



CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO LATO SENSU ESPECIALIZAÇÃO DE ENERGIA

AILSON DE SOUZA BARBOSA

**A ANEEL E A QUALIDADE DOS SERVIÇOS PRESTADOS PELAS
CONCESSIONÁRIAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

**BRASÍLIA, DF - BRASIL
OUTUBRO - 2003**

AILSON DE SOUZA BARBOSA

**A ANEEL E A QUALIDADE DOS SERVIÇOS PRESTADOS PELAS
CONCESSIONÁRIAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.**

**PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DA
COORDENAÇÃO ACADÊMICA DA ESAD
CEFET-RJ, MBA DE ENERGIA, COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A
OBTENÇÃO DO CERTIFICADO DE PÓS-
GRADUAÇÃO EM ENERGIA.**

**BRASÍLIA, DF – BRASIL
OUTUBRO DE 2003**

BARBOSA, AILSON DE SOUZA

A ANEEL e a Qualidade dos Serviços Prestados pelas Concessionárias Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil [Brasília] 2003.

10, 81 p, 29,7 cm (CEFET-RJ, MBA de Energia, 2003)

Trabalho de Conclusão de Curso – CEFET-RJ

1. Setor Elétrico
2. Qualidade dos Serviços Prestados pelas Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais Agerson e Luiza, e demais familiares pelo apoio recebido em todos os momentos de minha vida.

Aos filhos Vinícius e Raíssa e a minha esposa Eliana pela paciência e compreensão dispensadas, bem como pela revisão do texto.

Aos colegas da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade da ANEEL e em especial, aos Eng^o Flavinei dos Santos e Paulo Luciano de Carvalho pelas discussões sobre o tema.

Aos Engenheiros e Técnicos da ANEEL e demais colegas e amigos que de alguma forma contribuíram para a conclusão deste trabalho.

À ANEEL pelo patrocínio do referido curso.

Resumo do Trabalho de Conclusão de Curso apresentada à CEFET-RJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Certificado do MBA em Energia CEFET-RJ

**A ANEEL E A QUALIDADE DOS SERVIÇOS PRESTADOS PELAS
CONCESSIONÁRIAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NA BRASIL.**

Ailson de Souza Barbosa

Outubro/2003

Este trabalho analisa os aspectos da melhoria da qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias de energia elétrica no Brasil, a partir da implantação das reformas do setor elétrico brasileiro, particularmente, com a criação e funcionamento da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Discorre sobre a evolução da legislação sobre os indicadores de continuidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor) ano longo dos últimos anos. Mostra os procedimentos de fiscalização utilizados pelos técnicos da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE/ANEEL e das Agências Estaduais conveniadas, quando da fiscalização das empresas de distribuição de energia elétrica, bem como os resultados das fiscalizações dessas empresas para o período de 1998 a 2002. Finalmente, apresenta a experiência bem sucedida da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade da SFE/ANEEL e de uma Agência Estadual no Processo de Caducidade de Concessão, quando foi possível reverter a deterioração da qualidade dos serviços prestados por uma concessionária de distribuição de energia elétrica brasileira, no ano de 2000.

ABSTRACT

This work analyzes the aspects of the improvement of the quality of the services rendered by the concessionary of electric energy in Brazil, starting from the establishment of the reforms of the Brazilian electric section, particularly, with the creation of the Brazilian Electricity Regulatory Energy - ANEEL. It presents about the evolution of the legislation on the continuity indicators DEC (Equivalent Duration of Interruption for Consumer) and FEC (Equivalent Frequency of Interruption for Consumer) long year of the last years. It also presents the inspection procedures used by the technicians of the Superintendence of Inspection of the Services of Electricity - SFE/ANEEL and of the Agencies State decentralized, when of the inspection of the companies of distribution of electric energy, as well as the results of the inspections of those companies for the period from 1998 to 2002. Finally, it presents the success of the experience of the Superintendence of Inspection of the Services of Electricity of SFE/ANEEL and of a State Agency in the Process of Forfeiture of Concession, when of the reversion of the picture of degradation of the quality of the services rendered by the a concessionary of distribution of Brazilian electric energy, in the year of 2000.

ÍNDICE DE TEXTO

Capítulo	Pag
1. Introdução.....	10
1.1 Considerações Gerais.....	10
1.2 Histórico.....	11
1.3 Objetivos	14
1.4 Organização do Trabalho.....	14
2. Procedimento de fiscalizaçãO dos serviços de eletricidade	16
2.1 Introdução	16
2.2 Procedimento de Fiscalização.....	17
2.3 Itens de Fiscalização.....	20
3. Indicadores de Continuidade para o Controle de Qualidade em Sistemas Elétricos	27
3.1 Introdução	27
3.2 Histórico dos Indicadores de Continuidade do Sistema Elétrico Brasileiro	28
4. tratamento de dados- dec e fec	43
4.1 Introdução	43
4.2 Recebimento dos indicadores de continuidade DEC e FEC.....	43
4.3 Auditoria dos Indicadores de Continuidade DEC e FEC	44
5. Resultados da fiscalizaçãO.....	47
5.1 Introdução	47
5.2 Resultados Técnicos e Comerciais.....	47
5.3 Desempenho dos Indicadores de Continuidade DEC e FEC.....	49
5.4 Análise dos Resultados	58
6. estudo de caso - Processo de Caducidade de concessão	62
6.1 Introdução	62
6.2 Histórico.....	62
6.3 Aspectos Legais e Contratuais	63
6.4 Falhas e Transgressões.....	63
6.5 Metodologia e Abrangência.....	72
6.6 Resultados	75
6.7 Considerações Finais	76
7. Conclusão.....	78
8. Referências Bibliograficas.....	80

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Procedimento de fiscalização.....	19
Figura 2 – Evolução do DEC.....	50
Figura 3 – Evolução do FEC.....	50
Figura 4 – Evolução do DEC por região.	51
Figura 5 – Evolução do FEC por região.	51
Figura 6 – Evolução do DEC da Região Centro-Oeste.....	52
Figura 7 – Evolução do FEC da Região Centro-Oeste.	52
Figura 8 – Evolução do DEC da Região Norte.....	53
Figura 9 – Evolução do FEC da Região Norte.	53
Figura 10 – Evolução do FEC da Região Nordeste.	54
Figura 11 – Evolução do FEC da Região Nordeste.	54
Figura 12 – Evolução do FEC da Região Sul.....	55
Figura 13 – Evolução do DEC da Região Sul.....	55
Figura 14 – Evolução do DEC da Região Sudeste.	56
Figura 15 – Evolução do DEC da Região Sudeste (continuação).	56
Figura 16 – Evolução FEC da Região Sudeste.....	57
Figura 17 – Evolução do FEC da Região Sudeste.....	57
Figura 18 – Redução dos Indicadores de continuidade DEC e FEC – período 1998/2002.	59
Figura 19 – Taxa de freqüência de acidentes do trabalho, com afastamento – empregados da COELCE.....	70
Figura 20 – Taxa de gravidade de acidentes do trabalho – empregados da COELCE.	70
Figura 21 – Acidentes do trabalho (Empreiteiro).....	71
Figura 22 – Acidentes Fatais – COELCE.....	71
Figura 23 – Acidentes com terceiros.....	71
Figura 24 – Resultados da área comercial.....	75
Figura 25 – Resultados da área técnica.	76

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Valores máximos anuais de DEC e FEC.....	30
Tabela 2 – Valores máximos anuais de DIC e FIC	30
Tabela 3 – Indicadores de continuidade.	32
Tabela 4 – Estratificação das Interrupções em Interrupções de Curta e Longa Duração..	32
Tabela 5 – Valores limites de continuidade por unidade consumidora com tensão de atendimento maior ou igual a 69 kV e menor que 230 kV.	39
Tabela 6 – Valores limites de continuidade para unidades consumidoras localizadas na área urbana com tensão entre 1 e 69 kV.	40
Tabela 7 – Valores limites de continuidade para unidades consumidoras atendidas por sistemas isolados ou áreas não-urbanas com faixa de tensão entre 1 kV e 69 kV.	40
Tabela 8 – Valores limites de continuidade para unidades consumidoras com tensão menor ou igual a 1 kV situadas em áreas urbanas	41
Tabela 9 – Valores limites de continuidade para unidades consumidoras com tensão menor ou igual a 1 kV situadas em áreas não-urbanas.....	41
Tabela 10 – Valores limites de continuidade para unidades consumidoras (DIC e FIC) no período de 2000 a 2003.....	42
Tabela 11 – Valores limites de continuidade para unidades consumidoras (DMIC) no período de 2000 a 2003.....	42
Tabela 12 - Resultados da Fiscalização de 1998 a 2002	48
Tabela 13 - Penalidades Aplicadas	48
Tabela 14 – Investimentos no setor de distribuição - exemplos	60

CAPÍTULO I

1. INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Gerais

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL é parte fundamental do processo de reformulação do papel do Estado no setor elétrico brasileiro. Sua criação marca o fim do modelo estatal, que vigorou durante décadas, e o início de uma etapa de profundas transformações na estrutura e no funcionamento do setor. Um novo modelo institucional foi adotado com o objetivo de promover a eficiência econômica, aumentando a oferta de energia e a qualidade da prestação dos serviços, por meio, principalmente, da ampliação do número de agentes e do estabelecimento da competição entre eles.

Como órgão regulador e fiscalizador, cabe à ANEEL, a partir de comandos legais, construir um arcabouço de normas claras e estáveis, indispensáveis para manter um ambiente de equilíbrio entre os interesses nem sempre convergentes dos consumidores e dos agentes públicos e privados do setor elétrico.

A ação fiscalizadora abrange todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor elétrico e conta com o apoio fundamental das agências estaduais de serviços públicos conveniadas com a ANEEL. Ela compreende o exame da qualidade dos serviços prestados à população, a verificação do equilíbrio econômico-financeiro das empresas, além do cumprimento dos prazos e determinações expedidas pelo Poder Concedente e contidas nos contratos de concessão, os quais estabelecem os direitos e deveres da concessionária e do Poder Concedente. Cabe ressaltar que a desobediência destas regras poderá implicar em advertências, multas, caducidade e até, em casos extremos, a perda da Concessão.

No que concerne a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade - SFE e as agências estaduais coube a missão de fiscalizar os agentes do setor de energia elétrica, promovendo a sua educação e contribuindo para garantia da prestação de serviços adequados [14].

1.2 Histórico

No que concerne a Fiscalização o Código de Águas, instituído pelo Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, conferiu à Divisão de Águas do Departamento Nacional de Energia Elétrica – DNAEE, fiscalizar a produção, a transmissão, a transformação e a distribuição de energia hidrelétrica, com o objetivo de: a) assegurar serviço adequado; b) fixar tarifas razoáveis; e c) garantir a estabilidade financeira das empresas, que para tais fins, exercerá a fiscalização da contabilidade das empresas.

Segundo [23] em sua palestra na 1ª Conferência Nacional – “A Gestão no Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro”, realizada em 11 de novembro de 2002, que enfocou sobre os marcos legais do Setor de Energia Elétrica, dentre eles, o surgimento do Código de Águas; a edição do Decreto nº 41.019/57; e o advento da Lei nº 9.427/96 (Criação da ANEEL), o marco histórico de maior relevância para qualquer estudo sobre a evolução dos serviços da eletricidade no Brasil foi o art. 23 da Lei nº 1.145, de 31 de dezembro de 1903, por ter sido o primeiro texto legal brasileiro sobre energia elétrica.

Observa-se que, naquela época – **há um século** – o objetivo primordial do Governo era tão-somente o de promover o uso da energia elétrica nos serviços federais, ficando o eventual excesso da produção destinado, mediante autorização, ao desenvolvimento de outras atividades. As concessões eram livres de quaisquer ônus, assim prevalecendo a atuação da iniciativa privada, inclusive com favores concedidos às empresas que se dispunham a fazer as instalações e prestar os serviços.

Regulamentando o referido art. 23 foi publicado, no Diário Oficial do dia 3 de janeiro de 1905, o Decreto nº 5.407, de 27 de dezembro de 1904, que, reconhecidamente, constitui-se no primeiro monumento jurídico nacional do Direito Brasileiro da Eletricidade, tendo o mérito maior de sedimentar os princípios basilares que, até os dias de hoje, estão a nortear o desenvolvimento da indústria da eletricidade e a conseqüente prestação dos serviços vinculados, conforme os preceitos a seguir destacados:

- ✓ concessão sem privilégio, respeitados os direitos de terceiros;
- ✓ prazo máximo da concessão de noventa anos, mediante contrato;
- ✓ reversão para a União dos bens utilizados na concessão, sem indenização;
- ✓ estabelecimento de condutores elétricos subterrâneos nas áreas urbanas das cidades;
- ✓ regime tarifário com revisões periódicas, de cinco em cinco anos; redução tarifária quando os lucros excederem de 12% ao ano sobre o capital, que será fixado mediante aprovação do governo;
- ✓ princípio tributário de que as concessões serão livres de quaisquer ônus estaduais ou municipais e de direitos aduaneiros;
- ✓ autorização para o concessionário promover desapropriação;
- ✓ faculdade ao governo de resgate da concessão a qualquer tempo, mediante indenização, após os primeiros 20 anos;
- ✓ fiscalização da concessionária pelo Governo Federal;
- ✓ previsão de multa contratual e de caducidade.

Com a criação do Ministério de Minas e Energia, em 1960, o CNAEE passou a subordinar-se àquele órgão até a sua extinção e conseqüente absorção das atividades pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE (Lei n.º 4.904/65, Decretos n.ºs 63.951/68, 73.620/74, 75.468/75 e Decreto-lei n.º 689/69).

De acordo com a disposição do art. 19 da Lei nº 4.904, de 17 de dezembro de 1965, o então DNAE (sem o segundo “E”) foi instituído com subordinação direta ao Ministro de Estado e como órgão incumbido de promover e desenvolver a produção de energia elétrica, bem como assegurar a execução do Código de Águas e leis subseqüentes.

Seguindo os princípios da então Reforma Administrativa do Estado (Decreto-lei nº 200, de 25 de fevereiro de 1967) foi aprovada a estrutura básica do Ministério de Minas e Energia, pelo Decreto nº 63.951, de 31 de dezembro de 1968.

Os princípios então fixados foram ratificados via Decretos n.ºs 73.620/74 e 75.468/75, nos quais ficaram consolidadas as bases legais do então DNAEE como órgão

central de direção superior, com relativa autonomia administrativa e financeira, organizado em Divisões, Distritos, Assessorias e Coordenações, além de expressa disposição no sentido de **“sempre que possível o DNAEE descentralizará a execução dos serviços de acordo com o disposto no Decreto-lei nº 200/67”**.

Em cumprimento ao previsto no art. 23 do Decreto nº 73.620/74 e no art. 21 do Decreto nº 75.468/75 foi publicada a Portaria MME nº 234, de 17 de fevereiro de 1977, aprovando o Regimento Interno do DNAEE, que, em seus 26 artigos **bem demonstra as competências, atribuições e autonomia – administrativa, técnica e financeira – daquele Departamento**, assim concluindo mais uma etapa visando a instituição, no Brasil, do órgão regulador independente a que tanto se refere a Exposição de Motivos do Código de Águas.

A Constituição de 1998, no artigo 175, passou para o Poder Público a incumbência da prestação de serviços de missão geral, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão. Este artigo gerou a discussão sobre a regulamentação das concessões, passo importante para a reforma setorial. Por sua vez, no artigo 176, ficou estabelecido que somente brasileiro ou empresas brasileiras de capital nacional poderiam adquirir a concessão para o aproveitamento dos recursos minerais e dos potenciais de energia elétrica. Outros passos determinantes dado pelo Congresso, em 1995, foi a aprovação de várias emendas constitucionais que possibilitaram o prosseguimento do processo de privatização, dentro elas, o fim da distinção entre empresa brasileira e empresa brasileira de capital nacional.

Após a Lei nº 8.631, de 1993, pode-se afirmar que o então DNAEE começou a concluir o seu relevante ciclo de atuação do setor de energia elétrica, particularmente considerando que, com a publicação da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 (Lei Geral de Concessões), o novo cenário redesenhado para o sistema já indicava a necessidade de atuação de um novo órgão regulador – com maior autonomia e maiores atribuições – exigências estas ratificadas com a edição da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

Com a instituição da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e a sua constituição pelo Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, **na condição ímpar e moderna de Autarquia Especial**, estava criada a Agência que, no Brasil, poderia gozar do prestígio e respeito inicialmente na

exposição de motivos apresentada pelo Prof. Alfredo Valladão, justificando o anteprojeto que organizou para exame da subcomissão do Código de Águas.

1.3 Objetivos

Constituiu-se este projeto, avaliar a eficácia e eficiência das ações da fiscalização dos serviços de eletricidade da ANEEL e das Agências Estaduais no atual modelo do setor elétrico no período de 1998 a 2002, para a melhoria da qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica, particularmente, em relação ao desempenho indicadores de continuidade DEC – Duração Equivalente de Interrupção por unidade Consumidora e FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por unidade consumidora, procurando responder às seguintes questões:

- a) Houve alterações na qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil após a atuação da ANEEL, particularmente, em relação ao desempenho dos indicadores de continuidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora)?
- b) Quais as regiões geográficas do país onde houve alterações mais expressivas e menos expressivas, bem como suas motivações?
- c) Quais as contribuições das áreas de fiscalização da ANEEL e das Agências Estaduais para essas alterações na qualidade dos serviços prestados?

Apresentar também um estudo de caso (Processo de Concessão de Caducidade), onde as ações de fiscalização dos serviços de eletricidade foram decisivas para reverter a degradação da qualidade dos serviços prestados pela Coelce.

1.4 Organização do Trabalho

Este trabalho está dividido em 7 (sete) capítulos, assim distribuídos:

O Capítulo II apresenta o procedimento de fiscalização das empresas distribuidoras, atualmente utilizado pelos técnicos da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE/ANEEL.

O capítulo III apresenta a história e os avanços na regulamentação que tratam dos indicadores de continuidade dos serviços de distribuição de energia elétrica no Brasil.

O capítulo IV apresenta os procedimentos utilizados pela SFE/ANEEL para o recebimento, análise, crítica e auditoria dos indicadores de continuidade DEF e FEC.

O capítulo V apresenta os resultados da fiscalização obtidos ao longo do período de 1998 a 2002, com as devidas análises.

O capítulo VI apresenta um estudo de caso, onde a fiscalização da ANEEL e da Agência Estadual local obtiveram sucesso na reversão na degradação da qualidade dos serviços prestados pela COELCE, quando do processo de caducidade de concessão.

O capítulo VII apresenta as conclusões do trabalho.

CAPÍTULO II

2. PROCEDIMENTO DE FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE ELETRICIDADE

2.1 Introdução

A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, uma autarquia constituída sob regime especial, com personalidade jurídica de direito público e com autonomia patrimonial, administrativa e financeira. No dia 2 de dezembro de 1997, após a edição do decreto nº 2.335/97, que aprovou o seu regulamento, a ANEEL iniciou as suas atividades.

A ANEEL, como titular das competências que lhe são reservadas pela legislação e pelo regulamento aplicável ao setor elétrico, cumpre proceder às fiscalizações das permissionárias e concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, de concessionárias de transmissão de energia elétrica e do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

O objetivo das ações de fiscalização da ANEEL é assegurar a prestação de serviço adequado, com visão de promover a educação e orientação dos agentes do setor elétrico e a prevenção de condutas que violem a legislação e os contratos.

A filosofia adotada consiste no exercício da ação fiscalizadora por meio da supervisão permanente e, sempre que possível, com visão prospectiva e de caráter. As diretrizes gerais são: o foco nos resultados, auditoria de processos para explicar os resultados e não interferência na gestão dos agentes.

Dentro deste contexto, em maio de 1998, a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE foi formada e uma das primeiras ações foi a elaboração de um Código de Ética, que é atualmente, adotado pelas

superintendências de fiscalização da ANEEL. Logo após foi elaborado o procedimento de fiscalização que será detalhado posteriormente neste trabalho.

Em 06 de outubro de 1998, foi emitida a Resolução ANEEL nº318, que aprova os procedimentos para regular a imposição de penalidade aos agentes delegados de instalações e serviços de energia elétrica, referentes às infrações apuradas, completando assim todas as ferramentas necessárias para a atividade de fiscalização.

2.2 Procedimento de Fiscalização

As fiscalizações podem ser classificadas em três tipos: as de monitoramento, as periódicas e as eventuais [21]. As de monitoramento à distância são aquelas realizadas na própria ANEEL, por meio da avaliação de dados, informações ou indicadores coletados juntos às concessionárias. Como principal exemplo pode-se destacar o monitoramento dos indicadores de continuidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). As eventuais, geralmente, têm como objetivo a verificação de um ou mais pontos específicos da prestação de serviços, motivados por reclamações de agentes econômicos e consumidores, ou ainda, por ocorrência de interrupção significativa no fornecimento de energia elétrica. Estas fiscalizações obedecem, dentro do possível, o mesmo procedimento adotado pela fiscalização periódica e para aquilo que não pode ser obedecido é dado tratamento especial que o caso específico e requerer.

No processo de fiscalização periódica que envolve inspeção “in-loco” é adotado o seguinte procedimento pela equipe de fiscalização:

- a) lançamento de dados relativos ao planejamento das fiscalizações no Sistema Automatizado de Gestão da Fiscalização (SIGEFIS) disponibilizado pela ANEEL, por meio do qual deverão ser registradas todos os dados das fiscalizações, as atualizações das informações já cadastradas e a emissão do relatório definitivo de cada inspeção realizada; este sistema permite que se faça todo processo de cadastramento, a partir de um ponto remoto - via extranet;

- a) levantamento de dados e informações sobre a empresa, disponíveis na ANEEL (contratos, legislação específica, reclamações e conflitos com agentes e consumidores, indicadores de desempenho, informações de relatórios anteriores etc.);

- b) envio de ofício, pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE/ANEEL, para a empresa a ser fiscalizada, informando o período, os participantes da fiscalização com o respectivo coordenador, os recursos que deverão ser disponibilizados por ocasião da inspeção, os dados e a documentação necessários ao desenvolvimento dos trabalhos, tanto aqueles que deverão ser encaminhados com antecedência à SFE, como aqueles que deverão ser disponibilizados durante o período de fiscalização. Juntamente com o ofício, são encaminhados modelos das planilhas, com instruções, para preenchimento prévio por parte da empresa. A emissão do ofício é feita com uma antecedência mínima de 15 dias úteis em relação ao período previsto para as atividades de fiscalização, para que seja possível o cumprimento do cronograma;
- c) planejamento da fiscalização com a elaboração do roteiro de visitas às áreas da empresa;
- d) realização de reunião com a diretoria da empresa para apresentação da equipe de fiscalização da ANEEL pelo seu coordenador e verificação da adequação das instalações disponibilizadas e da disponibilidade da documentação solicitada. Ainda na sede da empresa, e em conjunto com os representantes da mesma, faz-se o detalhamento da agenda de trabalho previamente elaborada, efetuando as adaptações conforme suas características específicas;
- e) realização de reunião com conselho de consumidores (ocasional e quando for o caso);
- f) auditoria dos processos relativos à prestação dos serviços em geral, confrontando-os com a legislação vigente e contratos e podendo envolver a visita de alguns consumidores selecionados;
- g) realização de reunião de encerramento da fiscalização pela equipe de fiscalização com os representantes da empresa;
- h) confrontação dos dados recebidos da empresa com os dados levantados durante a fiscalização, com a legislação do setor e os contratos em vigor;
- i) elaboração e cadastramento no SIGEFIS de relatório técnico contendo as não-conformidades constatadas, as determinações estabelecidas e as recomendações. O relatório deve obedecer aos aspectos de estruturação (definição de objetivo, metodologia, abrangência, informações da fiscalização e do agente, constatações, não conformidades, determinações, recomendações e conclusões), uniformidade de linguagem, compatibilidade entre os fatos apurados e os relatos feitos, enfim, consistência e unidade textual;

j) emissão do Relatório de Fiscalização e envio do mesmo para a empresa fiscalizada, acompanhado de um Termo de Notificação - TN, contendo as não-conformidades, determinações e recomendações.

Após a emissão e envio do Relatório de Fiscalização e respectivo Termo de Notificação à empresa fiscalizada, a mesma dispõe de um prazo de quinze dias a partir do recebimento dos referidos documentos para apresentar a sua manifestação formal, sobre o objeto do Termo de Notificação, geralmente acompanhada dos comprovantes pertinentes;

Após a manifestação da concessionária, a mesma é analisada pelo Superintendente de Fiscalização que decide sobre a aceitação ou não dos argumentos e/ou providências tomadas pela Notificada. Caso o superintendente aceite a manifestação, o processo administrativo e respectivo Termo de Notificação são arquivados, ressaltando que o mesmo será objeto de verificação na próxima ação fiscalizadora. Caso contrário, é elaborada a Exposição de Motivos e em seguida o Auto de Infração. A figura 1 apresenta um resumo de forma esquemática:

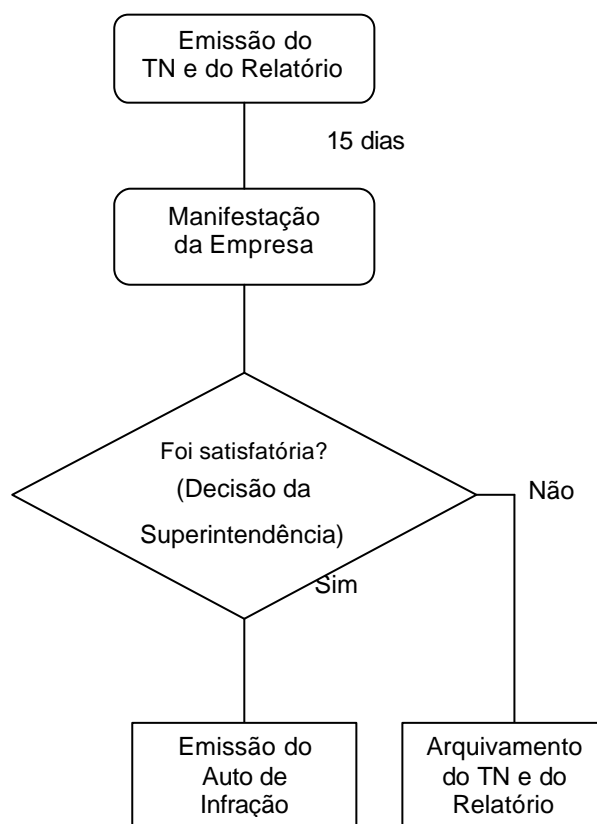


Figura 1 – Procedimento de fiscalização.

2.3 Itens de Fiscalização

Apresenta-se a seguir, os itens a serem observados pelas equipes de fiscalização, necessários à avaliação da qualidade do serviço prestado pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica, bem como a aplicação da legislação pertinente e do contrato, enfocando os aspectos técnicos e comerciais, que se encontram apresentados a seguir.

2.3.1 Aspectos Comerciais

Na área de **qualidade do serviço**, são normalmente verificados os procedimentos da Resolução ANEEL 456/2000 e de outras resoluções relativas à prestação dos serviços de eletricidade, bem como aspectos específicos do contrato de concessão, tais como:

- a) aspectos do contrato de concessão: cláusulas relativas aos padrões comerciais a serem observados pela empresa e suas penalidades, se for o caso;
- b) normalização: a normalização deve englobar aspectos de especificação, inspeção, orientações, testes, rotinas e atendimento a consumidores com relação à comercialização, observando a existência na empresa de área específica para tratar do assunto;
- c) qualidade do serviço: estrutura das agências de atendimento ao consumidor, meios de comunicação com o consumidor, nível técnico dos funcionários, espaço disponível nas agências, conforto, limpeza, equipamentos, estatísticas do atendimento, tempo de espera, tempo de resposta, tratamento dado às reclamações, facilidade em contactar com a empresa, agências terceirizadas de atendimento comercial, fechamento de agências, outras;
- d) atendimento telefônico: configuração do sistema, tipos de serviços disponibilizados, quantitativos de troncos, de posições de atendimento e de atendentes (horário normal e de pico), período de funcionamento, atendimentos automáticos (correio de voz), estatísticas do atendimento, simulações de atendimento comercial;
- e) atendimento a pedido de ligação: analisar, por amostragem, históricos de atendimento a pedidos de ligação nos últimos 6 (seis) meses, adequação do impresso, existência de campos próprios e dados previstos na legislação;

- f) classificação e cadastro: analisar por amostragem se a classificação das unidades consumidoras está compatível com as atividades nelas exercidas, observando sempre a aplicação da tarifa mais vantajosa a que o consumidor tiver direito;
- g) enquadramento de consumidores baixa renda: verificar se estão sendo observados os critérios legalmente estabelecidos para as unidades consumidoras caracterizadas como “baixa renda” e procedimentos realizados no faturamento dessas unidades;
- h) leitura: responsabilidades dos serviços de leitura (próprio e/ou terceirizado), percentuais de erros de leitura, formas de execução de leitura, análises críticas da leitura, contrato com terceirizado, se houver, existência de cláusulas com penalidades, outras;
- i) faturamento: faturamento centralizado (sim/não), critérios e procedimentos de faturamento do Grupo A e B, percentuais de refaturamento, aplicação de tarifas, tributos, processamento e prazos para leitura, apresentação e vencimento da fatura; tarifação horo-sazonal, demanda de ponta, fora de ponta, ultrapassagem, opções de faturamento, cancelamento e refaturamento (causas e procedimentos), descontos nos blocos de consumo, se houver, valores mínimos faturáveis, outros;
- j) arrecadação: quantitativo de postos instalados (próprio/terceiros) para arrecadação, convênios com bancos e outros agentes de arrecadação, estrutura disponibilizadas nos postos, se houver, grau de conhecimento da legislação do pessoal próprio/terceirizado, localização e facilidade de acesso, outros;
- k) suspensão do fornecimento e religação: verificar aplicação da suspensão (atraso de pagamento, irregularidades, ligação clandestina, inadequação com as normas da empresa, etc.), informações e orientações passadas aos consumidores, cumprimento dos prazos para religação, cobrança dos valores em obediência ao serviços prestados, outros;
- l) procedimentos irregulares (Fraude e/ou desvio de Energia): existência de programas de combate à fraude (recuperação de perdas), formas e procedimentos no caso da apuração da irregularidade, critérios de faturamento, existência de situações de constrangimento ao consumidor, informações ao consumidor, memorial descritivos dos cálculos de recuperação dos valores não faturados, outros;
- m) ressarcimento por danos: normas utilizadas sobre o assunto, atendimento das disposições legais, quantitativos de solicitações/ano, avaliação dos casos procedentes e improcedentes, facilidade de acesso ao acompanhamento do processo, obediência

dos prazos de respostas, esclarecimentos e orientações na divulgação dos direitos do consumidor, outros;

- n) participação financeira: aplicação dos critérios e cálculos da participação financeira e do limite de investimento obrigatório nas obras para atendimento à ligação, extensão de rede, aumento de carga, obras de melhoria da qualidade do fornecimento, reforços no sistema, mudança de tensão, responsabilidades conjuntas, atendimento à prédios de uso coletivo, comerciais, residenciais, condomínios, atendimento à área rural, linha de uso exclusivo, outros;
- o) conselho de consumidores: funcionalidade, apoio, reuniões periódicas, assuntos tratados, soluções dos problemas, outros;
- p) cobrança de serviços: tipos de serviços e seus valores cobrados regulamentados, execução dos serviços e sua cobrança posterior, tratamento isonômico em toda área de concessão, existência de outros serviços cobráveis ou não;
- q) contratos de fornecimento: tipos de contratos de fornecimento de energia elétrica celebrados entre o concessionário e o consumidor e suas modalidades, convencional, horo-sazonal (verde ou azul), e o cumprimento das disposições legais;
- r) informações sobre segurança: verificar se a empresa desenvolve permanentemente campanhas visando informar ao consumidor sobre os cuidados especiais que a energia elétrica requer na sua utilização e do uso adequado da energia;
- s) iluminação pública: verificar a existência de contratos firmados com as prefeituras, observar a cobrança da TIP (Tarifa de Iluminação Pública), tarifa correspondente à prestação do serviço, atendimento a solicitações de exclusão da cobrança;
- t) inspeção de unidades consumidoras: informação ao consumidor, critérios e procedimentos de aferição, inspeção e outros, cobrança de valores.

2.3.2 – Aspectos Técnicos

Na área de **qualidade do produto** são, principalmente, verificados os pontos listados a seguir.

2.3.2.1 Planejamento

É obrigação contratual da concessionária prover o atendimento da atual demanda dos serviços concedidos e também implantar novas instalações, bem como

ampliar e melhorar as existentes, de modo a garantir o atendimento da demanda atual e futura de seu mercado de energia. A fiscalização procura-se verificar, entre outros, os seguintes itens:

- a) os contratos iniciais comparando com o crescimento da carga, as propostas de alternativas de suprimento, geração própria;
- b) pontos críticos com relação à regulação de tensão em subestações e carregamento de transformadores e linhas de distribuição (Alta Tensão);
- c) o cumprimento do programa de obras de distribuição e/ou subestações previsto e avaliar o impacto no atendimento da carga própria de demanda;
- d) o cumprimento do programa de obras de distribuição (Média Tensão e Baixa Tensão) previsto, avaliando o impacto no desempenho dos conjuntos pertinentes;
- e) o programa de otimização das perdas;
- f) a adoção de novas tecnologias e equipamentos para subestações e redes de distribuição.

2.3.2.2 Operação do Sistema de Distribuição:

Na fiscalização da operação procura-se observar o seu desempenho, com relação aos aspectos da continuidade, conformidade e outros; os recursos disponíveis para a operação do sistema e o carregamento de linhas e equipamentos de rede de distribuição. A fiscalização procura-se verificar, entre outros, seguintes itens:

- a) os recursos humanos quanto à qualificação, quantidade, conhecimento e familiaridade para a função, condições de trabalho e recursos disponíveis;
- b) os recursos operacionais do Centro de Operação de Distribuição - COD, relacionados à existência de manuais, informações existentes para uma operação segura, esquemas de apoio à operação e equipamentos de comunicação;
- c) esquemas de emergência, hierarquia e recomposição das subestações e/ou alimentadores;
- d) por amostragem, a apuração dos dados relativos às interrupções, comprovando ou não a auditabilidade do procedimento;
- e) para os consumidores atendidos em MT e AT, se estão sendo informados os valores de DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora) e FIC

(Frequência Interrupção Individual por Unidade Consumidora) apurados no último período;

- f) avaliar a adequabilidade do número e da composição das turmas de atendimento de emergência confrontando-os com indicadores de continuidade relativos à duração das interrupções DEC, DIC, DMIC (Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora) e os indicadores relativos à apuração das ocorrências emergenciais.
- g) se estão sendo feitos os cálculos dos indicadores individuais DRP (Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária) e DRC (Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica) para as reclamações de tensão;
- h) a existência de sistema informatizado para o registro dos dados das medições de tensão;
- i) se estão sendo cumpridos os incisos I, II, III do art. 8º da Resolução ANEEL nº 505/2001.

2.3.2.3 Manutenção do Sistema de Distribuição:

Na fiscalização da manutenção procura-se observar, primordialmente, o cumprimento dos seus programas de manutenção, sempre verificando a aplicação dos critérios da engenharia de manutenção, inclusive com inspeções “in loco” para a verificação das ações de manutenção, bem como das instalações das concessionárias. Procura-se verificar, entre outros, os seguintes itens:

Subestações e Linhas de Distribuição (AT):

- a) avaliar o estado geral de conservação da subestação, pontos de corrosão, segurança física das instalações, equipamentos especiais de segurança patrimonial e planos especiais para situações de emergência;
- b) avaliar o arranjo da subestação, “lay-out” de equipamentos, esquemas de isolamento de áreas e procedimentos de segurança para a execução dos trabalhos de manutenção, existência de manuais de procedimento para liberação de equipamentos para a manutenção e retorno à operação, envolvendo entrevista com operadores;
- c) avaliar as condições operativas e controle individual de manutenção preventiva dos equipamentos principais da subestação: transformadores de força, transformadores de corrente e potencial, disjuntores, pára-raios, seccionadores e isoladores de pedestal;

- d) verificar atualização do diagrama unifilar da subestação, conferindo quantitativo dos equipamentos;
- e) avaliar a atualização tecnológica dos equipamentos;
- f) verificar o estado geral das baterias.

Redes de Distribuição:

- a) verificar o cumprimento do plano de manutenção preventiva;
- b) avaliar a adequabilidade do número e da composição das turmas de manutenção programada confrontando-os com indicadores de continuidade relativos à frequência das interrupções;
- c) avaliar o estado geral dos alimentadores bem como os aspectos de segurança das instalações:

- ✓ Postes - prumo/corrosão/apodrecimento;
- ✓ Estruturas - Adequabilidade, corrosão;
- ✓ Condutores - Tensionamento, emendas e conexões;
- ✓ Transformadores/Equipamentos - proteção (MT/BT) e corrosão;
- ✓ Câmaras de transformação subterrâneas - estado de conservação, drenagem, segurança no acesso;
- ✓ Iluminação Pública – reclamações e critérios para manutenção.

2.3.2.4 Segurança das Pessoas e das Instalações:

Dentro da filosofia de verificação dos aspectos da segurança das pessoas e das instalações, são destacados os principais pontos:

- a) condições de segurança do perímetro de acesso à SE (subestação);
- b) condições gerais de conservação da área da SE;
- c) condições gerais dos equipamentos da SE;
- d) falta de pára-raios;
- e) placas de advertência de risco de vida;
- f) falta de diagramas unifilares operacional;
- g) cabos de interligação da malha de terra sobre a brita de proteção

- h) equipamentos de Proteção Individual - EPI;
- i) equipamentos de Proteção Coletivo - EPC;
- j) codificação dos equipamentos e dos barramentos;
- k) análise dos indicadores de segurança, a exemplo de taxa de gravidade e taxa de frequência.

2.3.2.5 Outros Aspectos:

A ANEEL auditora os procedimentos de coleta, apuração e envio dos indicadores de continuidade DEC e FEC, previstos na Resolução ANEEL nº 024/2000, além dos procedimentos estabelecidos na Resolução ANEEL nº 505/2001, que trata, de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente.

Além disso, a ANEEL fiscaliza outros aspectos relativos à prestação de serviço adequado, bem como os aspectos específicos do contrato de concessão.

O tratamento dados referentes aos indicadores de continuidade DEC e FEC pela SFE/ANEEL será objeto do capítulo IV.

CAPÍTULO III

3. INDICADORES DE CONTNUIDADE PARA O CONTROLE DE QUALIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS

3.1 Introdução

A avaliação da qualidade de desempenho das concessionárias de serviço público que atuam no setor elétrico é realizada a partir de três aspectos:

- ✓ Continuidade;
- ✓ Conformidade;
- ✓ Atendimento Comercial.

Com estes aspectos controlados, garante-se a qualidade dos serviços de distribuição de energia elétrica.

A continuidade representa o grau de disponibilidade do serviço prestado pela concessionária e, em geral, está associada a indicadores de duração das interrupções, e a frequência com que estas interrupções ocorrem no sistema. Este trabalho irá focar os aspectos de continuidade do serviço de distribuição.

A conformidade representa a qualidade intrínseca do produto comercializado. Assim, para o setor elétrico, a conformidade descreve o grau de perfeição com que a onda de tensão é disponibilizada para os consumidores.

Para melhor caracterizar os fenômenos que contribuem para a deformação da onda de tensão, estes são divididos em fenômenos de curta e de longa duração. Não existe hoje consenso mundial sobre qual o limite de tempo que caracteriza um fenômeno como sendo de longa ou curta duração. Apesar disto, observa-se uma tendência mundial em considerar fenômenos com menos de um minuto como de curta duração. No Brasil, a

Resolução ANEEL no 024/2000 adota este limite, 1 (um) minuto, estabelecendo indicadores associados a interrupções de longa duração.

Ainda com relação à conformidade, a regulamentação do setor elétrico brasileiro trata estes fenômenos em documentos legais diferentes. As variações de tensão de longa duração são objeto da Portaria DNAEE no 047/78, enquanto os fenômenos de curta duração serão tratados nos Procedimentos de Rede de Transmissão e também nos Procedimentos de Distribuição, documentos que tratam das condições operacionais das transmissoras e distribuidoras, em fase de elaboração pela ANEEL.

Finalmente, em relação ao Atendimento Comercial são monitorados os aspectos referentes à relação comercial entre a empresa e seus consumidores. Assim, serão objeto deste controle os tempos de reposta às solicitações dos consumidores, a cortesia do atendimento, o grau de prestação nos serviços demandados pelos consumidores, etc.

3.2 Histórico dos Indicadores de Continuidade do Sistema Elétrico Brasileiro

A partir de 1978 com a edição da Portaria DNAEE no 046/78, o setor elétrico brasileiro inicia o processo de quantificação do desempenho das distribuidoras, em relação à continuidade do serviço prestado. Esta Portaria estabeleceu um conjunto de indicadores e padrões a serem cumpridos pelas concessionárias, porém, até o final da década de 90 não estava plenamente implantada e respeitada em todo país, existindo concessionárias distribuidoras de grande porte que não aplicavam a Portaria corretamente, ou não a aplicavam em toda sua área de concessão e, ainda, algumas empresas que, sequer, aplicavam. A referência [24] apresenta um histórico sobre o tema no Brasil e no mundo, muito embora este trabalho trate apenas no âmbito do Brasil.

3.2.1 Portaria DNAEE nº 046/78

Editada em 17 de abril de 1978, esta Portaria estabelece os valores máximos de duração e frequência das interrupções de fornecimento de energia elétrica para as concessionárias distribuidoras de energia elétrica.

A Portaria adota dois indicadores de grupo - DEC e FEC, e estabelece limites para desligamentos individuais, tanto em duração como em frequência. Os cálculos dos indicadores devem ser feitos de acordo com as seguintes expressões:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i) * t(i)}{Cs} \quad (1)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{Cs} \quad (2)$$

Onde:

Ca(i) = Número de consumidores, do conjunto considerado, atingidos na interrupção (i);

t(i) = Duração de cada evento (i), no período de apuração;

i = Número de interrupções com durações superiores a 3 minutos, variando de 1 a n; e

Cs = Número total de consumidores do conjunto considerado.

A tabela 1 apresenta os limites a serem cumpridos pelas distribuidoras com relação aos indicadores de grupo. Na tabela 2 encontram-se os limites máximos a serem observados pelas concessionárias quanto ao atendimento dos consumidores individualmente considerados. Cabe ressaltar que com relação aos indicadores coletivos, a Portaria estabelece o conceito de conjunto de consumidores vinculados a uma dada área física, o que corresponde a um subconjunto da área de concessão. Apenas para o caso dos consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV a Portaria considera a possibilidade de tratá-los como um único conjunto, apesar de fisicamente estarem em áreas não contíguas dentro da mesma concessão. Esta é a única exceção ao controle com base geográfica feita na Portaria, uma vez que o outro controle previsto discrimina conjuntos atendidos por sistemas subterrâneos, o que ainda mantém o controle considerando a área física atendida.

Tabela 1 – Valores máximos anuais de DEC e FEC

Conjunto de Consumidores	DEC (Horas)	FEC (Interrupções)
Consumidores em tensão de transmissão ou subtransmissão.	15	25
Atendido por sistema subterrâneo com secundário reticulado.	15	20
Atendido por sistema subterrâneo com secundário radial.	20	25
Atendido por sistema aéreo, com mais de 50.000 consumidores.	30	45
Atendido por sistema aéreo, com número de consumidores entre 15.000 e 50.000.	40	50
Atendido por sistema aéreo, com número de consumidores entre 5.000 e 15.000.	50	60
Atendido por sistema aéreo, com número de consumidores entre 1.000 e 5.000.	70	70
Atendido por sistema aéreo, com menos de 1.000 consumidores.	120	90

Fonte: Resolução ANEEL nº 024/2000.

Tabela 2 – Valores máximos anuais de DIC e FIC

Conjunto de Consumidores	DEC (Horas)	FEC (Interrupções)
Consumidores atendidos por sistema subterrâneo.	30	35
Consumidores atendidos em tensão de transmissão ou subtransmissão igualou superior a 69 kV.	30	40
Consumidores atendidos em tensão de transmissão ou subtransmissão inferior a 69 kV ou em tensão primária de distribuição, cuja unidade de consumo não se situe em zona rural.	80	70
Consumidores atendidos em tensão secundária de distribuição e pertencentes a conjuntos com mais de 1000 (mil) consumidores, cuja unidade de consumo não se situe em zona rural.	100	80
Consumidores localizados em zona rural atendidos por sistema de distribuição, ou pertencente a qualquer conjunto com menos de 1000 (mil) consumidores.	150	120

Fonte: Resolução ANEEL nº 024/2000.

3.2.1.1 Limitações da Portaria DNAEE nº 046/78

A Portaria DNAEE nº 046/78 não estabeleceu nenhum tipo de punição pelo não cumprimento dos padrões propostos. A única obrigação imposta à concessionária foi a determinação de que a empresa adequasse o padrão de atendimento nas áreas onde os indicadores fossem violados, em um prazo de 180 dias. Adicionalmente, a falta de recursos do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE para acompanhar, detalhadamente, estes indicadores e os procedimentos de coleta dos mesmos, levaram o DNAEE a celebrar convênio com a ELETROBRÁS para coleta e divulgação destes indicadores. Considerando tratar-se de um ambiente onde a quase totalidade das empresas distribuidoras estavam em mãos dos governos estaduais, não havia uma distinção dos papéis de governo empreendedor e fiscalizador. Assim, os índices apurados durante o período que antecedeu a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL devem ser considerados com fortes restrições, cabendo, entretanto, destacar o empenho de algumas distribuidoras em apurar corretamente estes indicadores, que eram utilizados como instrumentos de gerência do seu desempenho.

3.2.2 Portaria DNAEE nº 163/93

Em 22 de março de 1993 o DNAEE edita a Portaria nº 163 constituindo um grupo de trabalho com o objetivo de ampliar a abrangência dos indicadores de qualidade, bem como ampliar o escopo destes indicadores. O grupo criado elaborou uma proposta de Modelo de Qualidade de Fornecimento de Energia Elétrica. Neste modelo foram introduzidos grandes avanços conceituais, sendo pela primeira vez estabelecido um vínculo entre os indicadores propostos para empresas do setor elétrico com a expectativa de atendimento por parte do consumidor. Neste trabalho propunha-se um índice de satisfação do consumidor com base em pesquisas de opinião. Os indicadores propostos pelo grupo de trabalho para monitoração da continuidade das empresas distribuidoras foram:

Tabela 3 – Indicadores de continuidade.

Indicadores	Fórmula	Descrição
Duração Equivalente de Interrupção por consumidor – DEC	$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n (C_i * t_i)}{C_c}$	Tempo que, em médio, cada consumidor do conjunto considerado ficou privado do fornecimento energia no período de observação.
Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor– FEC	$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n C_i}{C_c}$	Número de interrupções que, em médio, cada consumidor do conjunto considerado sofreu no período de observação.
Duração Equivalente de Interrupção por Potência– DEP	$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i * t_i)}{P_c}$	Tempo que, em médio, a potência do conjunto considerado ficou privada do fornecimento energia no período de observação.
Frequência Equivalente de Interrupção por Potência– FEP	$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{P_c}$	Número de interrupções que, em médio, cada a potência do conjunto considerado sofreu no período de observação.

Fonte: Portaria DNAEE nº 163/1993.

Além dos indicadores da tabela 3, propunha-se que as interrupções fossem também contabilizadas segundo a estratificação proposta na tabela 4:

Tabela 4 – Estratificação das Interrupções em Interrupções de Curta e Longa Duração.

Interrupções	INTERVALO					
	IDC	ILD				
	0 a 1min ?	1min a 1h ?	1h a 2h ?	...	= 8h ?	Total
Quantidade						

Fonte: Portaria DNAEE nº 163/1993.

Onde:

n = número de interrupções de longa duração, ocorridas no período de observação, consideradas nos intervalos maiores ou iguais a 1 (um) minuto, exceto:

- decorrentes de racionamento de energia elétrica, determinado de acordo com a lei;

- de consumidor isolado, por defeito interno às suas instalações;

i = contador do número de interrupções, variando de 1 a n ;

C_i = número de consumidores do conjunto considerado, atingidos na interrupção i [quantidade];

t_i = tempo de duração da interrupção i [horas];

C_c = número total de consumidores do conjunto considerado [quantidade];

P_i = potência instalada do conjunto considerado, atingida na interrupção i [kVA];

P_c = potência total instalada no conjunto considerado [kVA];

ICD = interrupções de curta duração consideradas no intervalo menor do que 1 (um) minuto;

ILD = interrupções de longa duração consideradas nos intervalos maiores ou iguais a um minuto;

Observa-se que os indicadores DEC e FEC foram mantidos na proposta do grupo porém, refina-se a apuração dos mesmos que passam a contabilizar as interrupções a partir de 1 (um) minuto. Adicionalmente foram criados mais outros dois indicadores visando avaliar a potência interrompida por conjunto.

O grupo responsável pela implantação da Portaria nº 163 previa implantá-la em três etapas, mas, com a privatização que ocorreu no setor elétrico, sua implantação foi suspensa e sua conceituação revista.

3.2.3 Contratos de Concessão

Com o início das privatizações das empresas distribuidoras de energia elétrica foram sendo assinados contratos de concessão entre o poder concedente e as distribuidoras. Inicialmente estes contratos previam apenas a observância das Portarias existentes, contudo, rapidamente percebeu-se a necessidade de implementação de novos parâmetros de controle e a necessidade de redução dos padrões previstos para os indicadores. Neste cenário, dois modelos de contratos diferenciam-se dos demais. Os

contratos de concessão das empresas paulistas através de seu anexo de qualidade e os contratos de concessão assinados pela ANEEL durante o ano de 1999 também descritos nos seus anexos de qualidade.

Neste dois modelos de contrato, os aspectos relativos à qualidade encontram-se melhor equacionados, voltando-se para o estabelecimento de metas de melhoria dos indicadores de qualidade. No caso dos contratos assinados com as empresas paulistas cabe ressaltar o aprimoramento introduzido em vários aspectos relativos à qualidade do atendimento aos consumidores finais. No aspecto de continuidade estabeleceu-se uma implantação gradual de várias etapas e nelas considerou-se a fixação de metas para o desempenho das empresas. Estas metas eram tratadas com base no desempenho médio dos últimos três anos. A referência [1] é recomendada para obtenção de maiores detalhes.

3.2.4 Resolução ANEEL nº 024/2000

Visando padronizar a forma de apurar, tratar e informar os dados relativos à continuidade do serviço, em 27 de janeiro de 2000, a ANEEL editou a Resolução nº 024 que incorporou todos os avanços dos regulamentos e contratos assinados anteriormente.

Cabe ressaltar que a partir desta resolução ficam estabelecidas as condições para aplicação de análises comparativas entre as empresas distribuidoras, uma vez que os indicadores passam a ser apurados uniformemente por todas as concessionárias.

3.2.4.1 Indicadores de Continuidade do Serviço de Distribuição

A Resolução ANEEL nº 024/2000 trata de indicadores de caráter coletivo e individual. Os indicadores coletivos serão utilizados pela ANEEL para análise do desempenho das diversas concessionárias, enquanto que os indicadores individuais apontarão diretamente aos consumidores o padrão de desempenho da concessionária quanto à prestação do serviço adequado, uma vez que esses indicadores são aqueles efetivamente percebidos pelos mesmos. A resolução estabelece a obrigatoriedade das concessionárias informarem, nas contas de energia dos seus consumidores, os dados relativos aos indicadores, bem como, em caso de violação destes indicadores, o pagamento de multa aos usuários será automático.

3.2.4.2 Indicadores Coletivos

A Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC exprime o intervalo de tempo que, em média, cada unidade consumidora do conjunto considerado ficou privada do fornecimento de energia elétrica, no período de observação, considerando-se as interrupções iguais ou maiores a 1 (um) minuto.

A duração das interrupções está intimamente ligada aos meios humanos e materiais empregados para a recomposição e reparo da rede, bem como às facilidades existentes para se recuperar um sistema após cada interrupção (veículos, comunicação, qualificação do pessoal, possibilidade de recomposição/ automação, etc.).

A Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC exprime o número de interrupções que, em média, cada unidade consumidora do conjunto considerado sofreu no período de observação, considerando-se as interrupções iguais ou maiores a 1 (um) minuto. A frequência das interrupções caracteriza a fragilidade do sistema frente ao meio ambiente (causas externas) e a degradação do sistema por envelhecimento e/ou falta de manutenção adequada (causas internas), geralmente causas vinculadas ao nível de investimento no sistema elétrico da empresa.

As expressões utilizadas para apuração dos indicadores são, em essência, as mesmas utilizadas na Portaria DNAEE 046/78, porém com pequenos ajustes que contemplam a necessidade de sistemas de gerenciamento de rede para controle do sistema elétrico. Assim, na formulação matemática para apuração dos indicadores contempla-se a possibilidade de uma apuração individualizada e não mais por blocos de consumidores afetados por desligamentos.

Com a Resolução nº 024 introduz-se o termo unidade consumidora, dando à mesma a abrangência necessária para contemplar a existência de consumidores livres conforme previsto no artigo 15, da Lei nº 9074, de 7 de junho de 1995. As expressões (3) e (4) apresentam as formulações para apuração dos indicadores, que diferem das expressões (1) e (2) apenas no denominador:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i) \times t(i)}{C_c} \quad (3)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)}{Cc} \quad (4)$$

Onde :

- Ca(i) = Número de unidades consumidoras interrompidas em um evento (i), no período de apuração;
- t(i) = Duração de cada evento (i), no período de apuração;
- i = Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;
- k = Número máximo de eventos no período considerado; e
- Cc = Número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

3.2.4.3 Indicadores Individuais

A Duração de Interrupção por Unidade Consumidora – DIC exprime o intervalo de tempo que cada unidade consumidora, individualmente considerada, ficou privada do fornecimento de energia elétrica, no período de observação, considerando-se as interrupções iguais ou maiores a 1 (um) minuto.

A Freqüência de Interrupção por Unidade Consumidora – FIC exprime o número de interrupções que cada unidade consumidora, individualmente considerada, sofreu no período de observação, considerando-se as interrupções iguais ou maiores a 1 (um) minuto.

As expressões (5) e (6) apresentam a formulação para apuração destes indicadores:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (5)$$

$$FIC = n \quad (6)$$

Onde:

i = Índice de interrupções da unidade consumidora, no período de apuração, variando de 1 a n ;

n = Número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração; e

$t(i)$ = Tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada, no período de apuração.

3.2.4.4 Intervalo de Observação

A Resolução ANEEL nº 024/2000 define interrupções de longa duração como aquelas que possuem duração maior ou igual a 1 (um) minuto. Desta forma, os indicadores individuais e coletivos deverão ser apurados de acordo com esta definição. Entretanto, considerando-se que o histórico existente no setor elétrico está formado a partir de interrupções com durações maiores ou iguais a três minutos, a Resolução estabelece que até 2005 os indicadores serão apurados para três e um minuto, sendo considerado para efeito de aplicação das disposições da resolução o tempo de três minutos.

No período de 2000 a 2005 será construído o histórico de desempenho com este novo intervalo de observação (um minuto) e, em 2005, as metas serão redefinidas considerando a correlação entre os desempenhos verificados para um e três minutos.

3.2.4.5 Principais Mudanças Introduzidas

A Resolução ANEEL nº 024/2000 estabelece um conjunto de determinações quanto à coleta dos dados e apuração dos indicadores visando a formação de uma base de dados confiável, cujos procedimentos homogêneos permitam um tratamento uniforme para todas as concessionárias brasileiras.

O estabelecimento de metas de desempenho a serem cumpridas pelas concessionárias, a cada período de revisão tarifária, representa a introdução de um novo parâmetro regulatório que deverá contribuir para a evolução do desempenho das concessionárias de distribuição.

Para o estabelecimento das metas de desempenho, a Resolução propõe três parâmetros a serem considerados: as metas já estabelecidas em alguns contratos de concessão, o histórico de desempenho das empresas e os padrões de continuidade resultantes da análise comparativa entre as empresas.

A Resolução introduziu ainda um novo indicador: a Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora – DMIC, que estimulará a empresa distribuidora a alocar de forma mais eficaz as equipes de manutenção em sua área de concessão. A adoção de estratégias gerenciais para minimizar os tempos de interrupções impactará os valores dos demais indicadores, que deverão ser reduzidos em decorrência desta nova obrigação.

Entendendo que a responsabilidade pelo adequado atendimento ao consumidor é da concessionária distribuidora, os indicadores apurados não serão segregados por origem da falha - geradores, transmissores ou distribuidores. Desta forma, a Resolução estabelece a obrigatoriedade de apuração dos indicadores independente da causa, e determina a obrigatoriedade da compatibilização de indicadores de mesma natureza para as transmissoras e distribuidoras, ou seja, o ONS deverá apurar os indicadores de continuidade para a Rede Básica .

Finalmente, haverá maior transparência quanto ao controle do desempenho das empresas, uma vez que os valores apurados dos indicadores de continuidade constarão das faturas de energia elétrica, juntamente com os padrões a serem atendidos. O não atendimento aos padrões implicará em multa que será revertida na forma de crédito em favor do consumidor na própria fatura de energia do mês posterior à apuração. Assim, o estabelecimento de punições previstas na Resolução é orientado prioritariamente ao consumidor afetado pelos desligamentos.

No tocante aos aspectos de continuidade, antes da vigência da Resolução ANEEL nº 024/00, não existia o conceito de metas evolutivas, previamente definidas, para toda a área de concessão, que estabelecessem obrigatoriedade de melhoria nos padrões de atendimento, para todas as distribuidoras. Cabendo excetuar os contratos das empresas paulistas que incorporavam algumas metas de evolução para os indicadores de continuidade. De forma geral, as empresas deveriam apenas cumprir os padrões propostos pela Portaria DNAEE nº 046/78 transcritas nas tabelas 1 e 2 ou as médias de desempenho dos anos anteriores. Com este novo conceito de metas de evolução, a resolução introduz uma mecânica de duplo controle dos indicadores. As metas dos

indicadores coletivos serão definidas com base em uma comparação de resultados entre empresas, enquanto os indicadores individuais serão definidos a partir de uma curva de distribuição de frequência acumulada de DIC e FIC, construída com base em parâmetros médios de diversos conjuntos diferentes, dentro da mesma área de concessão. Estes dois parâmetros estão vinculados por meio das tabelas 5, 6, 7, 8 e 9, valores válidos a partir de 2004. Estas tabelas vinculam DIC e FIC máximo de cada consumidor aos DEC e FEC de cada conjunto.

A existência de uma tabela única com os indicadores de continuidade prevista na Portaria DNAEE nº 046/78 para todas as concessionárias distribuidoras de energia elétrica do país não incorporava as especificidades relativas às características regionais e de desempenho dos sistemas elétricos associados. Dessa forma, os estímulos para melhoria dos indicadores não obedeciam a uma racionalidade econômica e técnica.

Tabela 5 – Valores limites de continuidade por unidade consumidora com tensão de atendimento maior ou igual a 69 kV e menor que 230 kV.

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras com faixa de Tensão Nominal :					
	69 kV ≤ Tensão < 230 kV					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal
0 – 20	12	6	4	12	6	4
> 20 – 40	16	8	6	16	8	6
> 40	22	11	8	22	11	8

Fonte: Resolução ANEEL nº 024/2000.

Tabela 6 – Valores limites de continuidade para unidades consumidoras localizadas na área urbana com tensão entre 1 e 69 kV.

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras situadas em áreas urbanas com faixa de Tensão Nominal: 1 kV < Tensão < 69 kV					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal
0 – 10	25	13	8	18	9	6
> 10 – 20	30	15	10	20	10	7
> 20 – 30	35	18	12	25	13	8
> 30 – 45	40	20	13	30	15	10
> 45	45	23	15	35	18	12

Fonte: Resolução ANEEL nº 024/2000.

Tabela 7– Valores limites de continuidade para unidades consumidoras atendidas por sistemas isolados ou áreas não-urbanas com faixa de tensão entre 1 kV e 69 kV.

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras atendidas por sistemas isolados ou situadas em áreas não-urbanas com faixa de Tensão Nominal 1 kV < Tensão < 69 kV					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal
0 – 10	50	25	11	30	15	10
> 10 – 20	55	28	19	35	18	12
> 20 – 30	65	33	22	40	20	14
> 30 – 45	72	36	24	50	25	17
> 45	90	45	30	72	36	24

Fonte: Resolução ANEEL nº 024/2000.

Tabela 8 – Valores limites de continuidade para unidades consumidoras com tensão menor ou igual a 1 kV situadas em áreas urbanas

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras com Tensão Nominal \leq 1 kV situadas em áreas urbanas					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal
0 – 10	40	20	13	25	13	8
> 10 – 20	50	25	17	30	15	10
> 20 – 30	55	28	19	35	18	12
> 30 – 45	65	32	22	40	20	13
> 45	72	36	24	58	29	20

Fonte: Resolução ANEEL nº 024/2000.

Tabela 9 – Valores limites de continuidade para unidades consumidoras com tensão menor ou igual a 1 kV situadas em áreas não-urbanas.

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras com Tensão Nominal = 1 kV situadas em áreas não-urbanas					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	MENSAL	Anual	Trim.	Mensal
0 – 10	80	40	27	40	20	13
> 10 – 20	85	43	29	50	25	17
> 20 – 30	90	45	30	60	30	20
> 30 – 45	100	48	33	75	38	25
> 45	108	54	36	87	44	29

Fonte: Resolução ANEEL nº 024/2000.

Considerando que as concessionárias não dispõem ainda dos dados necessários para a construção das curvas de distribuição de frequência acumulada das interrupções, a resolução propõe uma redução gradual dos indicadores até 2003 quando se exige a formação destas curvas. A tabela 10 apresenta os valores propostos para o

DIC e FIC e a tabela 11 apresenta os valores propostos para o DMIC para o período de 2000 a 2003.

Tabela 10 – Valores limites de continuidade para unidades consumidoras (DIC e FIC) no período de 2000 a 2003.

PADRÕES ANUAIS DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE INDIVIDUAIS								
DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE ATENDIMENTO	2000		2001		2002		2003	
	DIC	FIC	DIC	FIC	DIC	FIC	DIC	FIC
UNIDADES CONSUMIDORAS SITUADAS EM ÁREA NÃO URBANA COM TENSÃO NOMINAL ≤ 1 kV	150	120	135	108	120	96	108	87
UNIDADES CONSUMIDORAS SITUADAS EM ÁREA URBANA COM TENSÃO NOMINAL ≤ 1 kV	100	80	90	72	80	64	72	58
UNIDADES CONSUMIDORAS SITUADAS EM ÁREA URBANA COM $1 \text{ kV} < \text{TENSÃO NOMINAL} < 69 \text{ kV}$	80	70	72	63	64	56	58	51
UNIDADES CONSUMIDORAS SITUADAS EM ÁREA NÃO URBANA COM $1 \text{ kV} < \text{TENSÃO NOMINAL} < 69 \text{ kV}$ OU SITUADAS EM SISTEMA ISOLADO	125	100	112	90	100	80	90	72
UNIDADES CONSUMIDORAS COM $69 \text{ kV} \leq \text{TENSÃO NOMINAL} < 230 \text{ kV}$	30	40	24	32	24	24	22	22

Fonte: Resolução ANEEL nº 024/2000.

Tabela 11 – Valores limites de continuidade para unidades consumidoras (DMIC) no período de 2000 a 2003.

Descrição do Sistema de Atendimento	DMIC (horas)
Unidades consumidoras situadas em área não urbana com Tensão Nominal ≤ 1 kV	16
Unidades Consumidoras situadas em área urbana com Tensão Nominal ≤ 1 kV	11
Unidades Consumidoras situadas em área urbana com $1 \text{ kV} < \text{Tensão Nominal} < 69 \text{ kV}$	9
Unidades Consumidoras situadas em área não urbana com $1 \text{ kV} < \text{Tensão Nominal} < 69 \text{ kV}$ ou atendidas por sistema isolado	14
Unidades Consumidoras com $69 \text{ kV} \leq \text{Tensão Nominal} < 230 \text{ kV}$	4

Fonte: Resolução ANEEL nº 024/2000.

CAPÍTULO IV

4. TRATAMENTO DE DADOS - DEC E FEC

4.1 Introdução

Até a criação da ANEEL, os indicadores de continuidade DEC e FEC eram encaminhados à ELETROBRÁS, por delegação do DNAEE. Esses dados apresentavam, de uma maneira geral, problemas na disponibilidade de dados, onde muitas empresas não cumpriam os prazos regulamentares de envio das informações ou, mesmo não apuravam esses indicadores.

Adicionalmente, as concessionárias não utilizavam procedimentos isentos de erros para a coleta e tratamento dos indicadores de continuidade, resultando em índices apurados com baixa confiabilidade. Como exemplo, pode-se citar os casos em que: os registros das interrupções ocorriam apenas na Capital do Estado ou mesmo em uma parcela das unidades consumidoras da áreas de concessão, ausência do registro de interrupções de grandes proporções, etc.

Por outro lado, os consumidores não conheciam e não reivindicavam seus direitos com relação ao padrão de qualidade do suprimento de energia elétrica. Neste cenário, os indicadores de qualidade apurados pouco contribuíam para uma sistemática melhoria nos padrões de atendimento.

4.2 Recebimento dos indicadores de continuidade DEC e FEC

Em 1988, com o início das atividades da ANEEL, a gestão desses indicadores de continuidade passou a ser uma rotina dentro das Superintendências de Regulação dos Serviços de Distribuição e da Fiscalização dos Serviços de Eletricidade.

A partir do ano de 2000, a ANEEL aprovou uma sistemática de fiscalização por monitoramento desses indicadores, com a implantação do sistema informatizado “Gesttor”, por meio de protocolo de comunicação, via Internet, para o recebimento dos dados e outras informações permutadas entre a ANEEL e as empresas referentes aos indicadores de continuidade, de forma segura.

No ano seguinte, a ANEEL implantou o Procedimento de Fiscalização por Monitoramento dos Índices de Continuidade – DEC e FEC [2], com o objetivo de estabelecer a sistemática referente às atividades e rotinas envolvidas na coleta, tratamento, consolidação, avaliação e análise dos Indicadores de Continuidade DEC e FEC do fornecimento de energia elétrica informados pelas empresas distribuidoras de energia elétrica à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, conforme estabelecido na Resolução ANEEL nº 024/2000.

Nesse manual estabelecem os procedimentos para a verificação, desde a inadimplência dos dados enviados pelas empresas, passando pela consistência das informações, além da verificação das transgressões das metas estabelecidas na resolução específica para cada empresa.

Com essa sistemática é possível desfrutar, atualmente, da adimplência das empresas para com o envio, dentro do prazo regulamentar ou com o mínimo de atraso (neste caso as mesmas são notificadas e apenadas, quando for o caso) dessas informações pelas empresas de aproximadamente 100%. De um universo de 64 distribuidoras de energia elétrica, a exceção fica por conta da Companhia Energética de Roraima – CER, que irá começar a apurar os indicadores de continuidade a partir do próximo ano.

4.3 Auditoria dos Indicadores de Continuidade DEC e FEC

Com relação melhoria da qualidade dos indicadores de continuidade DEC e FEC das empresas, esse processo iniciou com as auditorias realizadas pela área de fiscalização técnica da ANEEL e das agências conveniadas no ano de 1998.

O processo de coleta e apuração dos indicadores de continuidade foi tratado na Portaria DNAEE nº 046/78, e atualmente no art. 4º da Resolução ANEEL nº 024/2000, atualizada pela Resolução ANEEL nº 075, que estabelece:

“Art. 4º Os indicadores de continuidade deverão ser apurados por meio de procedimentos auditáveis e que contemplem desde o nível de coleta de dados das interrupções até a transformação desses dados em indicadores.

§ 1º Os dados das interrupções de longa duração e os indicadores deles provenientes deverão ser mantidos na concessionária por período mínimo de 5 (cinco) anos, para uso da ANEEL, bem como dos consumidores.

§ 2º Para cada conjunto afetado por interrupções de longa duração deverão ser registradas as seguintes informações:

I - número de unidades consumidoras do conjunto em cada mês da apuração; e

II - código de identificação do conjunto.

§ 3º Para cada interrupção de longa duração ocorrida no conjunto deverão ser registradas as seguintes informações:

I - fato gerador;

II - data, hora e minutos do início e restabelecimento da interrupção; e

III - número de unidades consumidoras atingidas em cada interrupção.

§ 4º A partir de 1º de janeiro de 2004 esses dados deverão estar disponíveis em meio magnético ou óptico e relacionados ao código de identificação de cada unidade consumidora.”

Durante as fiscalizações realizadas nas empresas distribuidoras, foram encontrados procedimentos de coleta e apuração em desacordo com a legislação vigente, resultando em índices apurados com baixa confiabilidade.

Como exemplo, constatou-se a existência de conjuntos com elevado número de unidades consumidoras, que apresentavam valores nulos para os indicadores DEC e FEC para um período de três meses, significando fornecimento ininterrupto em conjuntos improváveis de se verificar tal fato.

Outra inconsistência observada era a existência de conjuntos atendidos por sistemas de distribuição deficientes, radiais e longos, apresentando valores apurados dos indicadores de continuidade melhores que conjuntos formados por grandes cidades que, em geral, são atendidas por sistemas elétricos com maior grau de confiabilidade, por serem supridas a partir de sistemas malhados, e conseqüentemente com maior flexibilidade operativa.

A partir dessas e outras inconsistências, a exemplo do DEC e FEC do mês atual igual ao do mês anterior, número de consumidores do conjunto igual a zero, DEC igual ao FEC no mês etc., são verificados todos os registros disponíveis dentro da empresa de forma que a auditoria possa reproduzir os valores apurados desses indicadores.

Após a conclusão da auditoria, e uma vez encontradas irregularidades no processo de coleta e apuração das interrupções, são estabelecidas as não conformidades e as determinações no sentido de adequar as imperfeições daquela data em diante, bem como corrigir os dados históricos, respectivamente, quando for possível. Neste caso, as empresas estão passíveis da aplicação da penalidade, conforme estabelece a Resolução ANEEL nº 318/1998.

CAPÍTULO V

5. RESULTADOS DA FISCALIZAÇÃO

5.1 Introdução

Fiscalizar para prevenir problemas e corrigir irregularidades, buscando sempre a melhoria da qualidade dos serviços prestados pela concessionária de distribuição de energia elétrica. É com esta filosofia de trabalho que a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade da ANEEL iniciou o processo de fiscalização no ano de 1998. O trabalho foi realizado tanto por técnicos desta superintendência como das agências reguladoras estaduais que celebraram convênios com a ANEEL.

Destaca-se que todos os resultados das áreas de fiscalização, em particular, da fiscalização dos serviços de eletricidade se encontram no endereço eletrônico da ANEEL (www.aneel.gov.br), à disposição da sociedade e dos agentes interessados, num clara demonstração de transparência.

5.2 Resultados Técnicos e Comerciais

Durante o processo de fiscalização, as equipes de fiscalização identificaram problemas ou falhas de procedimentos adotados pelas concessionárias que foram objeto de não conformidades, determinações e recomendações registradas nos relatórios de fiscalização. A não conformidade se refere ao procedimento ou fatos relevantes provenientes de ação da concessionária em desacordo com os dispositivos legais, contratos de concessão ou normas técnicas. A determinação é uma ação que a concessionária deve empreender, cujo cumprimento é obrigatório, em um prazo definido pela fiscalização. Já a recomendação é uma ação indicada à concessionária que tem por objetivo a melhoria do serviço prestado.

Apresenta-se a seguir, na tabela I, os resultados da fiscalização dos serviços de eletricidade relativos a todas não conformidades referentes às áreas técnicas e comerciais para o período de 1998 a 2002.

Tabela 12 - Resultados da Fiscalização de 1998 a 2002

Ano	Não Conformidade	Determinação	Recomendação
1998	48	56	52
1999	187	84	132
2000	183	49	25
2001	213	217 ¹	150
2002	268	61	45
Total	899	467	404

Para satisfação da ANEEL e, por conseguinte dos consumidores, as concessionárias tem acatado as não conformidades, determinações e recomendações, o que tem contribuído para a melhoria da qualidade dos serviços prestados. Ainda que a ANEEL entenda que mais importante do que punir pela falta de energia elétrica é atuar preventivamente para que não falte, tem agido com firmeza e determinação na responsabilização pelas irregularidades, como pode ser observado na tabela II.

Tabela 13 - Penalidades Aplicadas

Ano	Autos de Infração	Multas Aplicadas (R\$)
1998	2	2.655.518,00
1999	3	519.747,00
2000	19	14.182.491,41
2001	21	29.334.497,79
2002	18	3.095.096,56
Total	63	49.787.350,76

¹ Ano do racionamento de energia, onde foram emitidas mais de 200 Resoluções da Câmara de Gestão da Crise de Energia durante esse período.

5.3 Desempenho dos Indicadores de Continuidade DEC e FEC

Desde a criação da ANEEL e, por conseguinte, da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade os referidos indicadores de continuidade vem sendo objeto de monitoramento e fiscalização permanente por parte da referida Superintendência. Esta fiscalização permanente propiciou uma melhoria dos indicadores por parte das concessionárias, que podem ser observadas nas figuras de 1 a 16 .

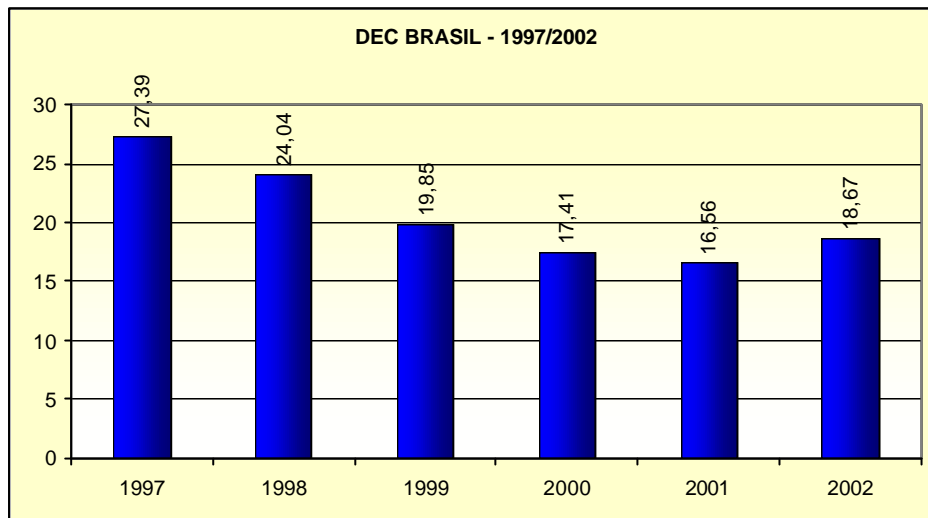


Figura 2 - Evolução do DEC

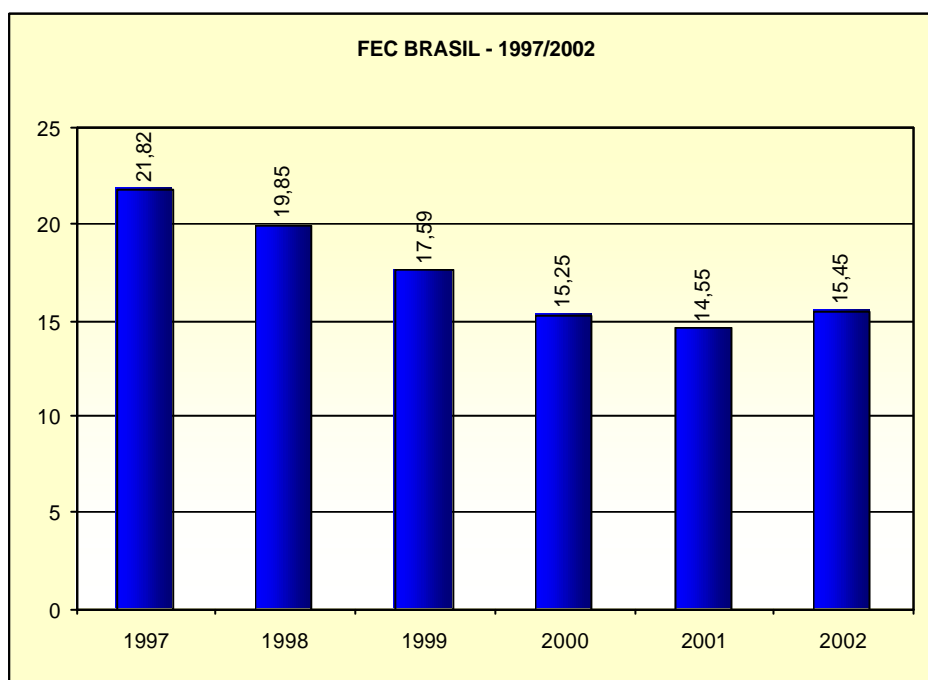


Figura 3 - Evolução do FEC

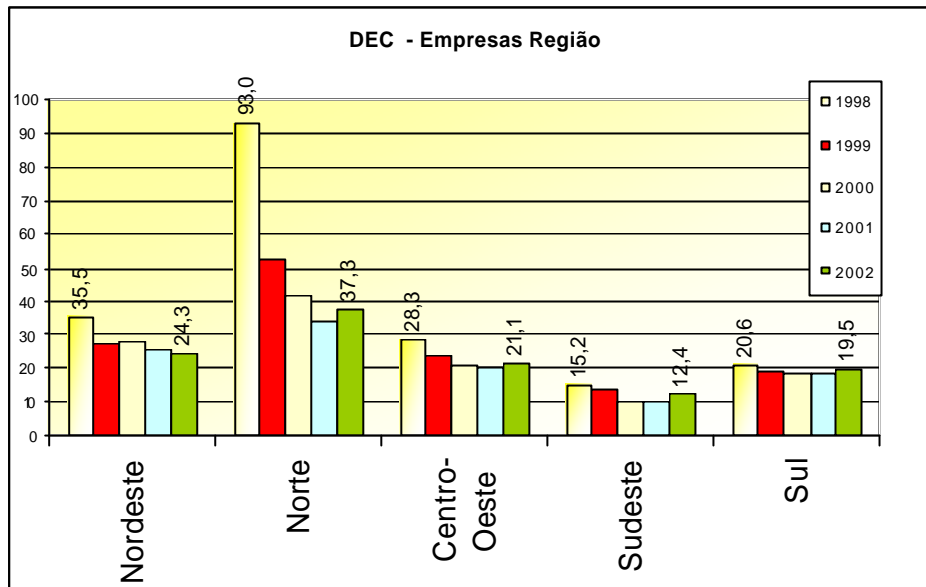


Figura 4 – Evolução do DEC por região.

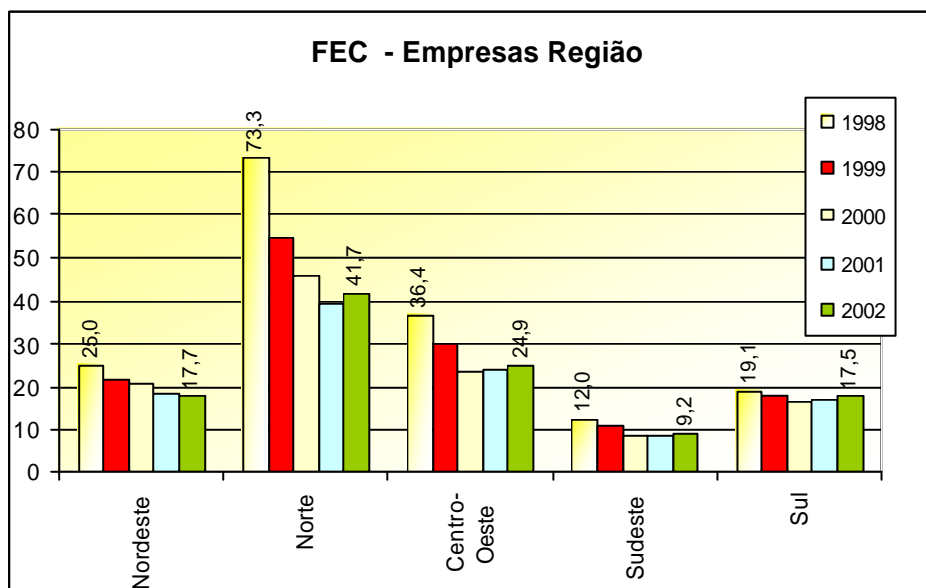


Figura 5 – Evolução do FEC por região.

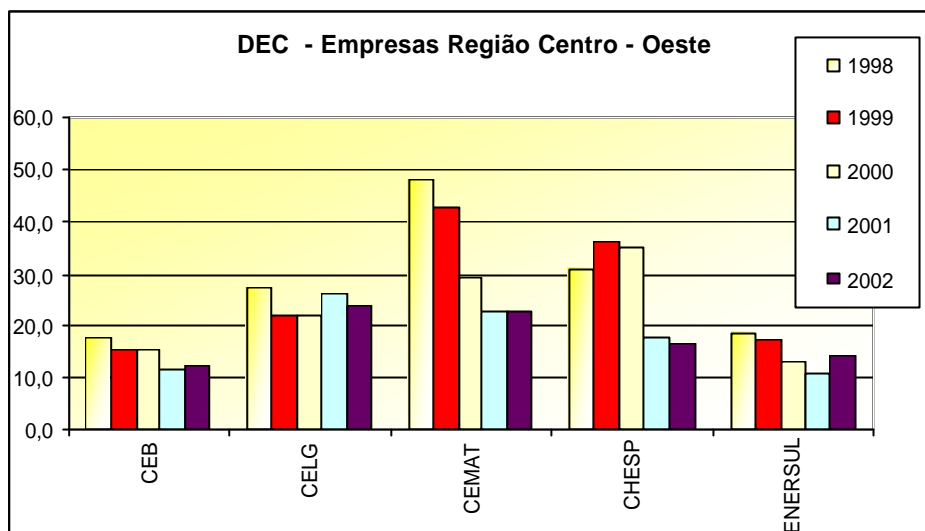


Figura 6 – Evolução do DEC da Região Centro-Oeste.

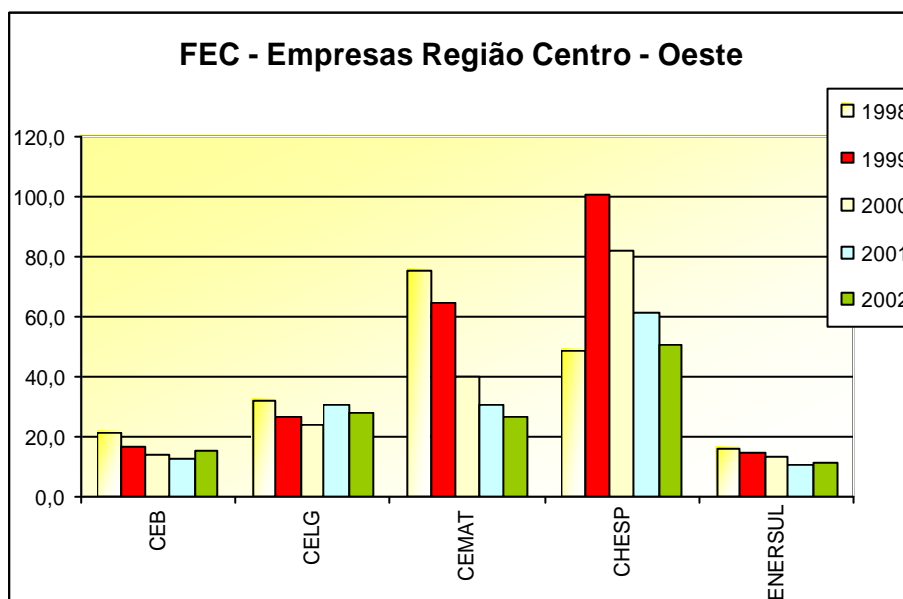


Figura 7 – Evolução do FEC da Região Centro-Oeste.

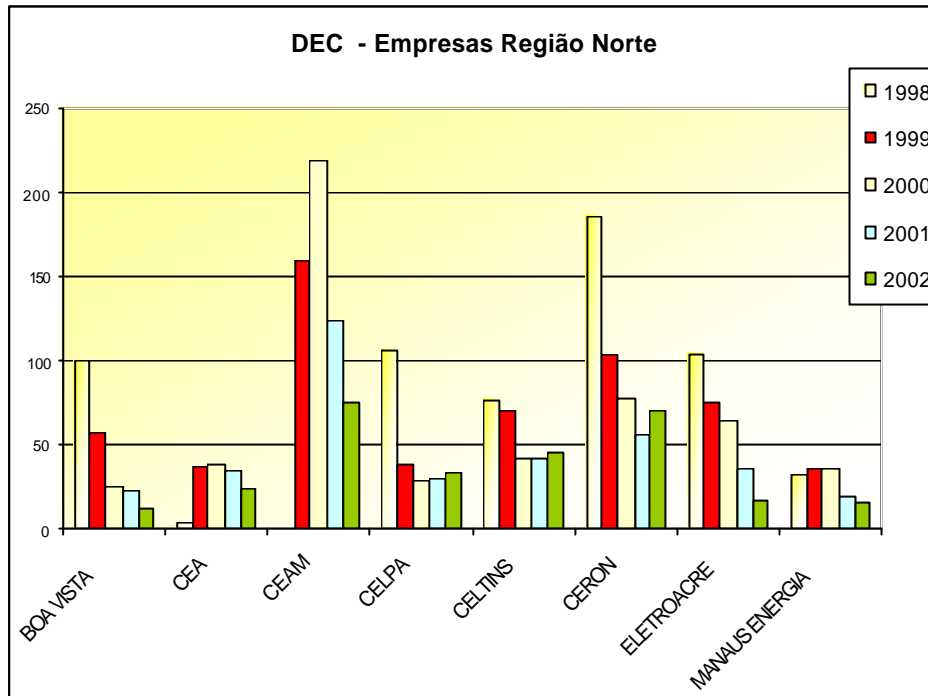


Figura 8 – Evolução do DEC da Região Norte.

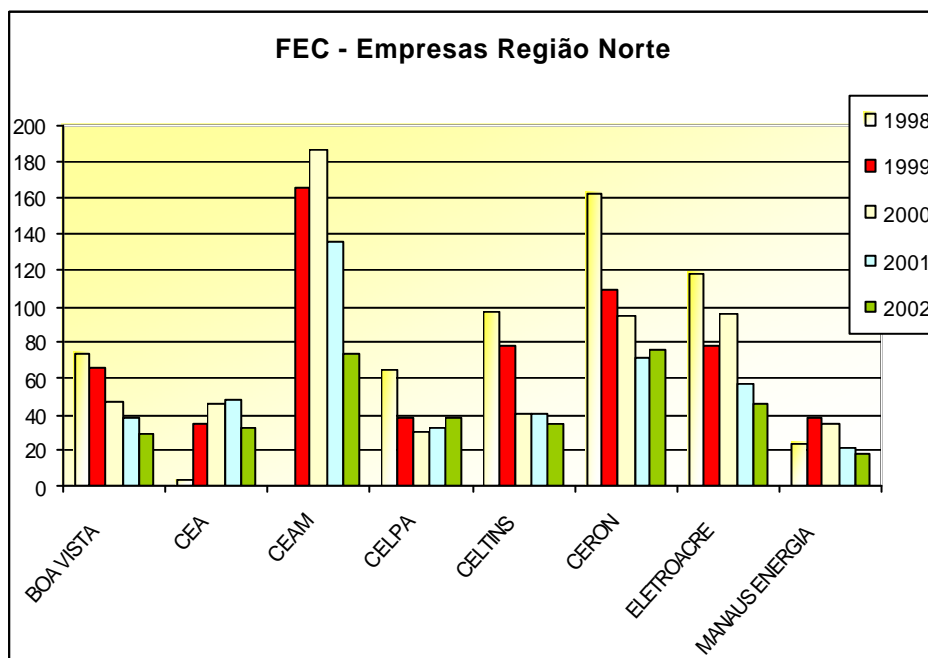


Figura 9 – Evolução do FEC da Região Norte.

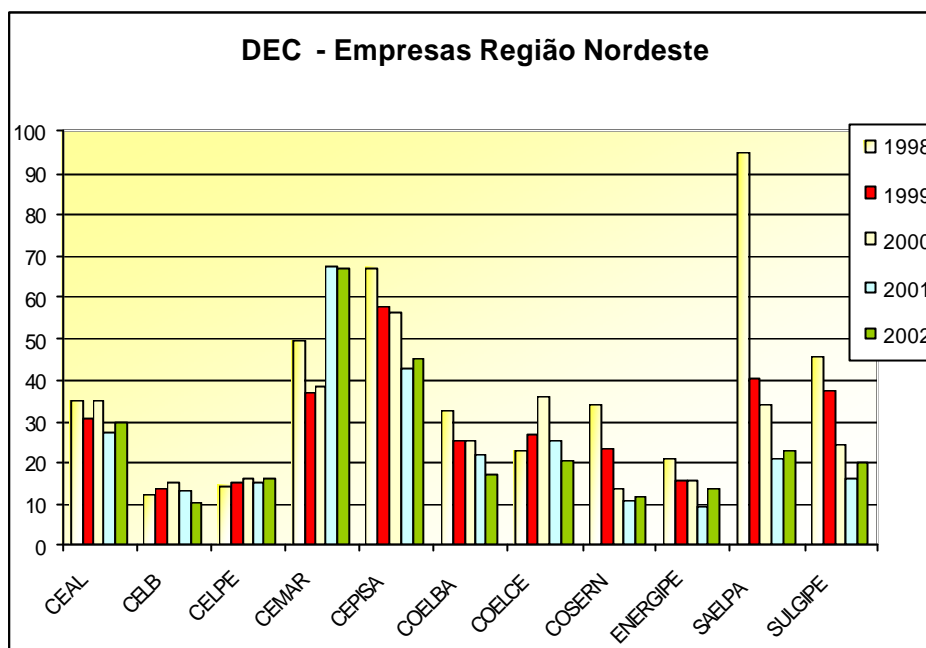


Figura 10 – Evolução do FEC da Região Nordeste.

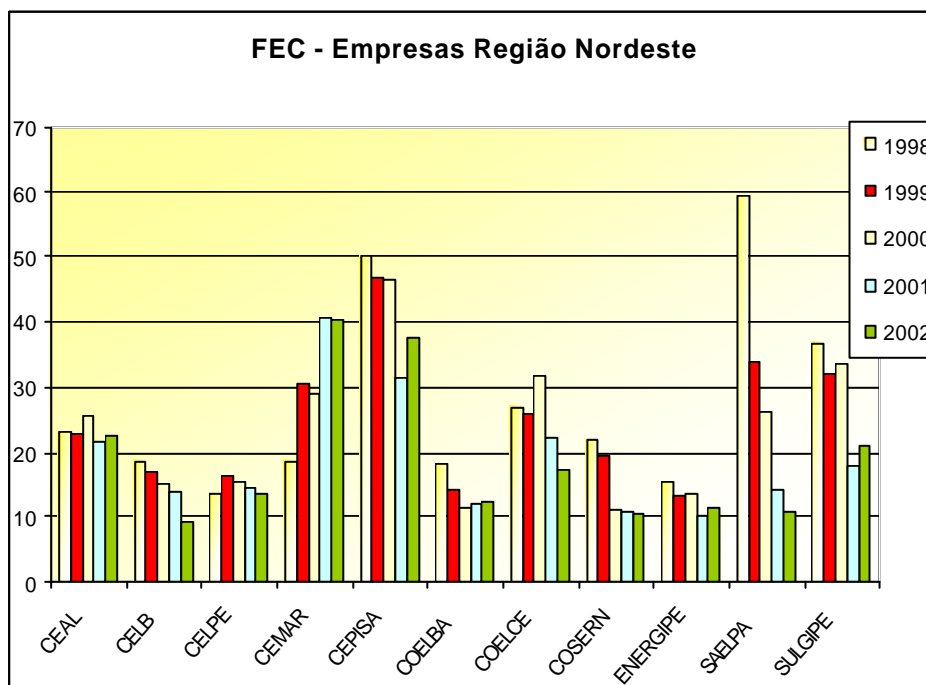


Figura 11 – Evolução do FEC da Região Nordeste.

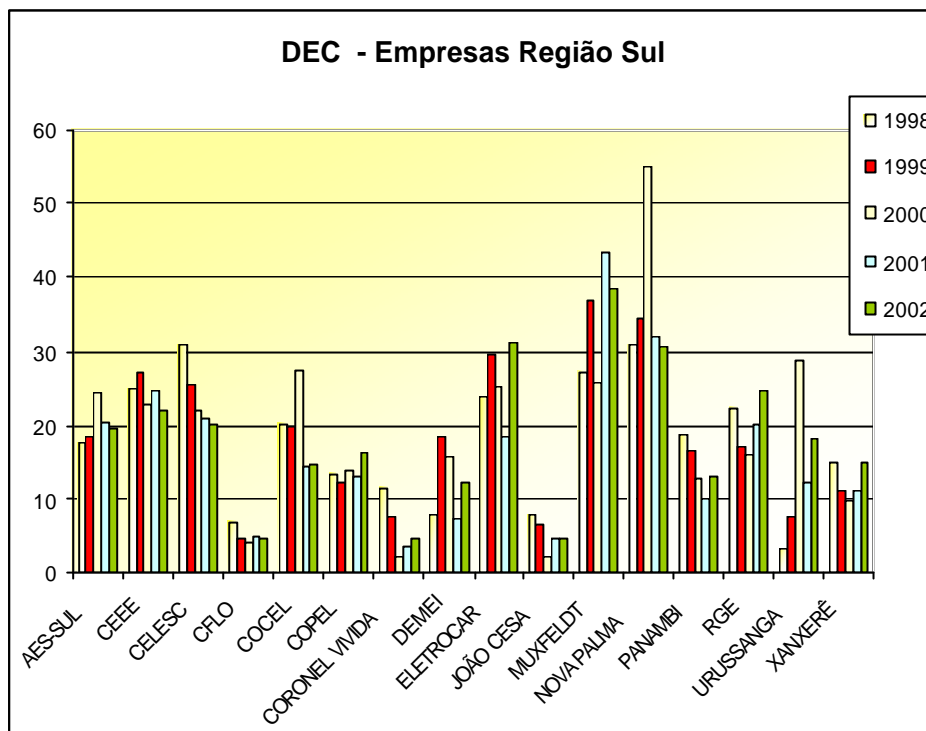


Figura 12 – Evolução do FEC da Região Sul.

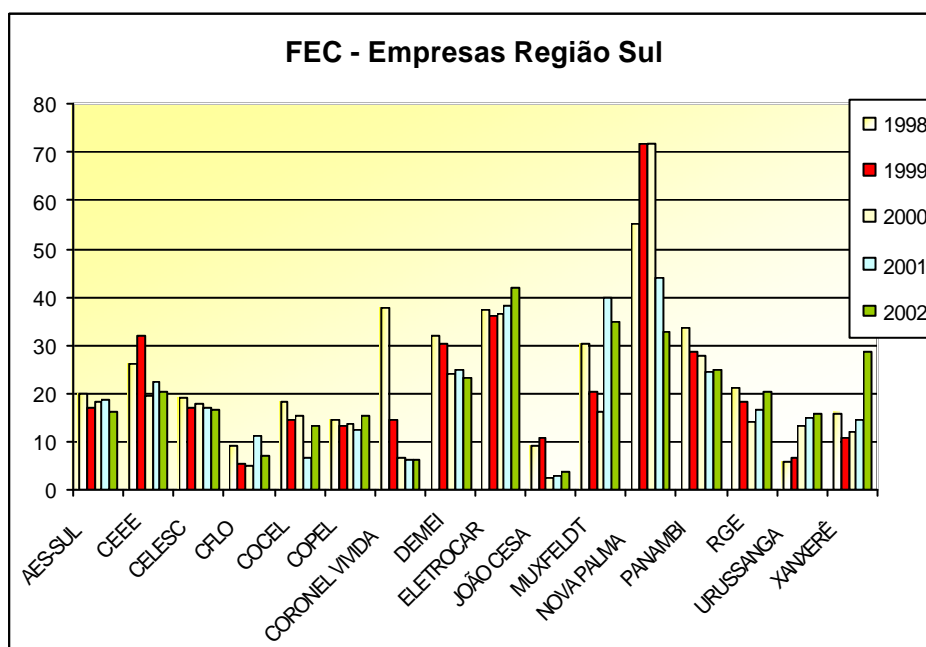


Figura 13 – Evolução do DEC da Região Sul.

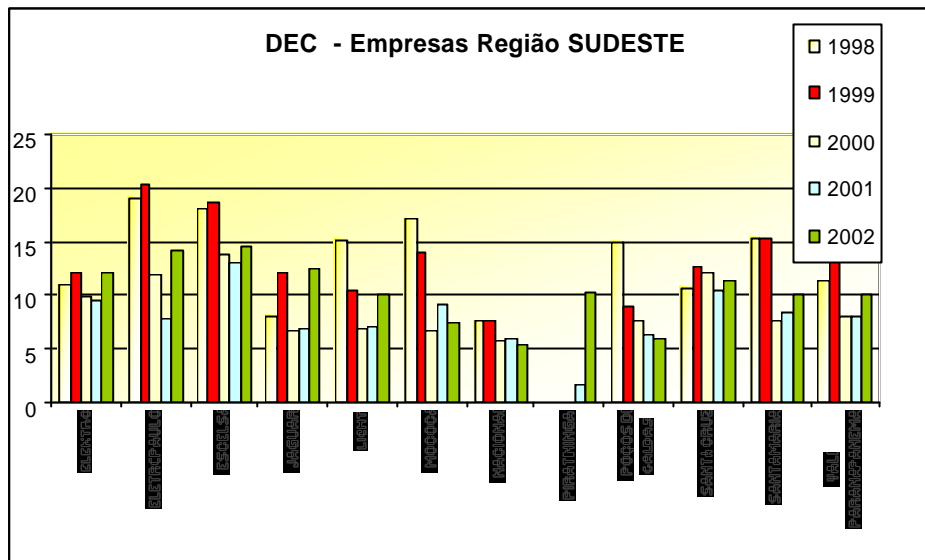


Figura 14 – Evolução do DEC da Região Sudeste.

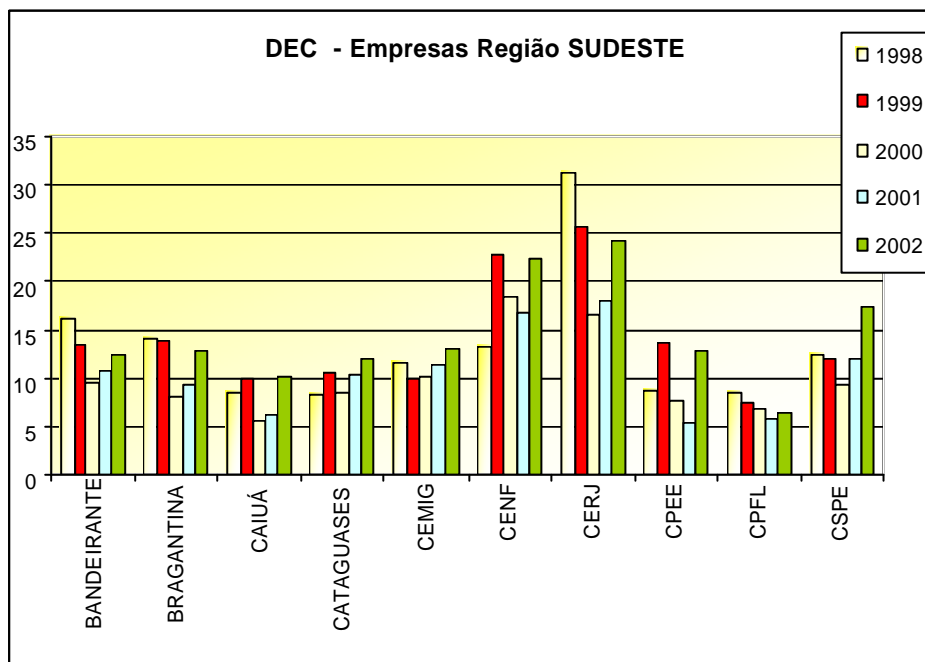


Figura 15 – Evolução do DEC da Região Sudeste (continuação).

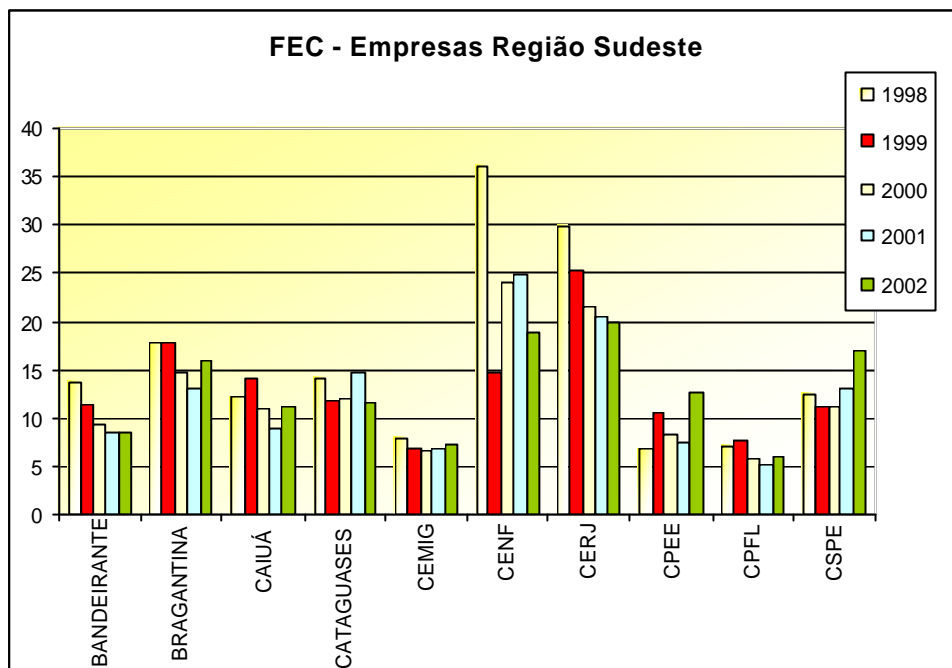


Figura 16 – Evolução FEC da Região Sudeste.

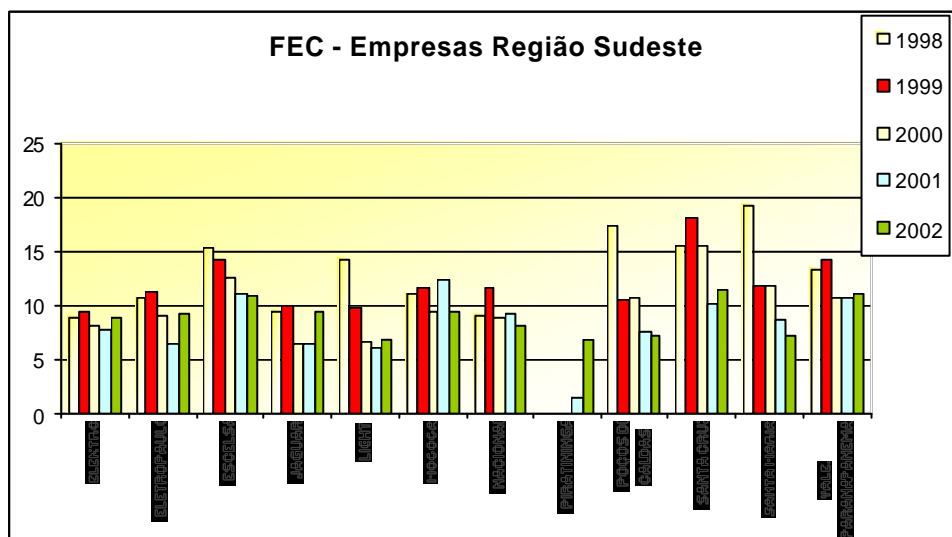


Figura 17 – Evolução do FEC da Região Sudeste.

5.4 Análise dos Resultados

Na análise das figuras anteriores, observa-se uma melhoria contínua dos indicadores de continuidade DEC e FEC no período compreendido de 1998 até o ano de 2001, representando uma redução de 39,5% e 33,3%, respectivamente. No ano de 2002, verifica-se uma inversão dessa tendência em relação aos anos anteriores, onde foi registrado um aumento de 12,7% para o DEC e de 6,2% para o FEC em relação ao ano de 2001. Esse último resultado tem forte contribuição da ocorrência do blecaute que afetou significativamente a Região Sudeste em 21 de janeiro 2002, bem como o temporal ocorrido em 07 de setembro de 2002. Destaca-se também que esse resultado tem relação com o racionamento de energia ocorrido no ano de 2001, onde a redução do consumo motivou, de alguma forma, a postergação de obras nas empresas.

A figura 17 a seguir, resume os resultados obtidos para os indicadores de continuidade DEC e FEC, expressando esses índices por região e para o Brasil. Observa-se que as maiores reduções aconteceram nas Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, representando 59,8%, 31,6% e 24,9% para o DEC e 43,1%, 29,0% e 31,6% para o FEC, respectivamente. Por outro lado, as menores reduções desses indicadores aconteceram nas Regiões Sudeste e Sul, representando 18,2% e 5,8% para o DEC e 23,4% e 8,2% para o FEC, respectivamente.

Observa-se também que as empresas localizadas nas Regiões Sudeste e Sul apresentaram percentual de melhorias bem menores que nas localizadas nas demais regiões. Esse fato se explica, uma vez que, historicamente, com algumas exceções, as empresas do primeiro grupo (Regiões Sul e Sudeste) investiam na expansão e na melhoria da rede de distribuição, pois dispunham de unidades consumidoras com elevada densidade de carga na sua área de concessão, o que tornavam as obras rentáveis economicamente.

Adicionalmente, a fiscalização da ANEEL e das Agências Estaduais vem auditando, anualmente, entre outros itens, os investimentos nas empresas do setor elétrico, particularmente nas distribuidoras de energia elétrica. A tabela 14 apresenta exemplos do histórico de investimento de algumas empresas de distribuição de energia elétrica para o período de 1997 a 2001. A ênfase desses investimentos tem sido na redução de perdas, na expansão do sistema, na automação dos sistemas operacionais, na sistematização da manutenção das redes de distribuição e na melhoria da infra-

estrutura de telecomunicações para transporte de dados, sinais e informações. Esse fato vem se verificando na grande maioria das empresas distribuidoras do Brasil.

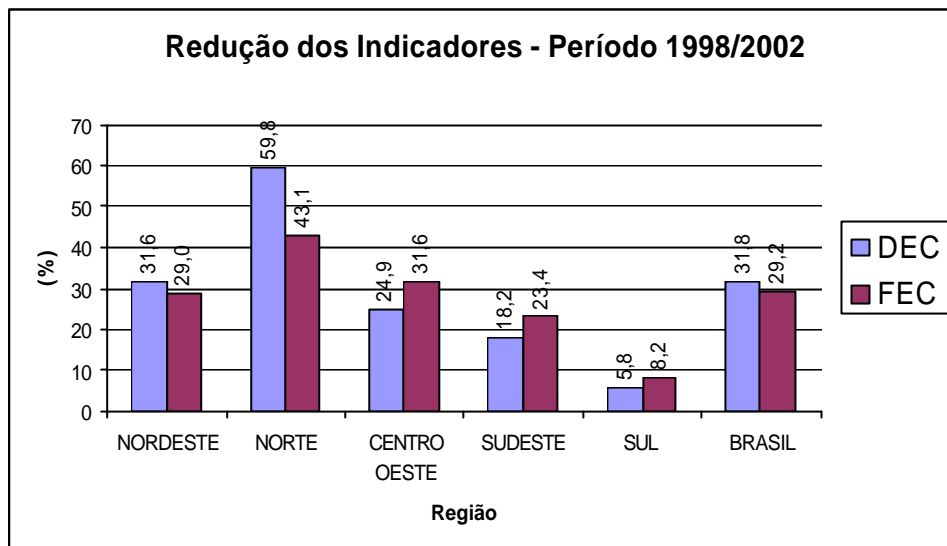


Figura 18 – Redução dos Indicadores de continuidade DEC e FEC – período 1998/2002.

Tabela 14 – Investimentos no setor de distribuição - exemplos

Empresa	1997	1998	1999	2000	2001	Total
Light (RJ)	319.000	415.000	307.000	461.743	363.202	2.039.945
Eletropaulo(SP)	299.933	657.786	500.652	-	289.041	1.747.412
Coelba(BA)	520.811	206.059	241.707	238.896	306.649	1.514.095
Escelsa(ES)	332.275	457.382	96.387	78.287	65.000	1.029.331
Cerj(RJ)	116.029	187.088	165.012	172.910	201.542	882.531
Coelce(CE)	76.000	96.000	120.000	149.400	233.640	599.040
Celpe(PE)	ND	134.800	47.800	95.132	192.800	470.532
CPFL(SP)	137.000	110.057	-	113.057	104.646	464.760
Bandeirante(SP)	-	131.300	138.421	70.300	86.700	426.721
Enersul(MS)	49.968	80.622	86.118	93.000	106.382	416.090
Celpa(PA)	ND	114.000	103.900	98.300	89.000	405.200
Elektro(SP)	-	58.000	90.000	104.300	119.000	371.300
Cemat(MT)	63.338	50.993	59.700	61.500	98.900	334.431
RGE(RS)	19.734	64.307	64.114	64.776	85.205	298.136
AES-Sul(RS)	-	75.851	62.748	64.122	71.420	274.141
Cosern(RN)	23.500	41.757	61.875	60.877	53.700	241.709
Energipe(SE)	ND	22.000	24.700	32.122	33.535	112.357
Copel(PR)	599.200	763.200	635.000	400.200	430.400	2.828.000
Cemig(MG)	667.380	540.900	496.400	420.000	653.000	2.777.680
Celesc(SQ)	134.400	203.700	162.800	143.300	123.800	768.000

Fonte: As Empresas do Setor Elétrico Brasileiro – Estratégias e Performance [25].

Finalmente, esses dois indicadores DEC e FEC, embora necessários, não são suficientes para averiguar, por completo, a qualidade dos serviços prestados [19]. Por outro lado, esses indicadores expressam o desempenho das concessionárias de distribuição de serviço público do ponto de vista da continuidade da prestação do serviço, e além disso, esses dados disponíveis nas empresas são coletados e apurados de forma sistemática, e vem sendo auditados rotineiramente pela ANEEL e pelas agências descentralizadas.

Adicionalmente, o aspecto da conformidade, estabelecido na Resolução ANEEL nº 505/2001, está em processo de formação, cujos primeiros resultados estão

sendo acompanhados pela fiscalização da ANEEL ao longo do corrente ano, da mesma maneira que foram formados os indicadores de continuidade.

Além disso, o aspecto do atendimento comercial é tratado nos Contratos de Concessão das Concessionárias e na Resolução ANEEL nº 456/2000. Esses dados não são encaminhados pelas empresas à ANEEL, muito embora estejam disponíveis nas concessionárias de distribuição, à disposição da fiscalização.

CAPÍTULO VI

6. ESTUDO DE CASO - PROCESSO DE CADUCIDADE DE CONCESSÃO

6.1 Introdução

Esta contribuição técnica tem como objetivo apresentar a experiência da SFE/ANEEL na condução do primeiro processo de caducidade de concessão de uma das empresas de serviços públicos de energia elétrica brasileira.

Apresenta, inicialmente, uma abordagem sucinta dos antecedentes que levaram a ANEEL iniciar um processo de caducidade de concessão de serviço público de energia elétrica contra uma concessionária.

O serviço prestado pela Companhia Energética do Ceará - COELCE, mesmo a despeito das advertências e multas impostas pela ANEEL, deteriorou tanto que os consumidores, as autoridades, políticos e a sociedade em geral, resolveram se manifestar por meio de:

- a) 14 audiências públicas abordando problemas com a concessionária;
- b) Manifestações do Exmo. Sr. Governador do Estado e de seu Secretário de Infra-estrutura, os quais apontaram problemas na prestação dos serviços prestados e cobraram soluções urgentes por parte da ANEEL;
- c) Proposta de fiscalização e controle à Comissão de Desenvolvimento Urbano e Interior da Câmara dos Deputados.

6.2 Histórico

Apresenta-se, a seguir, um resumo cronológico das ações de fiscalização realizadas pela ANEEL e pela Agência Estadual.

De forma a demonstrar a abrangência e a gravidade das questões aqui tratadas, são citados alguns fatos, que por sua relevância e significado, merecem ser destacados.

Dentre estes fatos, ressalta-se as audiências públicas realizadas no Estado do Ceará, abordando os problemas relacionados com a concessão de serviços públicos de energia elétrica, as manifestações do Exmo. Sr. Governador do Estado e de seu Secretário de Infra-Estrutura, os quais apontam problemas na prestação dos serviços e cobram urgentes soluções por parte da empresa e a Proposta de Fiscalização e Controle à Comissão de Desenvolvimento Urbano e Interior da Câmara dos Deputados, de autoria do Deputado Alexandre Cardoso.

No período de setembro/1998 a janeiro/2000 foram realizadas 4 fiscalizações de rotina e 3 fiscalizações complementares, destacando-se uma, em maio/2000, que resultou no Relatório de Falhas e Transgressões à Legislação e ao Contrato de Concessão e outra, em agosto/2000, que gerou o Relatório de Verificação da Regularização das Falhas e Transgressões pela COELCE [1].

6.3 Aspectos Legais e Contratuais

O embasamento legal para o processo de caducidade está nos Arts. 35 e 38, da Lei 8.987, de 13/02/95, bem como nas Subcláusulas Quarta, Quinta e Sexta, da Cláusula Décima Primeira, do Contrato de Concessão nº 01/98 ANEEL, celebrado entre a União e a Companhia Energética do Ceará – COELCE.

6.4 Falhas e Transgressões

Apresentam-se a seguir as falhas e transgressões verificadas à legislação e ao contrato de concessão, onde são relacionadas a caracterização do problema e as transgressões legais/contratuais para as áreas Comercial e Técnica.

6.4.1 Área de Comercialização - A

6.4.1.1 Atendimento a Pedido de Ligação - A1

- a) Alto índice de reprovação de padrões de entrada de energia, tanto na capital quanto no interior (30 a 40%), causando sérios transtornos ao consumidor;
- b) Alto índice (37%) de vistorias/ligações novas feitas fora do prazo, causando insatisfação e prejuízos ao consumidor;
- c) Não substituição de ramais danificados de ligações já existentes, exigindo para tal que o consumidor forneça o material (condutores, etc).

Transgressões Legais/Contratuais:

- ✓ Art. 6º da Lei 8.987, de 13/02/95;
- ✓ Art. 23 da Port. DNAEE nº 466/97;
- ✓ Art. 8º da Port. DNAEE nº 466/97;
- ✓ Quarta Subcláusula da Cláusula Segunda do Contrato de Concessão Nº 01/98-ANEEL.

6.4.1.2 Unidade Consumidora Residencial Baixa Renda - A2

- a) Não classificação inicial como baixa renda, exigindo que o consumidor retorne à agência para solicitar essa condição, caso seu consumo seja inferior a 140 kWh nos dois primeiros meses;
- b) Exclusão indevida da condição de baixa renda, seja por período de leitura superior a 30 dias, seja por acúmulo de consumo devido a faturamento por média ou outros erros de responsabilidade da concessionária;
- c) Exigência de contrato, em desacordo com a legislação vigente, para atender consumidores da periferia de Fortaleza.

Transgressões Legais/Contratuais:

- ✓ Art. 17 e 77 da Port. DNAEE nº 466/97;
- ✓ Art. 51 da Lei 8.078, de 11/09/90 (Código de Defesa do Consumidor);
- ✓ Port. DNAEE nº 195/96, de 31/05/96.

6.4.1.3 Atendimento ao Consumidor – A3

- a) Terceirização precipitada do atendimento, em out/1998, em todas as agências de Fortaleza. A concessionária demitiu os atendentes experientes, antes mesmo de treinar os substitutos, que não conheciam o serviço.
- b) Treinamento precário dos novos atendentes, terceirizados, refletindo negativamente no atendimento da COELCE.
- c) Fechamento de agências/postos de atendimento, sem proporcionar outra opção de atendimento ao consumidor.

Transgressões Legais/Contratuais

- ✓ Art. 77 da Port. DNAEE nº 466/97
- ✓ Art. 6º da Lei 8.987, de 13/02/97
- ✓ Quarta Subcláusula da Cláusula Segunda do Contrato de Concessão Nº 01/98-ANEEL

6.4.1.4 Arrecadação - A4

- a) Dificuldade imposta pela concessionária para a devolução do pagamento em duplicidade, só o fazendo quando o consumidor reclamava insistentemente. Por esse motivo existiam ainda R\$ 2.258.535,05 para serem devolvidos.
- b) Fechamento das agências/postos de atendimento dificultou aos consumidores o pagamento de suas contas de energia, gerando multas por atraso.
- c) Consumidor era obrigado a percorrer longas distâncias para pagar a conta da COELCE, arcando com a despesa de transporte.

Transgressões Legais/Contratuais:

- ✓ Art. 72 da Port. DNAEE nº 466/97
- ✓ Art. 6º da Lei 8.987, de 13/02/97
- ✓ Quarta Subcláusula da Cláusula Segunda do Contrato de Concessão Nº 01/98-ANEEL.

6.4.1.5 Participação Financeira - A5

- a) Não cumprimento dos prazos para apresentação de orçamentos, início e término de obras, mesmo com pagamento antecipado da participação financeira.
- b) Erros elementares no cálculo da participação financeira do consumidor.
- c) Grande número de obras em que o consumidor pagou o custo total ou o encargo de responsabilidade da COELCE foi calculado a menor.

Transgressões Legais/Contratuais:

- ✓ Art. 24 da Port. DNAEE nº 466/97
- ✓ Art. 1º e 2º da Port. DNAEE nº 05/90, de 11/01/90
- ✓ Art. 5º e 7º da Port. DNAEE nº 158/89, de 17/10/89
- ✓ Quarta Subcláusula da Cláusula Segunda do Contrato de Concessão Nº 01/98-ANEEL.

6.4.1.6 A6 - Ressarcimento de Danos – A6

- a) Grande número de reclamações (90,15%) em que a COELCE não se manifestou e nem indenizou os consumidores dentro do prazo de 30 dias estabelecido na legislação vigente e no contrato de concessão.
- b) Grande número de processos indeferidos por alegação de que “não houve nexos causal entre a ocorrência e o dano” (impondo o ônus da prova ao consumidor).
- c) Demora em operacionalizar o “Rito Sumário” nos casos de danos de pequena monta. As agências (terceirizadas) não dispunham de recursos para pagar as indenizações.
- d) Criação de “Comitê Técnico” para julgar os processos de danos que resultou em aumento substancial da burocracia e grandes atrasos na aprovação dos mesmos.

Transgressões Legais/Contratuais

- ✓ Parágrafo 2º do art. 77 da Port. DNAEE nº 466/97
- ✓ Art. 6º da Lei 8.987, de 13/02/97
- ✓ Quarta Subcláusula da Cláusula Segunda do Contrato de Concessão Nº 01/98-ANEEL.

6.4.1.7 Fraude e Desvio de Energia - A7

- a) Irregularidades no cálculo e cobrança de diferenças de consumo originadas por fraude/desvio de energia, desde outubro de 1998 (Processos inconsistentes)
- b) Aumento acentuado do número de processos inconsistentes.
- c) Não informava, sistematicamente, os elementos de apuração das irregularidades, os critérios adotados na revisão dos faturamentos nem o direito de recurso que a legislação faculta ao consumidor.
- d) Relutância para aceitar recursos impetrados diretamente pelos consumidores, só aceitando quando feitos através de órgãos como DECOM ou ANEEL.

Transgressões Legais/Contratuais

- ✓ Art. 50, 51, 52, inciso I do art. 54 e art.55 da Port. DNAEE nº 466/97
- ✓ Art. 7º da Lei 8.987, de 13/02/97

6.4.2 B – Área de Qualidade do Fornecimento - B

6.4.2.1 Aspectos da Operação, Conservação, Manutenção e Segurança das Instalações – B1

Foram constatados vários problemas relacionados com a operação, conservação, manutenção e segurança das subestações, tais como:

- a) cerca de arame farpado com pouca condição de segurança;
- b) britas mal espalhadas com presença de entulhos;
- c) vazamentos de óleo e oxidação nos equipamentos;
- d) falta de pára-raios;
- e) falta de placas de advertências,
- f) ausência ou desatualização de diagrama unifilar;
- g) cabos de interligação da malha de terra sobre a brita de proteção;
- h) falta de Equipamentos de Proteção Individual – EPI ou sem condições de uso;
- i) codificações dos equipamentos e dos barramentos ilegíveis ou trocadas;

- j) redução de 21% nas inspeções visuais e uma redução de 30,6% nas inspeções realizadas com ensaios nas subestações (até outubro/1999), se comparado ao ano de 1998;
- k) redução de 40% nas inspeções minuciosas nas linhas de transmissão, constatado em 1998;
- l) redução de 30% na quantidade realizada de análise físico-química do óleo mineral isolante (até outubro/1999), comparado ao ano de 1998;
- m) aumento acentuado de falha em transformadores de força em subestações: 1 (uma) unidade em 1997, 2 (duas) unidades em 1998 e 6 (seis) unidades até agosto/1999.

Descumprimentos Legais/Contratuais:

- ✓ A COELCE não estava cumprindo a Primeira Subcláusula da Cláusula Segunda do Contrato de Concessão Nº 01/98 – ANEEL.

6.4.2.2 Níveis de Tensão - B2

- a) Foi constatado que 79 (setenta e nove) alimentadores primários de distribuição da COELCE se encontravam com problemas de níveis de tensão, conforme relação fornecida pela Empresa.

Descumprimentos Legais/Contratuais:

- ✓ Portaria DNAEE 047/78, com as alterações do artigo 1º da Portaria DNAEE 04/89.

6.4.2.3 Índices de Continuidade - B3

Foram encontradas várias irregularidades no processo de apuração dos indicadores de continuidade DEF e FEC ao longo da fiscalização realizada pela Agência Estadual (Relatório de Fiscalização ReFis COELCE 07/99-CEn), que desqualificam os dados apurados pela COELCE, entre as quais pode-se enumerar:

- a) cálculo menor que o real do tempo das interrupções que davam entrada através do teletendimento de Fortaleza implementado no novo sistema computacional Synergia, visto que o mesmo estava excluindo os tempos de espera (tempo entre a reclamação do consumidor e o despacho para a equipe de campo) e deslocamento das viaturas,

do tempo total das interrupções. Este procedimento representou uma redução média de 50% das durações reais;

- b) não estavam sendo contabilizadas as interrupção referente a uma fase de conjunto de chaves fusíveis de ramal primário e de transformadores de distribuição, localizados em Fortaleza e no interior do Estado;
- c) em vários casos, não foram contabilizadas pela COELCE as interrupções de seccionadores e religadores situados em troncos de alimentadores primários;
- d) a existência de diversos formulários RRI (Relatório de Reclamação do Interior) da COELCE com rasuras no preenchimento dos horários.
- e) Constatou-se que 33,65% (de um total 633) de das interrupções analisadas não foram contabilizadas pela COELCE para efeito de cálculo do DEC e FEC, e 7,58% das interrupções analisadas tiveram o seus tempos contabilizados inferiores aos reais.

De acordo com os dados apresentados pela Empresa, de um total de 59 conjuntos 3,4% (Baturité e Pecém) violaram os limites do índice DEC no ano de 1999, enquanto nenhum dos conjuntos violou os limites do índice FEC no mesmo período. Apesar do desempenho dos indicadores de continuidade apresentados acima, este resultado não merecia o devido crédito, tendo em vista as várias irregularidades apresentadas anteriormente.

Descumprimentos Legais/Contratuais

- ✓ Artigo 3º da Portaria DNAEE 046/78;
- ✓ A COELCE não está cumprindo a Décima Sétima Subcláusula da Cláusula Segunda do Contrato de Concessão de Distribuição Nº 01/98 – ANEEL, combinado com o Art. 6º da Portaria DNAEE nº 46/78.

6.4.2.4 - Aspectos de Segurança das Pessoas - B4

Era alarmante o número de acidentes do trabalho envolvendo empregados da COELCE, empreiteiras e terceiros, particularmente no ano de 1999.

Os gráficos apresentados a seguir mostram as taxas de frequência e gravidade dos acidentes do trabalho envolvendo os empregados da COELCE, bem como dados históricos dos acidentes fatais do trabalho na área de concessão da COELCE referentes os empregados próprios e empreiteiros, além dos acidentes com terceiros, para o período de 1996/2000*.

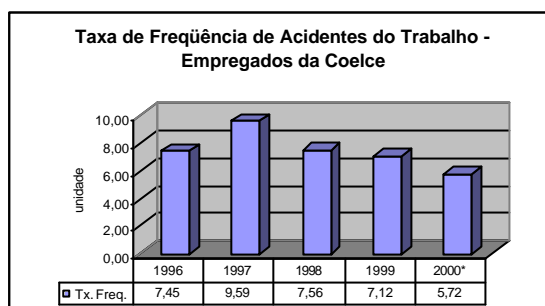


Figura 19 – Taxa de frequência de acidentes do trabalho, com afastamento – empregados da COELCE.

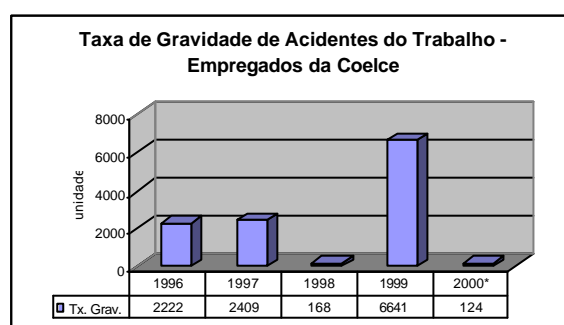


Figura 20 – Taxa de gravidade de acidentes do trabalho – empregados da COELCE.

* abril/2000

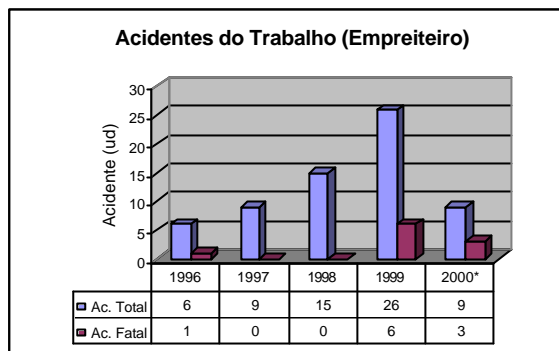


Figura 21 – Acidentes do trabalho (Empreiteiro).

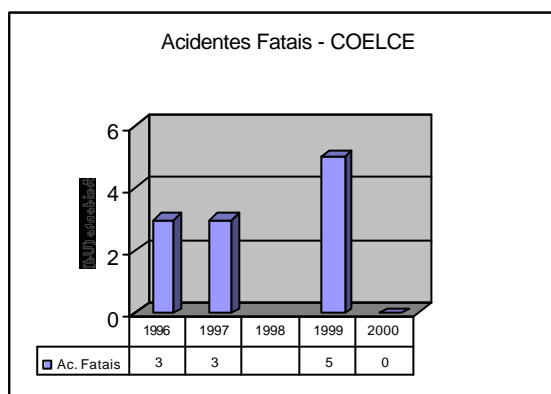


Figura 22 – Acidentes Fatais – COELCE.

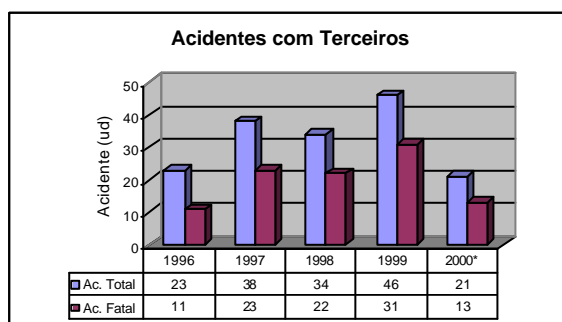


Figura 23 – Acidentes com terceiros.

Pela análise das descrições dos acidentes fatais ocorridos tanto com o pessoal da COELCE, quanto com o pessoal de empreiteiras, verificou-se uma série de

irregularidades no desempenho das atividades de risco, onde serão relatadas a seguir as principais causas:

- a) falta de utilização de sistema de proteção coletiva – SPC (Sistema de Proteção Coletivo);
- b) falta de utilização de equipamento de proteção coletiva – EPC (Equipamentos de Proteção Coletiva);
- c) falta de utilização de equipamento de proteção individual – EPI (Equipamentos de Proteção Individual);
- d) falta de planejamento, programação e supervisão do serviço;
- e) falta de capacitação do pessoal que trabalhava na área de risco, particularmente os contratados.

Destacase que a COELCE assinou no dia 17 de abril DE 2000 com o Ministério Público do Trabalho e com o Ministério Público Federal um Termo de Ajustamento de Conduta determinando que a “Empresa está proibida de demitir 590 eletricitistas que trabalham em área de risco, até que seja concluído o Programa de Capacitação de todos os seus empregados e dos funcionários das firmas prestadoras de serviços”. O não cumprimento de quaisquer dos itens do referido Termo sujeitará a Empresa ao pagamento de multa.

Descumprimentos Legais/Contratuais

- ✓ Artigos 157 e 180, da Lei 6.514 de 22/12/77;
- ✓ A COELCE não está cumprindo a Primeira Subcláusula da Cláusula Segunda do Contrato de Concessão N ° 01/98 – ANEEL.

6.5 Metodologia e Abrangência

6.5.1 Área de Comercialização

Os procedimentos utilizados foram:

vistoria das instalações compreendendo escritórios, pontos de serviço, agentes arrecadadores, agências de atendimento a consumidores, agências de atendimento móvel, teleatendimento (Call-Center);

visitas para verificar o treinamento dos atendentes;
exame de livros, contratos e documentos;
conferência de rotinas, procedimentos, normas internas e memórias de cálculo;

entrevistas com funcionários responsáveis pelos processos auditados, titulares dos pontos de serviço, agentes arrecadadores e consumidores;

a fim de que todas as equipes de fiscalização verificassem os mesmos itens e também visando padronizar o resultado da fiscalização, foi elaborado o Caderno de Avaliação do Plano de Melhoria da COELCE, com pontuações e pesos atribuídos a cada item.

E abrangeram as seguintes unidades de atendimento:

na área de Comercialização, inspeção em 51 Unidades de Atendimento tais como as agências de atendimento e pontos de serviço da área metropolitana de Fortaleza (Messejana, Carlito Pamplona, Centro, Aldeota, Visconde do Rio Branco, José Walter, Parangaba, Conjunto Ceará, C.I Diogo, Q. Iguatemi e Unidades Móveis 01,02,03 e 04, Cascavel, Beberibe, Aquiraz, Pndoretama, Maracanau, Aracati, Russas, Baturité, Acarape, Fortim, Itaiçaba, Palhano, Quixeré, Tabuleiro do Norte), Juazeiro do Norte(Crato, Barbalha, Jardim, Milagres, Missão Velha e Unidade Móvel de Juazeiro do Norte), Sobral(Santana do Acaraú, Morrinhos, Meruoca, Alcântaras, Irauçuba, Umirim, Senador Sá, Cruz, Groaíras, Pires Ferreira, Ipaporanga, Paramoti, Catunda, Ararendá, Mucambo e Carnaubal) e na Gerência Regional de Fortaleza(GEFORT), Gerência Regional do Norte(GENORT), Gerência Regional do Sul(GERSUL) e Gerência Metropolitana (GMETRO).

6.5.2 – Área de Qualidade do Fornecimento

Os procedimentos técnicos utilizados foram:

vistoria das instalações compreendendo subestações, redes de distribuição, Centros de Operação da Distribuição (COD), Centros de Operação Regionais (COR), exame de livros, relatórios de interrupções e pedidos de desligamentos;

conferência de rotinas, procedimentos, normas internas e memórias de cálculo;

entrevistas com funcionários envolvidos;

a fim de que todas as equipes de fiscalização verificassem os mesmos itens e também visando padronizar o resultado da fiscalização, foi elaborado o formulário de Visitas a Subestações, com pontuações e pesos atribuídos a cada item.

E abrangeram as seguintes atividades:

Inspeção nas subestações: Gerência de Distribuição de Fortaleza (Subestações de Parangaba, Barra do Ceará, Bonsucesso, Passeio Público, Mucuripe, Água Fria, Papicu, Tauape, Maguary, Presidente Kennedy, Pici, Dias Macedo, Messejana, Mondubim, Jurema, Aldeota, Baturité, Acarape e Pacajus); Gerência de Distribuição de Sobral (Subestações de Sobral, Massapê, Umirim, Itapagé, Araras e Nova Russas) e da Gerência de Distribuição Sul (Juatama, Barbalha, Juazeiro do Norte e Nova Olinda);

Inspeções na rede de Distribuição e aos Centros de Operação da Distribuição (COD's) de Fortaleza, Sobral, Juazeiro do Norte, Aracati e Cascavel;

Acompanhamento da retirada de 21 medições de tensão utilizando registrador gráfico de memória de massa instalados nos pontos mais desfavoráveis (pontos mais distantes da subestação) rede de distribuição da Coelce;

Auditagem do processo de coleta e apuração dos indicadores de continuidade (DEC e FEC) referente aos anos de 1999 e 2000, compreendeu a verificação da inclusão/alteração de 981 (3,78%) registros, de um total de 25.886 registros, bem como do programa Synergia, que é o responsável pela contabilização dos indicadores;

inspeções em campo das turmas construção, operação e manutenção, bem como nas sedes das empreiteiras prestadoras de serviços à COELCE. Adicionalmente, foi realizada no dia 29/08/2000 uma visita ao Sindicato dos Eletricitários do Ceará – SINDELETRO, objetivando colher subsídios para a fiscalização. Consulta aos relatórios elaborados pela Delegacia Regional do Trabalho/CE sobre os acidentes do trabalho ocorridos na área de concessão da COELCE. Ao mesmo tempo, procurou-se verificar junto ao CREA/CE se as empresas prestadoras de serviço para a COELCE estavam devidamente registradas nesse Conselho.

6.6 Resultados

Após a comunicação à concessionária das falhas e transgressões à legislação e ao contrato de concessão, foi estabelecido um prazo de 90 dias para verificação da regularização das falhas e transgressões. Durante esse período, foi realizado, “in loco”, pela ANEEL e a Agência Estadual, um acompanhamento sistemático das ações implementadas pela Empresa. Transcorridos os 90 dias, foi realizada nova fiscalização, no período de 28/08 a 08/09/200, cujos resultados estão apresentados de forma resumida, por meio de gráficos:

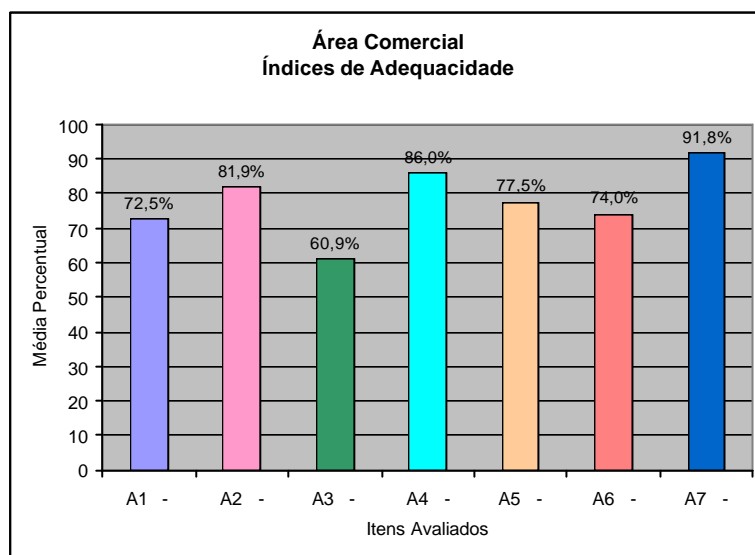


Figura 24 – Resultados da área comercial.

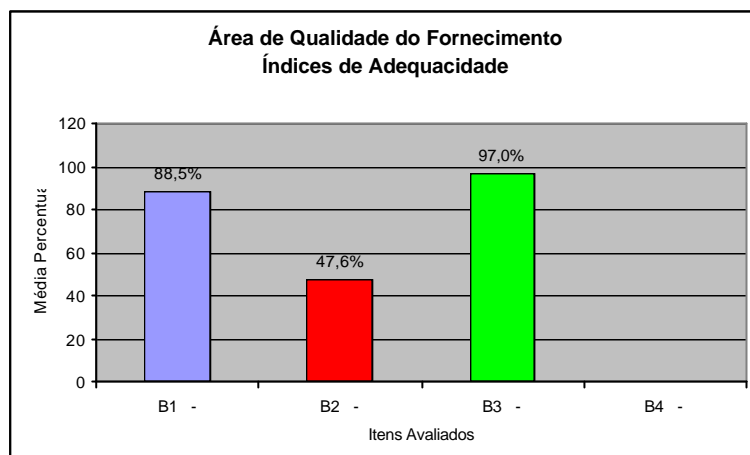


Figura 25 – Resultados da área técnica.

Obs.: Avaliação realizada de forma qualitativa (Item - B4).

De uma maneira geral, constatou-se um índice de adequacidade global da ordem de 80% na solução dos problemas apontados no “relatório de comunicação de falhas e transgressões à legislação e ao contrato de concessão”, o qual julgou-se bastante significativo, considerando-se, principalmente, que a melhoria pôde ser observada a partir de mudanças estruturais que tendem a manter este processo de melhoria.

6.7 Considerações Finais

As informações contidas no presente caso, resultado de exaustiva fiscalização realizada pelos técnicos da ANEEL e da Agência Estadual, levam-nos a concluir que houve uma reversão significativa do quadro de problemas da COELCE.

Assim, concluiu-se que com as melhorias observadas cessaram as razões, naquele momento, para uma ação no sentido de ser instruído processo administrativo de verificação de inadimplência da COELCE.

Entretanto, como alguns problemas ainda não foram totalmente equacionados, necessitando de ações complementares ou de continuidade e considerando que ainda existe uma série de providências em curso na concessionária para a consolidação das mudanças, faz-se necessário um acompanhamento permanente das ações em andamento, até a solução total dos problemas levantados, particularmente em relação às ações de médio e longo prazo que se referem à solução de problemas

técnicos, cujas soluções envolvem a construção de novas subestações e melhorias gerais no sistema de distribuição, capacitação de pessoal, visando a adequação total dos indicadores de qualidade do fornecimento de energia elétrica aos valores estabelecidos na legislação e/ou no contrato de concessão.

CAPÍTULO VI

7. CONCLUSÃO

Ao reduzir sua função executiva na área de infra-estrutura do setor elétrico, o Estado Brasileiro deixou de exercer o papel de empreendedor e de prestador de serviços, fortalecendo sua presença nas áreas de regulação e fiscalização. Dentro deste contexto, e visando dar transparência à sociedade e aos agentes é que este trabalho foi concebido e cumprindo com seus objetivos, no sentido de contribuir, para apresentar os resultados da fiscalização técnica e comercial das concessionárias de distribuição de energia elétrica, executado pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade da ANEEL.

A partir do exposto, verificou-se a melhoria significativa da coleta e apuração dos tradicionais indicadores de continuidade DEC (duração equivalente de interrupção por conjunto de consumidores) e FEC (frequência equivalente de interrupção por conjunto de consumidores) e, principalmente, a melhoria dos indicadores de continuidade DEC e FEC das empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil, a partir das ações de fiscalização e da regulação da ANEEL.

Também ficou evidenciada a grande contribuição da fiscalização da ANEEL no processo de caducidade de concessão da COELCE, onde foi possível rever um quadro de degradação da qualidade dos serviços prestados. Dados do último Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor – IASC [1], que reflete os resultados da pesquisa de avaliação da satisfação do consumidor residencial, realizada pela ANEEL, a COELCE estava posicionada no 8º (oitavo) lugar no ano 2000 (IASC 56,34%) e passando para o 2º (segundo) lugar no ano 2002 (IASC 66,26%) de um conjunto de 11 empresas da Região Nordeste. Além disso, essa empresa apresentou no IACS-2002 o 9º (nono) maior crescimento, de um total de 64 distribuidoras no Brasil.

Finalmente, de uma maneira geral, a qualidade do fornecimento da energia elétrica no Brasil vem melhorando, e a ANEEL vem cumprindo com o seu papel

estabelecido na Lei 9.427, de 26/12/1996, atuando com equilíbrio, em benefício da sociedade.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica – www.aneel.gov.br
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, *Procedimentos de Fiscalização por Monitoramento dos Índices de Continuidade – DEC-FEC, Manual de Procedimentos – 001/2001 SFE/ANEEL*. Brasília:ANEEL,2002.
- [3] BRASIL, 1998, Resolução ANEEL nº 318, 06 de outubro de 1998.
- [4] BRASIL, 2000, Resolução ANEEL nº 024, 27 de Janeiro de 2000, atualizada pela Resolução ANEEL nº 075, de 13 de fevereiro de 2003.
- [5] BRASIL, 2001, Resolução ANEEL nº 505, 27 de novembro de 2001.
- [6] BRASIL, 2000, Resolução ANEEL nº 456, 29 de novembro de 2000.
- [7] BRASIL, 1993, Lei nº 8.631, de 04 de Março de 1993.
- [8] BRASIL, 1995, Lei nº 8.987, de 13 de Fevereiro de 1995.
- [9] BRASIL, 1995, Lei nº 9.074, de 07 de Julho de 1995.
- [10] BRASIL, 1996, Lei nº 9.427, de 26 de Dezembro de 1996.
- [11] BRASIL, 1998, Lei nº 9.648, de 26 de Dezembro de 1998.
- [12] BRASIL, 1993, DECRETO nº 774, de 18 de março de 1993.
- [13] BRASIL, 1995, DECRETO nº 1.503, de 25 de Maio de 1995.
- [14] BRASIL, 1997, DECRETO nº 2.335, de 06 de Outubro de 1997.
- [15] BRASIL, 1997, DECRETO nº 2.410, de 28 de Novembro de 1997.
- [16] BRASIL, 1998, DECRETO nº 2.655, de 02 de Julho de 1998.
- [17] BRASIL, 2000, DECRETO nº 3.653, de 07 de Novembro de 2000.
- [18] BRASIL, 2001, DECRETO nº 3.900, de 29 de Agosto de 2001.

- [19] BRANCO, Adriano Murgel et al., *Política Energética e Crise de Desenvolvimento: a antivisão de Catullo Branco*, São Paulo, Paz e Terra, 2002.
- [20] Barbosa, Ailson S., et al., *Processo de Caducidade de Concessão – Experiência da ANEEL*. Trabalho apresentado no V Seminário Nacional Brasileiro sobre Qualidade de Energia Elétrica - SBQEE. Aracajú, Sergipe-SE, 2003.
- [21] Carvalho, P. L. e Barbosa, Ailson. S., *Fiscalização da Qualidade dos Serviços Prestados pelas Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica*. Trabalho apresentado no XV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - SENDI. Bahia, Salvador, 2002.
- [22] Código de Águas – Volume I do Departamento Nacional de Energia Elétrica – 1980.
- [23] Pereira, Gilson Dias, *A Gestão no Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*, 1ª Conferência Nacional – KPMG Auditores Independentes, 2002.
- [24] Tanure, J. E.P.S. *Análise Comparativa de Empresas de Distribuição para o Estabelecimento de Metas de Desempenho para Indicadores de Continuidade do Serviço de Distribuição*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Itajubá. 2000.
- [25] Tolmasquim, Maurício Tiomno et al., *As Empresas do Setor Elétrico Brasileiro: estratégias e performances*, Rio de Janeiro, CENERGIA, 2002.