiderando impostos e encargos; o quarto seria Dinamarca; o quinto seria Reino Unido, Portugal etc. — comparação internacional. Agora, vamos à comparação internacional da variação das tarifas. Aqui em azul, seria a variação da tarifa no Brasil desde 1995, em dólar, que seria quase 180%. Essa variação média é de 1998 a 2007. O Brasil, de 1998 a 2007, essa amarela aqui, que é mais de 80% de variação. Uma coisa que é interessante notar é que o Brasil tem uma matriz hidroelétrica. E, de 1998 a 2007, o petróleo aumentou 550%. Portanto, não podemos explicar. Os outros países tiveram aumento, em grande parte, aumento do petróleo, mas não é o caso do Brasil, porque nosso sistema é hidroelétrico. Aqui temos a produtividade dos sistemas hidroelétricos no mundo. Vê-se que o Brasil tem a segunda melhor produtividade, logo abaixo do Canadá. O Canadá é 58%, e o Brasil 57%. Ou seja, nosso sistema hidroelétrico é muito eficiente. Agora, comparando apenas países de bases de hidroelétrica, o Brasil, Noruega e Canadá. Para o dólar de maio de 2008, com a tarifa que é medida... Nós medimos as tarifas... Foi a média entre Light, no Rio de Janeiro, CEMIG, em Belo Horizonte, e ELETROPAULO, em São Paulo, que a gente supôs como sendo uma média razoável das tarifas no Brasil. A tarifa é extremamente superior às tarifas de outros países com o mesmo sistema de geração de energia, hidráulica. Vários autores sugerem que a tarifa no Brasil é alta em decorrência dos impostos e dos encargos setoriais. Como a gente vê, apesar de a tarifa ter aumentado 400% desde 1995, no caso do ICMS, no Rio de Janeiro, que a gente pegou como exemplo, de 1996 a 1997, o ICMS até 300

quilowatts por residência, quilowatts/hora, o semestre não aumentou. O semestre aumentou apenas para 25%, quando a residência é acima de 300 quilowatts/hora, sendo que o consumo médio nacional por residência, calculado pelo Ministério de Minas e Energia, é apenas de 145 quilowatts/hora em 2005. Portanto, o impacto do ICMS na tarifa foi muito pequeno. Aqui, estamos vendo qual foi o impacto do PIS e da COFINS. A alíquota até 2002, alíquota efetiva do PIS era 0,65% e da COFINS era 3%. Após 2002, a tarifa passou para 5,55%, ou seja, não foi um aumento muito significativo. Aqui tem os encargos setoriais. Os encargos setoriais são muitos. Eles de fato aumentaram entre 1998 e 2004. Estes são alguns encargos setoriais: conta de consumo de combustível, encargo de capacidade emergencial, conta de desenvolvimento energético, compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, custeio do ONS, taxa de fiscalização de serviço de energia elétrica e cota da reserva global de reversão. A maioria desses encargos foram criados ou aumentados a partir da privatização do setor. Em 1998, havia 6 encargos setoriais, cujas alíquotas eram de 3,60%. Em 2004, foram criados mais 2 novos encargos, outros foram aumentados. O total dos encargos setoriais chegou a 10,83%. É importante frisar que a maioria dos encargos setoriais foram criados e aumentados exatamente para custear o sistema privatizado, porque eles não eram necessários no modelo anterior. Aqui, a gente faz uma comparação para ver o impacto dos encargos na tarifa, desde 1995. Você vê, na primeira curva acima, o aumento efetivo das tarifas. Na segunda curva, é o aumento das tarifas, sem os cargos. Ou seja, é uma diferença pequena, de quase 400% para 350%. Continuam sendo aumentos muito grandes.

O desequilíbrio em favor das Distribuidoras foi também identificado pelo Tribunal de Contas da União (TCU). Por meio do Requerimento nº 36/2007 a Comissão de Defesa do Consumidor da

Câmara dos Deputados encaminhou ao TCU pedido de realização de auditoria nos processos de reajuste tarifário da CELPE, no período de 2002 a 2007. A Corte de contas proferiu o Acórdão n.º 2210/2008 – Plenário, no processo n.º TC 021.975/2007-0, no qual determinou à ANEEL com fulcro no inciso I do art. 14 da Lei nº 9.427, de 1996, e no § 1º do art. 6º da Lei nº 8.987, de 1995, que, verbis:

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

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

9.1.1.2. os ganhos de escala, decorrentes do aumento da demanda, não são repassados para o consumidor, provocando o desequilíbrio econômico-financeiro do contrato;

9.1.2. apresente ao TCU, no prazo de 60 (sessenta) dias, um cronograma de implementação dos ajustes metodológicos referidos no subitem 9.1;

9.1.3. avalie o impacto, no equilíbrio econômico-financeiro do contrato, da metodologia utilizada nos reajustes da CELPE desde o início da concessão até a presente data;

9.1.4. apresente ao TCU, no prazo de 60 (sessenta) dias, a avaliação referida no item 9.1.3;

9.1.5. estenda os ajustes metodológicos que vierem a ser feitos no contrato da CELPE às demais empresas concessionárias de energia elétrica do país;

Ao analisar a metodologia da ANEEL, o TCU observou que:

- 1) a Agência vem autorizando reajustes ilegais que contrariam os princípios da razoabilidade e da modicidade tarifária;
- 2) a assunção pelo órgão regulador dos valores e interesses do regulado, como se fossem os interesses gerais da coletividade; e
- 3) a ANEEL tem permitido às empresas repassar sua ineficiência aos consumidores e aumentar sua lucratividade, desequilibrando os contratos em favor das concessionárias. Denúncias essas que fiz também a Vossa Excelência por meio de ofício encaminhado em março de 2008.

Com efeito, a auditoria concluiu que a metodologia utilizada pela ANEEL, para calcular o reajuste da CELPE e das demais empresas distribuidoras de energia elétrica, remunera ilegalmente as concessionárias em detrimento do interesse público, gerando prejuízos de pelo menos 1 bilhão de reais ao ano aos consumidores, **verbis**:

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 constado 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.

Assim, diante das evidências verificou-se que há desequilíbrio em favor das concessionárias, decorrente do aumento artificial na margem de lucro das distribuidoras de energia elétrica.

A ANEEL não exerceu seu poder/dever legal de manter o equilíbrio econômico-financeiro inicialmente pactuado dos contratos de concessão das Distribuidoras. Com efeito, além das regras legais, os contratos de concessão prevêem que a Agência poderá, a qualquer tempo, proceder à revisão das tarifas, visando a manter o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos, sem prejuízo dos reajustes e revisões. A omissão do Órgão aconteceu, provavelmente, porque ocorreu a captura da Agência pelo mercado.

É preciso obrigar a ANEEL a cumprir seu papel legal. Se as tarifas continuarem a crescer nos próximos anos na proporção até agora verificada corremos o risco de inviabilizar a indústria e sufocar o trabalhador brasileiro pelo crescente peso da energia elétrica no orçamento familiar. Apenas para se dar uma idéia do problema, simulou-se abaixo o aumento da conta de luz de um trabalhador:

Classe de consumo	2006	2011	2016
Residencial	R\$ 50,00	R\$ 97,54	R\$ 190,30

*Projeção do valor de uma conta de luz residencial de R\$ 50,00, de acordo com o estudo publicado na Revista do BNDES - crescimento médio anual de 14%.

Esse efeito negativo já pode ser claramente identificado. Segundo divulgou o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), a produção da indústria brasileira caiu 13,4% no primeiro semestre de 2009, na comparação com o ano anterior. É o pior desempenho desde 1975, quando teve início a série histórica do órgão.

No tocante à inflação, a pesquisa semanal Focus divulgada hoje pelo Banco Central, informou que o mercado financeiro reduziu a expectativa para o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) em 2009 de 4,53% para 4,50%. Na mesma pesquisa, a estimativa para o IPCA em 2010 passou de 4,40% para 4,35%.

Interessante observar a informações divulgada pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) sobre o comportamento da inflação medida pelo Índice de Preços ao Consumidor e Semanal (IPC-S). Segundo a FGV a inflação acelerou em julho frente a junho e, entre os fatores individuais, a principal pressão inflacionária foi justamente o aumento da tarifa de eletricidade residencial.

4.1.3 O reajuste da energia elétrica e a inflação

No dia 1º/7/2008 a ANEEL anunciou que as tarifas de energia elétrica da Eletropaulo seriam reajustadas, em média, em 8,12%. Para autorizar um reajuste dessa magnitude, a ANEEL utilizou como uma das justificativas a escalada da inflação nos últimos 12 meses, que teria atingido 13,44% no período de julho/2007 a junho/2008, calculado pelo IGP-M. Segundo declarações de técnicos da própria ANEEL, do total de 8,12%, o IGP-M representou 2,65 pontos percentuais do reajuste total.

O que a ANEEL deixou de dizer é que os reajustes das tarifas de energia elétrica autorizados pelo órgão ao longo dos anos tem grande parcela de responsabilidade no aumento da inflação que hoje experimentamos.

Conforme o Conselho Federal de Economia, o Brasil acumulou inflação de julho/1994 a maio/2008 de 210,51%. Enquanto isso, a energia elétrica aumentou na média mais de 350%.

Para a organização não governamental Ilumina (Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Energético) desde que o atual modelo tarifário foi implantado, em 1998, o aumento anual médio das tarifas foi de 16,37%, atingindo o percentual global de 236,4% até 2006. Em contrapartida, no mesmo período, a elevação do IGP-M da Fundação Getúlio Vargas (FGV) foi de 131,51%, que corrige parte dos custos das distribuidoras de energia, e o IPCA do IBGE, que mede a inflação oficial no Brasil, foi de 75,35%.

A energia elétrica, em geral, representa 3,7% do IPCA, e, por isto, tem um peso muito forte no cálculo do índice. Para se ter uma

idéia da importância da energia elétrica no cálculo do IPCA, basta observar que no levantamento do índice do mês de maio/2008, que atingiu 0,79%, o custo da água e esgoto teve peso 1,61%, a tarifa do ônibus urbano peso 3,77%, o preço da gasolina peso 4,31%, o gás de bujão peso 1,13%, os remédios peso 2,87% e o preço dos planos de saúde peso 3,37%. Logo, é indiscutível que o IPCA teve sua trajetória bastante alterada pelos reajustes autorizados pela ANEEL.

Técnicos da FIPE estimam que o reajuste de 8,12% da Eletropaulo vai gerar um impacto de 0,35 ponto percentual, no acumulado anual do IPC-FIPE, e de 0,12 ponto percentual, no IPCA-IBGE do ano. O efeito prático deverá ser sentido no orçamento das famílias a partir de agosto quando o IPC-FIPE deverá acumular elevação de 4,02% no mês.

Segundo a Fundação Getúlio Vargas, apesar de a inflação ter registrado recuo em seis das sete capitais analisadas no IPC-S (Índice de Preços ao Consumidor - Semanal) em junho, a tendência é de que ela volte a acelerar, impulsionada pelos alimentos e pelos preços de habitação, que inclui o preço da energia elétrica. Para a FGV, o reajuste de 8,12% concedido pela ANEEL representa uma pressão de mais de 24% no IPC-S de São Paulo.

Os índices apontam para uma piora do quadro inflacionário no país. De fato, depois de encerrar o ano de 2007 com uma inflação acumulada de 4,5%, o IPCA veio acelerando ao longo dos meses, de modo que em maio, no acumulado em 12 meses, já registrava alta de 5,6%.

O Relatório da Inflação do mês de junho do Banco Central revelam que as projeções do Banco Central para a inflação não apenas pioraram desde março, superando o centro das metas de 2008 e de 2009, como cresceram os riscos de os preços subirem além do esperado. O Banco Central projeta em seu cenário de referência uma inflação de 6% neste ano, acima do centro da meta, de 4,5% e prevê que o ciclo de aperto monetário poderá ser longo.

É indiscutível que os reajustes que a ANEEL vem concedendo às distribuidoras de energia elétrica tem pressionado o aumento dos índices inflacionários. Há nisso um círculo que se retro-alimenta: a ANEEL reajusta a energia elétrica acima da inflação, e depois usa o fato da inflação ter aumentado para reajustar as tarifas. Em outras palavras, os reajustes autorizados ao longo do ano retro-alimentam os reajustes do ano subseqüente. Com a atitude da ANEEL o consumidor perde duas vezes: com o aumento na conta de luz e com o preço mais caro de produtos e serviços.

4.1.4 Fragilidades nos procedimentos de outorgas de PCHs – O caso da PCH Apertadinho

Cabe, ainda, acrescentar que as operações de financiamento e construção das pequenas centrais hidroelétricas, elaboradas segundo o modelo da ANEEL, são frágeis e permitem que o inadimplemento contratual por parte de uma empreiteira comprometa os planos de aumento de oferta de energia elétrica em regiões menos desenvolvidas, como é o caso de Rondônia e ponha em cheque a credibilidade e a viabilidade financeira dos empreendimentos aprovados pela ANEEL, como é exemplo o prejuízo causado pela não geração de energia hidroelétrica na PCH de Apertadinho.

A não geração de energia elétrica pela PCH de Apertadinho tem causado a continuidade da queima de combustíveis fósseis altamente poluentes nas termoelétricas de Rondônia, ultrapassando um dispêndio de R\$ 280.000.000,00 nesse período de 22 meses.

Dessa forma, recomenda-se que seja revista a posição da ANEEL na fiscalização dos empreendimentos relacionados ao potencial hidroelétrico brasileiro. Os empreendedores devem ser informados sobre as empreiteiras que não cumpriram adequadamente seus compromissos. Informações mais claras sobre o histórico de cada empreendimento permitirá aos investidores uma análise mais acurada dos riscos de cada empreendimento, contando com mais informações sobre as melhores empreiteiras a serem contratadas.

Nesse sentido, recomenda-se seja encaminhado o ANEXO I, constante deste relatório, à Receita Federal, à C.G.U. e ao T.C.U. para que sejam tomadas as devidas providências.

4.1.5 A legalidade e a legitimidade do repasse às tarifas das perdas técnicas e comerciais

A ANEEL considera no cálculo da Parcela A como custos não gerenciáveis das distribuidoras: a compra de energia; o transporte de energia e encargos setoriais resultantes de políticas de governo; e o índice de perdas, composto por perdas técnicas (fenômenos físicos) e perdas comerciais (furto de energia, erro de medição, fraude, inadimplência etc.).

A Agência calcula as perdas das Distribuidoras pela diferença entre a energia injetada na rede da empresa e a energia fornecida por meio dessa rede. A fórmula de cálculo é:

- Energia Injetada – Energia Fornecida = Perdas de Energia na Distribuição
- Energia Injetada = Energia Fornecida + Perdas de Energia na Distribuição
- Perdas de Energia na Distribuição = Perdas Técnicas + Perdas Comerciais

A Energia Injetada é o referencial para cálculo dos valores percentuais das Perdas de Energia na Distribuição, conforme segue:

- Perdas de Energia na Distribuição (%) = Perdas de Energia na Distribuição (MWh) / Energia Injetada (MWh) x 100

Analogamente:

- Perdas Técnicas (%) = Perdas Técnicas (MWh) / Energia Injetada (MWh) x 100
- Perdas Comerciais (%) = Perdas Comerciais (MWh) / Energia Injetada (MWh) x 100
- Perdas de Energia na Distribuição (%) = Perdas Técnicas (%) + Perdas Comerciais(%)

Esses custos são repassados para as tarifas, ou seja, quanto maior forem as perdas técnicas e comerciais, maior será a tarifa de energia. A tabela a seguir apresenta os índices de perdas de algumas concessionárias, de maneira a se ter uma idéia do impacto nas tarifas:

Perdas relativas ao período de julho de 2007 a junho de 2008

EMPRESA	PERDAS TÉCNICAS	PERDAS COMERCIAIS	PERDAS TOTAIS
CELPE	8,10%	7,83%	15,92%
COELBA	9,76%	6,71%	16,47%
COSERN	8,18%	3,23%	11,42%
COELCE	7,73%	5,87%	13,6%
CEAL	8,73%	22%	30,76%
CEMAR	11,17%	19,1%	30,28%
CELPA	9,95%	17,46%	27,41%
ELETROPAULO	4,91%	7,69%	12,59%
LIGHT	5,61%	15%	20,62%

Fonte. ANEEL

A metodologia da ANEEL padece de um erro conceitual que vai de encontro ao modelo do Setor Energético, vez que não privilegia a competição no segmento de comercialização de energia elétrica. Com efeito, o índice de perdas é item perfeitamente gerenciável.

As concessionárias podem e devem adotar medidas visando a diminuição das perdas técnicas e das perdas comerciais. Destaque-se que o índice de perdas reflete-se na quantidade de energia a ser adquirida pela Concessionária: quanto maior a perda, mais energia terá que adquirir e maior será o seu custo operacional.

A própria área técnica da ANEEL reconhece a necessidade de alterar a metodologia de cálculo. A Nota Técnica n.º 106/2005-SRE assim discorre sobre o assunto, **verbis**:

56. Há necessidade de se definir um tratamento regulatório para as perdas de energia elétrica. É reconhecido que a concessionária distribuidora não possui controle sobre os custos da Parcela A, embora se possa admitir que ela possui certa capacidade para negociar os preços de compra de energia elétrica, dadas as condições e restrições determinadas pela legislação vigente. No entanto, é lícito afirmar que a concessionária possui uma forte capacidade de gestão sobre as perdas de energia elétrica, que

influem na quantidade de energia elétrica comprada considerada para o cálculo da Parcela A. Com efeito, essas quantidades correspondem à soma das vendas da distribuidora com as perdas incorridas nas atividades desenvolvidas para fazer chegar a energia elétrica desde os pontos de produção até os pontos de consumo. Tais perdas podem ser separadas em: a) perdas associadas ao transporte de energia elétrica pelas redes de transmissão e distribuição envolvidas, denominadas “perdas técnicas”; e b) as chamadas “perdas não técnicas”, definidas como a diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas. Esse segundo tipo de perda está diretamente associado à gestão comercial da concessionária distribuidora.

.....

58. A experiência dos países da América Latina que realizaram reformas no setor elétrico na década de 90 mostra que, com um enfoque regulatório que proporcione incentivos adequados para a eficiência de gestão, podem se obter resultados excelentes no esforço de redução de perdas no serviço de distribuição, com inquestionáveis benefícios para as concessionárias, seus consumidores e para a sociedade em seu conjunto. Assim, com a finalidade de calcular os montantes de energia que a concessionária deve comprar, o Regulador determina, para cada ano de um período tarifário, o nível máximo de perdas a serem admitidas sobre as quantidades de energia elétrica que a concessionária distribuidora prevê vender para atender seu mercado. Essa determinação pode ser feita mediante a fixação de um valor único para todo o período tarifário ou mediante a definição de uma “trajetória” ou curva decrescente. Com o valor “regulatório” de perdas determinado dessa forma, se calcula o montante de energia a ser considerado na Parcela A das tarifas da concessionária. Isso significa valorar as perdas ao preço representativo das compras de energia elétrica da distribuidora. Do exposto se depreende que a concessionária

distribuidora tem um forte incentivo para reduzir as perdas a níveis inferiores ao “padrão regulatório”, já que poderá reter como benefício, durante o período tarifário, a diferença entre esse montante e o valor que possa obter na realidade, valorada ao preço de compra. O incentivo é máximo para reduzir as perdas “não técnicas”, já que, nesse caso, a empresa distribuidora venderá a energia envolvida pela tarifa regulada (soma da Parcela A e da Parcela B).

59. Finalmente, é importante destacar que, no caso de o Regulador não fixar esse patamar máximo admitido de perdas e permitir o repasse sem limitações à Parcela A das perdas informadas pelas concessionárias distribuidoras, estaria incorrendo em uma conduta duplamente negativa. Com efeito, por um lado, estaria convalidando uma gestão ineficiente do setor, pelas razões expostas acima. Adicionalmente, e esse aspecto é ainda mais grave, prejudicaria aos consumidores que cumprem as suas obrigações, que estariam vendo refletidas nos valores de suas tarifas as perdas causadas por aqueles que não cumprem regularmente essas obrigações, e que incorrem em fraude ou uso irregular da energia. O tratamento das perdas regulatórias a ser adotado pela ANEEL encontra-se descrito no item V.1.3.3.

.....

160. A Concessionária tem um conjunto de ferramentas para gerenciar essas situações, em geral muito mais efetivas e sem as consequências negativas do corte do serviço. Os montantes de perdas informados pela própria CELPE indicam que a rentabilidade econômica potencial dessas soluções pode ser alta, ainda no segmento favelas/baixa renda. É importante que a Concessionária desenvolva soluções técnicas e comerciais adequadas para dificultar a fraude e criar a “cultura” de uso regular da energia elétrica e bom pagamento, entre essas ações podem ser destacadas: a) Instalação de

transformadores MT/BT, em alturas que dificultem a fraude, suprindo grupos pequenos de consumidores com medidor “encapsulado” equipado com disjuntor limitador de carga no terminal de BT; b) promoção da conduta de “fidelidade” à Concessionária por parte dos clientes, baseada em um bom serviço e um bom atendimento: os consumidores devem perceber que a empresa respalda aqueles que tem cumprimento regular de suas obrigações; c) medição em MT nos alimentadores de áreas de alto risco (“não gerenciáveis”) previamente identificadas; e d) compensação das dívidas dos Poderes Públicos com os impostos que deve pagar a Concessionária a cada Poder (ICMS, PIS/COFINS, etc.). Também é importante a concessionária conhecer os procedimentos, com resultados positivos, que outras concessionárias estão adotando para redução de perdas comerciais.

Há indícios de que os índices de perdas das distribuidoras vêm sendo superestimados. A ANEEL não pôs em prática a posição expressa pelo próprio órgão no Anexo – Resposta às Contribuições – da Audiência Pública AP 03/2005 – Nota Técnica n.º 106/2005-SRE/ANEEL, **verbis**:

O Regulador não pode convalidar uma gestão ineficiente do setor no que se refere às perdas elétricas. A regulação econômica do serviço de distribuição deve transmitir sinais de eficiência em todos os temas relacionados à sua esfera de competência. Em particular, é importante considerar que um nível elevado de perdas se traduz na necessidade de incrementar a energia elétrica disponível na atividade de geração, o que implica em maior ineficiência alocativa de recursos da sociedade.

A definição da trajetória regulatória de perdas elétricas constitui tema da mais alta relevância. Um enfoque regulatório que proporcione incentivos adequados para a eficiência na gestão de

perdas pode permitir a obtenção de inquestionáveis benefícios para as concessionárias, seus consumidores e para a sociedade em seu conjunto. Portanto, a ANEEL adotará todas as medidas necessárias, na sua esfera de atuação, para que sejam criadas as condições para o cumprimento da trajetória regulatória das perdas elétricas por parte das concessionárias de distribuição. Limitações técnico-econômicas e eventuais aspectos legais associados a sua implementação serão analisados pelo Regulador.

O TCU realizou auditoria nas Distribuidoras brasileiras, com o objetivo de avaliar o impacto das perdas elétricas no sistema elétrico. O Acórdão nº 2211/2008-Plenário do Tribunal está assim redigido, **verbis**:

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: prevêem 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;

O TCU identificou o seguinte:

- incremento das perdas comerciais de 29% entre 2003 e 2007. Este resultado pode indicar que não há incentivos regulatórios suficientes para que as concessionárias reduzam os níveis de perdas;
- 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;
- grande parte dos custos das perdas elétricas são repassados aos consumidores;
- os perfis de fraudadores não englobam apenas regiões mais pobres, até condomínios de luxo são enquadrados como tal;
- as perdas totais anual equivalem a 5.938 MW, enquanto a quantidade de energia prevista a ser gerada em Santo Antônio = 2.144 MW

A CPI identificou que a atuação da ANEEL em relação às perdas se mostrou, mais uma vez, influenciada pelos interesses do mercado regulado. Com efeito, em 2005 as Distribuidoras foram convocadas para assinar termos aditivos aos contratos de concessão para adaptá-los às mudanças introduzidas pela Lei nº 10.848, de 2004, que dispôs sobre a comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores. A lei foi regulamentada pelo Decreto nº 5.163, de 2004, que assim previu nos arts.

36 e 37:

Art. 36. A ANEEL autorizará o repasse a partir do ano-base “A” dos custos de aquisição de energia elétrica previstos nos contratos de que tratam os arts. 15, 27 e 32 deste Decreto, pelos agentes de distribuição às tarifas de seus consumidores finais, conforme os seguintes critérios:

.....

§ 1º Deverá ser assegurada a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica constantes dos contratos de que trata o caput, utilizando-se metodologia de cálculo que deverá observar, dentre outras, as seguintes diretrizes:

I - o preço médio ponderado dos contratos de compra de energia elétrica registrados, homologados ou aprovados na ANEEL até a data do reajuste em processamento, para entrega nos doze meses subseqüentes; e

II - a aplicação deste preço médio ponderado ao mercado de referência, entendido como o mercado dos doze meses anteriores à data do reajuste em processamento.

§ 2º Para cumprimento do disposto no § 1º, a ANEEL fica autorizada a celebrar, se for o caso, aditivos aos Contratos de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

Art. 37. Ficam mantidas as normas para cálculo do repasse dos custos de aquisição da energia elétrica proveniente de contratos celebrados até 16 de março de 2004, da Itaipu Binacional e das usinas contratadas na primeira etapa do PROINFA.

Em função da mudança legal, a Superintendência de Regulação Econômica da ANEEL emitiu a Nota Técnica nº 304/2004 – SRE/ANEEL, de 7 de dezembro de 2004, processo: 48500.003826/04-03, na qual propôs o modelo de aditivo aos Contratos de Concessão de

Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, em função do que dispõem os artigos nº 36, 37 e 43 do Decreto nº 5.163, de 30 de 2004, que regulamentou a Lei nº 10.848, de 2004. A Nota Técnica deixa claro que a alteração visava unicamente ajustar os contratos aos ditames da nova legislação. Em momento algum a questão das perdas foi tratada, **verbis**:

5. Desta forma, a concessionária de distribuição deverá assinar aditivo ao contrato de concessão de distribuição para que possa ter direito a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica relativa a contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída, de contrato de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado e de leilões de ajustes, conforme disposto no § 1º do art. 36 do Decreto nº 5.163, de 2004.
6. Também o § 4º do art. 1º da Portaria Interministerial no 361, de 26 de novembro de 2004, estabeleceu que a aplicação da denominada Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA para os custos de aquisição de energia elétrica fica condicionada à celebração de aditivo aos Contratos de Concessão de Distribuição Energia Elétrica.
7. O aditivo ao contrato de concessão se restringe a alterar a cláusula que trata das tarifas aplicáveis na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, para incluir a metodologia de cálculo que garanta a neutralidade no repasse dos custos de aquisição para as contratações mencionadas no item anterior.

Apesar do posicionamento do órgão técnico, a ANEEL decidiu alterar os contratos de concessão para incluir, a pedido da Associação dos Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) o repasse das perdas para as tarifas como direito contratual. Conforme documento obtido pela CPI, a reunião onde ficou acertado isso ocorreu

em 29/11/2004 entre técnicos da Superintendência de Regulação Econômica da ANEEL e da ABRADEE. Ao incluir as perdas na Parcela "A" a ANEEL resguardou as Distribuidoras de qualquer contestação administrativa e facilitou eventuais disputas judiciais.

A Cláusula Sétima dos contratos de concessão tinha originalmente a seguinte redação, **verbis**:

Subcláusula Quinta - 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 Sexta - O reajuste será calculado mediante a aplicação, sobre as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior", do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), assim definido:

$$VPA1 + VPB0 \times (\text{IVI} + X)$$

$$IRT = \frac{VPA1 + VPB0 \times (\text{IVI} + X)}{RA}$$

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.

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";

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:

$$VPB0 = RA - VPA0$$

Onde:

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";

Com a alteração solicitada pela ABRADEE e autorizada pela ANEEL a Cláusula Sétima dos contratos de concessão passou a ter a seguinte redação, **verbis**:

Subcláusula Quinta - 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 em função do “Mercado de Referência” que inclui o montante de energia elétrica decorrente dos empreendimentos próprios de geração distribuída; contribuições ao ONS;**
- compensação financeira pela utilização de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, quando aplicável; encargos de conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica;
- encargos de serviços de sistema;
- Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- cotas do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;

- Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética

Parcela B: valor remanescente da receita da CONCESSIONÁRIA, excluído o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, após a dedução da Parcela A.

Subcláusula Sexta - As tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" serão reajustadas de modo a recuperar a Receita da CONCESSIONÁRIA decorrente da aplicação do Índice de Reajuste Tarifário (IRT) médio, assim definido:

$$VPA1 + VPB0 \times (IVI +/ - X)$$

$$IRT = \frac{VPA1 + VPB0 \times (IVI +/ - X)}{RA}$$

Onde:

RA:

- receita anual de fornecimento;
- receita anual de suprimento e de uso dos sistemas de distribuição, calculada considerando-se as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", não incluindo o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, denominada como “Receita de Referência”;
- Receita anual de fornecimento: calculada considerando-se as tarifas de fornecimento homologadas na "Data de Referência Anterior" e o consumo de energia elétrica e demanda de potência faturados de consumidores cativos, não incluindo o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, e não considerando as receitas oriundas de ultrapassagem de potência ativa ou reativa.

- Receita anual de suprimento: calculada considerando-se as tarifas de suprimento homologadas na "Data de Referência Anterior" e o consumo de energia elétrica e demanda de potência faturados de outras concessionárias de distribuição, permissionárias e autorizadas não incluindo o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, e não considerando as receitas oriundas de ultrapassagem;
- Receita anual de uso dos sistemas de distribuição: calculada considerando-se as tarifas de uso dos sistemas de distribuição homologadas na "Data de Referência Anterior" e o consumo de energia elétrica e demanda de potência faturados de consumidores livres, de autoprodutores, outras concessionárias de distribuição, permissionárias, autorizadas e geradores conectados ao sistema de distribuição, não incluindo o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, e não considerando as receitas oriundas de ultrapassagem;
- Mercado de Referência: composto pelas quantidades de energia elétrica e de demanda de potência faturadas para o atendimento a consumidores cativos, consumidores livres, autoprodutores, outras concessionárias de distribuição, permissionárias e autorizadas, bem como pelas quantidades de energia elétrica e potência contratada para uso dos sistemas de distribuição e de transmissão pelos geradores, no período de referência;
- Período de referência: 12 (doze) meses anteriores ao mês do 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: valor estabelecido pela ANEEL, de acordo com Subcláusula Oitava desta Cláusula, a ser subtraído ou acrescido ao IVI;

- Perdas Elétricas do Sistema de Distribuição: tratamento a ser estabelecido às perdas elétricas no momento da revisão tarifária periódica.

- Energia Elétrica Comprada: volume de energia elétrica e potência adquirido para fornecimento aos consumidores cativos e para suprimento a outras distribuidoras, no período de referência, acrescido de:

(i) perdas elétricas do sistema de distribuição, as quais se dividem em perdas técnicas e comerciais; e, quando aplicável,

(ii) perdas associadas ao transporte de Itaipu e perdas na Rede Básica.

- VPA0: Valor da “Parcela A” considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

(i) Para a energia elétrica comprada: montante de Energia Elétrica Comprada valorado pelo preço médio de repasse que foi considerado no reajuste ou na revisão anterior;

(ii) Para o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição: montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas consideradas no reajuste ou na revisão anterior; e

(iii) Para os demais itens da “Parcela A”: valores considerados no reajuste ou na revisão anterior.

- VPB0: Valor da “Parcela B” considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

$$VPB0 = RA - VPA0$$

- VPA1: Valor da “Parcela A” considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

- (i) Para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados anteriormente à Lei nº 10.848/2004: o preço de repasse de cada contrato vigente na data do reajuste em processamento será aplicado ao montante de energia elétrica de cada contrato, verificado no período de referência, limitado ao montante de energia elétrica que poderá ser atendido pelo mesmo contrato nos 12 (doze) meses subseqüentes;
- (ii) Para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados após a Lei nº 10.848/2004: o preço médio de repasse dos contratos de compra de energia elétrica de que trata o caput do art. 36 do Decreto n.º 5.163, de 2004, autorizados pela ANEEL até a data do reajuste em processamento, ponderado pelos respectivos volumes contratados para entrega nos 12 (doze) meses subseqüentes, aplicado ao montante de Energia Elétrica Comprada, deduzidos os montantes referidos no inciso (i) anterior;
- (iii) Para o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição: montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas vigentes na data do reajuste em processamento; e
- (iv) Para os demais itens da “Parcela A”: valores vigentes na data do reajuste em processamento.

Com a celebração do termo aditivo consolidando as perdas como parte integrante da Parcela “A”, como custo não gerenciável, a ANEEL eliminou praticamente todos os riscos das distribuidoras. Até os erros de leitura dos medidores de energia cometidos pelos empregados das concessionárias foi repassado para a tarifa.

Após a celebração deste termo aditivo a tarifa média sem tributos cresceu 27%, entre 2004 e 2006. No mesmo período o IGP-M foi de 18,1% e o IPCA 17,2%.

Tarifa média Brasil - geral (sem tributos)

ANO	VALOR
2004	R\$ 197,35 MWh
2005	R\$ 236,68 MWh
2006	R\$ 250,83 MWh

Fonte: ANEEL

A ANEEL confundiu a diminuição de riscos com a eliminação de riscos e considerou lícito que as Distribuidoras repassassem para as tarifas a sua incompetência gerencial.

Na Nota Técnica nº 51/2003/SRE a ANEEL reconheceu que as perdas não deveriam constar dos itens da parcela “A”, que incluem os custos não-gerenciáveis e que são repassados integralmente para a tarifa. 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”.

No entanto, ao iniciar o 2º de revisão tarifária, em 2007, a ANEEL descumpriu a decisão que havia adotado e manteve o

entendimento de que as perdas técnicas e comerciais deveriam continuar a serem repassadas integralmente para as tarifas. Com um agravante, em 2006 a ANEEL reconheceu na Nota Técnica nº 26/2006 que as perdas comerciais repassadas para as tarifas no 1º ciclo, em 2003, foram causadas por ineficiências na gestão, diagnóstico incompleto das causas e inadequado combate por parte das distribuidoras.

A metodologia empregada pela ANEEL penaliza injustamente aqueles que pagam em dia as suas faturas. Ainda que as perdas comerciais possam constituir custo empresarial, tais custos não têm natureza tarifária, pois não são gerados pelos consumidores que cumprem regularmente com suas obrigações. Dessa forma, não devem ser repartidos entre todos os consumidores, mas assumidos pelo acionista como risco do negócio.

A ANEEL alega ser mera executora das normas que regem o sistema elétrica brasileiro e “guardiã dos contratos de concessão”. No entanto, a ação da Agência em relação ao tratamento regulatório dado às perdas conflita com a Lei nº 8.987, de 1995, e com os contratos de concessão das concessionárias, os quais estabelecem que o serviço deve ser prestado de forma adequada e eficiente.

A ANEEL tem perfeito conhecimento disso e chega a afirmar 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.).

Além disso, há indícios de ganhos abusivos das distribuidoras com o repasse para as tarifas do índice de perdas. Com efeito, o repasse para as tarifas das perdas das concessionárias é, em verdade, um ressarcimento prévio da eventual frustração de receita. Apesar de ser resarcida, por estimativa, da eventual receita perdida a ANEEL permite no item 6.3.2, do **MANUAL DE CONTABILIDADE DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA**, que as Distribuidoras abatam estes mesmos itens como custo operacional, para fins de cálculo dos tributos, **verbis**:

6.3.2 Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

Com base em análise criteriosa, considerando os parâmetros a seguir descritos, deverá ser constituída provisão para fazer face a eventuais créditos de liquidação duvidosa:

- (a) Análise individual do saldo de cada consumidor, de forma que se obtenha um julgamento adequado dos créditos considerados de difícil recebimento;
- (b) experiência da administração das concessionárias ou permissionárias em relação às perdas efetivas com consumidores, ou seja, considerar o histórico de perdas, tendo como parâmetro pelo menos os dois últimos anos;
- (c) existência de garantias reais;
- (d) análise das contas vencidas e a vencer de consumidores que tenham renegociado seus débitos; e
- (e) análise dos devedores em situação de concordata e/ou falência.

Os parâmetros acima deverão ser considerados para os casos de clientes com débitos relevantes e, para os demais casos, deverão ser

incluídos na provisão os valores totais dos créditos enquadrados nas seguintes situações:

- (a) Consumidores residenciais vencidos há mais de 90 dias;
- (b) consumidores comerciais vencidos há mais 180 dias; e
- (c) consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos e outros, vencidos há mais de 360 dias.

Na existência de saldos a receber de empresas controladoras, controladas e coligadas e ligadas, que estejam vencidos há mais de 360 dias e que, após a análise mencionada nessa instrução, seja julgada adequada a não constituição de provisão, o saldo deverá ser reclassificado para o realizável em longo prazo. Nesse caso deverão ser mencionadas em nota explicativa às demonstrações contábeis as ações e providências que estão sendo tomadas pela administração da concessionária e permissionária e a data prevista para realização desses créditos.

A apropriação contábil da provisão e da reversão para créditos de liquidação duvidosa ocorrerá nas subcontas 615.01.1.3 - Geração – Usinas - Despesas com Vendas, 615.02.1.3 - Transmissão – Rede Básica - Despesas com Vendas, 615.03.1.3 - Distribuição – Linhas, Redes e Subestações - Despesas com Vendas, 615.05.1.3.- Comercialização – Comercialização de Energia Elétrica - Despesas com Vendas, nas Naturezas de Gastos 95 - Provisão e 96 (-) Reversão da Provisão, em contrapartida às contas 112.61 - (-) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa e 121.61 - (-) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, quando proveniente da venda de energia elétrica e outras receitas operacionais.

Nos casos referentes a créditos de alienação de bens e direitos, e demais créditos não operacionais, a apropriação contábil da

provisão e da reversão ocorrerá nas subcontas 675.0X.X.6 - Provisões Não Operacionais e 675.0X.X.7 - Reversão de Provisões não Operacionais, em contrapartida das contas 112.61 - (-) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa e 121.61 - (-) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa.

A transferência (baixa de título incobrável) a débito das contas retificadoras 112.61 - (-) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa e 121.61 - (-) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, dos créditos vencidos, será efetuada na medida em que as perdas forem ocorrendo, desde que tenham sido esgotados todos os recursos de que a concessionária possa valer-se. Nesse sentido, poderão ser considerados os aspectos que relacionados a custo/benefícios dos recursos aplicáveis, desde que devidamente fundamentados e aplicados com uniformidade.

O Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, elaborado pela ANEEL, prevê que as empresas façam uma provisão para devedores duvidosos, ou seja, provisão para fazer face às perdas comerciais que são ressarcidas previamente nas tarifas

O repasse para a tarifa do índice de perdas comerciais, implica dizer que a receita operacional da distribuidora é suficiente para cobrir a eventual frustração de receita, vez que este custo foi diluído nas contas de energia elétrica de todos os consumidores, ou seja, a receita que a distribuidora obtém é suficiente para cobrir as perdas comerciais.

Para obter o lucro bruto tributável a distribuidora deduz da receita operacional a despesa operacional. Porém, o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica da ANEEL permite que a distribuidora acrescentar à sua despesa operacional o valor

efetivamente apurado das perdas comerciais. Isso faz com que o lucro bruto tributável caia.

Em outras palavras, a ANEEL autoriza que as concessionárias sejam ressarcidas previamente, por meio de um *plus* no valor da tarifa, das eventuais perdas comerciais e, ainda assim, as empresas abatem como despesa operacional o montante das mesmas perdas previamente ressarcidas, diminuindo com isso, automaticamente, o valor a ser recolhido ao fisco. Trata-se em verdade de um ressarcimento prévio da eventual frustração de receita. Esses recursos tornaram-se uma fonte de aumento da lucratividade das Distribuidoras.

Para justificar tecnicamente a inclusão das “perdas comerciais” nas tarifas a ANEEL emitiu a Nota Técnica n.º 342/2008-SER. Todavia, quando se examina a Nota Técnica verifica-se que esta fixa critérios que não guardam relação com o fornecimento de energia elétrica. O documento usa indicadores de mortalidade, percentual de pessoas com renda baixa, número de domicílios “subnormais” e número de ligações de água e estabelece uma relação entre estes indicadores sociais e o índice de “perdas não técnicas”, **verbis:**

“95. A variável “Óbitos por Agressão”, que visa mensurar o nível de violência na área de concessão, é uma variável de extrema importância no modelo. (...). Ações irregulares, como práticas de crime em geral, estão fortemente relacionadas à impunidade, que é reflexo, dentre outras coisas, da pouca presença do estado policial.

Altos níveis de violência fornecem então uma boa proxy para a existência de maior impunidade, o que pode gerar maior número de furtos de energia, logo, de perdas comerciais.

96. Outra variável cujo efeito sobre perdas comerciais é quase consensual é “Cobertura de Abastecimento de Água”. (...). Além

disso, a existência de uma baixa cobertura de abastecimento de água é indicativa da ausência de infra-estrutura, o que pode implicar maiores custos relacionados ao deslocamento de equipes de combate ás perdas para fins de fiscalização de consumidores.

97. Justificativa similar pode ser utilizada para a variável “Proporção de Pessoas em Domicílios Subnormais”, (...). Uma das principais características desses locais é justamente a ausência do estado enquanto provedor de serviços públicos, até mesmo o estado policial. (...).”

A Nota Técnica n.º 342/2008-SRE cogitou até mesmo a possibilidade de utilizar índice baseado no número de aparelhos de ar condicionado nas favelas para justificar o índice de “perdas não técnicas”, **verbis**:

100. “Uma variável que apresentou bom nível de significância, mas não foi incluída no modelo, foi “Percentual de Domicílios que possuem Aparelhos de Ar Condicionado”. (...) extrai-se que esta relação poderia existir devido ao maior consumo de energia elétrica em domicílios que possuem aparelhos de ar condicionado e o consequente menor poder de compra destas famílias. O maior peso no orçamento familiar da conta de energia incentivaria então ao furto de energia. Obviamente, os domicílios em questão se referem àqueles com renda familiar *per capita* reduzida.”

O estudo elaborado padece de vários erros e parte de um sofisma para tentar justificar a inclusão de um índice de perdas. Senão vejamos.

Primeiro, não há comprovação de que exista uma relação direta entre os crimes de homicídio e o furto de energia elétrica. Esses

crimes possuem natureza distinta, um atinge a vida e o outro é o que se denomina de “furto de uso”. Não é plausível dizer que furta-se mais energia porque o número de homicídios é maior. Uma coisa não é consequência da outra.

A Nota Técnica n.º 342/2008-SRE confunde-se, pois de fato existem estudos demonstrando que quanto maior e melhor é a cobertura da iluminação pública, menor é o índice de crimes.

O mesmo pode ser dito em relação à “Cobertura de Abastecimento de Água” e “Proporção de Pessoas em Domicílios Subnormais”, com uma agravante lógica. Se não há água encanada eletrodomésticos como o chuveiro elétrico e bombas d’água não são utilizados. O consumo é menor e não haveria, portanto, incentivo para o furto de energia.

Pior, o estudo passa um ar preconceituoso ao identificar a população de baixa renda com a criminalidade: todo pobre é ladrão na opinião da Nota Técnica n.º 342/2008-SRE. O furto de energia elétrica ocorre em todos os níveis sociais e não apenas nas camadas mais pobres.

Segundo, a Nota Técnica n.º 342/2008-SRE utiliza como indicador de criminalidade o número de óbitos por agressão, disponibilizado no Sistema Nacional de Mortalidade (SIM/DATASUS). Ocorre que este indicador não se presta a ser utilizado da forma como foi na Nota Técnica, pois não se restringe a mortes oriundas de crime. Com efeito, o SIM coleta aproximadamente quarenta variáveis das declarações de óbito, sendo várias delas específicas para óbitos fetais e de menores de um ano. Quando trata de óbitos violentos por causas externas o índice agraga os números relativos a, **verbis**:

- acidente;
- suicídio;
- homicídio;
- outros;
- ignorado.

Como dito, há um erro conceitual na Nota Técnica que inviabiliza a sua utilização para mensurar o índice de perdas das concessionárias de energia elétrica.

Terceiro, na Nota Técnica n.º 342/2008-SRE as variáveis “Óbitos por Agressão”, “Cobertura de Abastecimento de Água” e “Proporção de Pessoas em Domicílios Subnormais” representam, em verdade, uma mesma variável, qual seja a pouca presença do estado. Observa-se isso quando se examina a conclusão do estudo para cada variável, **verbis**:

“95. A variável “Óbitos por Agressão”, que visa mensurar o nível de violência na área de concessão, é uma variável de extrema importância no modelo. (...). Ações irregulares, como práticas de crime em geral, estão fortemente relacionadas à impunidade, que é reflexo, dentre outras coisas, da pouca presença do estado policial. Altos níveis de violência fornecem então uma boa *proxy* para a existência de maior impunidade, o que pode gerar maior número de furtos de energia, logo, de perdas comerciais.

96. Outra variável cujo efeito sobre perdas comerciais é quase consensual é “Cobertura de Abastecimento de Água”. (...). Além disso, a existência de uma baixa cobertura de abastecimento de água é indicativa da ausência de infra-estrutura, o que pode

implicar maiores custos relacionados ao deslocamento de equipes de combate às perdas para fins de fiscalização de consumidores.

97. Justificativa similar pode ser utilizada para a variável “Proporção de Pessoas em Domicílios Subnormais”, (...). Uma das principais características desses locais é justamente a ausência do estado enquanto provedor de serviços públicos, até mesmo o estado policial. (...).”

Não existe empreendimento absolutamente livre de riscos. Isso é inerente ao sistema capitalista. A ANEEL não pode querer salvaguardar as distribuidoras de todos os possíveis riscos do negócio. Concernentemente ao índice de perdas, as concessionárias podem e devem adotar medidas visando a diminuição das perdas técnicas e das perdas comerciais.

As distribuidoras são as únicas que tem capacidade de gestão sobre as perdas de energia elétrica, pois estão relacionadas a gestão comercial das concessionárias.

A ANEEL ao permitir o repasse das perdas pelas distribuidoras está incorrendo numa conduta duplamente negativa. Por um lado, convalida a gestão ineficiente da empresa e, por outro, prejudica os consumidores que cumprem as suas obrigações, que estariam vendo refletidas nos valores de suas tarifas as perdas causadas pelos inadimplentes ou fraudadores.

As distribuidoras podem e devem lançar mão dos meios que dispõe para gerenciar as perdas, em especial porque a rentabilidade econômica potencial da redução das perdas é alta.

Os incisos II e III, do art. 2º, da Lei 8.987, de 1995, estabelece que os serviços devem ser explorados “por conta e risco” do concessionário. O risco a que se refere a lei envolve aqueles inerentes a toda atividade empresarial – os riscos econômicos (exógenos) e os riscos gerenciais (endógenos), de responsabilidade do concessionário e que não induzem ao reequilíbrio econômico-financeiro do contrato. Os riscos denominados por álea extraordinária, por serem imprevisíveis e, algumas vezes, inevitáveis, quando administrativos, são atribuídos à Administração e, quando econômicos, tendem a ser repartidos.

A álea ordinária, normal, abrange não apenas as hipóteses em que o concessionário age com ineficiência, negligência ou incapacidade, mas também todos os riscos conhecidos do concessionário desde a celebração do contrato.

Os riscos do negócio de distribuição de energia elétrica, que incluem as perdas, interferiram na formulação das propostas da licitação das concessões. Quanto maior o risco (quanto mais elevadas as perdas), maior o preço ofertado na concorrência. Assim sendo, o valor das tarifas vencedoras dos certames estavam equilibrados econômica e financeiramente.

Não se pode confundir a diminuição de riscos com a eliminação de riscos. O risco é inerente às atividades empresariais e às concessões de serviço público.

Quando as empresas foram privatizadas os compradores já sabiam que as perdas existiam. Não foi novidade, não houve surpresa. O preço que ofertaram na licitação para adquirir as Distribuidoras à época já levou em consideração o volume de perdas, para aquele preço da tarifa.

A CPI identificou indícios claros de que a atuação da ANEEL foi deliberada no sentido de repassar de todos os riscos do serviço de distribuição aos consumidores, aumentando com isso a margem de lucro dos concessionários.

Para solucionar o problema a CPI propõe que a ANEEL:

- 1) Trace uma curva descendente em relação às perdas não técnicas, de maneira a zerar o seu repasse para as tarifas até a próxima revisão tarifária.
- 2) Identifique nas perdas não técnicas de cada distribuidora a parcela que se refere a furto ou fraude e o montante atribuído a inadimplência e erros relacionados à ação da própria empresa (erro de leitura etc). Feito isso, a Agência deve verificar para cada concessionária o montante de receita recuperada pela Distribuidora e devolver este recurso aos usuários, abatendo o valor da receita recuperada do montante de perdas não técnicas repassado para a tarifa. São duas as razões para isso. Primeiro, diferentemente do furto e da fraude, nas perdas por inadimplência a Distribuidora tem perfeito conhecimento do devedor e efetua o corte da luz do mesmo. Só com o pagamento do débito o serviço é retomado. Ocorre que o modelo da ANEEL não quantifica a receita recuperada, a qual é apropriada indevidamente pela concessionária na Parcela “B” da tarifa. Segundo, também não faz sentido que o usuário seja penalizado pelo erro atribuído aos empregados da Distribuidora, quando erram na leitura dos medidores.

- 3) Congele o atual nível de perdas técnicas, de maneira a evitar que as Distribuidoras utilizem-se do artifício de aumentar as perdas técnicas para compensar a eliminação das perdas não técnicas.
- 4) Trace uma curva descendente para as perdas técnicas, de maneira a situá-las em padrões internacionais.

4.2 Gestão, organização e controle social das agências reguladoras

O Brasil adotou o modelo de criar Agências Reguladoras setoriais para regular e fiscalizar os serviços prestados por empresas privadas que atuam na prestação de serviços, que em sua essência seriam públicos. Como esses serviços são de relevante valor social, sua fiscalização deve ser feita através de algum órgão de estado que se manifeste imparcial em relação aos interesses da concessionária e dos consumidores. A Agência deve fiscalizar a cobrança de tarifas dos serviços e a prestação deste por parte da concessionária, pois o interesse social é o da prestação de serviços de alta qualidade com preços módicos.

O fundamento jurídico da função reguladora encontra-se no artigo 174 da Constituição Federal de 1988, o qual dispõe que o Estado é agente normativo e regulador da atividade econômica. No Direito Brasileiro coube, preferencialmente às agências de regulação, o exercício de função reguladora. A tarefa de criar esses órgãos e delinear as funções coube à lei.

Ao se analisar as normas infraconstitucionais de criação das agências, percebe-se que a competência regulatória compreende cinco ações distintas:

- a) a normalização do comportamento dos agentes econômicos;
- b) a fiscalização da conduta dos agentes do mercado;
- c) o poder de sancionar atos contrários aos ditames legais,
- d) o arbitramento de conflitos entre os prestadores de serviços regulados e os usuários;
- e) o fomento da atividade econômica.

A capacidade normativa regulatória das agências significa competência para a edição de normas jurídicas tendentes ao regramento da conduta dos agentes econômicos participantes de um setor da economia que esteja regulado. No caso da ANEEL isto está expresso no art. 3º da Lei nº 9.427, de 1996.

Nos Estados Unidos da América (EUA) a partir da edição em 1946 do Administrative Procedural Act (APA), uma espécie de lei geral de procedimento administrativo, iniciou-se a uniformidade da maneira de tomar decisões por parte das agências reguladoras naquele país.

Esse modelo, no entanto, possui um enorme risco associado. O risco de “captura” da Agência Reguladora por contaminação de interesses, que se manifesta com a assunção pelo órgão regulador dos valores e interesses do regulado, como se fossem os interesses gerais da coletividade. Graves são os problemas advindos da “captura” desses entes. O principal deles é o enorme descrédito dos órgãos de regulação junto à população de usuários.

Diz-se que uma Agência foi capturada quando confunde o interesse público com o interesse privado, não conseguindo atuar de forma imparcial, por ter sucumbido ao poder econômico dos regulados, defendendo os interesses destes e não mais o interesse público.

Entre os anos de 1965 a 1985 o sistema regulatório dos EUA atravessou uma grande crise desencadeada pelo processo de captura das agências pelo mercado, devido ao seu poder econômico. A captura pôs em cheque a independência das agências e deixou evidente o problema da falta de controle social.

Discute-se muito acerca da constitucionalidade da competência normativa regulatória das agências, em virtude da possibilidade de tal atribuição invadir a esfera exclusiva do Poder Legislativo.

Não se confundem o poder regulamentar e a capacidade regulatória. Com efeito, o poder regulamentar é exclusivo do Chefe do Poder Executivo para disciplinar leis, por meio de atos normativos, denominados decretos. Regulamentação é atribuição prevista na Constituição, no inciso IV do art. 84, ao Poder Executivo para expedir atos que orientem a fiel execução das leis. Já a capacidade normativa regulatória é o poder/dever atribuído pelo Poder Legislativo a uma autarquia especial, criada por lei específica, para emitir normas técnicas regulatórias essenciais à viabilização dos objetivos para os quais a agência reguladora foi criada.

A capacidade normativa regulatória não é fonte primária, pois não cria direito, apenas reconhece aquele que a lei confere. Por isso toma relevo a necessidade de controle social por parte do Congresso

nacional da atividade normativa regulatória, de maneira a evitar a invasão de competências legislativas.

Não é difícil identificar na ANEEL os sintomas típicos do fenômeno da “captura” de uma Agência Reguladora. Primeiro, a autorização de reajustes de preços exorbitantes, em patamares inteiramente divorciados da realidade inflacionária atual ou do poder aquisitivo dos consumidores. Segundo, o comportamento da Agência de zelar precipuamente pela saúde financeira dos exploradores das atividades privatizadas, isentando-os do chamado “risco do negócio”, de modo a garantir a sua lucratividade crescente e a “socialização” de seus eventuais prejuízos. Terceiro, a relação muito próxima entre os agentes públicos responsáveis pela regulação e as empresas do mercado regulado e os grupos de pressão, que são caracterizados como sendo associações que visam promover o interesse comum de seus membros, cumprindo seu objetivo através da provisão de bens coletivos ou públicos a seus membros.

O exemplo mais cabal da captura da ANEEL reside na recusa da Agência em atender aos Requerimentos de Informação nº 109/09 e nº 28/09. O Requerimento nº 109/09 solicitou da ANEEL que efetuasse o cálculo do prejuízo causado aos usuários de energia elétrica pelo equívoco da metodologia empregada pela Agência no cálculo dos reajustes anuais, identificado pelo Tribunal de Contas da União no Acórdão nº 2.210/2008 – Plenário. Por seu turno, o Requerimento nº 28/09 determinou à ANEEL que informasse o valor dos ativos da extinta Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE), que por força do art. 7º do Decreto nº 5.826, de 2006, deveria ter sido devolvida aos consumidores.

O risco de captura cresce exponencialmente quando se verifica que muitos dos dirigentes da ANEEL vieram dos quadros dos agentes do mercado e, depois, voltaram a prestar serviços às pessoas jurídicas que outrora fiscalizavam. Esse fato tende a gerar um conflito de interesses na atuação da Agência.

Evidentemente, não se deseja impedir que ex-dirigentes da Agência possam atuar após o término de seus mandatos no setor para o qual, muitas vezes, dedicaram grande parte, senão toda, sua vida profissional. Entretanto, devem haver critérios claros e limites éticos para relações desta natureza, bem como, conforme veremos à frente, mecanismos de fiscalização e controle externo às agências e a seus dirigentes.

Na audiência pública realizada no dia 2/9/2009, perguntou-se ao Diretor-Geral da ANEEL se o fato de existir uma relação muito próxima entre os Dirigentes da Agência, as empresas do mercado, e as associações que visam promover o interesse comum das empresas não causavam um conflito de interesses, já que os dirigentes vêm do mercado e, depois, voltam a prestar serviços às pessoas jurídicas que antes fiscalizavam. Em resposta o Sr. Nelson Hubner disse, em resumo, que essa relação entre os dirigentes e os agentes do mercado era normal e que a ANEEL têm um código de ética muito rígido.

A questão do conflito de interesses é tratado pelo Código de Ética da ANEEL da seguinte forma, verbis:

5. CONDUTAS

5.1. Os compromissos e valores estabelecidos neste código não admitem quaisquer condutas que os contrariem, em especial aquelas abaixo relacionadas:

.....

VII - omitir a existência de eventual conflito de interesses ou de qualquer circunstância ou fato impeditivo de sua participação em instrução de processo e em decisão da ANEEL;

VIII - utilizar em suas atividades laborais brindes cujo logotipo ou logomarcas identifiquem empresas, organizações ou terceiros que tenham interesse em decisões da Agência;

IX - não se considerar impedido o agente público da ANEEL, como gestor de contrato de empresa em que seja dirigente seu cônjuge, companheiro, afins ou parentes até 3º grau;

Como se observa, o código de ética da ANEEL não impede que os dirigentes atuem em processos de empresas e demais agentes do mercado de energia com os quais teve vínculo.

De forma diferente e muito mais rígida, a Lei n.º 9.784, de 1999, e o Código de Conduta da Alta Administração Federal, aprovado pelo Decreto s/nº, de 21 de agosto de 2000, prevêem, **verbis**:

Lei 9.874

Art. 18. É impedido de atuar em processo administrativo o servidor ou autoridade que:

I - tenha interesse direto ou indireto na matéria;

II - tenha participado ou venha a participar como perito, testemunha ou representante, ou se tais situações ocorrem quanto ao cônjuge, companheiro ou parente e afins até o terceiro grau;

.....

Decreto s/nº de 21 de agosto de 2000

Art. 14. Após deixar o cargo, a autoridade pública não poderá:

I - atuar em benefício ou em nome de pessoa física ou jurídica, inclusive sindicato ou associação de classe, em processo ou negócio do qual tenha participado, em razão do cargo;

II - prestar consultoria a pessoa física ou jurídica, inclusive sindicato ou associação de classe, valendo-se de informações não divulgadas publicamente a respeito de programas ou políticas do órgão ou da entidade da Administração Pública Federal a que esteve vinculado ou com que tenha tido relacionamento direto e relevante nos seis meses anteriores ao término do exercício de função pública. (grifos nossos)

Há ainda a previsão constitucional de que o Congresso Nacional deve promover a fiscalização e o controle dos atos do Poder Executivo, **verbis**:

Art. 49. É da competência exclusiva do Congresso Nacional:

.....

V - sustar os atos normativos do Poder Executivo que exorbitem do poder regulamentar ou dos limites de delegação legislativa;

.....

X - fiscalizar e controlar, diretamente, ou por qualquer de suas Casas, os atos do Poder Executivo, incluídos os da administração indireta; (grifos nossos)

Diante disso, a CPI julga de suma importância a criação de um controle externo da atividade regulatória das agências, que funcionaria dentro do Congresso Nacional. Destaque-se que em todas as grandes democracias do mundo o Parlamento exerce o papel de controlar as agências. Exemplo disso é o Congresso Norte Americano que controla a atividade das agências daquele país por meio do Congressional Review Act (Contract with America Advancement Act of 1996). O Congressional Review Act permite ao Congresso Norte-America rever os atos regulatórios das agências governamentais federais daquele país²⁶.

Também o Poder Executivo Norte-Americano controla as agências por meio da *Executive Order 12498-Regulatory planning process*, no qual as agências são obrigadas a informar no início do ano quais e qual é o conteúdo dos atos normativos pretende adotar, e da *Executive Order 12291-Federal regulation*.

Nesse sentido, a CPI sugere ao Relator do Projeto de Lei nº 3.337, de 2004, que dispõe sobre a gestão, a organização e o controle social das Agências Reguladoras, acresce e altera dispositivos das Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.472, de 16 de julho de 1997, nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, nº 9.782, de 26 de janeiro de 1999, nº 9.961, de 28 de janeiro de 2000, nº 9.984, de 17 de julho de 2000, nº 9.986, de 18 de julho de 2000, nº 10.233, de 5 de junho de 2001, e da

²⁶ The Congressional Review Act, a part of the Small Business Regulatory Enforcement Fairness Act of 1996, also called the Contract with America Advancement Act of 1996. The Congressional Review Act allows Congress to review every new federal regulation issued by the government agencies and, by passage of a joint resolution, overrule a regulation.

Medida Provisória nº 2.228-1, de 6 de setembro de 2001, da Lei nº 11.182, de 27 de setembro de 2005, e dá outras providências, a seguinte alteração:

SUBSTITUTIVO DO DEPUTADO RICARDO BARROS

CAPÍTULO II

DA PRESTAÇÃO DE CONTAS E DO CONTROLE SOCIAL

Seção I

Do Controle Externo e do Relatório Anual de Atividades

Art. 13. O controle externo das Agências Reguladoras será exercido pelo Congresso Nacional, com auxílio do Tribunal de Contas da União

Parágrafo único. O Tribunal de Contas não se pronunciará sobre a discricionariedade das escolhas regulatórias das Agências Reguladoras.

PROPOSTA DA CPI DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 13. O controle externo das Agências Reguladoras será exercido pelo Congresso Nacional, com auxílio do Tribunal de Contas da União.

§ 1º O Tribunal de Contas não se pronunciará sobre a discricionariedade das escolhas regulatórias das Agências Reguladoras.

§ 2º O controle externo das escolhas regulatórias das Agências Reguladoras será exercido pelo Congresso Nacional, por intermédio do Conselho das Agências Reguladoras Federais.

§ 3º O Conselho das Agências Reguladoras Federais compõe-se de nove membros, com mandato de dois anos, admitida uma recondução, sendo:

I – dois indicados pela Câmara dos Deputados;

II – dois indicados pelo Senado Federal;

III – dois indicados pelo Poder Executivo;

IV – três indicados pelos órgãos de defesa do consumidor, nomeados pelo Congresso Nacional.

§ 4º Compete ao Conselho o controle da atuação regulatória das Agências Reguladoras, cabendo-lhe apreciar, de ofício ou mediante provocação, os atos regulatórios expedidos, podendo desconstituir-los, revê-los, fixar prazo para que se adotem as providências necessárias ao exato cumprimento da lei, ou determinar a suspensão temporária da vigência dos atos.

§ 5º Resolução do Congresso Nacional regulamentará o disposto neste artigo.

A proposta de alteração do Projeto de Lei propõe atribuir os meios ao Congresso Nacional para fiscalizar a formulação das políticas setoriais e de exercer um controle social sobre as decisões regulatórias das agências que afetam o interesse público. A proposta visa ampliar os mecanismos de controle social e de prestação de contas.

4.2.1 Quarentena dos ex-dirigentes da ANEEL

A Comissão observou que os ex-diretores e os ex-superintendentes da ANEEL não estão cumprindo a norma específica da quarentena. Aos ex-Diretores e aos ex-Superintendentes aplica-se o impedimento de doze meses, do art. 9º da Lei nº 9.427, de 1996.

A Lei nº 9.427, de 1996, que instituiu a ANEEL e disciplinou o regime das concessões de Serviços Públicos de Energia Elétrica, estabeleceu no art. 9º que o período de quarentena seria de doze

meses e que o descumprimento deste prazo implica no crime de prática de advocacia administrativa, previsto no art. 321 do Código Penal, **verbis**:

Art. 9º. O ex-dirigente da ANEEL continuará vinculado à autarquia nos doze meses seguintes ao exercício do cargo, durante os quais estará impedido de prestar, direta ou indiretamente, independentemente da forma ou natureza do contrato, qualquer tipo de serviço às empresas sob sua regulamentação ou fiscalização, inclusive controladas, coligadas ou subsidiárias.

§ 1º Durante o prazo da vinculação estabelecida neste artigo, o ex-dirigente continuará prestando serviço à ANEEL ou a qualquer outro órgão da administração pública direta da União, em área atinente à sua qualificação profissional, mediante remuneração equivalente à do cargo de direção que exerceu.

§ 2º In corre na prática de advocacia administrativa, sujeitando-se o infrator às penas previstas no art. 321 do Código Penal, o ex-dirigente da ANEEL, inclusive por renúncia ao mandato, que descumprir o disposto no "caput" deste artigo.

§ 3º Exclui-se do disposto neste artigo o ex-dirigente que for exonerado no prazo indicado no "caput" do artigo anterior ou pelos motivos constantes de seu parágrafo único. (grifo nosso)

Posteriormente, foi aprovada a Lei nº 9.986, de 2000, que disciplinou a gestão de recursos humanos das Agências Reguladoras. O art. 8º dessa lei fixou de forma genérica a quarentena dos ex-Dirigentes das Agências Reguladoras em quatro meses, **verbis**:

Art. 8º Terminado o mandato, o ex-dirigente ficará impedido, por um período de quatro meses, contado do término

do seu mandato, de prestar qualquer tipo de serviço no setor público ou a empresa integrante do setor regulado pela Agência.

§ 1º Inclui-se o período a que refere o "caput" eventuais períodos de férias não gozadas.

§ 2º Durante o impedimento, o ex-dirigente ficará vinculado à agência, fazendo jus a remuneração equivalente à do cargo que exerceu, sendo assegurado, no caso de servidor público, todos os direitos como se estivesse em efetivo exercício das atribuições do cargo.

§ 3º Aplica-se o disposto neste artigo ao ex-dirigente exonerado a pedido, se este já tiver cumprido pelo menos seis meses do seu mandato.

§ 4º In corre na prática de advocacia administrativa, sujeitando-se às penas da lei, o ex-dirigente que violar o impedimento previsto neste artigo. (grifo nosso)

Ocorre que o art. 9º da Lei de criação da ANEEL não foi revogado pela lei que disciplinou a gestão de recursos humanos das Agências Reguladoras. Apenas o art. 8º da Lei nº 9.427, de 1996, foi revogado, permanecendo em vigor o restante da norma, **verbis**:

Art. 39. **Ficam revogados o art. 8º da Lei no 9.427, de 26 de dezembro de 1996**; os arts. 12, 13, 14, 26, 28 e 31 e os Anexos I e II da Lei no 9.472, de 16 de julho de 1997; o art. 13 da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; os arts. 35 e 36, o inciso II e os parágrafos do art. 37, e o art. 60 da Lei no 9.649, de 27 de maio de 1998; os arts. 18, 34 e 37 da Lei no 9.782, de 26 de janeiro de 1999; e os arts. 12 e 27 e o Anexo I da Lei no 9.961, de 28 de janeiro de 2000. (grifo nosso)

O conflito entre a Lei nº 9.427, de 1996, e a Lei nº 9.986, de 2000, é apenas aparente, pois resolve-se pelo princípio da especialidade. De acordo com o conhecido brocado jurídico *lex specialis derogat generali*, a lei de natureza geral, por abranger ou compreender um todo, é aplicada na ausência de norma de caráter específico sobre determinada matéria. Em outras palavras, a lei de índole específica sempre será aplicada em prejuízo daquela que foi editada para reger condutas de ordem geral.

Com efeito, na análise das aparentes antinomias, três critérios devem ser levados em conta para a solução dos conflitos:

- 1) critério cronológico: norma posterior prevalece sobre norma anterior;
- 2) critério da especialidade: norma especial prevalece sobre norma geral;
- 3) critério hierárquico: norma superior prevalece sobre norma inferior.

No caso em tela, cuida-se de uma lei específica que criou e disciplinou a ANEEL e de uma lei geral, que trouxe critérios de gestão de recursos humanos de todas as Agências Reguladoras. Esse fato afasta a aplicabilidade do critério cronológico, previsto no art. 2º da Lei de Introdução ao Código Civil. De igual forma não se aplica o critério da hierarquia, pois ambas são leis ordinárias.

O critério da especialidade está previsto no art. 5º da Constituição Federal de 1988 que consagra o princípio da isonomia ou igualdade *lato sensu*, reconhecido como cláusula pétrea: *a lei deve tratar*

de maneira igual os iguais, e de maneira desigual os desiguais. Assim sendo, o princípio da especialidade deverá sempre prevalecer sobre o cronológico.

Desta feita, resta claro que o prazo de quarentena fixado na lei específica da ANEEL é de doze meses.

A Comissão entende, também, que a quarentena abrange também os ex-superintendentes. Perceba-se que o art. 9º da Lei nº 9.427, de 1996, utiliza a expressão “**O ex-dirigente da ANEEL**”. Segundo o dicionário da Academia Brasileira de Letras, dirigente é: “1. Que dirige – 2. Pessoa que desempenha uma função ou cargo diretivo, especialmente em política”. Nessa linha, um dirigente é um gestor do órgão, alguém que efetivamente preste ou execute atividades de gestão e administração dentro da entidade. Um dirigente é aquele que pode assumir posições internamente e frente a terceiros, referendado pelos poderes que o estatuto interno de cada órgão lhe concede.

O Regimento Interno da ANEEL, aprovado pela Portaria MME nº 349, de 28 de novembro de 1997, com amparo no art. 4º do Decreto nº 2.335, de 6 de 1997, define as atribuições dos Superintendentes e deixa claro que estes também são dirigentes da Agência, pois tem autonomia decisória, dentro de suas respectivas competências, **verbis**:

Art. 3º O funcionamento da Agência será apoiado nas Superintendências de Processos Organizacionais.

§ 1º. As Superintendências de Processos Organizacionais serão parte integrante do processo de gestão administrativa e base de apoio e de instrução às deliberações da Diretoria da ANEEL.

.....

Art. 4º A gestão estratégica da Agência será desenvolvida no âmbito do Comitê de Planejamento Estratégico, liderado pelo Diretor-Geral e composto pelos Diretores, Procurador-Geral, Superintendentes de Processos Organizacionais, Auditor e Secretário-Geral.

.....

Art. 22 São atribuições básicas das Superintendências de Processos Organizacionais:

I – promover as ações necessárias à implementação, pela ANEEL, das políticas e diretrizes do governo federal para o setor de energia elétrica;

II – participar do Comitê de Planejamento Estratégico da Autarquia, nos termos deste Regimento Interno e das normas de organização;

III – estabelecer metas e elaborar os respectivos planos de ação, bem como efetuar o seu acompanhamento e avaliações periódicas;

IV – subsidiar a elaboração e a avaliação periódica do Contrato de Gestão;

V – acompanhar e informar a evolução dos indicadores de realização e de desempenho constantes do contrato de gestão relativos à respectiva área de competência;

VI – elaborar as propostas orçamentárias da respectiva área de competência, de forma articulada com as demais Superintendências;

VII – promover intercâmbio com entidades nacionais e estrangeiras, mantendo-se devidamente atualizada em processos

organizacionais, estudos e investigações em sua área de competência;

VIII – propor os ajustes e as modificações na legislação necessários à modernização do ambiente institucional de atuação da ANEEL, no que se refere às atribuições da área;

IX – coordenar as atividades dos recursos humanos e o uso dos recursos técnicos e materiais disponíveis na área, buscando a efetividade e o controle da qualidade dos serviços executados;

X – receber e manter os bens patrimoniais da ANEEL, necessários à execução das atividades da respectiva área de competência;

XI – praticar, no âmbito de sua competência, os atos de gestão administrativa;

XII – executar as atividades conexas com suas atribuições, incumbidas ou delegadas.

Seção II

Das Atribuições Específicas das Superintendências

Art. 23 Constituem atribuições específicas das Superintendências:

I – de Regulação Econômica, executar as atividades relacionadas ao processo de estabelecimento dos valores iniciais, dos reajustes e das revisões de tarifas de energia elétrica;

II – de Estudos do Mercado, executar as atividades relacionadas aos processos de supervisão do mercado, com vistas à competição e ao equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica, e estabelecimento de regras e procedimentos para encargos intra-setoriais;

III – de Mediação Administrativa Setorial, executar as atividades relacionadas aos processos de consulta aos agentes econômicos, a consumidores de energia elétrica e à sociedade e de atendimento a suas reclamações;

IV – (Revogado pela Resolução Normativa ANEEL nº 249 , de 30.01.2007)

V – de Gestão e Estudos Hidroenergéticos, aprovar estudos e projetos e determinar o aproveitamento ótimo e as atividades de hidrologia relativas aos aproveitamentos de energia hidrelétrica promovendo seu gerenciamento nos termos da legislação vigente.

VI – de Licitação e Controle de Contratos e Convênios, realizar os processo licitatórios da Agência, controlar os contratos de bens e serviços, bem como os convênios firmados pela ANEEL e dar orientação e suporte às áreas quanto aos procedimentos licitatórios.

VII - de Concessões e Autorizações de Geração, executar as atividades relacionadas ao processo de licitação, outorga e contratação de concessões e autorizações de geração de energia elétrica, leilões de energia elétrica para a comercialização destinada às concessionárias de distribuição no âmbito da contratação regulada, bem como gerir os contratos de concessão e autorizações de geração, inclusive de uso de bem público;

VIII - de Concessões e Autorizações de Transmissão e Distribuição, executar as atividades relacionadas ao processo de licitação, outorga e contratação de concessões, permissões e autorizações de serviços e instalações de transmissão e de distribuição de energia elétrica e gerir os respectivos contratos de concessão e de permissão;

IX – de Fiscalização dos Serviços de Geração, executar as atividades relacionadas ao processo de controle e fiscalização das concessões e autorizações de geração de energia elétrica;

X – de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade, executar as atividades relacionadas ao processo de controle e fiscalização das concessões, permissões e autorizações de serviços e instalações de transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;

XI – de Fiscalização Econômica e Financeira, executar as atividades relacionadas ao processo de controle e fiscalização econômico-financeira e contábil das concessões, permissões e autorizações dos serviços e instalações de energia elétrica;

XII – de Regulação dos Serviços de Geração, executar as atividades relacionadas ao processo de regulamentação, normatização e padronização, referentes aos serviços e instalações de geração de energia elétrica;

XIII – de Regulação dos Serviços de Transmissão, executar as atividades relacionadas aos processos de estabelecimento de critérios e supervisão do acesso ao sistema de transmissão e de regulamentação, normatização e padronização, referentes aos serviços de transmissão;

XIV – de Regulação dos Serviços de Distribuição, executar as atividades relacionadas aos processos de estabelecimento de critérios e supervisão do acesso aos sistemas de distribuição e de regulamentação, normatização e padronização referentes aos serviços de distribuição;

XV – de Regulação da Comercialização da Eletricidade, executar as atividades relacionadas ao processo de regulamentação, normatização e padronização referentes à atividade de

comercialização de energia elétrica e ao atendimento do consumidor;

XVI – de Planejamento da Gestão, executar as atividades relacionadas aos processos de auditagem da qualidade dos processos internos e de controle de gestão, cumulativamente com a função de secretaria do Comitê de Planejamento Estratégico da Autarquia;

XVII – de Gestão Técnica da Informação, executar as atividades relacionadas ao processo de gestão da informação, no âmbito interno e externo à Autarquia;

XVIII – de Relações Institucionais, coordenar o relacionamento institucional com órgãos e entidades nacionais e estrangeiras, representativas dos poderes executivo, legislativo e judiciário e dos diversos segmentos da sociedade organizada, mediante, inclusive, o estabelecimento de cooperação técnica, convênios e outros instrumentos congêneres; promover a interação e coordenar o processo de descentralização de atividades junto aos estados da federação, bem como coordenar a promoção de eventos institucionais e técnicos de relacionamento com o público externo e interno.

XIX – de Gestão de Recursos Humanos, executar as atividades relacionadas ao processo de gestão de recursos humanos, com vistas a compor, manter e desenvolver o efetivo de recursos humanos da Autarquia;

XX – de Administração e Finanças, executar as atividades relacionadas aos processos de gestão de recursos financeiros e materiais e do patrimônio da Autarquia.

XXI - de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética, regulamentar e acompanhar a implementação dos programas de

Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) do setor elétrico e de eficiência energética.

Sobre o tema a CPI concluiu que tanto os ex-diretores quanto os ex-superintendentes estão sujeitos a período de quarentena de doze meses, na forma do art. 9º da Lei nº 9.427, de 1996. Conseqüentemente aquele que violou o prazo de impedimento pratica crime de advocacia administrativa, que possui como sujeito passivo o próprio Estado e cujo bem jurídico tutelado é a moralidade, a probidade pública e a regularidade administrativa.

Face a isso, a CPI requer ao Ministério Público Federal que examine a conduta dos ex-diretores e ex-superintendentes da ANEEL para verificar o possível cometimento do crime previsto no art. 321 do Código Penal (advocacia administrativa).

4.3 O caso CELPE

A CPI das Tarifas de Energia Elétrica foi criada para investigar os motivos que levaram as tarifas de energia elétrica a quadruplicar de preço, nos últimos dez anos. Constatou-se que as tarifas de energia elétrica têm subido muito acima da inflação. O megawatt-hora, unidade de venda de energia, custava R\$ 60,00, em média em 1995. Em 2006, era vendido por R\$ 230,00 e a previsão para os próximos dez anos é desanimadora. Até 2017, os custos de geração de energia elétrica devem dobrar.

A geração elétrica brasileira é basicamente hidráulica, atingindo a 95% do total. No entanto, o megawatt-hora no Brasil é mais caro do que em muitos países desenvolvidos que possuem matriz energética térmica (a óleo combustível ou carvão), nuclear e/ou eólica.

Segundo depoimento prestado à CPI pelo Dr. Roberto D'Araújo, os quatro principais produtores de energia hidroelétrica do mundo são: Canadá (12%), China (12%), Brasil (11%) e os EUA (9%). Apesar disso, a CPI identificou que a tarifa média brasileira para a indústria, com e sem tributos, é quase o dobro do Canadá, da China e dos EUA, que também possuem matrizes hidroelétricas, e maior do que países que dependem de energia nuclear e eólica. O mesmo fenômeno acontece com a tarifa residencial.

O impacto do aumento da energia elétrica, em especial no setor industrial, pode reduzir a produção e afetar o crescimento do PIB. A Fundação Getúlio Vargas, por meio da FGV Projetos, elaborou estudo intitulado “Cenários de impactos da elevação do preço da energia elétrica - 2006-2015”. O trabalho chegou à conclusão de que sem a elevação do preço da energia elétrica, ou seja, de acordo com o cenário básico, o PIB *per capita* brasileiro crescerá à taxa de 2,4% ao ano, revertendo o desempenho medíocre dessa variável nos últimos 25 anos, quando o PIB *per capita* cresceu à taxa de apenas 0,3% ao ano. Esse desempenho é significativamente afetado nos dois cenários de elevação dos preços da energia examinados. No cenário pessimista, a FGV prevê o crescimento do PIB *per capita* em torno de 1,6% ao ano, ou seja, 50% menor do que o cenário básico. Já no cenário mais otimista, o crescimento *per capita* é de 1,9% ao ano, ou seja, 26% menor do que o cenário básico.

A CPI investigou a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE) porque constatou que o aumento da energia elétrica para o consumidor final foi quase o dobro da correção do IGPM/FGV e quase o triplo do IPCA/IBGE. O quadro abaixo traz a comparação entre a

evolução dos índices citados e o reajuste da energia elétrica em Pernambuco:

ANO	IGPM (acumulado)	IPCA (acumulado)	Índice de reajuste tarifário (acumulado)
2001	10,37%	7,67%	14,85%
2002	38,30%	21,17%	31,48%
2003	50,32%	32,43%	67,39%
2004	68,99%	42,50%	84,83%
2005	71,02%	50,61%	107,93%
2006	77,60%	55,34%	149,15%
2007	91,36%	62,26%	180,16%

A CPI constatou, também, que o lucro líquido da CELPE cresceu 40 vezes em 7 anos. Em razão dos altos índices de reajuste, a empresa teve um aumento no lucro líquido de aproximadamente 4.000% no período de 2002 a 2008. Em 2002, o lucro líquido da CELPE foi de R\$ 12,8 milhões. Em 2008, o lucro líquido foi de R\$466,3 milhões.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Lucro Líquido R\$ (milhões)	12.883	97.882	76.687	134.849	217.799	311.526	466.313

Fonte: www.celpe.com.br

A rentabilidade do setor de distribuição de energia elétrica é alta, em média 30% sobre o patrimônio líquido ao ano. Comparando-se essa média com a lucratividade observada pela CELPE, não é difícil concluir que o ganho da empresa é inteiramente divorciado de qualquer padrão de razoabilidade e é, sem dúvida, fruto do abuso de posição

dominante na exploração do monopólio natural de distribuição de energia elétrica no estado de Pernambuco.

4.3.1 Como é fixada a tarifa

Conforme a metodologia criada pela ANEEL, o primeiro conjunto da receita refere-se ao repasse dos custos considerados não gerenciáveis, seja porque seus valores e quantidades, bem como sua variação no tempo, independem de controle da empresa (como, por exemplo, o valor da despesa com a energia comprada pela distribuidora para revenda aos seus consumidores), ou porque se referem a encargos e tributos legalmente fixados (como a Conta de Desenvolvimento Energético, Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica, etc.). Esse primeiro conjunto é identificado como “Parcela A” da receita da concessionária de distribuição.

O segundo conjunto, a Parcela B, refere-se à cobertura dos custos de pessoal, de material e outras atividades vinculadas diretamente à operação e manutenção dos serviços de distribuição, bem como dos custos de depreciação e remuneração dos investimentos realizados pela empresa para o atendimento do serviço. Esses custos são identificados como custos gerenciáveis, porque a concessionária tem plena capacidade em administrá-los diretamente e foram convencionados como componentes da “Parcela B” da Receita Anual Requerida da Empresa.

De acordo com ANEEL a composição das parcelas é a seguinte:

Tabela 1 - COMPOSIÇÃO DA RECEITA REQUERIDA

PARCELA A (*custos não-gerenciáveis*):

Encargos Setoriais Despesas de Operação e Manutenção

- Cotas da Reserva Global de Reversão (RGR)
- Cotas da Conta de Consumo de Combustível (CCC)
- Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)
- Rateio de custos do PROINFA
- Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Encargos de Transmissão

- Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica
- Uso das Instalações de Conexão
- Uso das Instalações de Distribuição
- Transporte da Energia Elétrica Proveniente de Itaipu
- Operador Nacional do Sistema (ONS)

Compra de Energia Elétrica para Revenda

- Contratos Iniciais
- Energia de Itaipu
- Contratos Bilaterais de Longo Prazo ou Leilões

PARCELA B (*custos gerenciáveis*):

Despesas de Operação e Manutenção

- Pessoal
- Material
- Serviços de Terceiros
- Despesas Gerais e Outras

Despesas de Capital

- Cotas de Depreciação
- Remuneração do Capital

Outros

- P&D e Eficiência Energética

Fonte: ANEEL. Cadernos Temáticos ANEEL - 4 – Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica. Brasília, DF, Abril 2005.

A ANEEL descreve a Parcela B da receita da empresa da seguinte forma:

- Despesas de Operação e Manutenção: parcela da receita destinada à cobertura dos custos vinculados diretamente à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, como pessoal, material, serviços de terceiros e outras despesas.
- Cota de Depreciação: parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros destinados à recomposição dos investimentos realizados com “prudência” para a prestação do serviço de energia elétrica ao final da sua vida útil.
- Remuneração do Capital: parcela da receita necessária para promover um adequado rendimento do capital investido na prestação do serviço de energia elétrica.
- Investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética: referem-se à aplicação anual de, no mínimo, 0,75% da receita operacional líquida da empresa

em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética, voltados para o uso final da energia (Lei nº 9.991, de 2000).

A tarifa de energia elétrica é obtida, grosso modo, pelo rateio entre os consumidores do valor apurado no somatório da Parcela A e da Parcela B.

Assim, é lícito dizer que as despesas da Parcela A e da Parcela B da CELPE são em verdade pagas pelos consumidores de Pernambuco, vez que o seu custo é rateado entre os usuários de energia elétrica.

Com efeito, conforme disposto na lei, no contrato e nas Resoluções da ANEEL existe um vínculo jurídico de consumo entre a CELPE e os usuários do serviço de energia elétrica. Em razão disso, prevalecem normas de ordem pública que refletem valores indisponíveis e irrenunciáveis em nome dos quais devem ser relativizados princípios contratuais clássicos, como autonomia da vontade e força obrigatória dos contratos.

Na forma do inciso IV da Lei nº 8.078, de 1990, é direito básico do consumidor a proteção contra práticas abusivas no fornecimento de serviços, sendo vedado ao fornecedor elevar injustificadamente o preço de serviços (art. 39, X). O Código do Consumidor assegura ao consumidor, como direito básico, a proteção contra métodos comerciais coercitivos ou desleais.

A CELPE, por exercer concessão de serviço público essencial e de prestação contínua, tem maior responsabilidade no sentido

de não adotar as práticas comerciais abusivas e ilegais abaixo relacionadas.

4.3.2 Do convênio firmado entre a CELPE e o Governo de Pernambuco

Na audiência pública realizada pela CPI, na cidade de Recife, em 2/10/2009, a Comissão recebeu denúncia de que a CELPE estava pagando gratificações a policiais de uma Delegacia Especializada para “darem prioridade” no combate ao furto de energia elétrica e para servirem de cobradores de dívidas de consumidores com a empresa.

A CPI apurou que a Secretaria de Defesa Social (SDS) do Estado de Pernambuco celebrou com a CELPE Convênio de Cooperação Técnica Administrativa e Financeira, em 1º de Dezembro de 2004.

A mencionada avença tinha como objeto o seguinte, **verbis:**

Cláusula Primeira - Constitui objeto do presente Convênio o desenvolvimento de ações conjuntas por parte das entidades convenentes, visando combater a utilização clandestina de energia elétrica e a conseqüente evasão fiscal, assim como os roubos, furtos e depredações de instalações e materiais inerentes à empresa envolvida, tendo como finalidade maior a proteção e a segurança da sociedade relativamente às condutas que envolvem o desvio de energia elétrica e depredações de equipamentos, tipificadas pela legislação criminal em vigor, por tratar-se de crimes de ação pública incondicionada, que reclamam do Estado o desenvolvimento de constantes ações preventivas e repressivas.

As obrigações da CELPE encontravam-se na Cláusula Sexta do Convênio, que tinha a seguinte redação, **verbis:**

Cláusula Sexta - Caberá à CELPE:

- a. Disponibilizar imóvel com estrutura necessária para instalação da Delegacia de Repressão aos Crimes contra a Administração e Serviços Públicos - DRCASP;
- b. Fornecer material permanente (móveis, micros, condicionadores de ar, etc), necessário para o funcionamento da Delegacia, bem como efetuar manutenção corretiva e preventiva nos materiais disponibilizados de propriedade da cedente.
- c. Custear com verba mensal no valor de R\$ 13.000,00 (treze mil reais), como doação indedutível, para as despesas de consumo operacional, necessário ao funcionamento da Delegacia;
- d. Disponibilizar, dar manutenção e abastecimento de 02 (duas) viaturas tipo passeio, popular, de 4 portas, sem opcionais, para os serviços das Unidades móveis da DRCASP;
- e. Providenciar manutenção preventiva e corretiva da viatura caracterizada disponibilizada pela Policia Civil;
- f. Fornecer meio de Comunicação direto e constante entre os agentes de campo e a base da delegacia. Poderá ser adotado o sistema de rádio HT ou sistema de comunicação via celular on-group, bem como poderá disponibilizar serviço de acesso à rede mundial de computadores (INTERNET).
- g. Arcar com as despesas de alimentação e hospedagens para os policiais, quando necessárias, sempre que forem realizadas diligencias e/ou operações policiais fora dos municípios da Região Metropolitana do Recife, com valores máximos, conforme tabela de custo unitário em anexo, podendo, o valor ser custeado diretamente pela CELPE, nos estabelecimentos onde forem feitas as respectivas despesas;

- h. Arcar com as despesas com estágio, cursos, consultorias e treinamentos de policiais, peritos e demais servidores da Polícia Civil, GGPOC e PMPE, nas áreas previstas neste Convênio e de acordo com a necessidade da CELPE, no seu Centro de Treinamento ou em outro local;
- i. Disponibilizar o compartilhamento de infra-estrutura da CELPE para a rede ótica da SDS, hoje existente, promovendo parceria na manutenção da continuidade da rede ótica e limpeza das câmeras de vídeo instaladas na Av Boa Vingam (09 Ud).

j. Disponibilizar recursos para investimentos da Secretaria de Defesa Social - SDS, através de fundo específico, com base na redução do índice de perdas de energia elétricas da CELPE. Os valores serão repassados mensalmente conforme Tabela de Repasse de Recursos para SDS, a seguir:

.....

1. A partir da apuração do Índice de Perdas de Energia Elétrica da CELPE, acumulado nos 12 (doze) últimos meses, com base na Venda Faturada, será identificado na tabela o valor mensal a ser repassado à SDS. **O valor mensal será repassado até o último dia do mês subseqüente ao mês da apuração do Índice de Perdas, a ser depositado na Conta Única do Estado, através do DAE-20,** ou, por indicação exclusiva da Secretaria de Defesa Social, os recursos serão repassados pela Companhia Energética de Pernambuco, através de obras, serviços, veículos ou equipamentos. (grifo nosso)

A Cláusula Sexta da avença, acima transcrita, não deixa dúvida que seriam repassados ao Estado de Pernambuco três montantes de recursos. Um, no valor de R\$ 13 mil destinado ao consumo operacional do funcionamento da Delegacia (alínea “c”), outro, destinado

ao ressarcimento das despesas com viagens (alínea “g”) e outro para o fundo da Secretaria de Defesa Social (alínea “j”). Sendo que este último seria variável, podendo alcançar o valor mensal de R\$ 105.000,00 (cento e cinco mil reais), perfazendo o total de R\$ 1.260.000,00 (um milhão, duzentos e sessenta mil reais) por ano.

A alínea “l” da Cláusula Sexta, como não poderia deixar de ser, previa o depósito dos recursos na Conta Única do Estado de Pernambuco. Em atenção aos princípios da moralidade e da indisponibilidade do interesse público, não há no Convênio nenhuma cláusula prevendo que qualquer dos valores devidos ao Estado de Pernambuco seria recebido em espécie por agente público.

Em 1º/12/2005, foi assinado o Primeiro Termo Aditivo aumentando para R\$ 15.000,00 (quinze mil reais), por mês, o repasse a título de consumo operacional do funcionamento da Delegacia (alínea “c”) e alterando o termo final da vigência do Convênio para 1º/12/2007. As demais cláusulas foram ratificadas.

Dia 1º/6/2007 foi celebrado o Segundo Termo Aditivo ao Convênio, cujo objeto foi ajustar as cláusulas do Convênio. Concernentemente às obrigações da CELPE, estas passaram a ser as seguintes, **verbis**:

3.2. Caberá a CELPE:

I. Disponibilizar, dar manutenção e abastecimento de 02 (duas) viaturas tipo passeio, popular, de 04 (quatro) portas, sem opcionais, para os serviços das Unidades móveis da DRCASP;

II. Fornecer meio de comunicação direto e constante entre agentes de campo e a base da delegacia, podendo ser adotado o

sistema de rádio HT ou sistema de comunicação via celular, bem como disponibilizar serviço de acesso à rede mundial de computadores – internet;

III. Compartilhar sua infra-estrutura ótica, com a rede ótica da SDS, promovendo parceria na manutenção dos equipamentos instalados na Av. Boa Viagem, estes num total de doze unidades (12 Ud), a fim de dar continuidade ao sistema da rede ótica, ali instalados, bem como proceder com a limpeza dos mesmos;

IV. Disponibilizar seu banco de endereços para a execução das atividades deste Convênio, via Centro Integrado de Inteligência de Defesa Social – CIIDS.

V. Disponibilizar recursos para investimentos da Secretaria de Defesa Social - SDS, através de fundo específico, com base na redução do índice de perdas de energia elétricas da CELPE. Os valores serão repassados mensalmente conforme Tabela de Repasse de Recursos para SDS, a seguir:

.....

VI. A partir da apuração do Índice de Perdas de Energia Elétrica da CELPE, acumulado nos 12 (doze) últimos meses, com base na Venda Faturada, será identificado na tabela o valor mensal a ser repassado à SDS. O valor mensal será repassado até o último dia do mês subsequente ao mês da apuração do Índice de Perdas, a ser depositado na Conta Única do Estado, através do DAE-20, ou, por indicação exclusiva da Secretaria de Defesa Social, os recursos serão repassados pela Companhia Energética de Pernambuco, através de obras, serviços, veículos ou equipamentos.

VII. Quando a SDS optar para que os repasses mencionados no item anterior sejam realizados em obras, serviços, veículos ou

equipamentos, estes se farão mediante prévia apresentação e aprovação das respectivas planilhas de custos.

Como se observa, encerrou-se, pelo menos oficialmente, a obrigação da CELPE em repassar recursos a título de consumo operacional do funcionamento da Delegacia (alínea “c” do Convênio original). Assim, de dezembro de 2004 a maio de 2007, ocorreram repasses de recursos. Somente a partir de junho de 2007, com a assinatura do Segundo Termo Aditivo, encerrou-se o repasse mensal do valor de R\$15 mil.

4.3.3 Do desvirtuamento na execução do convênio por parte da CELPE

O problema é que a CPI apurou que a CELPE, ao invés de depositar os recursos previstos na alínea “c” da Cláusula Sexta do Convênio na Conta Única do Estado, conforme determinava a avença, repassava os valores diretamente ao Delegado titular da Delegacia de Repressão aos Crimes Contra a Administração Pública e Serviços Públicos (DRCASP).

Os policiais estavam a serviço da CELPE e recebiam dinheiro diretamente da empresa para atuar na repressão contra os consumidores de energia elétrica, acusados de furto de energia elétrica. Os policiais, também, executavam por ordem da CELPE o serviço de cobrança de valores devidos de consumidores inadimplentes, protagonizando verdadeira chantagem para que estes regularizassem os débitos de energia.

O Ministério Público do Estado de Pernambuco (MPE), representado pelo Sr. MAVIAEL DE SOUZA SILVA - Promotor de

Justiça do Consumidor, na audiência de 29/10/2009, assim resumiu o relacionamento da CELPE com os consumidores de Pernambuco, **verbis**:

A CPI foi inspirada nos problemas por que Pernambuco passava ou passa, que vão desde a utilização de policiais — ou iam — para cobranças e — pasmem! — prisão de pessoas que, em tese, estariam furtando energia elétrica, sem que esse direito de defesa fosse dado à pessoa. Isso passando por uma assinatura de um convênio. A CPI tomou conhecimento disso em nosso Estado. Este assunto é matéria, hoje, de uma ação de improbidade administrativa, movida pela Promotoria de Defesa do Patrimônio Público contra a empresa CELPE e alguns agentes públicos. A forma de abordagem dos prestadores de serviço da empresa CELPE às residências pernambucanas está ao arreio da lei. Eles entram em casas de pessoas com crianças ou incapazes sem a presença dos pais ou responsáveis pela residência. É uma relação que tem de mudar, é uma relação que tem de ser pautada pelo respeito. Pessoas acusadas de crime ou que em tese estariam praticando crime, muitas vezes, só têm a sua residência invadida após um mandado de busca e apreensão. Uma concessionária de serviço público adentra na casa das pessoas de qualquer forma. Há ações em relação à metodologia de tratamento, à utilização de nomes de órgãos técnicos, para que o consumidor venha a acreditar que aquele laudo pericial — que a CELPE dizia ser um laudo pericial — era um documento vindo de um órgão técnico estatal e que indicava que havia ali fraude ou furto de combustível por conta de adulteração em medidores. A título de exemplo, para não citar todos os problemas recorrentes, esses são os principais. Relação de consumo se baseia na boa-fé e no respeito, de início. A CELPE é uma concessionária de serviços públicos que monopoliza o serviço de fornecimento de energia elétrica no Estado de Pernambuco. Ela substituiu o monopólio estatal. E, hoje, esse monopólio estatal foi trocado por um monopólio privado.

(...)

E assim, a gente espera que neste fórum a CELPE comece a mudar um pouco a sua mentalidade, comece a se relacionar de uma forma... de uma forma imbuída de ética, porque todos os dias nós recebemos reclamações da CELPE. E não são reclamações simples, são reclamações que passam inclusive por notícias-crimes. Prestadora de serviço que, representando a empresa, invade a casa das pessoas, conta eletrodomésticos, tira medidor de qualquer jeito, será que está agindo corretamente? A gente tem que começar a dizer: vamos parar com isso, vamos trazer a relação de consumo à normalidade.

O Ministério Público apurou que a CELPE emitia cheques mensais nominais à própria empresa, sem que em nenhum momento houvesse a sua devida e inafastável apropriação pelo Tesouro Estadual. Segundo o MPE, mediante simples endosso de representante da CELPE, os cheques eram sacados em espécie.

Na audiência pública realizada pela CPI, em Recife, no dia 2/10/2009, ao ser indagado sobre os fatos acima, o Diretor-Presidente da CELPE respondeu assim às perguntas do Deputado Alexandre Santos, Relator da CPI, **verbis**:

O SR. DEPUTADO ALEXANDRE SANTOS - Mas o senhor tinha noção de que era para pagar policiais?

O SR. JOSÉ HUMBERTO DE CASTRO - Não, eu não tinha noção de que era para pagar diretamente...

O SR. DEPUTADO ALEXANDRE SANTOS - O senhor como presidente...Mas o senhor não assinou esse convênio?! O mesmo convênio que o senhor assinou...

O SR. JOSÉ HUMBERTO DE CASTRO - Não, o convênio... Eu não me lembro exatamente dos detalhes do convênio, mas que era para pagar direto a policial, acho que não.

O SR. DEPUTADO ALEXANDRE SANTOS – Mas, se vocês fazem pagamento ao policial que estava no convênio, o senhor assinou? O senhor não sabe?

O SR. JOSÉ HUMBERTO DE CASTRO - Não, o convênio não previa pagamento direto a policial.

O SR. DEPUTADO ALEXANDRE SANTOS - Era a quem então, senhor, que deveria ser pago?

O SR. JOSÉ HUMBERTO DE CASTRO - À Secretaria de Segurança Social.

O SR. DEPUTADO ALEXANDRE SANTOS - Ou melhor: então deveria ser pago ao Governo de Pernambuco.

O SR. JOSÉ HUMBERTO DE CASTRO - Às Secretarias.

O SR. DEPUTADO ALEXANDRE SANTOS - Seus cheques ... O senhor só autorizava esses pagamentos para serem feitos ao Governo de Pernambuco.

O SR. JOSÉ HUMBERTO DE CASTRO - Autorizava, de acordo com o contrato.

O SR. DEPUTADO ALEXANDRE SANTOS - Contrato que o senhor está me dizendo e afirmando, não só uma vez, mas duas, que era para ser pago ao Governo de Pernambuco — se de acordo com o que o senhor está falando.

O SR. JOSÉ HUMBERTO DE CASTRO - Excelência, os detalhes do contrato... Mas, certamente, vai ser...

O SR. DEPUTADO ALEXANDRE SANTOS - Mas é uma coisa muito, muito delicada para o senhor, como presidente de uma companhia que tem que cumprir metas, desenvolver inclusive relações com o Governo, com a população, não se lembrar de que o senhor assinava um contrato com o Governo, de quais suas obrigações e quais as obrigações do Governo. Volto a lhe perguntar: o senhor tinha conhecimento de que esse dinheiro era para ser dado nas mãos dos policiais?

O SR. JOSÉ HUMBERTO DE CASTRO - Nas mãos do Governo do Estado.

Conforme depoimentos prestados nos autos do Inquérito Policial nº 01/2007, os recursos repassados pela CELPE eram rateados entre os policiais civis e peritos destacados para atuar nos casos de interesse da empresa, a saber:

a) José Luiz Alberes de Souza, Agente de Polícia Civil, informou que *"ao ser lotado naquela Delegacia, também tomou conhecimento de que os Policiais que trabalhavam nas equipes, executando serviços de repressão a furtos de energia e outros para a CELPE, recebiam uma compensação financeira mensalmente, e que, variava para cada Policial (Agentes e Escrivães), entre R\$ 500,00 e R\$ 600,00."*

b) Ismar Tiburtino dos Santos, Escrivão, esclareceu que *"durante o tempo em que foi lotado na DRCASP, tinha conhecimento de um convênio entre a SDS e a CELPE, e que desse convênio advinham recursos financeiros daquela Companhia para a DRCASP, e que aquele numerário era*

distribuído entre Policiais que executavam serviços constantes no convênio envolvendo a CELPE.”

- c) Viviane Lins Moury Correia de Meio, Agente de Polícia Civil, narrou que *“na época que Dr. João Gustavo chefiava a DRCASP, este pessoalmente entregava a declarante, mensalmente, a parte que lhe cabia do dinheiro vindo da CELPE.”*
- d) Os Delegados Cláudia Luiz de Freitas e João Gustavo Godoy Ferraz em seus depoimentos no Inquérito Policial nº 01/2007 confirmaram as informações prestadas pelos policiais.

Os policiais que não “alcançavam as metas” impostas pela CELPE eram substituídos. O depoimento do Perito Criminal Gilberto Batista Ribeiro esclarece isso ao informar que:

(...) o Diretor de Polícia Cientifica - Dr. Paulo Tadeu, mandara-lhes transmitir que a direção da CELPE, não tinha mais interesse em que os mesmos continuassem exercendo suas atividades na DRCASP e por conseguinte, iriam ser substituídos por outros quatro Peritos Criminais, como de fato ocorreu, indo para o lugar do declarante e seus colegas na DRCASP, os Peritos: Frederico Maranhão, Paulo Alpes, Sérgio Medeiros e José Amilcar Tavares; (...) que as equipes de Peritos, assim como as Autoridades Policiais da DRCASP, sofriam pressões do advogado - José Moreira, preposto da CELPE, naquela Delegacia, para que todos os envolvidos em ocorrências tendo a CELPE como vítima, fossem autuados em flagrante delito e encaminhados a Presídios Públicos.

O abuso da CELPE chegou ao ponto de levar ao Judiciário Estadual processo no qual um consumidor foi acusado pela DRCASP de furto de energia elétrica no valor de R\$ 23,45 (proc. 424.2007.000386-2).

Ao ser indagado sobre os fatos acima narrados, o representante da CELPE presente a audiência da CPI em Pernambuco apresentou uma versão inverossímil e não respondeu uma pergunta básica: qual foi o montante de recursos repassados aos policiais?

Posteriormente, mediante carta recebida na Secretaria da CPI, em 27/10/2009, às 10h30, a CELPE confirmou as denúncias e encaminhou cópia de cheques por ela emitidos e apresentou nova versão para os fatos, **verbis**:

O convênio foi rigorosamente cumprido pela CELPE. Todos os pagamentos foram feitos de acordo com as regras do convênio e mediante a apresentação de recibos assinados pelo Delegado responsável pela Delegacia especializada.

Assim, dando cumprimento ao convênio durante o período de janeiro de 2005 a maio de 2007, **os pagamentos foram realizados por cheques endossados pela CELPE e dirigidos à Delegacia (DRCASP) para despesas de consumo operacional, conforme cláusula sexta, item “c”, do convênio. Ainda consoante o Convênio, o Delegado Titular, autoridade máxima da DRCASP, emitiu os correspondentes recibos, conforme cláusula terceira, item “f”, do convênio então em vigor.** Essa é a razão para os pagamentos em cheque endossados, ou seja, tudo foi feito nos estritos termos do convênio celebrados com o Governo do Estado. (grifos do original)

A nova versão, além de não trazer o valor despendido com o pagamento irregular aos policiais, caiu por terra quando a CPI examinou o

Convênio e verificou que não há dispositivo prevendo que o Delegado de Polícia, titular da DRCASP, seria o responsável pelo recebimento em cheque dos valores devidos ao Estado de Pernambuco. Aliás, a Cláusula Terceira, alínea “f”, citada pela CELPE como justificativa dos pagamentos ao Delegado de Polícia tem a seguinte redação, **verbis**:

Cláusula Terceira – Caberá á Polícia Civil de Pernambuco, através da DRCASP:

.....

f. Fornecer recibo referente as despesas contidas na cláusula sexta, itens “c. e g.”

É óbvio que os recibos mencionados nas alíneas “c” e “g” da Cláusula Sexta são referentes às despesas realizadas pelo Estado, com a operação da Delegacia, e aos gastos realizados pelos policiais com alimentação e hospedagem, quando em diligências ou operação policial fora da região metropolitana do Recife, **verbis**:

.....

c. Custear com verba mensal no valor de R\$ 13.000,00 (treze mil reais), como doação indedutível, para as despesas de consumo operacional, necessário ao funcionamento da Delegacia;

.....

g. Arcar com as despesas de alimentação e hospedagens para os policiais, quando necessárias, sempre que forem realizadas diligências e/ou operações policiais fora dos municípios da Região Metropolitana do Recife, com valores máximos, conforme tabela de custo unitário em anexo, podendo, o valor ser custeado diretamente pela CELPE, nos estabelecimentos onde forem feitas as respectivas despesas;

Como se observa, há evidências graves de que houve o pagamento de propinas e que estes valores ilegais foram contabilizados como despesa operacional para fins de fixação da tarifa de energia elétrica em Pernambuco.

A ANEEL informou, por intermédio de sua Diretoria-Geral, em depoimento na audiência pública realizada em Recife, no dia 2/10/2009, que a Agência não tinha conhecimento das ações praticadas pela CELPE, **verbis**:

O SR. PRESIDENTE (Deputado Eduardo da Fonte) - Perfeito.

A ANEEL tem conhecimento das práticas cometidas aqui em Pernambuco, pela CELPE, nessa questão da contratação dos policiais para que prestassem serviço para a CELPE?

A SRA. JOISA CAMPANHER DUTRA SARAIVA - Não, Deputado. Não temos conhecimento. Eu, pelo menos, na verdade, não tenho conhecimento até o momento.

O SR. PRESIDENTE (Deputado Eduardo da Fonte) - Qual é o posicionamento da ANEEL em relação a esse assunto?

A SRA. JOISA CAMPANHER DUTRA SARAIVA - Tive até oportunidade de já, no início deste dia de hoje, ao saber desse fato, brevemente, na Procuradoria, mas, na verdade, a informação que foi dada é que isso seria uma questão do âmbito de uma política pública de nível estadual. Então, esse eventual convênio é algo que precisa ser tratado nesse âmbito. E, claro, que, do nosso ponto de vista, cabe avaliar as práticas da concessionária sob a ótica das atividades que ela presta para fornecimento de energia elétrica.

O SR. PRESIDENTE (Deputado Eduardo da Fonte) - Comprovando esta prática, qual é a penalidade que a CELPE vai sofrer em relação à ANEEL?

A SRA. JOISA CAMPANHER DUTRA SARAIVA - Veja bem, Deputado: na verdade, a ANEEL tem 3 grandes áreas de atuação. Para nós, regular é regular do ponto de vista de regulamentar, elaborar normas — existe um conjunto de superintendências que trata disso —, mediar e também fiscalizar. Então, nós temos um conjunto de áreas que são afetas ao tema de fiscalização, elas seguem um procedimento. E esse procedimento é fundamental, até para não comprometer o rito da fiscalização, porque comprometido o rito, na verdade, nós poderíamos, até por questões de forma, ter o nosso ato de fiscalização tornado nulo. Então, nesse sentido, uma vez detectada uma prática, além de todas aquelas atividades regulares de fiscalização, detectada uma prática em uma fiscalização eventual, certamente, se ela estiver infringindo o conjunto de regulamentos, caberá um termo de notificação, que assim é o rito. E, em resposta ao termo de notificação, se prevalecer aquela conduta inadequada, é emitido um auto de infração e, para análise, num primeiro momento, da parte do Superintendente e, num segundo momento, é que, então, se não acolhida a posição da empresa ou do agente que está sendo autuado. Só nesse segundo momento é que a análise passa para o âmbito da Diretoria da ANEEL.

O SR. PRESIDENTE (Deputado Eduardo da Fonte) - Existe outra empresa no Brasil, outra distribuidora de energia elétrica que utiliza dessas práticas de contratar policiais para que possam coagir os consumidores?

A SRA. JOISA CAMPANHER DUTRA SARAIVA - Não é do meu conhecimento a existência de outra.

4.3.4 Do repasse para as tarifas dos valores ilegais pagos a título de gratificação aos policiais

Como explicitado anteriormente, a receita requerida da empresa, chamada “receita do serviço de distribuição”, é dividida em dois grandes grupos de repasse de custos. A esses conjuntos dá-se o nome de Parcada A e Parcada B. Para fixação da tarifa são calculados todos os custos não-gerenciáveis da concessionária (Parcada A). Os outros elementos que integram a tarifa constam da Parcada B, a qual inclui os custos gerenciáveis, ou seja, administrados pela própria distribuidora. Fazem parte dessa parcela as despesas de operação e manutenção, a cota de depreciação e a remuneração dos investimentos.

O subitem “Despesas de Operação e Manutenção” da Parcada B refere-se à parte da tarifa destinada à cobertura dos custos vinculados diretamente à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica e engloba as despesas com:

- Pessoal;
- Material;
- Serviços de Terceiros; e
- Despesas Gerais e Outras.

A tarifa de energia elétrica é obtida pelo rateio dos valores apurados para a Parcada A e para Parcada B entre os consumidores. Em razão disso, a CPI desde o início direcionou seus trabalhos na dissecação dos itens que compõem a Parcada A e a Parcada B, procurando identificar basicamente duas coisas: a) se houve inclusão indevida de elementos que alteraram artificialmente a estrutura de custos das empresas, em desfavor

dos consumidores; e b) se não houve supervalorização dos custos, de modo a aumentar artificialmente as tarifas.

No caso da CELPE, a CPI identificou irregularidades em componentes das duas parcelas.

Na Parcada A, a Comissão verificou que havia irregularidades nos preços de compra de energia elétrica, por meio do contrato firmado entre a CELPE e a TERMOPERNAMBUCO S/A. Trata-se de um caso de *self-dealing* (auto-contratação), pois as duas empresas são controladas pela mesma *holding*, o Grupo NEOENERGIA. A CPI apurou que os preços encontram-se superfaturados e tem onerado indevidamente os consumidores. A CELPE compra da TERMOPERNAMBUCO energia que custa 37% mais caro do que a energia comprada de outros produtores nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados através de leilões. A energia comprada na TERMOPERNAMBUCO custa R\$133,32/MWh, enquanto a energia comprada nos leilões custa R\$97,11/MWh.

No tocante à Parcada B, o Presidente da CPI das Tarifas de Energia solicitou ao Tribunal de Contas da União (TCU), por meio do Requerimento n° 36/2007, da Comissão de Defesa do Consumidor, que realizasse auditoria nos processos de reajuste tarifário da CELPE, no período de 2002 a 2007.

O TCU realizou a auditoria e concluiu que a metodologia utilizada para calcular o reajuste da Parcada B da CELPE remunera ilegalmente a concessionária em detrimento do interesse público, gerando prejuízos aos consumidores, **verbis**:

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 constado 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. (grifo nosso)

A Corte de Contas proferiu então o Acórdão n.º 2210/2008 – Plenário, no processo n.º TC 021.975/2007-0, no qual decidiu, **verbis**:

9.1. 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:

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

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

9.1.1.2. os ganhos de escala, decorrentes do aumento da demanda, não são repassados para o consumidor, provocando o desequilíbrio econômico-financeiro do contrato;

9.1.2. apresente ao TCU, no prazo de 60 (sessenta) dias, um cronograma de implementação dos ajustes metodológicos referidos no subitem 9.1;

9.1.3. avalie o impacto, no equilíbrio econômico-financeiro do contrato, da metodologia utilizada nos reajustes da CELPE desde o início da concessão até a presente data;

9.1.4. apresente ao TCU, no prazo de 60 (sessenta) dias, a avaliação referida no item 9.1.3;

9.1.5. estenda os ajustes metodológicos que vierem a ser feitos no contrato da CELPE às demais empresas concessionárias de energia elétrica do país;

A CPI constatou que a CELPE contabilizou a despesa com as gratificações pagas aos policiais na Parcela B de sua tarifa, notadamente no item “Despesa de Operação e Manutenção”. Logo, esses valores ilegais foram diluídos entre todos os consumidores Pernambucanos.

Daí a insistência da CPI em determinar o valor exato dos valores despendidos ilegalmente pela CELPE com o pagamento de policiais. Essa informação é essencial para que a Comissão no seu Relatório Final recomende à ANEEL que expurge das tarifas de energia elétrica da CELPE esses valores ilegais. O que interessa à CPI é identificar e incluir no seu Relatório Final os valores que impactaram indevidamente as tarifas de energia da CELPE. Essa informação é imprescindível para que a ANEEL proceda às correções devidas no item “Despesas de Operação e Manutenção” da Parcela B da CELPE, no período de dezembro/2004 a maio/2007.

O egrégio Supremo Tribunal Federal (STF), interpretando o disposto no § 3º do art. 58 da Constituição já assentou o entendimento de que somente a CPI, no exercício dos poderes de investigação próprios das autoridades judiciais, poderá decidir o que deve constar do Relatório

Final e o que deve ser encaminhado às autoridades administrativas com poder de decisão, para a prática de atos de sua competência, na forma do que dispõe a Lei nº 10.001, de 2000. Exemplo disso é o julgado abaixo, **verbis**:

A Constituição Federal, no § 3º do seu artigo 58, dispõe que as conclusões da CPI, ‘se for o caso’, serão encaminhadas ao Ministério Público para que promova a responsabilidade civil e criminal dos infratores. Ora, somente a comissão poderá decidir se se verifica, ou não, a hipótese do referido encaminhamento das conclusões, o que não implica, necessariamente, que sejam elas acompanhadas dos documentos sigilosos. (MS 23.970-MC, Rel. Min. Maurício Corrêa, decisão monocrática, julgamento em 29-5-01, *DJ* de 5-6-01)

Há inegavelmente conexão entre os atos ilegais praticados pela CELPE e a formação dos valores das tarifas de energia elétrica, que é o fato determinado para a criação da CPI. No entanto, a Comissão não pretende investigar a avença em si e, tampouco, a responsabilidade das autoridades estaduais e dos representantes da CELPE na sua celebração. Isso ficará a cargo do Poder Judiciário. Era desnecessário, portanto, a aprovação de aditamento ao objeto inicial da Comissão, na forma da jurisprudência do STF, **verbis**:

É claro que fatos conexos aos inicialmente apurados podem, também eles, passar a constituir alvo de investigação da Comissão Parlamentar em causa. Contudo, para que isso aconteça, torna-se necessária a aprovação de aditamento. (HC 86.431-MC, Rel. Min. Carlos Britto, decisão monocrática, julgamento em 8-8-05, *DJ* de 19-8-05)

4.3.5 Os documentos do Convênio

A CELPE remeteu à CPI cópias da frente de alguns dos cheques utilizados para o pagamento dos policiais. Não há cópia do verso dos documentos de crédito, portanto não é possível saber pelas cópias encaminhadas quantos cheques foram efetivamente emitidos.

Apesar do Convênio ter vigido por trinta meses com a obrigação de repasse de recursos, a CELPE encaminhou à CPI apenas 25 cópias de cheques.

Os documentos de crédito foram emitidos contra o Banco do Brasil, em duas agências distintas, uma em Recife e outra em Salvador, a saber:

a) Agência Agamenon – Posto de Atendimento Bancário da CELPE em Recife; e

b) Agência CORPORATE – Salvador – Bahia.

Junto com a cópia dos cheques, a CELPE encaminhou “recibos” emitidos supostamente por Delegados de Polícia, dando conta do recebimento em nome da DRCASP, de valores de:

- R\$ 1.980,00 – 1 cheque;

- R\$ 13.000,00 – 14 cheques;

- R\$ 15.000,00 – 6 cheques;

- R\$ 15.100,00 – 1 cheque;

- R\$ 15.727,99 – 1 cheque;

- R\$ 16.482,24 – 1 cheque;

- R\$ 23.000,00 – 1 cheque.

Em oito desses recibos – quatro de R\$ 13.000,00; um de R\$15.000,00; um de R\$15.100,00; um de R\$ 15.727,99; e um de R\$23.000,00 - consta a inscrição: “PGTO. ORDEM BANCÁRIA”.

Apesar dos documentos encaminhados pela CELPE resta a dúvida quanto ao valor efetivamente repassado aos policiais. Isso porque nada garante que a CELPE não tenha repassado valores além daqueles que ela declara ter pago em cheque.

A única coisa clara nesse procedimento é a constatação da relação promíscua entre os policiais da DRCASP e a CELPE, de maneira que a CPI não se pôde elucidar com segurança quanto foi efetivamente repassado às autoridades policiais para que a ANEEL possa eliminar das despesas operacionais constante da Parcela B da CELPE e recalcular as tarifas desde 2004.

É papel da CPI verificar os componentes das tarifas e uma vez identificadas possíveis ilegalidades no processo de formação do preço da energia elétrica emitir recomendações ao Poder Público para que tome as medidas pertinentes.

Importante elemento do sistema elétrico brasileiro, o princípio da modicidade exige tarifas razoáveis de forma a respeitar a capacidade econômica dos usuários dos serviços públicos. Não existe modicidade de tarifas quando se aumenta arbitrariamente os lucros, via elevação abusiva das tarifas, inviabilizando o consumo de serviços ou bens.

Tarifas elevadas dificultam o adimplemento por parte dos consumidores residenciais, principalmente os de baixa renda, o que acarreta a descontinuidade do serviço em virtude dos cortes, bem como impede o acesso de um maior número de consumidores a esse serviço. A modicidade das tarifas representa a possibilidade de acesso e efetiva utilização do serviço público de forma universal.

O Estado deve proteger aquele que age com boa-fé. Objetivamente a boa-fé exige lealdade, impõe o poder-dever que cada um ajuste a própria conduta de maneira a agir com honestidade, probidade e lealdade. O princípio impõe diretrizes e uma conduta de honestidade pública às pessoas jurídicas, ao agir no tráfico negocial. Concebida desse modo, o princípio da boa-fé objetiva exige que se examine a conduta da CELPE no conjunto concreto das circunstâncias no presente caso. O STF já decidiu que os postulados “da boa-fé objetiva e da proteção da confiança, enquanto expressões do Estado Democrático de Direito, mostram-se impregnados de elevado conteúdo ético, social e jurídico, projetando-se sobre as relações jurídicas, mesmo as de direito público”. (RTJ 191/922, Rel. Min. Gilmar Mendes)

Os fatos aqui narrados demonstram que o comportamento da CELPE com os consumidores de Pernambuco e com a CPI não foi leal. Indiscutivelmente, a CELPE desvirtuou-se e agiu de forma ilegítima na presente situação. A elevação artificial da tarifa de energia elétrica e a falta de cooperação com a CPI, na tentativa de inviabilizar a identificação dos valores pagos como gratificação a policiais civis e militares de Pernambuco, incluídos ilegalmente como custo operacional, depõe contra qualquer alegação de boa-fé da CELPE no caso concreto.

4.3.6 Das obrigações legais e contratuais da CELPE com os consumidores pernambucanos

O serviço de fornecimento de energia é de natureza pública e é essencial, conforme prevê o art. 175 da Constituição Federal, sendo regulada, portanto, pelas regras de Direito Público, que protegem o interesse da sociedade como um todo. Em razão disso, o acesso da população ao serviço deve ser o mais amplo possível, o que torna a questão da modicidade tarifária fundamental.

Passa-se abaixo a descrever os dispositivos legais que fixam como deve ser o relacionamento entre a CELPE e os usuários dos serviços de fornecimento de energia elétrica.

O art. 37 da Constituição estabelece no § 3º que a lei disciplinaria as formas de participação do usuário, regulando especialmente as reclamações relativas à prestação dos serviços públicos em geral, asseguradas a manutenção de serviços de atendimento ao usuário e a avaliação periódica, externa e interna, da qualidade dos serviços.

A Lei nº 8.987, de 1995, determina no art. 3º que as concessões sujeitar-se-ão à fiscalização pelo poder concedente responsável pela delegação, com a cooperação dos usuários. Mais a frente, a norma esclarece o conceito jurídico e regulatório da exigência do “serviço adequado, **verbis**:

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.

§ 2º A atualidade compreende a modernidade das técnicas, do equipamento e das instalações e a sua conservação, bem como a melhoria e expansão do serviço.

§ 3º Não se caracteriza como descontinuidade do serviço a sua interrupção em situação de emergência ou após prévio aviso, quando:

I - motivada por razões de ordem técnica ou de segurança das instalações; e,

II - por inadimplemento do usuário, considerado o interesse da coletividade.

Ao definir os direitos dos usuários, a Lei nº 8.987, de 1995, determina, **verbis**:

Art. 7º. Sem prejuízo do disposto na Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990, são direitos e obrigações dos usuários:

I - receber serviço adequado;

(...)

IV - levar ao conhecimento do poder público e da concessionária as irregularidades de que tenham conhecimento, referentes ao serviço prestado;

V - comunicar às autoridades competentes os atos ilícitos praticados pela concessionária na prestação do serviço;

Os encargos das Distribuidoras estão fixados no art. 31 da Lei nº 8.987, de 1995, **verbis**:

Art. 31. Incumbe à concessionária:

I - prestar serviço adequado, na forma prevista nesta Lei, nas normas técnicas aplicáveis e no contrato;

(...)

III - prestar contas da gestão do serviço ao poder concedente e aos usuários, nos termos definidos no contrato;

IV - cumprir e fazer cumprir as normas do serviço e as cláusulas contratuais da concessão;

Foram promulgadas várias normas legais as quais, coerente com a Lei nº 8.987, de 1995, tratam do tema da proteção ao consumidor de energia elétrica, a saber, **verbis**:

Lei nº 9.478, de 1997.

Art. 1º As políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visarão aos seguintes objetivos:

(...)

III - proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;

Lei nº 10.848, de 2004.

Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do

seu regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, deverá dispor sobre:

(...)

XI - mecanismos de proteção aos consumidores.

Decreto nº 2.335, de 1997.

Art. 14. As ações de proteção e defesa do consumidor de energia elétrica serão realizadas pela ANEEL, observado, no que couber, o disposto no Código de Proteção e Defesa do Consumidor, aprovado pela Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990, na Lei nº 8.987, de 1995, e nº Decreto nº 2.181, de 20 de março de 1997.

Parágrafo único. Objetivando o aperfeiçoamento de suas ações, a ANEEL articular-se-á com as entidades e os órgãos estatais e privados de proteção e defesa do consumidor.

O contrato de concessão nº 26/2000, celebrado entre a ANEEL e a CELPE (proc. 48500.002002/99-04), também obriga a empresa a respeitar e tratar com urbanidade e lealdade o consumidor de energia elétrica, senão vejamos:

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.

(...)

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 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.

(...)

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:

(...)

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;

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 Terceira - A Fiscalização técnica e comercial do serviço público de distribuição de energia elétrica abrangerá:

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;

(...)

VIII - a qualidade do atendimento comercial.

4.3.7 Das penalidades aplicáveis à CELPE

A CPI concluiu que a CELPE descumpriu suas obrigações legais e contratuais ao de utilizar-se de corrupção e de meios ilegais para constranger os usuários de energia elétrica do Estado de Pernambuco.

A CPI recomenda que se inicie o processo para análise de necessidade da declaração de caducidade da concessão, conforme previsto no art. 38 da Lei nº 8.987, de 1995, tendo em vista a inexecução parcial do contrato na parte referente ao relacionamento com os consumidores. O art. 38 da Lei nº 8.987, de 1995, prevê o seguinte, **verbis:**

Art. 38. A inexecução total ou parcial do contrato acarretará, a critério do poder concedente, a declaração de caducidade da concessão ou a aplicação das sanções contratuais, respeitadas as disposições deste artigo, do art. 27, e as normas convencionadas entre as partes.

§ 1º A caducidade da concessão poderá ser declarada pelo poder concedente quando:

I - o serviço estiver sendo prestado de forma inadequada ou deficiente, tendo por base as normas, critérios, indicadores e parâmetros definidores da qualidade do serviço;

II - a concessionária descumprir cláusulas contratuais ou disposições legais ou regulamentares concernentes à concessão;

Já o contrato da CELPE estabelece, **verbis**:

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:

(...)

III - pela caducidade;

(...)

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.

A declaração de caducidade do contrato de concessão da CELPE é, não somente uma faculdade do poder concedente, mas sobretudo um dever da ANEEL para com o povo de Pernambuco. A atitude da CELPE de corromper policiais para atuarem em favor da empresa descumpriu deveres e obrigações legais e contratuais com prejuízo notável do serviço público. Sobre o tema o Supremo Tribunal Federal já decidiu,**verbis**:

Compreende-se, pois, na atividade da administração pública, fiscalizar a atividade do concessionário e, se o exigirem os interesses coletivos, decretar a caducidade da concessão. Apenas, se a decretação de caducidade desvelar teor irregular de ação por parte do poder concedente, nela incidirá, para despedir sanções de separação o poder judiciário. É o sentido da lição, invocada a fl., de Viveiros de Castro: “Se o concessionário não cumprir as suas obrigações contratuais, a Administração decretará a caducidade da concessão, salvo o direito do concessionário de recorrer ao Poder Judiciário, se entender que não houve justa causa para a decretação da caducidade. (Mandado de Segurança nº 1419, **in** Revista de Direito Administrativo, vol.33. p. 209/s)

A CPI entende que o motivo do ato proposto é compatível com o escopo da supremacia do interesse público e tem por finalidade a preservação deste mesmo interesse público, aqui motivado por reclamações da população de Pernambuco, representada pelos seus representantes na Câmara dos Deputados, Ministério Público e órgão de defesa do consumidor.

É preciso assegurar uma correta proteção do consumidor, evitando possíveis abusos da CELPE, por um lado, no que se refere à garantia e controle da qualidade dos serviços públicos prestados e, por outro, no que respeita à supervisão e controle dos preços praticados, que se revela essencial por estarmos perante uma situação de monopólio natural.

4.4 Ressarcimento de prejuízos a consumidores

O resarcimento aos consumidores pelos danos causados aos consumidores em razão de problemas com o fornecimento de energia é regulamentado pela Resolução nº 61, de 2004, da ANEEL.

A Norma estabelece que a distribuidora responde objetivamente, independentemente da existência de culpa, pelos danos elétricos causados a equipamentos elétricos instalados em unidades consumidoras, **verbis**:

Art. 10 A distribuidora responde, independentemente da existência de culpa, pelos danos elétricos causados a equipamentos elétricos instalados em unidades consumidoras, nos termos do caput do art. 3º desta Resolução.

Obviamente, se a responsabilidade for de outro, a Distribuidora pode mover uma ação de regresso contra quem deu causa para ressarcir-se da despesa.

Conforme a Resolução da ANEEL, o consumidor tem o prazo de até noventa dias corridos, a contar da data provável da ocorrência do dano elétrico no equipamento, para solicitar o resarcimento à distribuidora devendo fornecer, no mínimo, os seguintes elementos, **verbis**:

Art. 4º O consumidor tem o prazo de até 90 (noventa) dias corridos, a contar da data provável da ocorrência do dano elétrico no equipamento, para solicitar o ressarcimento à distribuidora devendo fornecer, no mínimo, os seguintes elementos:

I - data e horário provável da ocorrência do dano;

II - informações que demonstrem que o solicitante é o titular da unidade consumidora, ou seu representante legal;

III - relato do problema apresentado pelo equipamento elétrico;

IV - descrição e características gerais do equipamento danificado, tais como: marca, modelo, etc.

§1º A solicitação de ressarcimento pode ser efetuada através do atendimento telefônico, das agências de atendimento, pela Internet e outros canais que a distribuidora dispuser.

§2º Para cada solicitação de ressarcimento de dano elétrico, a distribuidora deve abrir um processo específico, observando, inclusive, o disposto no art. 12 desta Resolução.

§3º A obrigação de ressarcimento se restringe aos danos elétricos informados quando da abertura da solicitação, podendo o consumidor requerer a abertura de novas solicitações de ressarcimento de danos oriundos de uma mesma perturbação, desde que observado o prazo previsto no caput.

A ANEEL não garante aos consumidores o direito ao ressarcimento de:

- danos emergentes (lesão concreta que afeta o patrimônio do consumidor, consistente na perda ou

deterioração, total ou parcial, de bens materiais que lhe pertencem em razão de perturbação do sistema elétrico);

- danos morais (qualquer constrangimento à moral e/ou honra do consumidor, causado por problema no fornecimento da energia ou no relacionamento comercial com a concessionária, ou, ainda, a ofensa de interesses não patrimoniais de pessoa física ou jurídica provocada pelo fato lesivo);
- lucros cessantes (são os lucros esperados pelo consumidor e que o mesmo deixou de obter em face de ocorrência oriunda do fornecimento de energia elétrica)

Art. 3º (...)

Parágrafo Único. A ANEEL e as agências conveniadas devem analisar as reclamações considerando, exclusivamente, o dano elétrico do equipamento, não lhes competindo examinar pedido de ressarcimento por danos morais, lucros cessantes ou outros danos emergentes, bem como aqueles casos já decididos por decisão judicial transitada em julgado.

A regra da ANEEL prevê que a Distribuidora dispõe dos seguintes prazos para inspeção e vistoria dos equipamentos danificados:

- até 10 (dez) dias corridos, contado a partir da data do pedido de ressarcimento;
- 1 (um) dia útil, quando o equipamento supostamente danificado for utilizado para o acondicionamento de alimentos perecíveis ou de medicamentos.

Art. 6º O consumidor pode optar entre inspeção in loco do equipamento danificado ou disponibilizá-lo para inspeção mais detalhada pela distribuidora ou empresa por ela autorizada, devendo a distribuidora observar os seguintes procedimentos e prazos:

I – informar ao consumidor a data e o horário aproximado para a inspeção ou disponibilização do equipamento; e

II - inspecionar e vistoriar o equipamento no prazo de até 10 (dez) dias corridos, contado a partir da data do pedido de ressarcimento.

§1º Independentemente da opção pela forma de inspeção, o consumidor deve permitir o acesso ao equipamento e às instalações da unidade consumidora sempre que solicitado, sendo a negativa motivo para a distribuidora indeferir o ressarcimento.

§2º Quando o equipamento supostamente danificado for utilizado para o acondicionamento de alimentos perecíveis ou de medicamentos, o prazo para inspeção e vistoria é de 1 (um) dia útil.

A Distribuidora tem o prazo máximo de 15 dias corridos, contado a partir da data da vistoria ou, na falta desta, a partir da data do pedido de ressarcimento, sobre o resultado do pedido de ressarcimento, **verbis:**

Art. 7º A distribuidora deve informar ao consumidor, por escrito, no prazo máximo de 15 (quinze) dias corridos, contado a partir da data da vistoria ou, na falta desta, a partir da data do pedido de ressarcimento, sobre o resultado do pedido de ressarcimento.

Parágrafo Único O prazo a que se refere este artigo ficará suspenso enquanto houver pendência de responsabilidade do

consumidor, desde que tal pendência tenha sido informada por escrito.

A Distribuidora exime-se da responsabilidade de ressarcir nos seguintes casos:

a) Se a unidade consumidora for atendida em tensão igual ou inferior a 2,3 kV. A energia que corre nos postes da rua tem 13,8 KV. No caso do consumidor comum (residencial e comercial) o transformador é da Distribuidora. Esse transformador reduz a tensão do fio de 13,8KV para 0,127 KV ou 0,220 KV (capacidade dos equipamentos). Quando o consumidor for industrial (pequeno, médio ou grande), normalmente o transformador é do consumidor. Ou seja, a Distribuidora se limita a entregar 13,8 KV. Nesse caso, a Resolução da ANEEL não garante ao consumidor o direito ao ressarcimento.

Art. 3º As disposições desta Resolução se aplicam, exclusivamente, aos casos de dano elétrico causado a equipamento instalado na unidade consumidora atendida em tensão igual ou inferior a 2,3 kV.

b) Se o consumidor providenciar, por sua conta e risco, a reparação do equipamento sem aguardar o término do prazo para a inspeção, salvo nos casos em que houver prévia autorização da distribuidora (inc. II do par. único do art. 10)

Art. 10 (...)

Parágrafo único. A distribuidora só poderá eximir-se do dever de ressarcir quando:

.....

II – o consumidor providenciar, por sua conta e risco, a reparação do(s) equipamento(s) sem aguardar o término do prazo para a inspeção, salvo nos casos em que houver prévia autorização da distribuidora;

c) Se a Distribuidora comprovar que o dano reclamado foi ocasionado por interrupções associadas à situação de emergência ou de calamidade pública decretada por órgão competente, desde que comprovadas por meio documental ao consumidor.

Art. 10 (...)

Parágrafo único. A distribuidora só poderá eximir-se do dever de ressarcir quando:

.....

VI – comprovar que o dano reclamado foi ocasionado por interrupções associadas à situação de emergência ou de calamidade pública decretada por órgão competente, desde que comprovadas por meio documental ao consumidor.

A proposta da CPI é que a ANEEL fixe altere as normas de ressarcimento, de maneira a proteger o consumidor e facilitar o seu ressarcimento. Propõe-se o seguinte:

1) Consumidores residenciais: como a vistoria pode demorar até 10 dias e tendo em vista que se o consumidor

perde o direito de ressarcimento se consertar o aparelho antes da autorização da Distribuidora, a ideia é:

- a) Permitir que o consumidor conserte seu equipamento, independentemente da vistoria, e leve a nota fiscal para ser ressarcido no prazo máximo de 48h. A Distribuidora poderia contestar o ressarcimento, se entender que o dano não decorreu de falha no abastecimento; e
 - b) Determinar às Distribuidoras que credenciem empresas de assistência técnica para fazer a vistoria e consertar os equipamentos e aparelhos danificados;
 - c) Fixar o prazo máximo de 48h para a Distribuidora ressarcir o consumidor se o equipamento danificado não tiver conserto.
- 2) Consumidores comerciais e industriais: que o ressarcimento abranja, também, os lucros cessantes e os danos emergentes, devidamente comprovados pelos consumidores. Não tem lógica que uma padaria que perdeu a fornada de pães em razão de um blecaute, mas que não teve o forno danificado, não tenha direito a qualquer ressarcimento.
- 3) Consumidores acima de 2,3KV: ressarcir os consumidores comerciais ou industriais, em especial as micro, pequenas e médias empresas que utilizem mais de 2,3 KV, considerando que estes são mais vulneráveis economicamente.

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Finalizados os trabalhos desta CPI, podemos dizer que seus encaminhamentos foram muito positivos, pois diversos aspectos do setor elétrico puderam ser desvendados e um sério problema relacionado à metodologia de cálculo das tarifas de energia foi desvendado.

A conclusão mais importante desta Comissão é que as tarifas de energia elétrica estão efetivamente muito elevadas e continuam a subir. A falta de neutralidade da parcela A dos reajustes tarifários tem afetado as contas de energia e os consumidores pagam valores indevidos. Ainda que tenha havido um grande esforço da parte da Comissão, não foi possível determinar precisamente os montantes que foram cobrados indevidamente dos consumidores, porém sabe-se que se trata de valores de grande magnitude.

Este, certamente, foi o resultado mais importante da CPI e é necessário que as medidas para corrigir o problema sejam tomadas com a máxima brevidade e, fundamentalmente, que os consumidores sejam efetivamente resarcidos dos valores pagos a maior.

5.1 Sobre o crescimento dos Encargos Setoriais.

Recomenda-se seja determinado ao Ministério de Minas e Energia – MME e à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL a elaboração, no prazo de 30 (trinta) dias, de estudo sobre o crescimento do ônus suportado pelos consumidores de energia elétrica a título de Encargos Setoriais repassados à tarifas de energia elétrica, contendo proposta de redução dos referidos encargos.

5.2 Sobre a questão da renovação das concessões

Recomenda-se orientar os representantes do Ministério de Minas e Energia – MME que diligenciem no sentido de que sejam observados todas as normas legais para a sua implementação, em especial o comando da Constituição Federal que determina que o Poder Público deve prestar o serviço diretamente ou por meio concessão, sempre precedida de licitação. Vale ainda ressaltar que o entendimento da ANEEL e do TCU de que cláusulas que prorrogam contratos de concessão não são válidas, pois a Lei nº 10.848, de 2004, revogou o artigo que 27 da Lei das Licitações que permitia essa possibilidade.

Por fim, imperativo recomendar aos representantes do Ministério de Minas e Energia – MME que, tendo em vista a premência do assunto, seja devidamente atentado para o interesse público subjacente ao tema. Os consumidores do país, durante muitos anos, suportaram o ônus dos investimentos setoriais realizados. Portanto, o patrimônio construído ao longo destes anos é, inegavelmente, um patrimônio público dos cidadãos e empresas brasileiras, não podendo ser aviltado por decisões políticas tomadas sem a devida ponderação acerca de suas consequências.

É, portanto, de suma importância que os comandos legais e constitucionais sobre o tema sejam rigorosamente cumpridos e que se atente para os prazos de vigência dos contratos.

Recomenda-se assim, mesmo considerando as dificuldades atinentes ao processo, que se iniciem as providências necessárias à reversão das concessões vincendas para que em seguida as mesmas sejam submetidas à nova licitação.

Por fim, vale ressaltar que quanto ao segmento de Distribuição a opção pela licitação das concessões caracteriza-se como importante oportunidade para uma cuidadosa avaliação dos atuais contratos de concessão, de forma a implementar aprimoramentos e garantir que problemas como a falta de neutralidade da Parcela A não mais se repitam. Trata-se, portanto, de oportunidade para aperfeiçoamento e contestação pelo mercado do processo regulatório relacionado ao cálculo das tarifas de energia elétrica.

5.3 Sobre o problema da falta de neutralidade da Parcela A

Recomenda-se seja determinado ao Ministério de Minas e Energia – MME que:

- a) no prazo de 30 (trinta) dias, justifique, de forma detalhada, as razões de sua inércia em relação à providência de alteração da Portaria Interministerial nº 025/2002, considerada como solução para o problema da falta de neutralidade da Parcela A;

- b) no prazo de 30 (trinta) dias, justifique, de forma detalhada, as razões que determinaram a mudança da posição do Ministério quanto a possibilidade, viabilidade e necessidade da alteração da Portaria Interministerial nº 025/2002, logo após o comparecimento de seu representante a Audiência Pública desta Comissão Parlamentar de Inquérito – CPI, ocasião em que afirmou que a nova Portaria seria editada;

- c) no prazo de 30 (trinta) dias, manifeste de forma conclusiva qual é a política do Governo a ser observada no que se refere à necessidade de que os valores injustamente cobrados dos consumidores do Brasil em decorrência da falta de neutralidade da Parcela A, durante os últimos anos, sejam efetivamente devolvidos aos consumidores, seja mediante pagamento em espécie, seja mediante compensação futura.

Recomenda-se seja determinado à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL que:

- a) no prazo de 30 (trinta) dias, justifique, de forma detalhada, as razões de sua inércia em relação à providência de alteração dos Contratos de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, considerada como solução para o problema da falta de neutralidade da Parcela A;
- b) no prazo de 30 (trinta) dias, proceda o cálculo, por concessionária distribuidora de energia elétrica e por reajuste anual homologado, dos **valores adicionais pagos pelos consumidores devido à falta de neutralidade da Parcela A**, e disponibilize publicamente a informação em seu sítio na Internet;
- c) no prazo de 60 (sessenta) dias, desenvolva mecanismo de devolução, seja mediante pagamento em espécie, seja mediante compensação futura, aos consumidores

dos valores injustamente cobrados em decorrência da falta de neutralidade da Parcela A, durante os últimos anos.

5.4 Sobre a retomada do princípio da modicidade tarifária

Recomenda-se seja determinado à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL que:

- a) a regulação do mercado seja efetivamente realizada levando em conta a necessidade dos consumidores e o pleno acesso aos serviços de energia elétrica, criando condições para a modicidade das tarifas.

5.5 Sobre a fiscalização eficiente dos contratos

Recomenda-se seja determinado à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL que:

- a) promova a fiscalização eficiente dos contratos de concessão de forma que sua atuação evite e não permita o desequilíbrio dos contratos de concessão em favor das Distribuidoras.

5.6 Sobre o necessário aperfeiçoamento do Código de Ética da ANEEL

Recomenda-se seja determinado à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL que:

- a) promova revisão de seu Código de Ética de forma a impedir que os dirigentes atuem em processos de empresas ou agentes do mercado de energia com os quais tenha ou tenha tido vínculo, a fim de se evitar conflito de interesses.

5.7 Sobre as perdas técnicas e não-técnicas

A CPI identificou indícios claros de que a atuação da ANEEL foi deliberada no sentido de repassar de todos os riscos do serviço de distribuição aos consumidores, aumentando com isso a margem de lucro dos concessionários.

Para solucionar o problema a CPI propõe que a ANEEL:

- 1) Trace uma curva descendente em relação às perdas não técnicas, de maneira a zerar o seu repasse para as tarifas até a próxima revisão tarifária.
- 2) Identifique nas perdas não técnicas de cada distribuidora a parcela que se refere a furto ou fraude e o montante atribuído a inadimplência e erros relacionados à ação da própria empresa (erro de leitura etc). Feito isso, a Agência deve verificar para cada concessionária o montante de receita recuperada pela Distribuidora e devolver este recurso aos usuários, abatendo o valor da receita recuperada do montante de perdas não técnicas repassado para a tarifa. São duas as razões para isso. Primeiro, diferentemente do furto e da fraude, nas perdas por inadimplência a Distribuidora tem perfeito conhecimento do devedor e efetua o corte

da luz do mesmo. Só com o pagamento do débito o serviço é retomado. Ocorre que o modelo da ANEEL não quantifica a receita recuperada, a qual é apropriada indevidamente pela concessionária na Parcela “B” da tarifa. Segundo, também não faz sentido que o usuário seja penalizado pelo erro atribuído aos empregados da Distribuidora, quando erram na leitura dos medidores.

- 3) Congele o atual nível de perdas técnicas, de maneira a evitar que as Distribuidoras utilizem-se do artifício de aumentar as perdas técnicas para compensar a eliminação das perdas não técnicas.
- 4) Trace uma curva descendente para as perdas técnicas, de maneira a situá-las em padrões internacionais.

5.8 Sobre a gestão, organização e controle social das agências reguladoras

Recomenda-se seja sugerido ao Relator do Projeto de Lei nº 3.337, de 2004, que dispõe sobre a gestão, a organização e o controle social das Agências Reguladoras, acresce e altera dispositivos das Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.472, de 16 de julho de 1997, nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, nº 9.782, de 26 de janeiro de 1999, nº 9.961, de 28 de janeiro de 2000, nº 9.984, de 17 de julho de 2000, nº 9.986, de 18 de julho de 2000, nº 10.233, de 5 de junho de 2001, e da Medida Provisória nº 2.228-1, de 6 de setembro de 2001, da Lei nº 11.182, de 27 de setembro de 2005, e dá outras providências, a seguinte alteração:

PROPOSTA DA CPI DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 13. O controle externo das Agências Reguladoras será exercido pelo Congresso Nacional, com auxílio do Tribunal de Contas da União.

§ 1º O Tribunal de Contas não se pronunciará sobre a discricionariedade das escolhas regulatórias das Agências Reguladoras.

§ 2º O controle externo das escolhas regulatórias das Agências Reguladoras será exercido pelo Congresso Nacional, por intermédio do Conselho das Agências Reguladoras Federais.

§ 3º O Conselho das Agências Reguladoras Federais compõe-se de nove membros, com mandato de dois anos, admitida uma recondução, sendo:

I – dois indicados pela Câmara dos Deputados;

II – dois indicados pelo Senado Federal;

III – dois indicados pelo Poder Executivo;

IV – três indicados pelos órgãos de defesa do consumidor, nomeados pelo Congresso Nacional.

§ 4º Compete ao Conselho o controle da atuação regulatória das Agências Reguladoras, cabendo-lhe apreciar, de ofício ou mediante provocação, os atos regulatórios expedidos, podendo desconstituir-los, revê-los, fixar prazo para que se adotem as providências necessárias ao exato cumprimento da lei, ou determinar a suspensão temporária da vigência dos atos.

§ 5º Resolução do Congresso Nacional regulamentará o disposto neste artigo.

Esclarece-se que a proposta de alteração do Projeto de Lei visa atribuir os meios ao Congresso Nacional para fiscalizar a formulação das políticas setoriais e de exercer um controle social sobre as decisões regulatórias das agências que afetam o interesse público. A proposta visa ampliar os mecanismos de controle social e de prestação de contas.

5.9 Sobre a quarentena dos ex-dirigentes da ANEEL

Recomenda-se seja determinado à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL que:

- a) observe, em relação a seus Dirigentes (Diretores e Superintendentes), o impedimento legal de 12 (doze) meses, previsto no art. 9º da Lei nº 9.427, de 1996.

Recomenda-se seja requerido ao Ministério Público Federal que:

- a) examine a conduta dos ex-diretores e ex-superintendentes da ANEEL para verificar possível cometimento do crime previsto no art. 321 do Código Penal (advocacia administrativa), por não observância do impedimento legal de 12 (doze) meses, previsto no art. 9º da Lei nº 9.427, de 1996, violando assim a moralidade e a probidade pública, bem como a regularidade administrativa.

6 ENCaminhamentos

Encaminho cópia do presente relatório para os seguintes órgãos:

- 1) Ministério Público Federal – encaminho cópia do relatório juntamente com requerimentos, pedidos de informação, documentações pertinentes e notas taquigráficas;
- 2) Procurador Geral da República;
- 3) Ministro da Justiça, para ser redistribuída a Polícia Federal e a Secretaria de Defesa do Consumidor;
- 4) Ministro de Minas e Energia;
- 5) Tribunal de Contas da União.

Sala da Comissão, 30 de novembro de 2009.

Deputado Eduardo da Fonte

Presidente

Deputado Alexandre Santos

Relator

ANEXO I

COMISSÃO PARLAMENTAR DE INQUÉRITO DESTINADA A INVESTIGAR A FORMAÇÃO DOS VALORES DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL, A ATUAÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) NA AUTORIZAÇÃO DOS REAJUSTES E REPOSITIONAMENTOS TARIFÁRIOS A TÍTULO DE REEQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO E ESCLARECER OS MOTIVOS PELOS QUAIS A TARIFA MÉDIA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL SER MAIOR DO QUE EM NAÇÕES DO CHAMADO G7, GRUPO DOS 7 PAÍSES MAIS DESENVOLVIDOS DO MUNDO.

INTRODUÇÃO

O presente relatório trata especificamente dos problemas criados por duas empreiteiras irresponsáveis, ao empreendimento da PCH Apertadinho no Estado de Rondônia.

As falhas na execução do projeto, que resultaram no desmoronamento da Barragem, em 9 de janeiro de 2008, e o descumprimento de garantias contratuais importantíssimas, tais como a prorrogação do seguro contra acidentes, colocaram em risco não apenas o planejamento para o aumento da capacidade geradora no Estado de Rondônia, mas ameaçam a credibilidade dos empreendimentos relacionados à construção de Pequenas Centrais Hidroelétricas, pois muitos dos investidores deixarão de receber o retorno previsto e ficarão receosos de participar de novos projetos.

A questão da credibilidade dos empreendimentos ameaça também as condições de crédito para os futuros financiamentos, destinados à construção de centrais hidroelétricas no Brasil.

No caso da PCH Apertadinho, os principais investidores do empreendimento foram os fundos de Pensão PETROS, PRECE e CELOS, que terão dificuldades em reaver os valores investidos, em razão da conduta das Empreiteiras contratadas para a construção da barragem.

A Schahin Engenharia S.A., uma das empreiteiras contratadas para a construção da PCH apertadinho, possui diversos contratos bilionários com a Petrobrás, mas recusa-se terminantemente a participar dos trabalhos de recomposição dos graves danos ambientais que o desmoronamento da sua obra causou.

Assim, no intuito de contribuir com os trabalhos desta CPI, o presente relatório busca obter explicações da Petrobras sobre a celebração de contratos com empresas que colocam em risco a credibilidade do modelo para a execução de empreendimentos hidroelétricos do país, causando evidente prejuízo aos fundos de pensão, nomeadamente o PETROS; e, sugerir uma atuação preventiva da ANEEL, no sentido de informar aos investidores e empreendedores sobre os fracassos de alguns empreendimentos e indicar quais foram as empreiteiras causadoras dos fracassos.

Essas medidas contribuirão para o aumento da credibilidade dos futuros investimentos, que diretamente representarão redução do custo do financiamento e, por conseguinte, a redução das tarifas médias de energia elétrica no Brasil.

HISTÓRICO DO EMPREENDIMENTO PCH APERTADINHO

A Resolução 394 da ANEEL regulamenta o processo de autorização para as Pequenas Centrais Hidroelétricas. O empreendedor deve apresentar um projeto do local de exploração, demonstrando a viabilidade técnica, ambiental e econômica do potencial hidroelétrico do empreendimento. Somente após a análise do projeto básico do empreendimento, a ANEEL concede a autorização ao empreendedor, que será o futuro produto de energia elétrica.

Como base na referida autorização, o empreendedor busca financiamento para sua obra, que no caso específico da PCH apertadinho, a Centrais Elétricas Belém S.A. CEBEL captou valores em dinheiro necessários à construção da barragem e das instalações, mediante a emissão de títulos mobiliários, denominados cédulas de crédito bancário (Lei n06.385, de 7 de dezembro de 1976, artigo 2º, inciso IX).

Esta emissão de títulos teve como gestora a Millennium Corretora de Câmbio e Valores Mobiliários S.A., e como instituição financeira registradora o Banco Schahin S.A., que adquiriu tais títulos para, em seguida, cedê-los, onerosamente, para os Fundos de Pensão PETROS PRECE e CELOS.

As importâncias captadas montam a quantia de R\$150.000.000,00 (cento e cinquenta milhões de reais).

Toda a operação financeira estava garantida pelo contrato de fornecimento de energia elétrica firmado com a Centrais Elétricas de Rondônia S.A. - CERON.

Os investidores e a própria CEBEL confiavam na capacidade construtiva das duas empreiteiras que compunham o Consórcio Construtor Vilhena, leia-se, Schahin Engenharia S.A. e EIT - Empresa Industrial e Técnica S.A., pois ambas demonstravam em seu portfólio possuírem experiência em construções de barragens e linhas de transmissão.

Entretanto, em 9 de janeiro de 2008, ao se completar, com grande atraso, o enchimento do reservatório e tendo este atingido o seu nível operacional, a barragem não suportou -como deveria -a carga, desmoronou e ficou completamente destruída. O evento foi noticiado, com destaque, pela imprensa.

Os danos resultantes do desastre foram colossais. A CEBEL sofreu enorme prejuízo, comercial, econômico e financeiro. O meio-ambiente foi afetado, dando ensejo às ações das autoridades responsáveis, inclusive o Ministério Público do Estado de Rondônia, de tudo resultando na celebração de Termo de Ajuste de Conduta entre o *parquet* e a CEBEL, tendo a Schahin Engenharia S.A e a EIT - Empresa Industrial e Técnica S.A. se recusado a assinar o TAC e jamais participaram dos processos de recomposição dos danos ambientais que causaram.

É importante ser registrado que o rompimento da barragem, ocorrido um ano após o prazo previsto para conclusão das obras, obrigou a CEBEL a contratar outra empreiteira para reconstruir o que desmoronou e buscar honrar seu compromisso com as Centrais Elétricas de Rondônia S.A. -CERON.

A CEBEL, vítima da atuação desastrosa das empreiteiras que compunham o Consórcio Construtor Vilhena CCV, está impossibilitada de auferir receitas com a venda de energia para a CERON e também terá dificuldade em cumprir as obrigações assumidas perante os investidores do empreendimento (Os Fundos de Pensão), portadores das cédulas de crédito bancários, cujo vencimento das prestações referentes ao principal e juros ocorrerá a partir de 18 de março de 2010.

Para esta CPI o que importa não é a quebra da CEBEL e o fracasso do empreendimento, mas as lições que podem ser tiradas desta lamentável situação, para que situações com estas não voltem a ocorrer, deixando o meio ambiente e os pensionistas dos fundos que financiam projetos fundamentais para o desenvolvimento da Região Norte do Brasil à mercê da vontade das empreiteiras contratadas pelos empreendedores dos projetos hidroelétricos.

A CONDUTA IRRESPONSÁVEL DA SCHAHIN ENGENHARIA S.A.

Na qualidade de líder do Consórcio Construtor Vilhena, a Schahin Engenharia S.A. foi contratada para executar a construção da PCH Apertadinho, seguindo os critérios previstos no Projeto Básico aprovado pela ANEEL.

A escolha da Schahin Engenharia S.A. teve como fundamento seus mais de 40 anos de experiência no setor de engenharia e sua atuação em outros projetos do setor elétrico.

Mas, ao contrário do que se esperava, a obra foi um fracasso. Houve atraso na sua entrega e, após o atraso ocorreu o desmoronamento da barragem, que causou uma verdadeira tsunami na

região próxima ao Ribeirão Bom Jardim. Os danos ambientais foram inestimáveis, a população foi obrigada a ser retirada com urgência de suas casas antes da chegada da enxurrada.

O acidente de grandes proporções despertou o interesse dos parlamentares, pois, em 12.3.2008, dois meses após o rompimento da barragem da PCH Apertadinho, foi aprovado pela Comissão de Fiscalização Financeira e Controle da Câmara dos Deputados o seguinte requerimento:

Requer que sejam convidados o Sr. Secretário de Estado do Desenvolvimento Ambiental de Rondônia, o Chefe do Escritório Regional do IBAMA - Vilhena/RO, os Proprietários da Empresa SCHAHIN ENGENHARIA S.A., e o Engenheiro da Empresa SOLOSCONSULT Engenharia S/C Ltda., responsável pelo projeto da Usina Apertadinho, para prestarem esclarecimentos a esta Comissão, sobre o rompimento da barragem de Apertadinho, que ocorreu no último dia 9 de janeiro em Vilhena/RO, acarretando um prejuízo de milhões de reais ao erário público. (doe)

Assim, em 11.6.2008, aproximadamente seis meses após o acidente, o representante da Schahin Engenharia reconheceu a sua responsabilidade pela construção da PCH Apertadinho (doe).

Apesar das notícias veiculadas pelos principais órgãos de imprensa, a Schahin Engenharia S.A. jamais esboçou qualquer interesse em auxiliar na retirada dos escombros e na recomposição dos danos

ambientais. Como dito anteriormente, a Schahin Engenharia sequer assinou o Termo de Ajustamento de Conduta celebrado entre o Ministério Público de Rondônia, IBAMA e Secretaria de Meio Ambiente do Estado de Rondônia.

A irresponsabilidade da Schahin Engenharia S.A. teve inicio com o não cumprimento da obrigação de manter a obra da PCR Apertadinho protegida por seguro, nos exatos termos do previsto na cláusula 13^a, do contrato de construção. Na realidade a Schahin a EIT deveriam manter vigente contrato de seguro durante todo o transcorrer da obra de construção da barragem, mas inacreditavelmente não renovaram os prêmios dos seguros contratados com as seguradoras Unibanco AIG Seguros & Previdência S.A. e 1. Malucelli Seguradora S.A., que asseguravam a proteção da beneficiária, que era a CEBEL, em caso de sinistro. Fato que afinal ocorreu.

Em reportagem publicada, em 3.9.2009, o jornal Correio de Notícias, na Cidade de Vilhena, Estado de Rondônia, denunciou que o Engenheiro responsável pela obra e sócio controlador da Schahin Engenharia S.A. jamais acompanhou a obra para a construção da PCR Apertadinho. O Jornal informou também que o Sr. Milton Taufic Schahin, segundo depoimentos colhidos no local da obra, jamais esteve em Vilhena durante a execução do empreendimento. Vejamos:

"O desleixo por parte da construtora responsável chegou a ter um engenheiro responsável pela obra que nunca vistoriou a barragem e em Vilhena forneceu ao CREA um endereço que não existe".

* * *

"Mas a reportagem procurou também dois funcionários que trabalharam na obra para saber da freqüência de visitas feitas pelo engenheiro no canteiro da PCR Apertadinho e mais uma vez, a grande surpresa. Ninguém conhece, se encontrou ou conversou com Milton, o que só faz aumentar as desconfianças de que o rompimento da barragem tem sim a ver com a falta de acompanhamento técnico por parte do engenheiro responsável."

(grifou-se)

Após a conclusão do laudo pericial apresentado pelo Engenheiro Civil, Francisco 1. S. Pereira, nos autos da ação cautelar de produção antecipada de provas, proposta pelo Ministério Público de Rondônia contra o Consórcio Construtor Vilhena e outros, em curso perante 3^a Vara Cível da Comarca de Vilhena -RO, sob o n° 4177-98.2008.822.0014 (antigo n° 014.2008.000417-7), ficaram demonstradas as inúmeras falhas de construção da PCR Apertadinho no Estado de Rondônia, que desmoronou em 9.1.2008. O Perito concluiu que o Consórcio Construtor Vilhena -CCV, formado pela Schahin Engenharia S.A. e pela EIT -Empresa Industrial e Técnica S.A., contratado para executar a construção da Pequena Central Hidroelétrica, foi o responsável pelo acidente:

"A não execução das drenagens ao longo de todo o vatedouro, a execução do rachão sob o módulo 7 e outras apontadas neste laudo mostram uma série de falhas construtivas que foram responsáveis pelo

rompimento do vertedouro e barragem da PCH Apertadinho" (Cf.p. 29 do Laudo).

Ou seja, o sistema elétrico brasileiro e seu modelo de financiamento estão sujeitos ao absurdo demonstrado acima: um engenheiro responsável que sequer visitou a obra e uma companhia que, mesmo ciente das falhas que cometeu, se furta a contribuir na recuperação do meio ambiente local e sequer participa da retirada dos escombros da barragem que construiu, sem mantê-la protegida pelo seguro contratualmente previsto.

Condutas com a da Schahin Engenharia S.A. ameaçam o modelo de desenvolvimento do país. O aumento da oferta de energia elétrica no Estado de Rondônia é fundamental para o desenvolvimento da economia brasileira e não pode estar exposto ao risco de condutas irresponsáveis.

CUSTOS SUPORTADOS PELA CEBEL APÓS O DESABAMENTO

A empreendedora cumpriu com sua parte no contrato celebrado com o consórcio construtor ao efetuar os pagamentos previstos e obter as licenças necessárias para a execução da obra, mas foi surpreendida com a irresponsabilidade das empreiteiras contratadas para a construção da PCH Apertadinho.

Além de todas as falhas identificadas pelo laudo pericial, elaborado nos autos da ação cautelar de produção antecipada de provas, proposta pelo Ministério Público de Rondônia, a Schahin Engenharia e a EIT, sua consorciada, simplesmente não renovaram os prêmios dos seguros contratados com as seguradoras Unibanco AIG Seguros &

Previdência S.A. e J. Malucelli Seguradora S.A., que asseguravam a proteção da beneficiária, que era a CEBEL, em caso de sinistro.

Em suma: cabe à CEBEL arcar com os custos da recuperação ambiental da região atingida pela onda que devastou a vegetação próxima ao leito do rio Comemoração, homar os compromissos assumidos no Termo de Ajustamento de Conduta, dentre eles a execução de programas de educação ambiental para a população local, concluir a construção da barragem que desmoronou e homar seus compromissos com os investidores do empreendimento. Tudo isso sem poder contar com o seguro que estava previsto na cláusula 13^a do Contrato de Construção celebrado com o Consórcio Construtor Vilhena.

Ao tomar conhecimento desta triste e injusta situação, em 27.2.2009, o Deputado Federal Dr. Pinotti propôs que a Câmara dos Deputados, através da Comissão de Fiscalização Financeira, que investigasse as causas do rompimento da PCH Apertadinho.

Confira-se:

Propõe que a Comissão de Fiscalização Financeira e Controle realize ato de fiscalização sobre o rompimento da Barragem de Apertadinho, em Rondônia, e os recursos federais envolvidos.

Na justificativa para sua proposta, o eminente deputado registrou que o Governo de Rondônia suspeita que uma das causas do desmoronamento da barragem tenha sido uma falha na sua construção.

Confira-se:

Senhor Presidente,

Com fulcro no art. 100, §1º, combinado com os artigos 60, incisos I e 11, e 61 do Regimento Interno da Câmara dos Deputados, proponho a Vossa Excelência que, ouvido o digno Plenário desta Comissão, adote as medidas necessárias para realizar ato de fiscalização sobre os atos, controles administrativos e recursos federais destinados à Barragem de Apertadinho, localizada no município de Vilhena, em Rondônia.

O rompimento da Barragem de Apertadinho, pequena usina hidrelétrica em construção naquele município rondoniense, ocorrida em janeiro de 2008, causou sérios danos ambientais e a retirada preventiva de mais de 200 famílias de suas casas. A Usina de Apertadinho pertence ao grupo privado Cebel -Centrais Elétricas Belém SIA e com sua construção pelo consórcio Vilhena, formado pelas firmas Schahin Engenharia e Empresa Industrial Técnica. As causas do rompimento ainda não foram totalmente identificadas. O governo de Rondônia chegou a levantar a suspeita de falha geológica no terreno ou problemas de construção na barragem.

(doc. grifou-se)

Vê-se, pois, que os problemas de construção da barragem são de inteira responsabilidade das empreiteiras contratadas.

Apesar disso, e sem qualquer ajuda por parte das empreiteiras que deram causa ao acidente, a CEBEL suporta, dentre outros, o custo adicional de (i) R\$ 25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de reais) com obras para remoção dos escombros da barragem que desmoronou; (ii) R\$110.000.000,00 (cento e dez milhões de reais) com a contratação de nova empresa para reconstruir a barragem; (iii) R\$100.000.000,00 (cem milhões de reais) com multas impostas pelo IBAMA e SEDAN - Secretaria Ambiental do Estado de Rondônia, em razão do acidente; e, ainda terá de honrar seus compromissos com os investidores do empreendimento, dentre eles os fundos de pensão PETROS, PRECE e CELOS.

É importante destacar que sem produzir energia elétrica, a CEBEL não receberá os valores previstos no contrato celebrado com a CERON, única fonte de receitas do empreendimento.

O empreendedor da PCH apertadinho deverá aguardar o término do processo arbitral instaurado perante o Centro de Mediação e Arbitragem da Câmara de Comércio Brasil-Canadá, para receber os custos adicionais que está suportando desde a data do desmoronamento, enquanto os empreiteiros irresponsáveis continuam com contratos bilionários com a Petrobrás.

CONTRATOS BILIONÁRIOS COM A PETROBRAS E PREJUÍZOS À PETROS

A Schahin Engenharia S.A., líder do consórcio responsável pela construção da PCH Apertadinho, é uma subsidiária integral da Schahin Holding S.A., que tem como acionistas controladores, nos exatos termos do que dispõe o art. 116 da Lei de

Sociedades Anônimas (Lei nº 6.404, de 15.12.1976), os Srs. Salim Taufic Schahin e Milton Taufic Schahin. Esses acionistas controladores, por sua vez, controlam, direta ou indiretamente, a Riskle Holdings Inc. e o Banco Schahin S.A..

Como dito anteriormente, o Banco Schahin S.A. liderou o processo de emissão das cédulas de crédito bancário e as cedeu, onerosamente, aos fundos de pensão.

Os Srs. Salim Taufic Schahin e Milton Taufic Schahin, que controlam as sociedades acima referidas, representam várias empresas sediadas nos paraísos fiscais das Ilhas Virgens Britânicas e no Estado de Delaware, Estados Unidos da América. São elas:

SEABISCUIT INTERNATIONAL INC., sociedade constituída de acordo com as leis das Ilhas Virgens Britânicas, com sede no *Marcy Building, Purcell State, PO BOX 2.416, Road Town, Tortola, British Virgin Islands*, representada por seus diretores Salim Taufic Schahin e Milton Taufic Schahin inscritos no CPF sob os nOs 008.205.208-53 e 045.341.748-53, respectivamente, encontrados na Rua Vergueiro, nO 2.009, 9º andar, São Paulo, Estado de São Paulo;

SORATU DRILLING LLC, sociedade constituída de acordo com as leis do Estado de *Delaware*, Estados Unidos da América, com sede no *Corporation Trust Center 1.209, Orange Street, Wilmington, Delaware*, Estados Unidos da América, representada por seus diretores Salim Taufic Schahin e Milton Taufic Schahin,

inscritos no CPF sob os nOs 008.205.208-53 e 045.341.74853, respectivamente, encontrados na Rua Vergueiro, n° 2.009, 9° andar, São Paulo, Estado de São Paulo;

BEARFIELD DRILLING LLC., sociedade constituída de acordo com as leis do Estado de *Delaware*, Estados Unidos da América, com sede no *Corporation Trust Center 1.209, Orange Street, Wilmington, Delaware*, Estados Unidos da América, representada por seus diretores Salim Taufic Schahin e Milton Taufic Schahin, inscritos no CPF sob os nOs 008.205.20853 e 045.341.748-53, respectivamente, encontrados na Rua Vergueiro, n° 2.009,9° andar, São Paulo, Estado de São Paulo;

RISKLE HOLDINGS INC., sociedade constituída de acordo com as leis das Ilhas Virgens Britânicas, com sede no *Walterpool Plaza, Wickhams Cay L PO BOX 873, Road Town, Tortola, British Virgin Islands*, representada por seus diretores Salim Taufic Schahin e Milton Taufic Schahin, inscritos no CPF sob os nOs 008.205.208-53 e 045.341.748-53, respectivamente, encontrados na Rua Vergueiro, n° 2.009, 9° andar, São Paulo, Estado de São Paulo;

CASABLANCA INTERNATIONAL HOLDINGS LTD., sociedade organizada de acordo com as leis das Ilhas Virgens Britânicas, com sede na *Marcy Bulding, second jloor, Purcell State, Road Town, Tortola, British Virgin*

Islands, representada por seus diretores Salim Taufic Schahin e Milton Taufic Schahin, inscritos no CPF sob os nOs 008.205.208-53 e 045.341.748-53, respectivamente, encontrados na Rua Vergueiro, nº 2.009, 9º andar, São Paulo, Estado de São Paulo;

BLACK GOLD DRILLING LLC., sociedade organizada de acordo com as leis das Ilhas Virgens Britânicas, com sede no *Marcy Building, Purcell State, PO BOX 2.416, Road Town, Tortola, British Virgin Islands*, representada por seus diretores Salim Taufic Schahin e Milton Taufic Schahin, inscritos no CPF sob os nOs 008.205.208-53 e 045.341.748-53, respectivamente, encontrados na Rua Vergueiro, nº 2.009, 9º andar, São Paulo, Estado de São Paulo;

Todas essas empresas estão engajadas em complexas operações de crédito e, duas delas, são titulares de direitos oriundos de valiosíssimos contratos celebrados com a Petrobrás - Petróleo Brasileiro S.A.

A utilização de tantas sociedades que desfrutam das benesses dos paraísos fiscais há muito tempo são suspeitas, e, por isso, despertou a atenção de autoridade policial do Estado de São Paulo, que determinou a instauração de inquérito para apurar os crimes de falsificação de documentos, formação de bando ou quadrilha, estelionato e outros (Inquérito Policial nº 0366/2009; doc., por certidão).

O exame das peças do inquérito revelou que os acionistas controladores da Schahin Engenharia S.A., de sua *holding* (Schahin

Holding S.A.) e representantes das sociedades sediadas nos paraísos fiscais (doc., fls.641/646, 669, 696/698, 710, 716, 721, 744/747, 778, 853, 926), que são os já indicados Srs. Salin Taufic Schahin e Milton Taufic Schahin, estão envolvidos em mal disfarçada tentativa de ocultar recursos financeiros, quer para frustrar a futura execução de sentença arbitral que lhes será desfavorável, quer simplesmente para evitar o pagamento dos tributos devidos em cada um de seus contratos.

Trata-se de situação bastante relevante, pois os futuros créditos pleiteados pelo Ministério Público e pela CEBEL, são garantidos pelo patrimônio da Schahin e da EIT. Inexistente esse patrimônio, ou transferido para empresas com sede em paraísos fiscais, o Ministério Público e a CEBEL serão fraudadas na tentativa de receber o que lhe for devido.

É importante conhecer e revelar as ações ilegais dos acionistas controladores da Schahin engenharia, donos de fato do Banco Schahin S.A. e representantes das sociedades constituídas nos paraísos fiscais.

Como se comprova dos autos do inquérito policial n0366/2009, a Soratu Drilling LLC. e Bearfield Drilling LLC. são proprietárias de duas plataformas de petróleo que estão arrendadas pelo prazo de sete anos, prorrogável por igual período, para a Petrobrás, através da celebração dos devidos contratos, curiosamente chamados de "Contrato de Afretamento da Unidade 'Schahin 1' Celebrado por e entre Petróleo Brasileiro S.A. -Petrobras e Soratu Drilling LLC" e "Contrato de Afretamento da Unidade 'Schahin In' Celebrado por e entre Petróleo Brasileiro S.A. -Petrobras e Bearfield Drilling LLC" (doc., fls.782 e ss. e 855 e ss.).

Esses contratos, somados, perfazem o valor total de arrendamento de US\$ 1.200.000.000,00 (um bilhão e duzentos milhões de dólares norte-americanos (doc., fls. 807, cláusula sa e fls.880, cláusula 5^a).

Não se deve olvidar, ainda, que a Soratu Drilling LLC. e Bearfield Drilling LLC são representadas pelos Srs. Salim Taufic Schahin e Milton Taufic Schahin, e esses representantes celebraram, em nome de suas representadas, os milionários contratos de arrendamento com a Petrobrás (doc.9, fls.782 e ss. e 855 e ss.).

Aliás, os contratos de arrendamento foram precedidos de transação com o Deutsche Bank Trust Company Americas e o Deutsche Bank S.A. -Banco Alemão, responsável pela estruturação de contrato de empréstimo no valor de US\$ 1.000.000.000,00 (um bilhão de dólares norte-americanos), no qual figuram como partes contratantes, tomadoras dos recursos financeiros, Soratu Drilling LLC., Bearfield Drilling LLC, Casablanca International Holdings Ltd., Seabiscuit International Inc. e Black Gold Drilling LLC.

Quem assinou esse contrato e o contrato a ele acessório, na qualidade de garantidora, foi a Shahin Engenharia S.A. (doc., fls.755, cláusula 1.1).

Chama a atenção o fato de que da operação das plataformas de petróleo, arrendadas à Petrobras por um bilhão e duzentos milhões de dólares (doc., fls.807, cláusula 5^a e 880, cláusula 5a), cabe à Shahin Engenharia S.A. inusitado valor anual de 10 dólares por plataforma (doc .. , fls.704, cláusula 4^a).

Quer dizer, as empresas sediadas nos paraísos fiscais recebem mais de um bilhão de dólares para arrendar as mesmas plataformas para a mesma Petrobrás. A Schahin Engenharia S.A., controlada pelos Srs. Salim Taufic Schahin e Milton Taufic Schahin, os quais representam as arrendadoras Soratu Drilling LLC. e Bearfield Drilling LLC., ganha para operar e manter duas plataformas de petróleo míseros 20 dólares anuais.

E mais: parte dos valores do referido arrendamento vai para o Deutsche Bank Trust Company Americas, por força do contrato de empréstimo (doc., fl.714, item 5, 719, item 5, e 723/724,). Mas nem tudo, pois os arrendamentos produzem receita superior ao que é pago ao banco credor.

O vultoso saldo terá o destino das outras empresas sediadas no paraíso fiscal das Ilhas Virgens, aquelas que transferiram seus ativos representados pela totalidade das ações emitidas pela Soratu Drilling LLC. e Bearfield Drilling LLC., que são, primeiro, a Casablanca International Holdings Ltd. e, depois, a Black Gold Drilling LLC., para a propriedade de uma outra sociedade estrangeira com sede em paraíso fiscal: Seabiscuit International Inc. (doc. , fls. 642/643 e 725 e ss.).

O instrumento acessório ao contrato de empréstimo, firmado pelos mesmos Srs. Salim Taufic Schahin e Milton Taufic Schahin, dispõe, expressamente, que a Black Gold Drilling LLC. é subsidiária integral da Seabiscuit International Inc., que, por sua vez, é afiliada e pertence aos mesmos acionistas da Schahin Engenharia S.A. (doe" fl. 728, letras -º e fi).

Sobra uma última sociedade estrangeira, por igual representada pelos Srs. Salim Taufic Schahin e Milton Taufic Schahin: a Riskle Holdings Inc. (doc. , fls.644/645). Esta sociedade é a sócia majoritária da Seabiscuit International Inc., proprietária da totalidade das ações das companhias que são proprietárias das plataformas arrendadas à Petrobrás (Soratu Drilling LLC. e Bearfield Drilling LLC.; doc. , fls. 642 e 643).

E qual o papel dessa sociedade, Riskle Holdings Inc.? Aparentemente, ela controla todas as sociedades sediadas em paraísos fiscais, sendo ela mesma uma delas. Talvez, a Riskle Holdings Inc, sempre representada pelos Srs. Salim Taufic Schahin e Milton Taufic Schahin (doc. , fls. 644/645), possa ser aquela sociedade utilizada para a declaração de ativos às autoridades fiscais, nas jurisdições onde tal providência se faça conveniente, mas não necessariamente declarar receitas auferidas por suas controladas.

De toda sorte, a Riskle Holdings Inc. participa, ativamente, das constantes operações contratuais e financeiras engendradas por seus representantes.

A forma pouco ortodoxa das operações descritas acima motivou o Deputado Federal Carlos Willian a apresentar requerimento ao presidente da Comissão de Fiscalização Financeira e Controle da Câmara dos Deputados, solicitando que o Tribunal de Contas da União (TCU) e a Controladoria Geral da União (CGU) realizem auditoria nos contratos celebrados entre a Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A. e as empresas EIT Empresa Industrial e Técnica S.A., Schahin Engenharia S.A., Banco Schahin S.A., Schahin Holding S.A., Seabiscuit International LLC,

Soratu Drilling LLC, Bearnfield Drilling LLC, Riskle Holdings INC, Casablanca International Holdings LTd., e South Empire LLC (doc.).

A operação financeira engendrada pelos controladores do Grupo Schahin é pouco usual e manifestamente suspeita. O esvaziamento do patrimônio da Schahin Engenharia, que nada fatura com a operação das plataformas, ameaça indiretamente os interesses dos investidores do empreendimento da PCH Apertadinho e consequentemente o sistema elétrico nacional. Os pagamentos são feitos para as outras sociedades que, em estrutura ascendente, direcionam os ganhos cada vez para mais longe de possíveis credores e também do fisco brasileiro.

Quem ganha? As empresas com sede nos lugares onde não se paga imposto, onde não se identifica o dono. E quem perde? O fisco brasileiro, a CEBEL e os fundos de pensão que investiram no empreendimento e terão dificuldade em encontrar recursos financeiros nos cofres da Schahin Engenharia, empresa, que segundo o laudo pericial apresentado pelo Engenheiro Civil, Francisco 1. S. Pereira, nos autos da ação cautelar de produção antecipada de provas, proposta pelo Ministério Público de Rondônia contra o Consórcio Construtor Vilhena e outros, em curso perante 3^a Vara Cível da Comarca de Vilhena - RO, sob o n° 4177-98.2008.822.0014 (antigo n° 014.2008.000417-7), era a responsável pela construção da PCR Apertadinho.

O curioso nisso tudo é que o mesmo grupo econômico que causa danos e inviabiliza empreendimento financiado pelo fundo de pensão PETROS (dos funcionários da Petrobras) é o mesmo grupo econômico que se beneficia de contratos bilionários com arrendamentos de plataformas da Petrobrás.

A Schahin Engenharia S.A., recebe 10 dólares anuais para operar uma plataforma de petróleo sem receber o que seria o real valor de operação e manutenção dos equipamentos de exploração de petróleo, pagos pela maior companhia do País, a Petrobrás.

Em suma: Os valores pagos pela Petrobrás, nos termos dos contratos de arrendamento (doc. , fls.807 e 880), são transferidos para a Soratu Drilling LLC. e para a Bearfield Drilling LLC. (doc. , fl. 714, item 5, 719, item 5, e 723/724, intróito e item 6), ambas com sede em paraíso fiscal, onde os verdadeiros sócios não são identificados. Sabe-se que os Srs. Salim Taufic Schahin e Milton Taufic Schahin as representam, em nome dos donos. (doc. , fls. 669 e 710). Mas é o que basta para se ter a convicção de que a Schahin Engenharia, que é controlada por eles próprios, sofre os efeitos do desvio das rendas provenientes dos milionários arrendamentos (ganhando 20 dólares).

É mais do que evidente que a repartição dos lucros nessa operação ocorrerá, no exterior, sem que a Schahin Engenharia S.A., garantidora da operação, tenha qualquer quantia registrada em seu patrimônio e o fisco brasileiro tenha conhecimento dos recursos recebidos pelas empresas do Grupo Schahin, em razão dos contratos celebrados com a Petrobrás.

Por essa razão, o Deputado Federal João Magalhães propôs a investigação nas licitações da Petrobrás, que resultaram na contratação das empresas sediadas em paraísos fiscais controladas pelos mesmos sócios controladores da Schahin Engenharia S.A . Confira-se:

"Propõe que a Comissão de Fiscalização Financeira e Controle, realize Proposta de Fiscalização e Controle -

PFC para fiscalizar os atos supostamente danosos ao fisco brasileiro, evasão de divisas, bem como suspeita de fraudes e licitações praticados pelas empresas: AIROSARU DRILLING LLC, SORA TU DRILLING LLC, e BEARFIELD DRILLING LLC, todas sediadas no paraíso fiscal de Delaware, USA em contratos realizados com a PETROBRÁS Petróleo Brasileiro S.A., conforme contrato anexo e sempre na modalidade carta convite, conforme justificado abaixo."(doc.)

Vê-se, pois, que as estranhas operações envolvendo os representantes do Grupo Schahin estão despertando o interesse de outras comissões desta casa legislativa e precisam ser esclarecidas, pois ameaçam o modelo de desenvolvimento do setor de energia do Brasil.

CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

Por todos os fatos descritos acima, o presente relatório conclui que as operações de financiamento e construção das pequenas centrais hidroelétricas, elaboradas segundo o modelo da ANEEL, são frágeis e permitem que o inadimplemento contratual por parte de uma empreiteira comprometa os planos de aumento de oferta de energia elétrica em regiões menos desenvolvidas, como é o caso de Rondônia e ponha em cheque a credibilidade e a viabilidade financeira dos empreendimentos aprovados pela ANEEL. Visto que só o prejuízo causado pela não geração de energia hidráulica na PCH de Apertadinho causando a continuidade da queima de combustíveis fosseis altamente poluentes nas termoelétricas de Rondônia ultrapassa a cifra de R\$280.000.000,00 nesse período de 22 meses.

Novas situações como a vivida pela CEBEL resultarão em aumento do custo de capital para financiar futuros empreendimentos e a consequência direta será a maior dificuldade de ampliação de oferta de energia no Brasil, fato que refletirá diretamente no preço da energia elétrica e contribuirá para que o valor da tarifa média no Brasil seja maior que a dos países membros do G7.

Este relatório, portanto, seguindo o objetivo maior desta Comissão Parlamentar de Inquérito, recomenda a expedição de ofício à PETROBRAS para que esta esclareça as razões pelas quais continua a celebrar contratos com empresas que causam danos ao meio ambiente, põem em risco os investimentos do fundo de pensão de seus funcionários PETROS e, furtam-se a honrar com sua responsabilidade em contratos de construção de centrais elétricas.

O presente relatório recomenda que seja revista a posição da ANEEL na fiscalização dos empreendimentos relacionados ao potencial hidroelétrico brasileiro. Os empreendedores devem ser informados sobre as empreiteiras que não cumpriram adequadamente seus compromissos. Informações mais claras sobre o histórico de cada empreendimento permitirá aos investidores, dentre eles os fundos de pensão, uma análise mais acurada dos riscos de cada empreendimento. Empresas como a CEBEL também contarão com mais informações sobre as melhores empreiteiras a serem contratadas, de modo a prevenir-se de atuações como as da Schahin Engenharia S.A. e EIT - Empresa Industrial e Técnica S.A.

Medidas como as recomendadas acima garantirão a credibilidade de futuros empreendimentos energéticos e contribuirão para a redução do custo de seu financiamento.

Por fim, recomenda-se a expedição de ofício para que a Receita Federal apure as operações engendradas por empresas sediadas em paraísos fiscais e seus contratos com a PETROBRAS e ainda ofício para a Controladoria Geral da União (CGU) e Tribunal de Contas da União (TCU).

ANEXO II

PROPOSTA DE INVESTIGAÇÃO

1) NELSON HUBNER – Diretor-Geral da ANEEL

Crime: Possível cometimento de prevaricação – art. 319 do Código Penal

Conduta: Apuração imediata das ações necessárias tendo em vista o fato de recusar-se a atender integralmente ao Requerimento nº 109/2009.

Fatos:

A CPI das Tarifas de Energia Elétrica recebeu, em 25/11/09, às 13h42, o Ofício nº 245/2009-DR/ANEEL, no qual o Diretor-Geral da ANEEL comunicou que não iria atender aos itens 3, 4 e 5 do Requerimento de Informação nº 109/09, sob o argumento de não ser possível a comparação pretendida pela Comissão, tendo em vista tratarem-se de “valores de grandezas distintas e algebricamente não comparáveis entre si”.

O Requerimento nº 109/09 foi aprovado na CPI no dia 28/10/2009 e o prazo final para entrega das informações encerrou-se em 11/11/2009. Somente no dia 25/11/2009 a ANEEL enviou o Ofício nº 245/2009-DR respondendo parcialmente o requerido.

Os itens 3, 4 e 5 do Requerimento de Informação nº 109/09 solicitou da ANEEL as seguintes informações:

- 3) Proceda o cálculo dos montantes anuais requeridos como Valores para Parcela B de todas as concessionárias de Distribuição, a partir do primeiro reajuste tarifário depois de firmados os contratos de concessão;
- 4) Calcular para cada concessionária de Distribuição a soma dos valores históricos, desde a assinatura do contrato de concessão, e o somatório total de todas as Distribuidoras.
- 5) Calcular para cada concessionária de Distribuição a soma dos valores mencionados no item 4 atualizada pela taxa Selic para a data atual e ainda o somatório de todas as Distribuidoras.”

Diferentemente do que se afirmou no item 5 do Ofício nº 245/2009-DR/ANEEL, a alínea “c” do item 3 do Requerimento nº 109/09 não contempla valores idênticos. Com efeito, a coluna “Valor da Parcela B Requerida, concedida pela ANEEL” refereria-se ao montante que a Agência autorizou fosse repassado às tarifas nos reajustes anuais e que causou prejuízo aos consumidores ao incluir o efeito do aumento de consumo de energia. Já a coluna “Valor da Parcela B Requerida, reajustada pelo IGP-M e fator X” compreendia o valor da Parcela B calculado na Revisão Tarifária Periódica, reajustado pelo IGP-M e fator X, ou seja, sem o valor cobrado a maior efeito do aumento do consumo. Essa metodologia foi utilizada pelo Tribunal de Contas da União para calcular o valor do prejuízo causado aos consumidores no Acórdão nº 2.210/2008 – Plenário.

Portanto, não se justifica tecnicamente a negativa em atender integralmente ao Requerimento nº 109/09, que determinava à ANEEL calcular o valor do prejuízo causado aos usuários de energia elétrica, por ano e por Distribuidora. Especialmente porque o Diretor-Geral da Agência, na reunião realizada no dia 20/11/2009, às 11h, na sede da ANEEL, comprometeu-se verbalmente com a CPI, representada pelos Deputados Federais Eduardo da Fonte e Betinho Rosado, a entregar até o dia 25/11/2009 o cálculo do passivo das concessionárias com os usuários dos serviços de energia elétrica. **O Diretor-Geral chegou a apresentar uma planilha com os cálculos de várias Distribuidoras.**

No item 13 do Ofício nº 245/2009-DR, a ANEEL informou, ainda, que instaurou procedimento administrativo para apurar os efeitos das variações de mercado no repasse tarifário e que “**não tem como divulgar quaisquer números** – que ainda não estão calculados ou consolidados -, sob pena de criar vícios insanáveis no processo, como o de violar o direito ao contraditório e à ampla defesa”.

A redação do item 13 do ofício da ANEEL deixa transparecer que a decisão de não informar à CPI o valor indevidamente cobrado dos consumidores não tem caráter técnico e visa atender interesses da Agência.

O art. 58 da Constituição prevê que as Comissões Parlamentares de Inquérito terão poderes de investigação próprios das autoridades judiciais e que suas conclusões serão encaminhadas ao Ministério Público, para que promova a responsabilidade civil e criminal dos indiciados. Assim sendo, o não atendimento das requisições de informação constitui descumprimento de ordem judicial.

Como a Requisição de CPI tem força de ordem judicial, não cabe à ANEEL emitir juízo de valor sobre o seu conteúdo e tampouco decidir se deve ou não atender o que foi requisitado pela CPI, sujeitando os responsáveis às penalidades penais cabíveis.

2) RECOMENDAR AO MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL que examine as condutas de todos os ex-Diretores e ex-Superintendentes pelo descumprimento do prazo de quarentena de doze meses previsto no art. 9º da Lei nº nº 9.427, de 1996.

A Lei nº 9.427, de 1996, que instituiu a ANEEL e disciplinou o regime das concessões de Serviços Públicos de Energia Elétrica, estabeleceu no art. 9º que o período de quarentena seria de doze meses e que o descumprimento deste prazo implica no crime de prática de advocacia administrativa, previsto no art. 321 do Código Penal, **verbis:**

Art. 9º. O ex-dirigente da ANEEL continuará vinculado à autarquia nos doze meses seguintes ao exercício do cargo, durante os quais estará impedido de prestar, direta ou indiretamente, independentemente da forma ou natureza do contrato, qualquer tipo de serviço às empresas sob sua regulamentação ou fiscalização, inclusive controladas, coligadas ou subsidiárias.

§ 1º Durante o prazo da vinculação estabelecida neste artigo, o ex-dirigente continuará prestando serviço à ANEEL ou a qualquer outro órgão da administração pública direta da União, em área atinente à sua

qualificação profissional, mediante remuneração equivalente à do cargo de direção que exerceu.

§ 2º **Incorre na prática de advocacia administrativa**, sujeitando-se o infrator às penas previstas no art. 321 do Código Penal, o ex-dirigente da ANEEL, inclusive por renúncia ao mandato, que descumprir o disposto no "caput" deste artigo.

§ 3º Exclui-se do disposto neste artigo o ex-dirigente que for exonerado no prazo indicado no "caput" do artigo anterior ou pelos motivos constantes de seu parágrafo único. (grifo nosso)

Tanto os ex-diretores quanto os ex-superintendentes estão sujeitos a período de quarentena de doze meses, na forma do art. 9º da Lei nº 9.427, de 1996. O art. 9º da Lei nº 9.427, de 1996, utiliza a expressão **“ex-dirigente da ANEEL”**. Segundo o dicionário da Academia Brasileira de Letras, dirigente é: 1. Que dirige – 2. Pessoa que desempenha uma função ou cargo diretivo, especialmente em política”. Nessa linha, um dirigente é um gestor do órgão, alguém que efetivamente preste ou execute atividades de gestão e administração dentro da entidade. Um dirigente é aquele que pode assumir posições internamente e frente a terceiros, referendado pelos poderes que o estatuto interno de cada órgão lhe concede.

O Regimento Interno da ANEEL, aprovado pela Portaria MME nº 349, de 28 de novembro de 1997, com amparo no art. 4º do Decreto nº 2.335, de 6 de 1997, define as atribuições dos Superintendentes e deixa claro que estes também são dirigentes da

Agência, pois tem autonomia decisória, dentro de suas respectivas competências, **verbis**:

Art. 3º O funcionamento da Agência será apoiado nas Superintendências de Processos Organizacionais.

§ 1º. As Superintendências de Processos Organizacionais serão parte integrante do processo de gestão administrativa e base de apoio e de instrução às deliberações da Diretoria da ANEEL”.

.....

Art. 4º A gestão estratégica da Agência será desenvolvida no âmbito do Comitê de Planejamento Estratégico, liderado pelo Diretor-Geral e composto pelos Diretores, Procurador-Geral, Superintendentes de Processos Organizacionais, Auditor e Secretário-Geral.

.....

Art. 22 São atribuições básicas das Superintendências de Processos Organizacionais:

I – promover as ações necessárias à implementação, pela ANEEL, das políticas e diretrizes do governo federal para o setor de energia elétrica;

II – participar do Comitê de Planejamento Estratégico da Autarquia, nos termos deste Regimento Interno e das normas de organização;

III – estabelecer metas e elaborar os respectivos planos de ação, bem como efetuar o seu acompanhamento e avaliações periódicas;

IV – subsidiar a elaboração e a avaliação periódica do Contrato de Gestão;

V – acompanhar e informar a evolução dos indicadores de realização e de desempenho constantes do contrato de gestão relativos à respectiva área de competência;

VI – elaborar as propostas orçamentárias da respectiva área de competência, de forma articulada com as demais Superintendências;

VII – promover intercâmbio com entidades nacionais e estrangeiras, mantendo-se devidamente atualizada em processos organizacionais, estudos e investigações em sua área de competência;

VIII – propor os ajustes e as modificações na legislação necessários à modernização do ambiente institucional de atuação da ANEEL, no que se refere às atribuições da área;

IX – coordenar as atividades dos recursos humanos e o uso dos recursos técnicos e materiais disponíveis na área, buscando a efetividade e o controle da qualidade dos serviços executados;

X – receber e manter os bens patrimoniais da ANEEL, necessários à execução das atividades da respectiva área de competência;

XI – praticar, no âmbito de sua competência, os atos de gestão administrativa;

XII – executar as atividades conexas com suas atribuições, incumbidas ou delegadas.

Seção II

Das Atribuições Específicas das Superintendências

Art. 23 Constituem atribuições específicas das Superintendências:

I – de Regulação Econômica, executar as atividades relacionadas ao processo de estabelecimento dos valores iniciais, dos reajustes e das revisões de tarifas de energia elétrica;

II – de Estudos do Mercado, executar as atividades relacionadas aos processos de supervisão do mercado, com vistas à competição e ao equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica, e estabelecimento de regras e procedimentos para encargos intra-setoriais;

III – de Mediação Administrativa Setorial, executar as atividades relacionadas aos processos de consulta aos agentes econômicos, a consumidores de energia elétrica e à sociedade e de atendimento a suas reclamações;

IV – (Revogado pela Resolução Normativa ANEEL nº 249, de 30.01.2007)

V – de Gestão e Estudos Hidroenergéticos, aprovar estudos e projetos e determinar o aproveitamento ótimo e as atividades de hidrologia relativas aos aproveitamentos de energia hidrelétrica promovendo seu gerenciamento nos termos da legislação vigente.

VI – de Llicitação e Controle de Contratos e Convênios, realizar os processo licitatórios da Agência, controlar os contratos de bens e serviços, bem como os convênios firmados pela ANEEL e dar orientação e suporte às áreas quanto aos procedimentos licitatórios.

VII - de Concessões e Autorizações de Geração, executar as atividades relacionadas ao processo de licitação, outorga e contratação de concessões e autorizações de geração de energia elétrica, leilões de energia elétrica para a comercialização destinada às concessionárias de distribuição no âmbito da contratação regulada, bem como gerir os contratos de concessão e autorizações de geração, inclusive de uso de bem público;

VIII - de Concessões e Autorizações de Transmissão e Distribuição, executar as atividades relacionadas ao processo de licitação, outorga e contratação de concessões, permissões e autorizações de serviços e instalações de transmissão e de distribuição de energia

elétrica e gerir os respectivos contratos de concessão e de permissão;

IX – de Fiscalização dos Serviços de Geração, executar as atividades relacionadas ao processo de controle e fiscalização das concessões e autorizações de geração de energia elétrica;

X – de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade, executar as atividades relacionadas ao processo de controle e fiscalização das concessões, permissões e autorizações de serviços e instalações de transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;

XI – de Fiscalização Econômica e Financeira, executar as atividades relacionadas ao processo de controle e fiscalização econômico-financeira e contábil das concessões, permissões e autorizações dos serviços e instalações de energia elétrica;

XII – de Regulação dos Serviços de Geração, executar as atividades relacionadas ao processo de regulamentação, normatização e padronização, referentes aos serviços e instalações de geração de energia elétrica;

XIII – de Regulação dos Serviços de Transmissão, executar as atividades relacionadas aos processos de estabelecimento de critérios e supervisão do acesso ao sistema de transmissão e de regulamentação, normatização e padronização, referentes aos serviços de transmissão;

XIV – de Regulação dos Serviços de Distribuição, executar as atividades relacionadas aos processos de estabelecimento de critérios e supervisão do acesso aos sistemas de distribuição e de regulamentação, normatização e padronização referentes aos serviços de distribuição;

XV – de Regulação da Comercialização da Eletricidade, executar as atividades relacionadas ao processo de regulamentação, normatização e padronização referentes à atividade de comercialização de energia elétrica e ao atendimento do consumidor;

XVI – de Planejamento da Gestão, executar as atividades relacionadas aos processos de auditagem da qualidade dos processos internos e de controle de gestão, cumulativamente com a função de secretaria do Comitê de Planejamento Estratégico da Autarquia;

XVII – de Gestão Técnica da Informação, executar as atividades relacionadas ao processo de gestão da informação, no âmbito interno e externo à Autarquia;

XVIII – de Relações Institucionais, coordenar o relacionamento institucional com órgãos e entidades nacionais e estrangeiras, representativas dos poderes executivo, legislativo e judiciário e dos diversos segmentos da sociedade organizada, mediante, inclusive, o estabelecimento de cooperação técnica, convênios e outros instrumentos congêneres; promover a interação e

coordenar o processo de descentralização de atividades junto aos estados da federação, bem como coordenar a promoção de eventos institucionais e técnicos de relacionamento com o público externo e interno.

XIX – de Gestão de Recursos Humanos, executar as atividades relacionadas ao processo de gestão de recursos humanos, com vistas a compor, manter e desenvolver o efetivo de recursos humanos da Autarquia;

XX – de Administração e Finanças, executar as atividades relacionadas aos processos de gestão de recursos financeiros e materiais e do patrimônio da Autarquia.

XXI - de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética, regulamentar e acompanhar a implementação dos programas de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) do setor elétrico e de eficiência energética.

Assim, os ex-superintendentes também estão sujeitos a período de quarentena de doze meses, na forma do art. 9º da Lei nº 9.427, de 1996.

3) RECOMENDAR AO MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL que examine as condutas de todos os ex-diretores e ex-superintendentes pelo cometimento do crime de tráfico de influência, previsto no art. 332 do Código Penal. A CPI identificou que existe uma relação, no mínimo, promíscua entre os ex-dirigentes da ANEEL e as empresas do mercado. Existem suspeitas de que vários ex-diretores e ex-superintendentes

prestaram ou estão prestando serviços a empresas e entidades do mercado, nas quais atuaram em processos enquanto eram dirigentes da ANEEL.

4) RECOMENDAR AO TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO que realize auditoria nos processos da ANEEL em que ex-diretores e ex-superintendentes atuaram e em cujas empresas e entidades do mercado prestaram ou estão prestando serviços atualmente.

ANEXO III

EQUALIZAÇÃO DAS ALÍQUOTAS DE ICMS INCIDENTE SOBRE A ENERGIA ELÉTRICA

A CPI recomenda seja feita norma uniformizando as legislações a respeito o Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços (ICMS) incidentes sobre o fornecimento de energia elétrica. A diferenciação das alíquotas de ICMS está sendo um mau enorme para o país. A equalização das alíquotas entre os Estados busca dar racionalidade e simplificação ao sistema e tem o potencial de reduzir as tarifas e aumentar a competitividade ao construir um ambiente institucional favorável ao crescimento.

ANEXO IV

RELATÓRIO DO TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO

GRUPO I – CLASSE V – Plenário
TC 025.619/2007-2 (com 1 anexo)
Natureza(s): RELATÓRIO DE AUDITORIA
Órgãos/Entidades: Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel
Responsável: Jerson Kelman, Diretor Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica
Interessado: Tribunal de Contas da União
Advogado: não atuou.

SUMÁRIO: Auditoria Operacional. Energia elétrica. Perdas. Recomendações.

RELATÓRIO

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, as 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%.

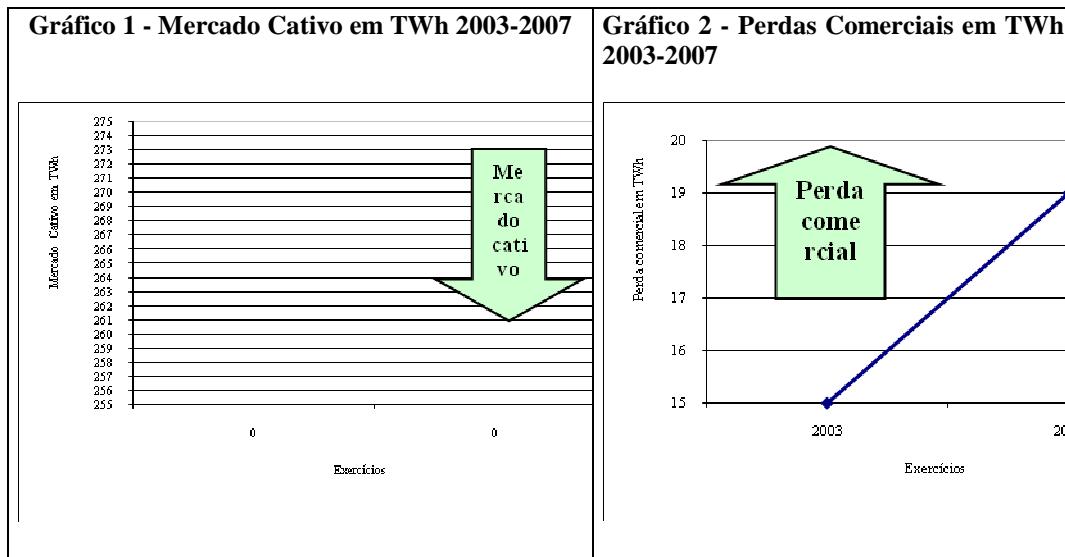
Tabela 1 - Evolução das Perdas 2003 e 2007

	Atributos	Métrica	2003	2007	Δ 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 TWh⁴		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: 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;



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. 4.º 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 resarcimento 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 infra-estrutura 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 subseqüentes. 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
<ul style="list-style-type: none"> Denominados custos “não gerenciáveis” 	<ul style="list-style-type: none"> 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. Conseqüentemente, 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 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.”

1) 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 Cipoli (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 concorrentes 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		$\Delta\%$ 2003/2007
			TWh	Σ perdas/ Σ Mercado Cativ	TWh	Σ perdas/ Σ 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 Técnic. 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.

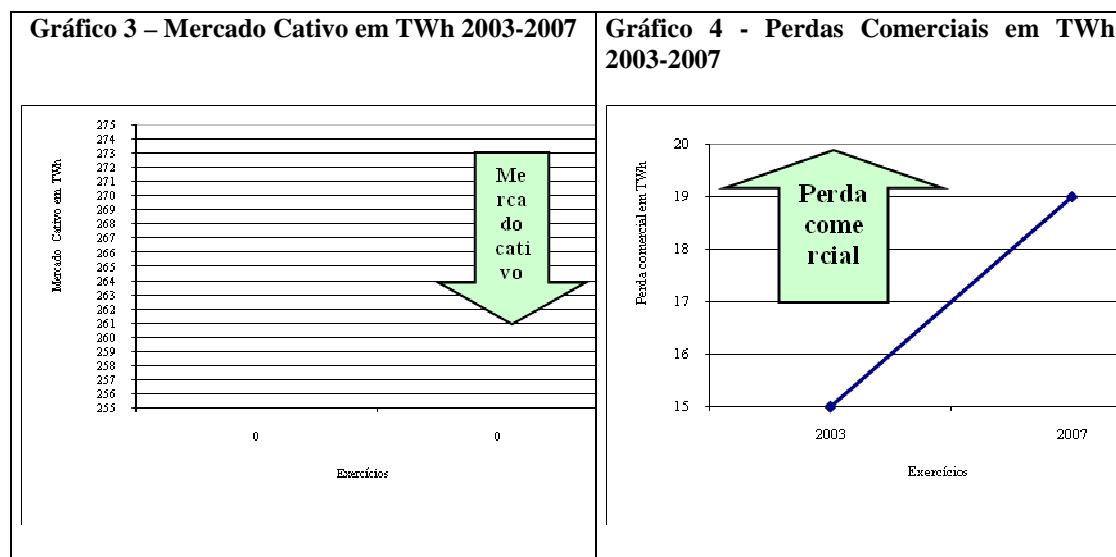
Tabela 5 - Evolução das Perdas 2003 e 2007

	Atributos	Métrica	2003	2007	Δ 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;



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, as 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 n° 234/2006, a agência afirmou que essa norma está em processo de alteração por meio da audiência pública n° 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 distribuidora 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 subseqüente 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	2º ciclo
Mercado Cativo MWh = Energia Requerida – Perdas na distribuição	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	2007	Cenário 1		Cenário 2		Cenário 3	
	TWh	TWh	% Sobre Mercado Cativo	% Energia Requerida	% Energia Requerida	% Energia Injetada		
Energia Requerida	321	308	2003	2007	2003	2007	2003	2007
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 porque 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
<i>“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.”</i>	<i>“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.”</i>
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

MWh	2003	2007	Cenário 1		Cenário 2		Cenário 3	
			% 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						
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						
Perdas Comerciais	2.209.063	3.627.591						
Perdas distribuição	4.349.659	5.822.078						
Perda Rede Básica	1.029.210	925.144						
perdas totais	5.378.868	6.747.222						
			6,57%	6,87%	5,64%	5,67%	5,52%	4,72%
			6,78%	11,36%	5,82%	9,38%	5,69%	7,80%
			13,35%	18,23%	11,46%	15,05%	11,21%	12,52%
			3,16%	2,90%	2,71%	2,39%	2,72%	1,99%
			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 influí 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	Δ% 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 – Freqüência 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	COOPERALIA NC	CELB	CERON	ELETROPAULO	
CEMAT	COELBA	CORONEL VIVI	CENF	COSERN	LIGHT	
CEPISA	COELCE	DEMEI	CPEE	ENERGIPE	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 PARANAPAN E			
		IGUAÇU				

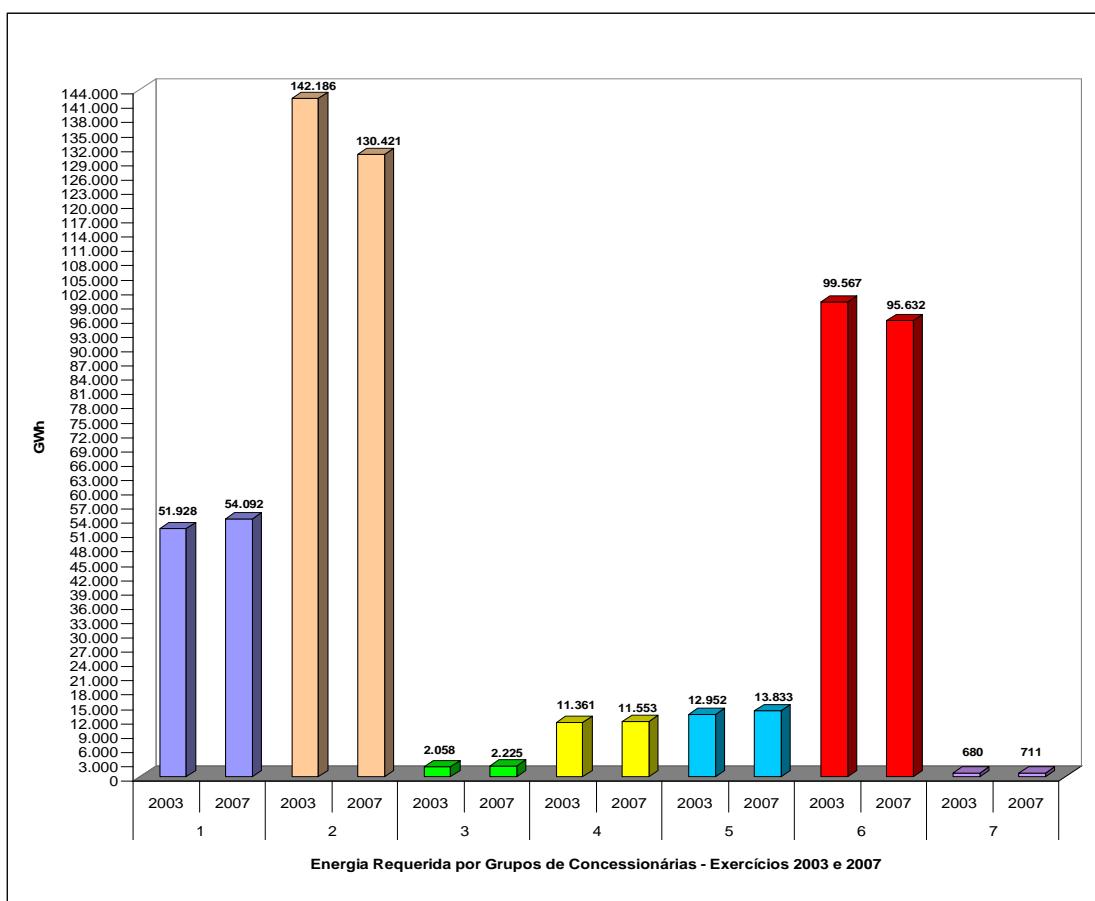
Fonte: SRD/Aneel.

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)

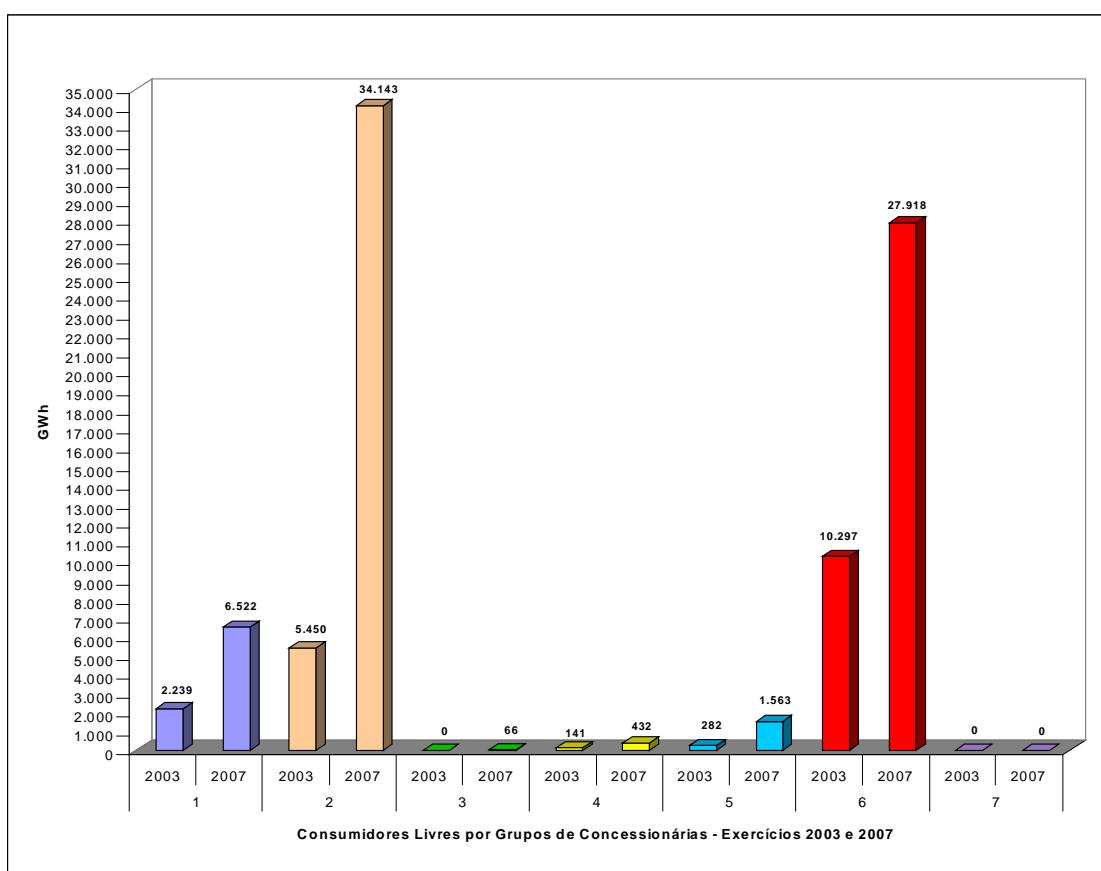


Fonte: Sefid e Aneel.

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)

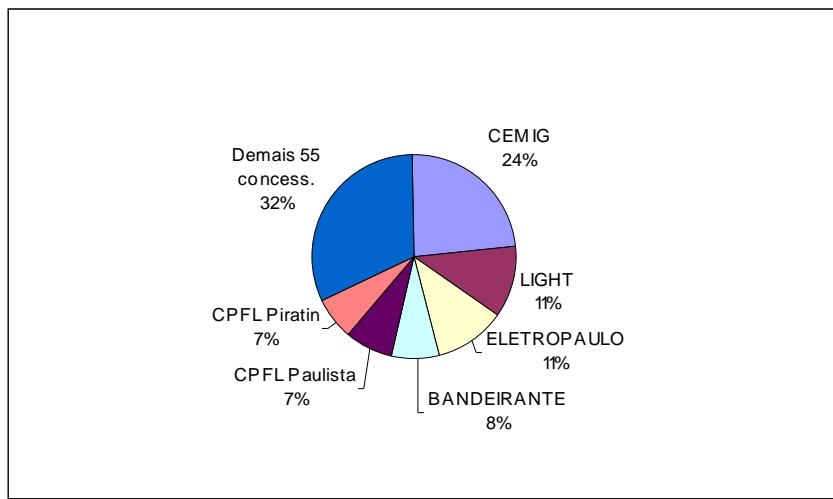


Fonte: Sefid e Aneel.

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 Piratinha. Juntas essas empresas suprem 68% do mercado livre;

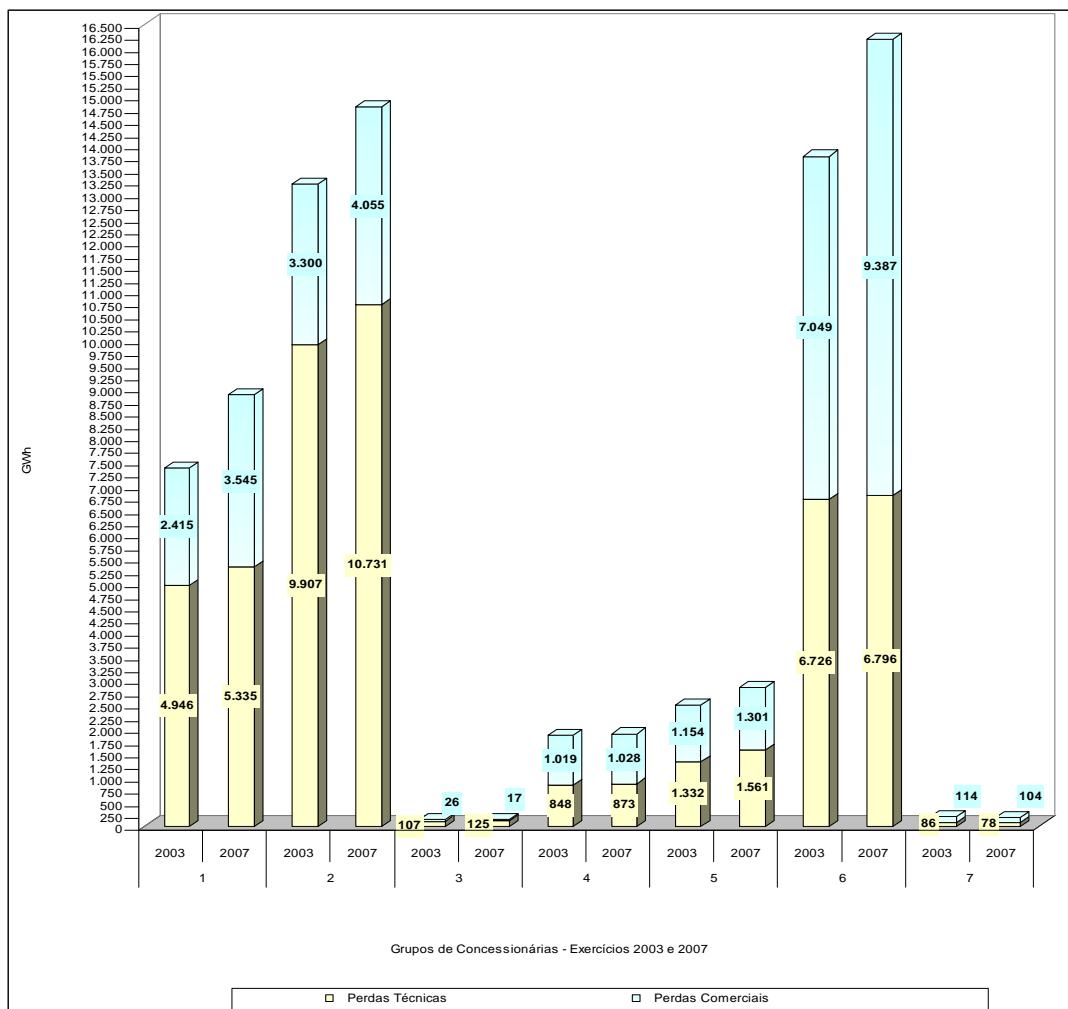
Gráfico 7 – Composição do Mercado livre



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.

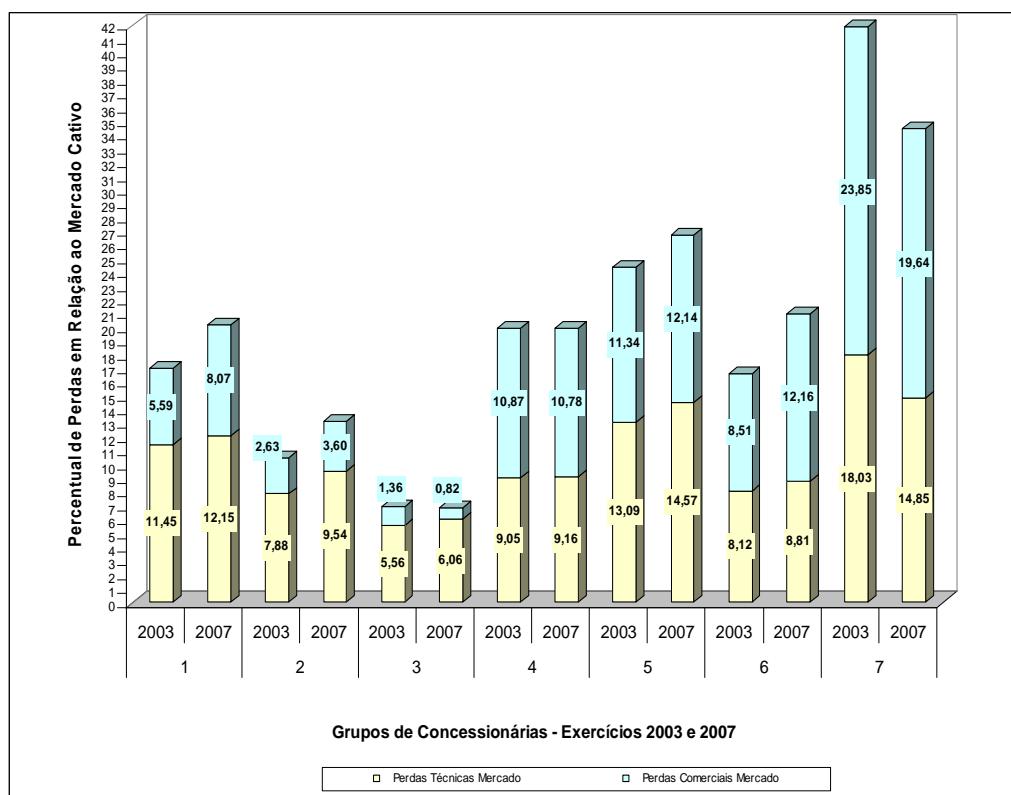
Gráfico 8 - Perdas na Distribuição em GWh por Grupos de Empresas 2003 – 2007



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.

1) 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”;

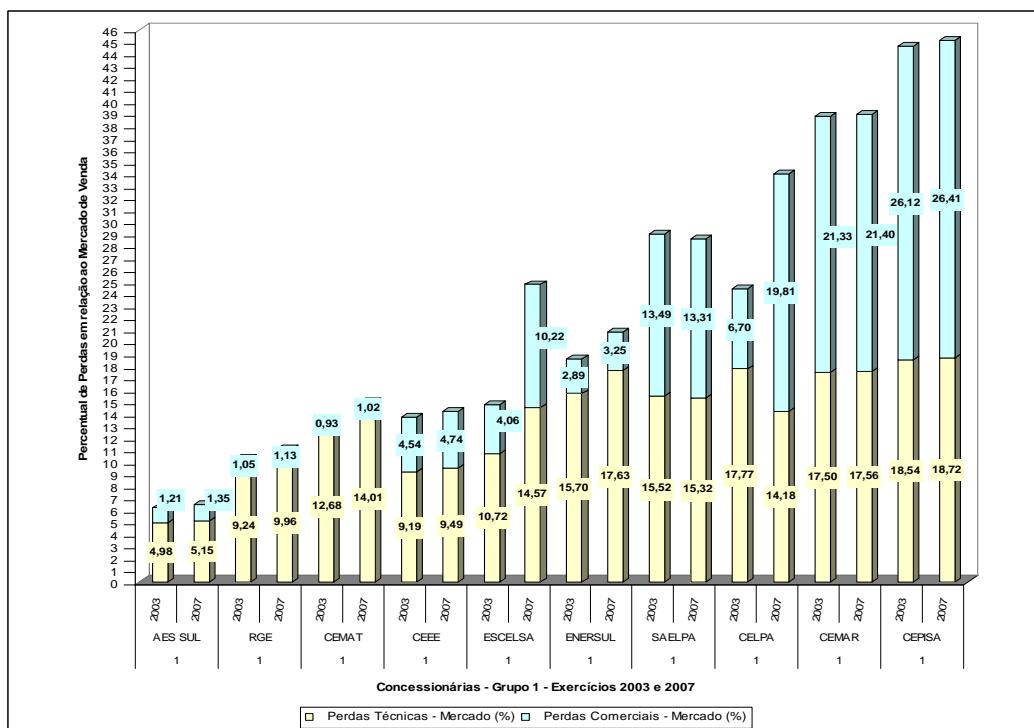
b) assim, a concessionária não atingiu a meta fixada há quatro anos e ainda terá a oportunidade de se apropriar do que vier a realizar do compromisso não honrado. O mesmo ocorreu com a Escelsa, que teve um aumento de 152% nas perdas comerciais e 36% nas técnicas. Ao estipular uma meta superior ao 1º 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 a da AES Sul;

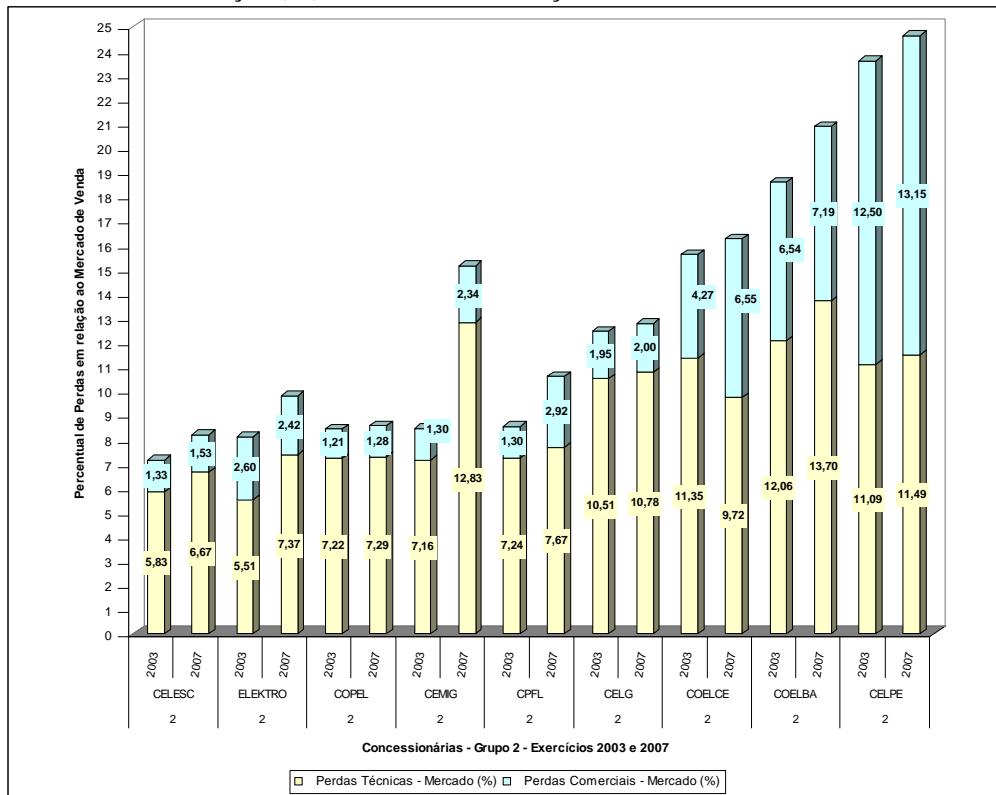
Gráfico 10 - Evolução Perdas na Distribuição sobre o Mercado Cativo (%) - GRUPO 1



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 Celesc 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 Celesc, que é de 1,53%. A Coelba apresenta o pior desempenho do grupo em termos de perda técnica com 13,70%, o dobro da Celesc, que é de 6,67%;

Gráfico 11 - Evolução (%) Perdas na Distribuição sobre o Mercado Cativo - GRUPO 2



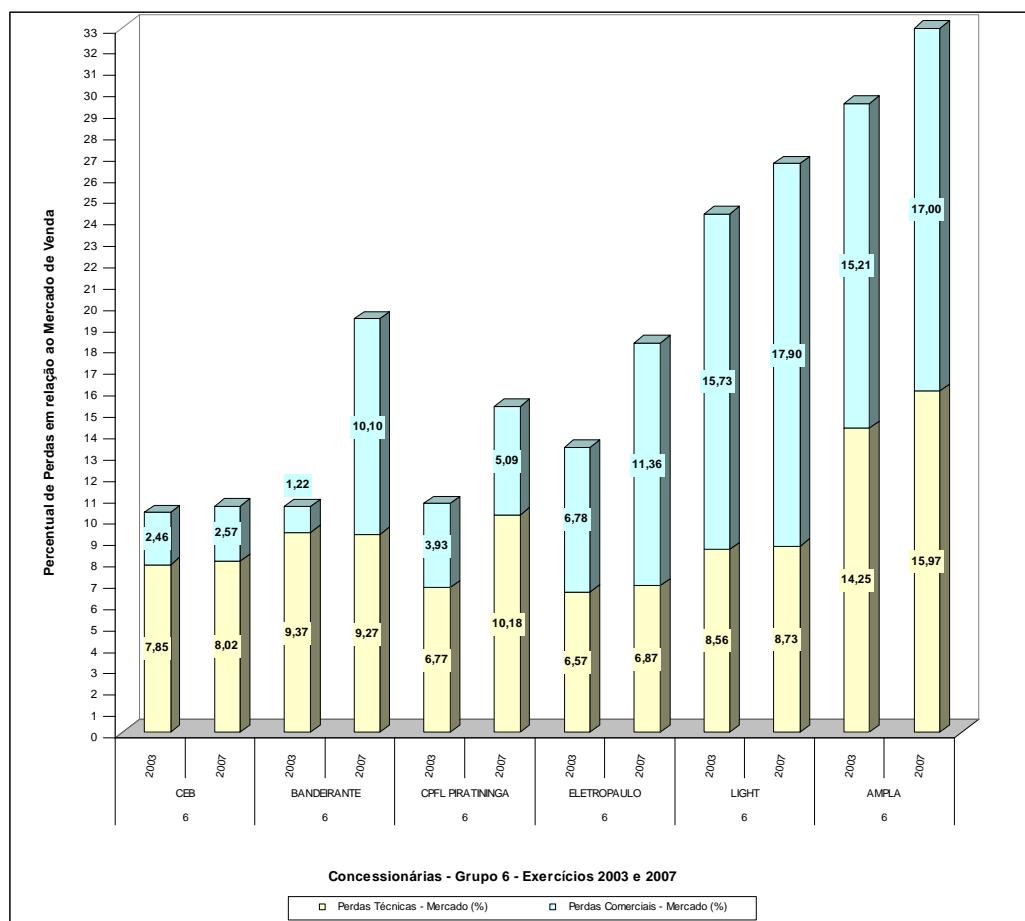
Fonte: Sefid e Aneel.

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 alli. *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, Cpf, 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° 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 Medições Centralizadas Externas. O CEPEL também investiu no desenvolvimento de sua solução de medição centralizada externa, que foi denominada Sistema de Medições 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;

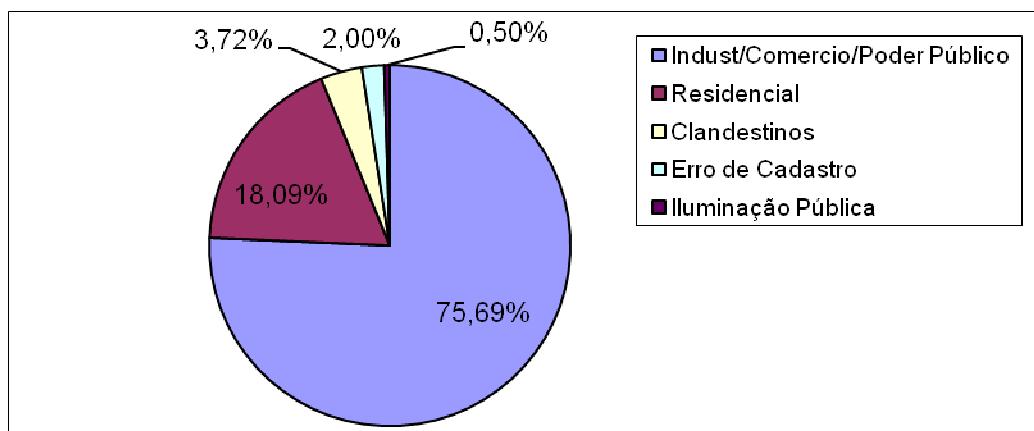
g) o TCU, em auditoria operacional realizada em 2005 na Manaus Energia (TC nº 006.416/2005-0), executada pela Secex (AM), concluiu que:

“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 IHD 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 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 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 perda, 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 – 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 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

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. Fisso 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 resarcidas 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 Nº 2211/2008 - TCU – Plenário

1. Processo nº TC 025.619/2007-2 (com 1 anexo).
2. Grupo I – Classe V – Assunto: Relatório de Auditoria
3. Interessados/Responsáveis:
 - 3.1. Interessado: Tribunal de Contas da União.
 - 3.2. Responsável: Jerson Kelman, Diretor Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica (155.082.937-87).
4. Órgãos/Entidades : Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel.
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 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:** prevêem 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 3^a Câmara de Coordenação e Revisão - Consumidor e Ordem Econômica da Procuradoria Geral da República e à Casa Civil da Presidência da República.

10. Ata nº 41/2008 – Plenário.

11. Data da Sessão: 8/10/2008 – Ordinária.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-2211-41/08-P.

13. Especificação do 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.

WALTON ALENCAR RODRIGUES
Presidente

BENJAMIN ZYMLER
Relator

Fui presente:

PAULO SOARES BUGARIN
Procurador-Geral, em exercício