

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ADMINISTRAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ADMINISTRAÇÃO
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

AVALIAÇÃO DA UTILIZAÇÃO DE INDICADORES DE
DESEMPENHO COMO SUPORTE AO GERENCIAMENTO
ESTRATÉGICO DE UMA EMPRESA:
UM ESTUDO DE CASO EM UMA EMPRESA DISTRIBUIDORA DE
ENERGIA ELÉTRICA

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Administração da Universidade Federal do Rio Grande do Sul como requisito para obtenção do título de Mestre em Administração.

RONALD ROLIM DE MOURA

Orientador: Prof. Dr. Antônio Domingos Padula

Porto Alegre, 2002

SUMÁRIO

	Pág.
Resumo.....	06
Abstract.....	06
1. INTRODUÇÃO.....	07
1.1 Tema proposto	07
1.2 Cenário atual do sistema elétrico brasileiro.....	13
1.3 Empresa foco do estudo.....	15
1.4 Caracterização do problema e objetivos da pesquisa.....	19
1.4.1 Definição do problema.....	19
1.4.2 Objetivo geral.....	20
1.4.3 Objetivos específicos.....	21
1.5 Importância e justificativa do estudo.....	22
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	26
2.1 Mercado de energia elétrica.....	26
2.2 Formulação de estratégia.....	28
2.3 Gestão estratégica e planejamento estratégico.....	34
2.4 Indicadores de desempenho.....	38
2.5 Fechamento da base conceitual.....	43
3. MÉTODOS E PROCEDIMENTOS UTILIZADOS NO ESTUDO.....	44
3.1 Geral.....	44
3.2 Variáveis pesquisadas.....	44
3.3 Etapas da pesquisa.....	45
4. RESULTADOS OBTIDOS.....	47
4.1 Formulação da estratégia.....	47

4.2 Indicadores utilizados pela empresa	51
4.2.1 Indicadores exigidos pela ANEEL.....	51
4.2.1.1 Metas para os indicadores da ANEEL.....	55
4.2.2 Indicadores do Programa de Participação de Resultados	56
4.2.2.1 Metas para os indicadores do PPR.....	58
4.2.3 Processos de controle e apuração dos indicadores.....	58
4.2.3.1 Processo de geração do DEC e FEC.....	58
4.2.3.2 Processo de geração do DIC, FIC e DMIC.....	61
4.2.3.3 Processo de geração do TMA.....	62
4.2.3.4 Processo de geração do PPR.....	63
4.3 Gestão estratégica	64
4.3.1 Análise do desempenho dos indicadores.....	68
4.3.1.1 Análise do desempenho do DEC.....	68
4.3.1.2 Análise do desempenho do FEC.....	69
4.3.1.3 Análise do desempenho do PPR.....	70
5 CONCLUSÃO	72
6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	76

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Sistema de distribuição de energia elétrica.....	07
Figura 2: Mapa das distribuidoras de energia elétrica no RS.....	08
Figura 3: Livre Acesso.....	14
Figura 4: Área de Concessão da Distribuição.....	16
Figura 5: Forças que governam a competição em um setor industrial.....	28
Figura 6: Desenvolvimento de planejamentos táticos.....	36
Figura 7: Fechamento da base conceitual.....	43

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Indicadores que violaram padrão ANEEL 2000.....	67
Tabela 2: Conjuntos com Tendência à violação do DEC 2001.....	68

Tabela 3: Conjuntos com Tendência à violação do FEC 2001.....	70
Tabela 4: Indicadores do PPR.....	71

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Classificação dos consumidores.....	11
Quadro 2: Causas de interrupções de energia elétrica.....	53
Quadro 3: Metas do Programa de Participação de Resultados.....	57
Quadro 4: Objetivos Estratégicos x Indicadores.....	65

ANEXOS

Anexo A: Guia de Entrevistas.....	80
Anexo B: Indicadores de Qualidade DEC e FEC ano 2000.....	83
Anexo C: Indicadores de Qualidade DEC – 1º Semestre 2001.....	86
Anexo D: Indicadores de Qualidade FEC – 1º Semestre 2001.....	89
Anexo E: Boletim do PPR – Indicadores.....	92
Anexo F: Resolução ANEEL n.º 511 – Metas de continuidade.....	93
Anexo G: Resolução ANEEL n.º 24 – Disposições relativas à continuidade.....	97
Anexo H: Portaria DNAEE n.º 47 – Níveis de tensão de fornecimento.....	111
Anexo I: Portaria DNAEE. n.º 46 – Continuidade dos serviços.....	115
Anexo J: Lei 9.074 – Concessões e permissões de serviços públicos.....	119
Anexo K-1: Contrato de Concessão: Procedimentos para coleta e apuração dos indicadores DEC e FEC.....	126
Anexo K-2: Contrato de Concessão: Procedimentos para coleta e apuração dos indicadores DIC e FIC.....	134
Anexo K-3: Contrato de Concessão: Procedimentos para coleta e apuração do indicador TMA.....	138
Anexo K-4: Contrato de Concessão: Indicadores e padrões de Atendimento comercial.....	140
Anexo K-5: Contrato de Concessão: Níveis de Tensão.....	142
Anexo L: Programa de Participação nos Resultados.....	146
Anexo M: TMA – Tempo Médio de Atendimento: Indicador.....	150

Anexo N: A reconstrução da CEEE.....151

ABREVIACÕES

Listra de abreviações.....155

RESUMO

Este trabalho de pesquisa enfoca a utilização de indicadores de desempenho por uma empresa distribuidora de energia elétrica, avaliando sua utilização no gerenciamento estratégico dessa empresa.

A justificativa para a realização do estudo ressalta as mudanças ocorridas no cenário do sistema elétrico brasileiro

O embasamento teórico centra a pesquisa na literatura sobre o Mercado de Energia Elétrica, Formulação de Estratégia, Gestão Estratégica e Indicadores de Desempenho, enfatizando a necessidade do produto *energia elétrica* ser fornecido com a qualidade exigida pelo padrão dos equipamentos sofisticados utilizados pela indústria e das necessidades dos consumidores em geral.

Na fase de conclusão o trabalho procura identificar os elementos estratégicos utilizados pela empresa, quais são os indicadores de desempenho utilizados, como se dá o controle e a apuração destes, e por fim verifica sua utilização no gerenciamento estratégico.

ABSTRACT

This research work focuses the use of acting indicators for a distributing company of electric power, evaluating the use in the strategic administration of that company.

The justification for the accomplishment of the study emphasizes the changes happened in the scenery of the Brazilian electric system

The theoretical construction centers the research in the literature on the electric power Market, strategy Formulation, Strategic Administration and Indicators of Acting, emphasizing the need of the product electric power to be supplied with the quality demanded by the pattern of the sophisticated equipment's used by the industry and of the consumers needs in general.

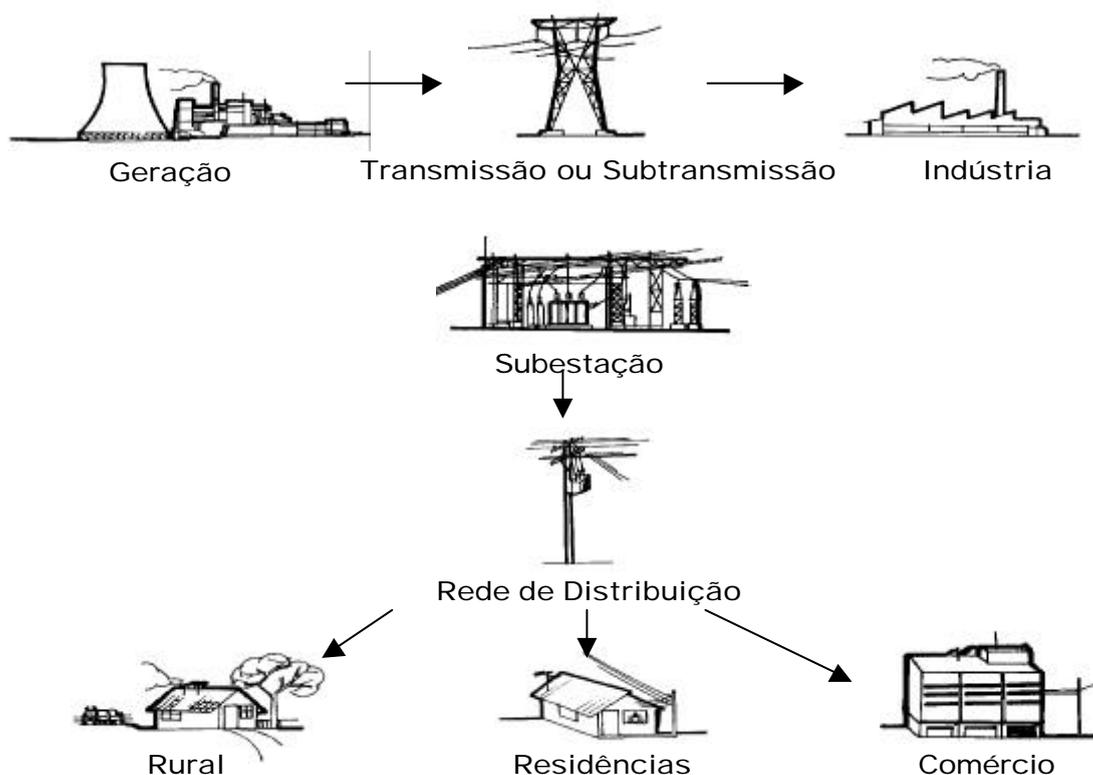
In the conclusion phase the work search to identify the strategic elements used by the company, which they are the acting indicators used, as they feel the control and the counting of these, and finally it verifies the use in the strategic administration.

1. INTRODUÇÃO

1.1 TEMA PROPOSTO

O sistema elétrico brasileiro, no que tange a distribuição de energia, é composto por empresas estatais, privadas e cooperativas regionais, onde a sofisticação do mercado consumidor tem exigido, ao longo do tempo, padrões cada vez mais elevados de qualidade, no sentido de otimizar a utilização da energia elétrica na geração de riqueza, conforto e lazer.

Uma empresa concessionária de energia elétrica pode atuar nas áreas de Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização, sendo que algumas empresas atuam em todas áreas e outras em apenas algumas destas áreas. Este trabalho tem o foco na distribuição de energia elétrica (Figura 1).

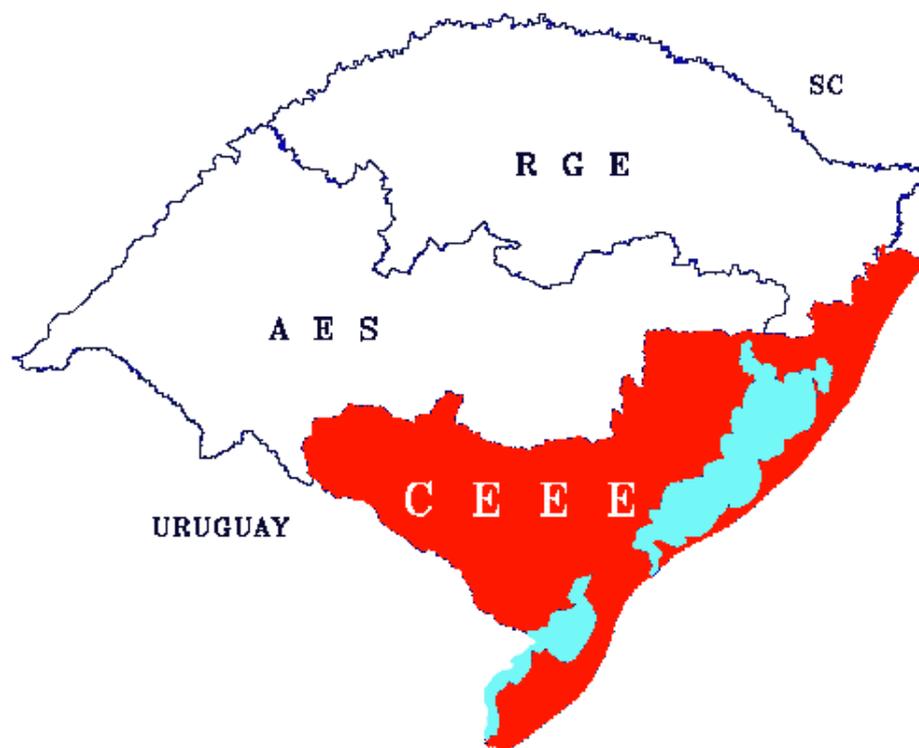


FONTE: Assessoria de Comunicação Social da CEEE

Figura 1: Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

A *geração* significa a produção de energia elétrica através de usinas termelétricas ou hidroelétricas. A *transmissão* significa transportar essa energia elétrica em alta tensão (acima de 230 kV) através de longas distâncias, desde as usinas até os centros consumidores. A *distribuição* significa transportar e entregar da energia elétrica aos consumidores nas tensões que estes necessitam (abaixo de 230 kV). Pertence também à distribuição, a *Sub-Transmissão* (tensões de 69 e 138 kV) que é o transporte de energia elétrica para centros urbanos e para grandes indústrias. A *comercialização* significa o processo de compra de energia elétrica das distribuidoras e a venda desta energia para o consumidor final.

As empresas distribuidoras/comercializadoras do Rio Grande do Sul que são CEEE – Companhia Estadual de Energia Elétrica, RGE – Rio Grande Energia S/A e AES Distribuidora Gaúcha de Energia S/A (Figura 2), adquirem a energia elétrica através do sistema interligado nacional, com fornecimento principalmente realizado pela usina Hidrelétrica de ITAIPU, pelo sistema de usinas da GERASUL – Centrais Geradoras do Sul do Brasil (antiga ELETROSUL), pela CGTE (usina de Candiota) e pelo complexo de usinas hidroelétricas da CEEE.



FONTE: Assessoria de Planejamento e Controle da CEEE

Figura 2: Mapa das distribuidoras de energia elétrica no RS

A lei n.º 8987 de 13/02/1995, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão dos serviços públicos, em seu Art. 6º define que:

“Toda a concessão e permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato”. Define, ainda, no § 1º, deste mesmo Art., serviço adequado como sendo “o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas”.

As condições dessa lei são monitoradas através de indicadores de qualidade impostos pelo poder concedente, representado pela ANEEL.

Os equipamentos, os meios físicos para o transporte, a distribuição e entrega desta energia, bem como seus controles e serviços necessários daí advindos, constituem o processo produtivo das empresas distribuidoras de energia elétrica. Esse processo tem como finalidade, receber a energia elétrica em alta tensão, numa estação transformadora denominada Subestação, e distribuir essa energia numa tensão adequada a cada tipo de utilização e necessidade dos seus consumidores, incluindo-se aí a comercialização deste produto e os serviços de manutenção e operação (Figura 1).

A energia elétrica é a matéria prima deste processo. É fornecida nas tensões de 230, 138 ou 69 kV e entregue nas subestações das concessionárias, onde através dos equipamentos rebaixadores de tensão (transformadores), é reduzida para a tensão de 13,8 ou 23 kV, passando a ser distribuída nas redes para as áreas urbanas e rurais. Esta energia para ser utilizada pelos consumidores, deve ainda passar para a tensão de 110, 220 ou 380 V (volts), o que é feito através dos transformadores urbanos ou rurais.

De acordo com a Portaria DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica n.º 163/93, a qualidade do fornecimento de energia pode ser

avaliada através de quatro atributos: a disponibilidade, a conformidade, a restaurabilidade e a flexibilidade.

A *disponibilidade* pode ser conceituada como a capacidade do sistema elétrico em fornecer energia na quantidade desejada pelos consumidores e sem interrupção. Face à abrangência deste conceito, é considerado somente o aspecto relativo à continuidade.

A *conformidade* pode ser traduzida como a capacidade do sistema elétrico em fornecer aos seus consumidores energia com tensão adequada e frequência isenta de distorções e flutuações harmônicas.

A *restaurabilidade* pode ser interpretada como a capacidade associada ao sistema elétrico, quando interrompido seu fornecimento, de restaurar rapidamente o fornecimento de energia elétrica, minimizando o tempo de interrupção.

A *flexibilidade* representa a capacidade que o sistema elétrico tem em assimilar mudanças em sua estrutura ou configuração.

A qualidade dos serviços de energia elétrica é supervisionada por meio de indicadores que expressam em termos de valores associados a conjuntos de consumidores, bem como por valores individuais, que representem a qualidade oferecida a determinado consumidor.

Indicadores são relações matemáticas que expressam ou mensuram o desempenho da empresa (Tironi, 1993).

Mattos (1994) os descreve como características mensuráveis de produtos, serviços, processos e operações utilizados pela empresa para avaliar e melhorar o seu desempenho e acompanhar a sua evolução.

“Trata-se de informações (quantitativas e qualitativas) mensuradas e registradas para assegurar a implantação e o monitoramento de estratégias. Portanto, estes

indicadores devem estar normalmente vinculados as estratégias e aos objetivos, sinalizando o rumo a ser tomado pela organização” (Vieira, Oliveira, 1998).

Na sistemática de supervisão da qualidade são contemplados enfoques sobre: a continuidade do fornecimento, a qualidade do atendimento comercial (aspectos e relacionamento do consumidor com a área comercial da empresa), conformidade (aspectos relacionados à tensão de fornecimento), as perdas de energia elétrica, a satisfação do consumidor e a segurança dos serviços prestados.

Com o surgimento do mercado livre no país, e a classificação de consumidores em *cativos* e *livres* (Quadro 1), a energia elétrica passa a ser um produto de consumo. Os consumidores ditos livres possuem a alternativa de escolha da fornecedora, já os cativos não possuem essa alternativa.

Quadro 1: Classificação dos Consumidores

Consumidor	Condição	Vigência
Livre (atuais) Consumidores ligados antes de 8/07/95	consumo \geq 3 MW tensão \geq 69 kV	Imediata, respeitados os contratos vigentes
Livre (novos) Consumidores ligados após 8/07/95	consumo \geq 3 MW qualquer tensão	Imediata
Livres	consumo \geq 500 kW Fornecedores: PCH's qualquer tensão	Imediata
Cativos	Consumidores não enquadrados nos critérios anteriores	Imediata
Livres	Condição sinalizada pela ANEEL em que todos os consumidores serão livres	Janeiro 2005

FONTE: Pesquisa Documental (Lei n.º 9.074 de 7/07/1995 e Resolução n.º 264 de 13/08/1998)

A ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, criada pela lei n.º 9.427 de 26/12/1996, cujo artigo 2º expressa sua finalidade como:

“Regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.”

Sinalizou a flexibilização do mercado livre, a partir de janeiro de 2005, com alternativa de escolha também para os consumidores residenciais.

Para que esse futuro se transforme em realidade, a lei n.º 8.631, de 1993, modificou o cenário nacional, acabando com a remuneração garantida das concessionárias de energia.

Este cenário obrigará as empresas do setor elétrico a uma urgente reorganização, de maneira a possibilitar a eficácia e a maior agilidade das decisões gerenciais, permitindo o enfrentamento das mudanças e ameaças externas, como também a recapacitação do corpo funcional, para atuar em ambiente de austeridade financeira, crescente nível de exigência do consumidor e necessidade de competitividade.

Um sistema de indicadores de desempenho e qualidade torna-se imprescindível para as empresas monitorarem suas estratégias nesse novo cenário do sistema elétrico brasileiro.

O tema proposto refere-se portanto, à pesquisa de como é realizada a utilização de indicadores de gestão no nível estratégico da empresa.

1.2 CENÁRIO ATUAL DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O setor elétrico brasileiro no início da década de 90 encontrava-se em crise, com investimentos insuficientes, tarifas defasadas, obras paralisadas, concessões de distribuição vencidas e grande inadimplência setorial.

A solução para estes problemas, no entender do governo federal, seria a preparação do caminho na direção da privatização do setor elétrico brasileiro. Com a Lei n.º 8.631, de 04 de março de 1993, sinaliza os primeiros passos na direção da recuperação do setor elétrico brasileiro; ao mesmo tempo, prepara o caminho para sua privatização. Essa lei dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica entre outras providências.

Muda, assim, totalmente o cenário elétrico brasileiro que passa de um modelo predominantemente estatal, regulado inteiramente pelo Estado que tem a propriedade dos ativos, controla a operação do sistema elétrico, regula preços e serviços e impõe um planejamento determinativo, para um modelo que contempla a livre competição entre as empresas concessionárias de energia elétrica, num ambiente regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

A reestruturação do setor elétrico se dá num ambiente onde predomina a livre iniciativa com a competição na geração de energia elétrica e na comercialização. O destaque deste mercado é o surgimento dos consumidores livres que podem optar por seu fornecedor.

A ANEEL designada pelo Governo Federal para regular e fiscalizar os serviços procura através de resoluções dar condições para o exercício da competição. Entre suas principais atribuições está a fiscalização da qualidade dos serviços, a mediação de conflitos, a proteção dos consumidores e a garantia de oferta de energia.

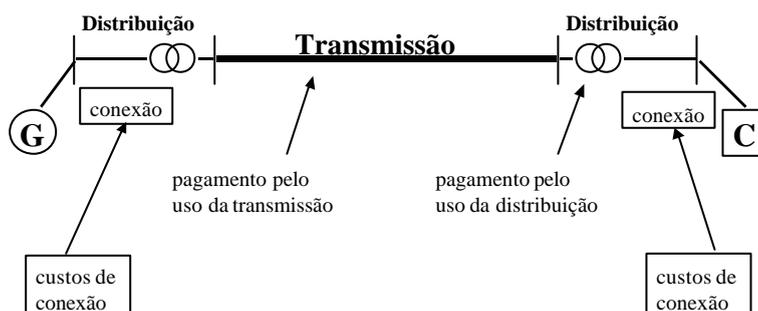
Criado pelo Art. 12 da Lei nº 9.648 de 27/05/98 e regulado pelo Decreto n.º 2.655 de 02/07/98, o Mercado Atacadista de Energia – MAE é o ambiente em que se processam as transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas interligados, onde a compra e venda serão mediante as regras de mercado.

Estabelecido e regulado pela mesma lei e decreto, o Operador Nacional do Sistema – ONS é instaurado com a missão de: “executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados” (Art. 13 da Lei n.º 9.648 de 27/05/98).

A utilização não discriminatória da rede elétrica, por terceiros, mediante pagamento dos correspondentes encargos é regulamentada no Art. 15 da lei n.º 9.074/95 de 7 de julho de 1995, onde no § 6º define que:

“É assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores livres, acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente.”

O Livre Acesso para os consumidores livres pode ser visualizado na Figura 3.



G: Gerador
C: Consumidor Livre

FONTE: Pesquisa Documental (Lei n.º 9.074/95 de 07/07/1995)

Figura 3: Livre Acesso

1.3 EMPRESA FOCO DO ESTUDO

Principal responsável pelo serviço público de energia elétrica no Rio Grande do Sul, a Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE, fundada no dia 1º de fevereiro de 1943, é uma empresa de economia mista, regida pela Lei das Sociedades Anônimas, com participação acionária de 66 % do governo do estado e 34 % da ELETROBRÁS.

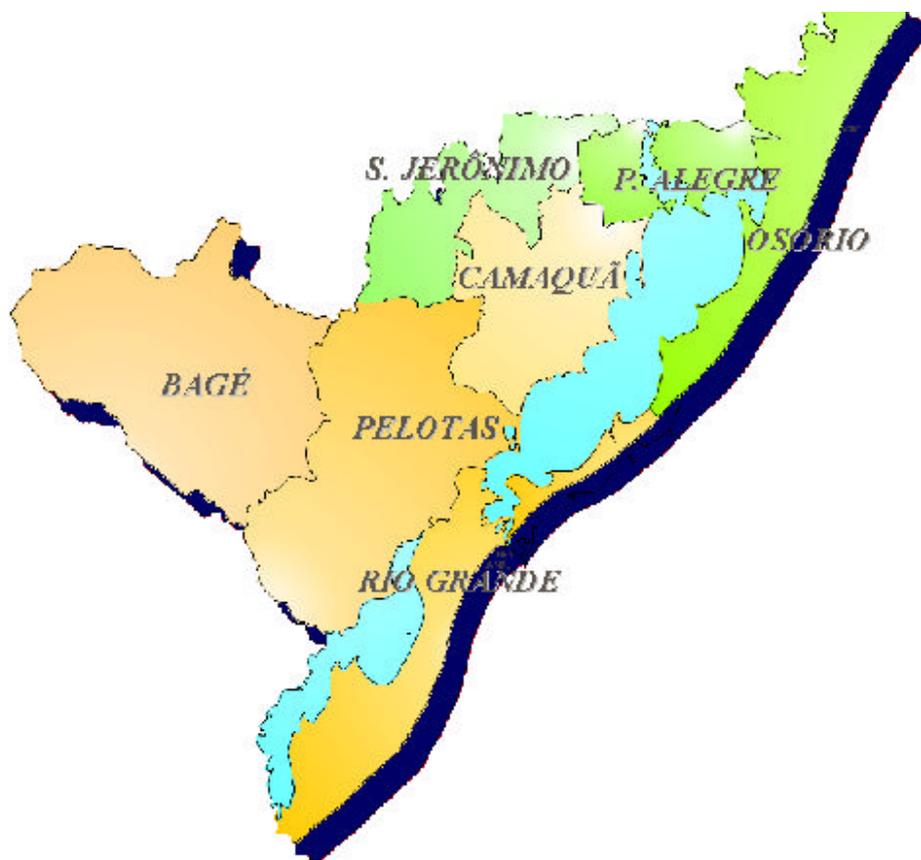
A CEEE é composta por três áreas: Geração, Transmissão e Distribuição de energia elétrica. A área de distribuição fornece a seus consumidores a energia elétrica produzida em suas usinas hidrelétricas (aproximadamente 25 %) e o restante (aproximadamente 75 %) adquirida principalmente da Hidrelétrica de ITAIPU, das usinas da GERASUL, COPEL e da CGTE (usina de Candiota, hoje pertencente ao Governo Federal).

Encarregada de distribuir energia aos consumidores finais da região Sul-Sudeste (até a privatização de dois terços da área de concessão da distribuição em 1997, a Companhia atendia todo o Estado), a CEEE (Figura 4) atua hoje no mercado de distribuição de energia (venda de varejo) composto por Porto Alegre e mais 67 municípios, que correspondem a 73 mil quilômetros quadrados e 33 % dos consumidores do Rio Grande do Sul. Deste total, 86 % são residenciais, 8,5 % comerciais, 1 % industriais, 3,9 % rurais e outros (iluminação pública e prédios públicos) respondem por 0,6 %, estando o consumo mensal em cerca de 490 mil megawatts-hora.

A CEEE pode também explorar os serviços de transmissão de informações por fibra ótica no Rio Grande do Sul. A licença para a empresa expandir os seus negócios foi dada pela Agência Nacional de Telecomunicações (ANATEL) no dia 22 de setembro de 1999 (CEEE, 1999).

Com a concessão, a CEEE não atenderá diretamente ao usuário doméstico de telecomunicações, mas poderá usar a infra-estrutura que possui e vender a transmissão de dados (incluindo som e imagem) para clientes corporativos,

como empresas, operadoras de telefonia e provedores de Internet, além do próprio Estado.



FONTE: Assessoria de Planejamento e Controle da CEEE

Figura 4: Área de Concessão da Distribuição

A CEEE é a proprietária da maior parte das linhas e subestações na tensão 230 quilovolt (kV) disponibilizadas para a Rede Básica no Estado, e das instalações de conexão, em tensão menor ou igual a 138 kV, que são de uso exclusivo de geradores e distribuidores.

As instalações de propriedade da CEEE e sob sua responsabilidade, disponibilizadas para a rede Básica do Estado, são compostas por 39 Subestações, com uma potência instalada de 5.352,9 MVA (megavolts-ampère) e 4.182 quilômetros de linhas de transmissão.

As instalações de conexão de propriedade da CEEE, e que complementam o Sistema de Transmissão no Estado, são compostas por 11 Subestações, com uma potência instalada de 583,9 MVA e 986 quilômetros de linhas de transmissão.

Em toda área de concessão da distribuição de energia elétrica, existem 379 alimentadores, totalizando 23.066 quilômetros de redes (4.818 na área urbana e 18.248 na área rural), 43.990 transformadores, sendo que 779 são subterrâneos e estão instalados em Porto Alegre. Para fazer a estrutura dessas redes, a CEEE tem 456.147 postes instalados.

A distribuição de energia elétrica na área de concessão da CEEE é administrada por duas Gerências de Coordenação Regional, a de Porto Alegre que coordena as Gerências Regionais de Osório e São Jerônimo e a de Pelotas que coordena as Gerências Regionais de Bagé, Camaquã e Rio Grande.

A Gerência de Coordenação Regional – Porto Alegre atende os seguintes municípios: Alvorada, Barra Ribeiro, Eldorado Sul, Guaíba, Mariana Pimentel, Porto Alegre e Viamão.

A Gerência Regional de Osório atende os seguintes municípios: Arroio do Sal, Balneário Pinhal, Capão da Canoa, Capivari do Sul, Caraa, Cidreira, Dom Pedro de Alcântara, Imbé, Mampituba e Maquine.

A Gerência Regional de São Jerônimo atende os seguintes municípios: Arroio Ratos, Butiá, Charqueadas, Encruzilhada do Sul, Minas do Leão, Pântano Grande e São Jerônimo.

A Gerência de Coordenação Regional – Pelotas atende os seguintes municípios: Arroio Grande, Canguçu, Capão Leão, Cerrito, Herval, Jaguarão, Morro Redondo, Pedro Osório, Pelotas, Piratini e Turuçu.

A Gerência Regional de Bagé atende os seguintes municípios: Bagé, Candiota, Dom Pedrito, Lavras do Sul, Hulha Negra, Pinheiro Machado e Pedras Altas.

A Gerência Regional de Camaquã atende os seguintes municípios: Amaral Ferrador, Arambaré, Barão do Triunfo, Camaquã, Cerro Grande do Sul, Chuvisca, Cristal, Dom Feliciano, São Lourenço Do Sul, Sentinela do Sul, Sertão Santana e Tapes.

“A empresa possui 1964 empregados e tem um faturamento bruto anual de R\$ 1,03 bilhão e atende cerca de 1.178.552 consumidores. Supre seu mercado de 6.500,5 GWh, com 50% da sua geração própria, 1.590,4 GWh, adquirindo o restante de suas necessidades, 4.910,1 GWh do sistema interligado. Supri o mercado das concessionárias de distribuição, AES Sul e RGE, com 50% de sua geração própria, fornecendo 795,2 GWh para cada uma” (CEEE, 2000).

Os dados apresentados referem-se à empresa como um todo, mas o trabalho enfoca somente a área de distribuição de energia elétrica da empresa.

1.4 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA E OBJETIVOS DA PESQUISA

1.4.1 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

As empresas distribuidoras de energia elétrica utilizam indicadores de desempenho e de qualidade para medir como seu produto que é a energia elétrica e seus serviços estão sendo recebidos por seus consumidores.

A geração desses indicadores envolve uma abrangente coleta de dados (variáveis que geram os indicadores) e um exaustivo processo de lançamento destes dados em um sofisticado sistema de informações, que fará a apuração dos indicadores.

O sistema de informações onde são lançados os dados e apurados os indicadores, interliga todas as áreas da companhia, envolvendo durante as 24 horas do dia, muitos funcionários na alimentação e manutenção do banco de dados.

Os principais indicadores utilizados pela empresa pesquisada são definidos no contrato de concessão assinado com a ANEEL, que define padrões que se atingidos penalizarão a concessionária com pesadas multas.

Para este fim é canalizado um volume significativamente grande de recursos financeiro e humano, ficando a questão:

Com todos os recursos gastos na apuração dos indicadores exigidos pela ANEEL, qual é a participação destes no gerenciamento estratégico da empresa ?

Uma empresa distribuidora de energia elétrica tem como seu principal objetivo o fornecimento adequado de energia elétrica, ou seja, na *tensão* (V) que o consumidor necessita, sem oscilações e com continuidade neste fornecimento.

Para atender estas necessidades de seu mercado, o gerenciamento estratégico da empresa contempla a manutenção preventiva de suas redes e

equipamentos, a adequação e expansão de suas redes elétricas para atender novas demandas.

Para a execução dessas atividades mencionadas, além da necessidade de canalização de grande volume de recursos financeiros para a manutenção preventiva das redes e equipamentos, existe a necessidade de priorizar os locais onde estes recursos deverão ser aplicados.

Como o Relatório de Gestão da CEEE (1999) informa que as redes de distribuição de energia elétrica da concessionária somam centenas de quilômetros, tendo somente a rede de Alta Tensão uma extensão de 23 mil quilômetros, distribuídos na área de concessão que é de 73 mil quilômetros quadrados, além de quase 45 mil transformadores instalados, fica também a questão:

Os indicadores praticados pela empresa priorizam adequadamente as necessidades de operação, expansão, adequação e manutenção do sistema elétrico no gerenciamento estratégico da empresa?

1.4.2 OBJETIVO GERAL

Na empresa pesquisada, a Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE, o objetivo é identificar e analisar os Indicadores de Desempenho que são utilizados na área de distribuição de energia elétrica e sua efetiva utilização para o gerenciamento estratégico da empresa.

Identificar quais são esses indicadores, qual a sua importância para a empresa pesquisada e como são utilizados no gerenciamento estratégico, tem o objetivo de contribuir como subsídio a futuros trabalhos que venham a ser desenvolvidos com a finalidade de identificar indicadores adequados ao monitoramento de uma gestão estratégica em empresas distribuidoras de energia elétrica.

1.4.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- 1) Identificar os elementos estratégicos utilizados pela empresa, como: missão, visão, objetivos, metas e políticas;
- 2) Identificar e descrever quais são os Indicadores de Desempenho utilizados pela empresa;
- 3) Descrever os mecanismos de controle e apuração dos indicadores utilizados;
- 4) Identificar e descrever como ocorre a utilização dos Indicadores pela empresa;
- 5) Identificar se os indicadores são utilizados para avaliar a empresa, verificando seu posicionamento estratégico, econômico organizacional junto ao mercado.

1.5 IMPORTÂNCIA E JUSTIFICATIVA DO ESTUDO

O cenário brasileiro mudou para as empresas de energia elétrica, quando a maioria delas passou para o controle da iniciativa privada e as que permaneceram estatais estão tendo que competir em um novo ambiente comercial.

No modelo anterior, o sistema elétrico era regido exclusivamente pelo Estado, que era o proprietário dos ativos das empresas, controlava todas as operações do sistema elétrico, regulava as tarifas e serviços e impunha um planejamento determinativo às concessionárias.

O governo federal, através da edição de leis, reestruturou o sistema elétrico brasileiro que teve como consequência à tendência de predominar a livre iniciativa com uma competição na geração e na comercialização de energia elétrica.

Outras figuras passaram a contracenar nessa nova situação: o comercializador de energia (que pode ser uma distribuidora, geradora ou agente permissionário) e o consumidor livre.

Definido o rumo, o projeto nacional (denominado Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, RE-SEB) começa a tomar forma, elegendo a desverticalização das empresas e a privatização como primeiro passo para introduzir a competição na área de energia. As concessionárias perdem o mercado cativo e deixam de ter a remuneração garantida, entrando na disputa por novos consumidores.

A igualdade nas relações é mantida pelos agentes reguladores do mercado, como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Agência Estadual de Regulação dos Serviços públicos delegados do Rio Grande do Sul (AGERGS).

Neste panorama as empresas irão competir em preço, qualidade do produto e serviços. A qualidade nos serviços públicos prestados passa ser também uma exigência para a sobrevivência destas organizações.

“As influências governamentais podem ter um impacto importante e real sobre a mudança estrutural, principalmente em indústrias regulamentadas, como é o caso de energia elétrica, em que o governo, utilizando o seu poder regulador e a sua autoridade política, institucionaliza o próprio arcabouço regulatório no qual se dará a concorrência. Formas menos diretas de influência do governo sobre a estrutura da indústria ocorrem por meio da regulamentação da qualidade e da segurança do produto, dos impactos sobre o meio ambiente e das tarifas ou investimentos externos” (Porter, 1986).

O estudo de como as empresas gerenciam sua estratégia e como podem ser utilizados os indicadores de desempenho e qualidade neste contexto, tornou-se de suma importância para estas empresas.

A necessidade de as empresas distribuidoras de energia elétrica em manter um complexo sistema de apuração de indicadores de desempenho para atender seus contratos de concessão com o governo federal e a utilização destes indicadores no gerenciamento estratégico empresarial também é um foco importante deste estudo.

A importância deste estudo é que o trabalho realizado na empresa pesquisada poderá encontrar similaridade em outras empresas do território nacional, visto que todas as distribuidoras de energia do sistema elétrico brasileiro atuam de forma semelhante, pois possuem o mesmo produto, prestam os mesmos serviços, são também regidas pelas mesmas normas do governo federal e em seus contratos de concessão está estipulado a utilização de indicadores de qualidade e desempenho que são comuns a todas as empresas.

A análise destes indicadores deve proporcionar à empresa a obtenção de informações ampliadas de como o seu produto ou serviço está posicionado, objetivando então um gerenciamento estratégico da qualidade de seu produto e serviço, como ferramenta para ampliar as oportunidades da empresa em distinguir-se no mercado.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

O desenvolvimento tecnológico da indústria eletroeletrônica tem suprido os consumidores residenciais e industriais com equipamentos que não suportam um fornecimento de energia elétrica de má qualidade, como variações de tensão e interrupções transitórias no fornecimento.

“A necessidade de sobreviver num mercado globalizado, crescentemente competitivo, tem levado a indústria brasileira a automatizar suas linhas de produção, com equipamentos modernos e eficientes, geralmente controlados por microprocessadores. Esses equipamentos, no entanto, são muito mais sensíveis que seus antecessores eletromecânicos aos distúrbios de energia, que podem ter origem tanto no sistema elétrico das concessionárias como nas instalações do próprio consumidor. Assim, as variações de tensão, que antes não ocasionavam problemas, passaram a interromper os processos produtivos automatizados, com conseqüente perda de produção ou da qualidade do produto industrializado, o que pode comprometer a indústria no atendimento de seus compromissos com o mercado” (Bronzeado e outros, 1999).

A qualidade do fornecimento de energia elétrica, associada ao seu preço serão pontos a serem considerados pelos consumidores quando lhes for dada a opção de escolher seu fornecedor.

“Em algumas unidades consumidoras, a qualidade da energia recebida interfere no processo produtivo, podendo comprometer a qualidade de seu produto ou até mesmo causar perdas totais da produção. Podem ser citados indústrias atuando em setores com controle de produção computadorizada, como as do ramo têxtil e do

papel, nos quais uma pequena variação transitória da frequência ou da tensão pode causar graves transtornos ao processo produtivo. Um enfoque de segmentação que permita a diferenciação por qualidade entre as fornecedoras, visando ao atendimento a esses consumidores, poderá se realizar por meio do oferecimento de um padrão superior ao mínimo legal. Tecnicamente, essa diferenciação poderá ser conseguida por intermédio da instalação de filtros de harmônicos ou de equipamentos para regular a tensão” (Ribeiro e Morais, 1998).

Criado com o objetivo de estimular a competitividade no setor elétrico, dentro do processo de reestruturação da área em execução pelo governo federal, a atividade de agente comercializador de energia elétrica está crescendo de forma acelerada no País.

“As comercializadoras de energia elétrica que concorrem diretamente com as distribuidoras de energia elétrica, perseguem oportunidades em um mercado avaliado entre US\$ 2,5 bilhões e US\$ 3 bilhões, que tende a crescer com a desregulamentação progressiva da área de distribuição de energia” (Melloni, 2000).

Os agentes comercializadores são empresas que vendem a energia elétrica produzida pelas geradoras diretamente aos chamados consumidores livres (Tabela 1), que podem escolher os seus fornecedores.

Diferentemente das grandes distribuidoras de eletricidade, os agentes comercializadores não possuem ativos de distribuição (subestações transformadoras e a rede de linhas que levam a energia aos consumidores). Para atingir os clientes, “alugam” as linhas das distribuidoras, mediante o pagamento de uma tarifa de transporte. Isto propicia uma estrutura enxuta e de grande competitividade.

Essa nova atividade pode causar uma revolução no setor elétrico. Se pegarmos como exemplo o que ocorreu com a telefonia no Brasil, onde se vê uma acirrada disputa publicitária, incluindo queda nas tarifas e oferecimento de novos serviços, para conquistar a preferência do consumidor.

Mas há quem acredite que não ocorra o mesmo com o setor de energia, pelo menos no curto prazo, no tocante a preço. O motivo ? Não há excesso na oferta do produto. E isso não deve mudar nos próximos anos. Por sinal. Há quem tema que aconteça exatamente o contrário, ou seja, alta nos preços.

“Se no livre mercado o que manda é a lei da oferta e da procura, com escassez de energia, a tendência é que os preços subam, adverte Pio Gavazzi, diretor do Departamento de Infra-estrutura Industrial da Federação das Indústrias de São Paulo” (Mautone, 2000).

“Paulo Ludrher, diretor executivo da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia (Abrace) declara que *Temos uma sobra de 2% da capacidade. Se o Produto Interno Bruto (PIB) crescer 3% a 4% neste ano, como os economistas prevêem, o país poderá ser obrigado a enfrentar o racionamento.* Portanto, a abertura do mercado de energia elétrica só não terá efeitos maiores na redução dos preços em curto prazo porque atualmente o Brasil consome quase tudo que produz” (Varga, 2000).

Esse modelo não é uma criação brasileira, já vem sendo praticado em alguns estados americanos.

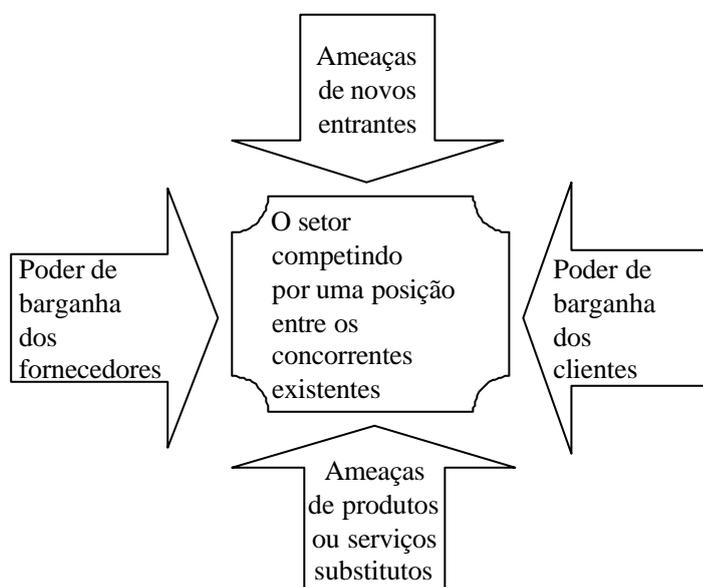
“Na Pensilvânia, assim que puderam escolher, 12% dos consumidores trocaram de fornecedor, com uma economia média na conta de luz da ordem de 10%. Já na Califórnia, em que o mercado também já é livre para consumidores domésticos, apenas 2% deles fizeram a troca, economizando ao redor de 5%. Atualmente, o Texas está atravessando tal transição. De acordo com Peter Fader, da escola de administração Wharton, da Universidade da Pensilvânia, dentro de cinco anos 20% dos americanos que puderem escolher deverão trocar de fornecedor de gás ou eletricidade” (Gourovitz, 2000).

No caso brasileiro, independentemente do preço e da escassez de energia elétrica, para enfrentar esse cenário as empresas distribuidoras precisam adequar-se às necessidades de seus consumidores, entregando o produto energia elétrica com continuidade e com conformidade, para garantirem a fidelidade destes.

2.2 FORMULAÇÃO DE ESTRATÉGIA

A formulação da estratégia é um dos aspectos mais importantes que o executivo enfrenta no processo de elaboração do planejamento estratégico.

“A essência da formulação estratégica é lidar com a competição. Na luta por participação de mercado, a competição não se manifesta apenas através dos demais concorrentes. Pelo contrário, a competição em um setor industrial tem suas raízes em sua respectiva economia subjacente e existem forças competitivas (Figura 5) que vão bem além do que seja representado unicamente pelos concorrentes estabelecidos nesse setor em particular. Os clientes, os fornecedores, os novos entrantes em potencial e os produtos substitutos são todos competidores que podem ser mais ou menos proeminentes ou ativos, dependendo do setor industrial” (Porter, 1979).



FONTE: How Competitive Forces Shape Strategy, Porter, 1979

Figura 5: Forças que Governam a Competição em um Setor Industrial

Para a formulação de estratégias, devem-se considerar inicialmente três aspectos, segundo Oliveira (1999):

- a) A empresa, com seus recursos, seus pontos fortes, fracos ou neutros, bem como a sua missão, os seus propósitos, objetivos, desafios e políticas;
- b) Ambiente, em sua constante mutação, com suas oportunidades e ameaças; e
- c) A integração entre a empresa e seu ambiente visando a melhor adequação possível, estando inserido neste aspecto e amplitude de visão dos proprietários da empresa.

“Da formulação de estratégia, surgiram várias escolas que se encontram em estágios diferentes do desenvolvimento da administração estratégica. Algumas já chegaram ao pico e declinaram, outras estão agora se desenvolvendo e outras permanecem pequenas, mas significativas em termos de publicação e de prática” (Mintzberg e outros, 2000).

Essas escolas são as seguintes:

- *A Escola do Design* (formulação de estratégia como um processo de *concepção*);
- *A Escola do Planejamento* (formulação de estratégia como um processo *formal*);
- *A Escola do Posicionamento* (formulação de estratégia como um processo *analítico*);
- *A Escola Empreendedora* (formulação de estratégia como um processo *visionário*);
- *A Escola Cognitiva* (formulação de estratégia como um processo *mental*);
- *A Escola de Aprendizado* (formulação de estratégia como um processo *emergente*);
- *A Escola do Poder* (formulação de estratégia como um processo de *negociação*);
- *A Escola Cultural* (formulação de estratégia como um processo *coletivo*);

- A *Escola Ambiental* (formulação de estratégia como um processo *reativo*);
- A *Escola de Configuração* (formulação de estratégia como um processo de *transformação*).

Segundo Mintzberg (2000), as três primeiras são de natureza *prescritiva*, mais preocupadas em como as estratégias devem ser formuladas do que em como elas são formuladas. As seis escolas seguintes consideram aspectos específicos do processo de formulação de estratégias e têm-se preocupado menos com a prescrição do comportamento estratégico ideal do que com a descrição de como as estratégias são, de fato, formuladas.

A *Escola do Design*, nos anos 60 apresentou a estrutura básica sobre a qual as Escolas do Planejamento e do Posicionamento foram construídas, focaliza a formulação de estratégia como um processo de *desenho* informal, essencialmente de concepção. Esta escola propõe um modelo de formulação de estratégia que busca atingir uma adequação entre as capacidades internas e as possibilidades externas. Segundo Christensen e outros (1982), a estratégia econômica será vista como a união entre qualificações e oportunidade que posiciona uma empresa em seu ambiente.

A *Escola do Planejamento*, também desenvolvida nos anos 60, teve seu auge em uma onda de publicações e práticas nos anos 70, formalizou essa perspectiva, vendo a formulação de estratégias como um processo de *planejamento* formal separado e sistemático. O livro mais influente desta escola foi *Corporate Strategy*, de Ansoff, publicado em 1965.

A *Escola do Posicionamento* ganhou espaço nos anos 80, menos preocupada com o processo de formulação de estratégias do que com o conteúdo real das mesmas. Ela é chamada de escola do *posicionamento*, porque focaliza a seleção de posições estratégicas no mercado.

“O ano divisor de águas foi 1980, quando Michael Porter publicou *Competitive Strategy*. Embora um livro dificilmente possa criar uma escola, este agiu como um estimulante para reunir grande parte do desencanto com as

escolas do *design* e do planejamento, bem como a necessidade por substância. Assim como uma simples perturbação pode congelar repentinamente um líquido supersaturado, *Competitive Strategy* aglutinou os interesses de uma geração de acadêmicos e consultores. Seguiu-se uma enorme onda de atividade, fazendo desta, em pouco tempo, a escola dominante na área” (Mintzberg e outros, 2000).

A *Escola Empreendedora* não só focaliza o processo de formação de estratégia exclusivamente no líder único, mas também enfatiza os estados e processos de intuição, julgamento, sabedoria, experiência e critério. Isto promove uma visão da estratégia como perspectiva, associada com imagem de senso de direção, isto é, visão.

A *Escola Cognitiva* procura compreender a visão estratégica e também como as estratégias se formam sob outras circunstâncias, sondando a mente do estrategista. Os pesquisadores procuram pelas peculiaridades de como indivíduos processam informações para tomar decisões, em especial as inclinações e distorções que eles apresentam.

A *Escola de Aprendizado* surgiu quando Lindblom (1959), sugeriu que a formulação de política (no governo) não é um processo claro, ordenado e controlado, mas confuso, no qual os responsáveis pelas políticas tentam lidar com um mundo que sabem ser demasiado complicado para eles.

“Vital para a escola de aprendizado é o fato de ela se basear em descrições em vez de prescrição. Seus proponentes continuam fazendo a pergunta simples, mas importante: como as estratégias *de fato* se formam nas organizações? Não como são formuladas, mas como se formam” (Mintzberg e outros, 2000).

Para a *Escola de Poder*, as relações de poder cercam as organizações; elas também podem inspirá-las. Portanto, devemos fazer uma distinção entre dois ramos desta escola.

“Aquele que chamamos de poder *micro* lida com o jogo de política – de poder legítimo – *dentro* de uma organização, especificamente com os processos de administração estratégica. O poder *macro* diz respeito ao uso de poder pela organização” (Mintzberg e outros, 2000).

A *Escola Cultural*, formação de estratégia como um processo enraizado na força social da cultura, espelha a escola de poder. Enquanto uma lida com a influência de políticas internas na promoção de mudanças estratégicas, a outra se preocupa em grande parte com a influência da cultura na manutenção da estabilidade estratégica e, em alguns casos, resistindo ativamente às mudanças estratégicas.

A cultura foi “descoberta” em administração nos anos 80, graças ao sucesso das corporações japonesas. Elas pareciam fazer as coisas de maneira diferente das americanas e, ao mesmo tempo, imitando descaradamente a tecnologia dos Estados Unidos. Todos os dedos apontavam para a cultura japonesa e, em especial, para como esta se havia manifestado nas grandes corporações japonesas” (Mintzberg e outros, 2000).

A *Escola Ambiental* provém da chamada “teoria da contingência”, a qual descrevia as relações entre determinadas dimensões do ambiente e atributos específicos da organização - por exemplo, quanto mais estável o ambiente externo, mais formalizada a estrutura interna. Mais tarde, essas idéias foram estendidas à geração de estratégia - por exemplo, quais ambientes estáveis favoreciam mais planejamento.

A *Escola de Configuração* descreve a estabilidade relativa da estratégia dentro de determinados estados, interrompida por saltos (ocasionais e mesmo enormes) para novos estados.

“Embora a literatura deixe claro que a estratégia trata de *mudanças*, ela, na verdade, trata de continuidade, seja como plano deliberado para estabelecer padrões de comportamento ou como padrão emergente pelo qual esses

padrões são estabelecidos. E outras palavras, embora o processo de geração de estratégia possa se dispor a mudar a direção na qual uma organização está indo, as estratégias resultantes estabilizam essa direção” (Mintzberg e outros, 2000).

Definida a estratégia, é preciso implementá-la. Para isso é necessário que todas as unidades de negócio, unidades de apoio e empregados estejam alinhados e conectados com a estratégia. E com a rapidez das mudanças na tecnologia, na concorrência e nos regulamentos, a formulação e a implementação da estratégia devem converter-se em processo contínuo e participativo.

As organizações de hoje necessitam de uma linguagem para a comunicação tanto da estratégia como dos processos e sistemas que contribuem para a implementação dessa estratégia e que geram *feedback* sobre essa estratégia. O sucesso exige que a estratégia se transforme em tarefa cotidiana de todos.

2.3 GESTÃO ESTRATÉGICA E PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO

Gestão estratégica é um processo contínuo e adaptativo, através do qual uma organização define (e redefine) sua missão, objetivos e metas, seleciona as estratégias e meios para atingir tais objetivos em determinado período de tempo, por meio da constante interação com o meio ambiente externo.

“O planejamento estratégico a ser desenvolvido, e que constitui parte integrante da gestão estratégica da organização, leva em conta o teor da análise ambiental e do diagnóstico inicial efetuado no âmbito da organização sob estudo, para fins de geração do plano estratégico” (Tachizawa e Rezende, 2000).

O planejamento estratégico em uma organização pode ser entendido como o conjunto de decisões programadas previamente, relativas ao que deve ser feito na organização em longo prazo.

“Planejamento estratégico orientado para o mercado é o processo gerencial de desenvolver e manter um ajuste viável entre os objetivos, experiências e recursos da organização e suas oportunidades de mercados mutantes. O propósito do planejamento estratégico é moldar e remodelar os negócios e produtos da empresa com objetivo de crescimento e lucro” (Kotler, 1998).

Para ter-se uma visão macroscópica da organização, que é o ponto de partida para a concepção de um modelo de gestão estratégica, Tachizawa e Rezende (2000), propõem a adoção de um enfoque sistêmico, permitindo que a organização analise o meio ambiente definindo o cenário provável, de longo prazo, a partir do qual os objetivos institucionais e as respectivas estratégias para atingi-los são delineados.

A visão de sistemas ou horizontal, de uma organização, representa uma “perspectiva diferente” que permite visualizar:

- a) O cliente, o produto e o fluxo de atividades da cadeia produtiva;

b) Como o trabalho é realmente feito pelos processos que atravessam as fronteiras funcionais;

c) Os relacionamentos internos entre cliente-fornecedor, por meio dos quais são produzidos os “produtos/serviços”.

Segundo Ackoff (1974), o planejamento é um processo contínuo que envolve um conjunto complexo de decisões inter-relacionadas que podem ser separadas de formas diferentes. Os aspectos básicos que devem ser considerados são os seguintes:

d) *Planejamento dos fins*: especificação do estado futuro desejado, ou seja, a missão, os propósitos, os objetivos, os objetivos setoriais, os desafios e as metas;

e) *Planejamento dos meios*: proposição de caminhos para a empresa chegar ao estado futuro desejado, por exemplo, pela expansão da capacidade produtiva de uma unidade e/ou diversificação de produtos. Aqui se tem a escolha de macroestratégias, macropolíticas, estratégias funcionais, políticas, procedimentos e práticas.

f) *Planejamento organizacional*: esquematização dos requisitos organizacionais para poder realizar os meios propostos. Aqui se pode ter a estruturação da empresa em unidades estratégicas de negócios.

g) *Planejamento de recursos*: dimensionamento de recursos humanos e materiais, determinação da origem e aplicação de recursos financeiros. Aqui se tem o estabelecimento de programas, projetos e planos de ação necessários ao alcance do futuro desejado.

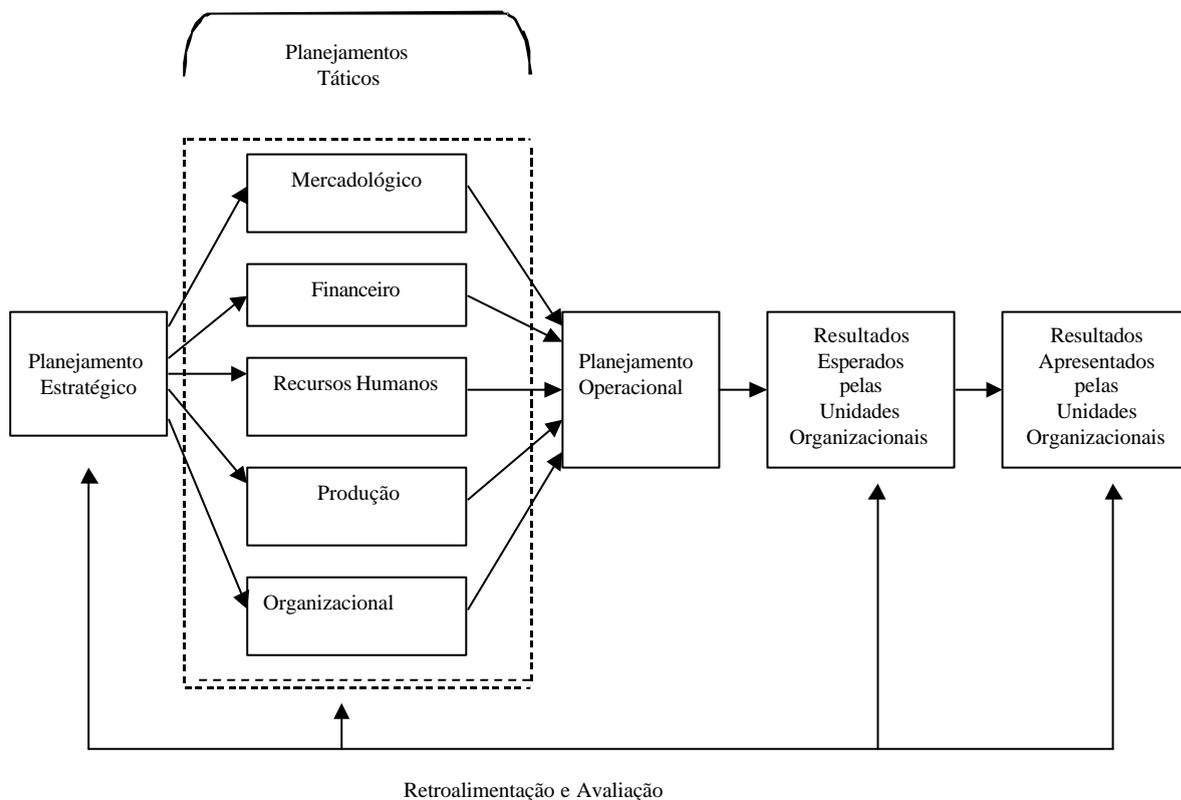
h) *Planejamento de implantação e controle*: corresponde à atividade de planejar o gerenciamento de implantação do empreendimento.

O planejamento pode se dar nos vários níveis hierárquicos da empresa, que segundo Oliveira (1999), podemos distinguir três tipos de planejamento:

- a) Planejamento estratégico;
- b) Planejamento tático; e
- c) Planejamento operacional.

O *Planejamento Estratégico* é conceituado como um processo gerencial que possibilita ao executivo estabelecer o rumo a ser seguido pela empresa, com vistas a obter um nível de otimização na relação da empresa com seu ambiente.

O *Planejamento Tático* (Figura 6) tem por objetivo otimizar determinada área de resultado e não a empresa como um todo. Portanto, trabalha com decomposições dos objetivos, estratégias e políticas estabelecidas no planejamento estratégico.



FONTE: Planejamento Estratégico, Oliveira, 1999

Figura 6: Desenvolvimento de planejamentos táticos

O *Planejamento Operacional* pode ser considerado como a formalização, principalmente através de documentos escritos, das metodologias de desenvolvimento e implantação estabelecidas. Portanto, nesta situação tem-se, basicamente, o plano de ação ou planos operacionais.

Segundo Kaplan e Norton (2000), uma pesquisa realizada entre 275 gestores de portfólio mostrou que a capacidade de executar a estratégia é mais importante do que a qualidade da estratégia em si.

Sendo o planejamento estratégico uma ferramenta para a execução da estratégia formulada, é conveniente que a organização siga alguns princípios, denominados por Kaplan e Norton (2000) como “princípios da organização focalizada na estratégia”, os quais enunciaremos a seguir.

Princípio 1: Traduzir a estratégia em termos operacionais

Princípio 2: Alinhar a organização à estratégia

Princípio 3: Transformar a estratégia em tarefa de todos

Princípio 4: Converter a estratégia em processo contínuo

Princípio 5: Mobilizar a mudança por meio da liderança executiva

2.4 INDICADORES DE DESEMPENHO

Grandes empresas utilizam Indicadores Financeiros, de Produtividade ou de Qualidade para verificar seu posicionamento no mercado e para definir ações em seu planejamento estratégico. No caso das empresas de energia elétrica, a utilização de Indicadores de Desempenho é imposta pelos órgãos controladores (atualmente pela ANEEL e anteriormente pelo DNAEE).

Indicadores de Desempenho são índices que servem para a avaliação dos processos de uma empresa, permitindo com o acompanhamento dos resultados que está se obtendo, subsidiar as tomadas de decisão da empresa.

“Indicadores de desempenho podem ser de Qualidade ou de Produtividade. Um Indicador de Qualidade representa a eficácia com que o processo atende às necessidades de seus clientes e um Indicador de Produtividade é utilizado para medir a eficiência dos processos na produção de produtos ou serviços” (Milet, 1993).

A escolha de indicadores que meçam o desempenho dos objetivos estratégicos de uma empresa é fundamental para o sucesso da utilização de um sistema de indicadores.

“A escolha de indicadores multidimensionais de desempenho, e sua utilização coordenada com estratégias competitivas de diferenciação parecem ser um processo em evolução em nível empresarial. Embora já exista certo consenso a respeito das dimensões competitivas relevantes para estratégias de diferenciação, com relação aos indicadores específicos, verifica-se grande diversidade de critérios” (Bonelli e outros, 1994).

Num sistema de indicadores para monitoração de estratégia deve haver medidas financeiras e não-financeiras.

“Até meados da década de 70, as discussões gerenciais sobre medidas de desempenho competitivo concentravam-se nos indicadores de base financeira, que buscavam medir desempenho em termos de custos e de lucratividade, ou nos de produtividade física, cuja preocupação principal era a eficiência técnica” (Hayes e Abernathy, 1980).

“A confiança exclusiva em indicadores financeiros estava induzindo as empresas a opções errôneas. As mensurações financeiras são indicadores defasados; concentra-se em resultados, nas conseqüências de metas passadas” (Kaplan e Norton, 2000).

Uma possível conceituação de desempenho no âmbito das organizações é a capacidade da empresa atingir seus objetivos estratégicos através da implementação de estratégias adotadas dentro do seu processo de planejamento.

A empresa, dessa forma, deve contar com um sistema de indicadores de desempenho que permita a verificação do efetivo sucesso de sua gestão estratégica.

“Sistemas de medidas de desempenho são uma parte integral do controle da administração. O sistema reflete a filosofia e cultura organizacional e descreve o quanto o trabalho é bem feito em termos de custo, tempo e qualidade. Para serem efetivas, as medidas de desempenho necessitam refletir variações ocorridas na competitividade” (Tatikonda e Tatikonda, 1998).

“Um efetivo sistema de indicadores deve propiciar capacitação aos administradores de uma organização para determinar se as atividades programadas ocorrem de fato na direção do atendimento dos objetivos da empresa” (Hacker e Brotherson, 1998).

“Os indicadores são essenciais ao planejamento e controle dos processos das organizações, possibilitando o estabelecimento de metas e o seu desdobramento porque os resultados são fundamentais para a análise dos desempenhos,

para a tomada de decisões e para o novo ciclo de planejamento” (Takashina e Flores, 1996).

A proposta desses autores é a de que os indicadores devem estar sempre associados às áreas de negócio, cujos desempenhos causem maior impacto no sucesso da organização e permitam avaliação no período, em relação às metas e a outros referenciais. Com este procedimento estarão subsidiando a tomada de decisões, apontando níveis, tendências e comparações, conforme segue:

- a) *Níveis* - patamar em que os resultados se situam no período;
- b) *Tendência* - variação do nível dos resultados em períodos consecutivos;
- c) *Comparação* - feita em relação a indicadores compatíveis de outros produtos, outras unidades de negócio ou outras organizações, visando parâmetros de referência para os resultados obtidos.

“Com base nos valores dos indicadores é possível estabelecer a taxa de melhoria obtida, sua amplitude e importância, lembrando que a geração dos mesmos deve ser criteriosa, de forma a assegurar a disponibilidade dos dados e resultados dos mais relevantes no menor tempo possível e ao menor custo. Os indicadores estão intimamente ligados ao conceito de qualidade centrada no cliente, podendo ser gerados a partir das necessidades e expectativas dos clientes, traduzidas através das características de qualidade do produto ou serviço, sejam eles tangíveis ou não” (Fischmann e Zilber, 1999).

A qualidade do produto ou serviço de uma empresa de energia elétrica pode ser decomposta em dimensões que permitam uma melhor estrutura de análise (associando-se com o que propõe David A. Garvin, 1987). Devemos avaliar o Desempenho (níveis de tensão e disponibilidade), as Características (opções de atendimento e custo), a Confiabilidade (nível de continuidade do fornecimento), a Conformidade (nível de variação da tensão na faixa especificada) e ainda a dimensão do Serviço de Reparação (restaurabilidade, atendimento, facilidade, e cortesia), para com isso obter informações ampliadas de como o seu produto ou serviço está

posicionado, objetivando então um gerenciamento estratégico da qualidade, como ferramenta para ampliar as oportunidades da empresa e distinguir-se no mercado.

A utilização de indicadores permite comparar o desempenho de um negócio ou atividade com outro. A intenção é balancear medidas financeiras e não financeiras, identificar os fatores críticos de sucesso, administrar pessoas identificando o que é vital, envolvendo-as e ligando-as a objetivos estratégicos de modo que possam entender que o que fazem é direcionado a construir uma companhia de sucesso.

Um sistema de indicadores de desempenho deve estar voltado não apenas para a análise do desempenho passado, mas também, e antes de tudo, para entender as causas desse desempenho e ser capaz de permitir análises prospectivas. A chave para isso é focar a atenção nos fatores geradores de sucesso, ao invés de apenas nos resultados.

“As mensurações do desempenho financeiro se expressam por meio de indicadores de resultado defasados, mas não comunicam os vetores do desempenho futuro, sob a forma de indicadores de como criar novo valor, mediante investimentos em clientes, fornecedores, empregados, tecnologia e inovação” (Norton e Kaplan, 2000).

Norton e Kaplan (1997) criaram um sistema de indicadores denominado *Balanced Scorecard* que serve como referencial para a mensuração do desempenho das organizações.

O *Balanced Scorecard* fornece um referencial de análise da estratégia utilizada para a criação de valor, sob quatro diferentes perspectivas:

- a) *Financeira*. A estratégia de crescimento, rentabilidade e risco, sob a perspectiva do acionista.
- b) *Cliente*. A estratégia de criação de valor e diferenciação, sob a perspectiva do cliente.
- c) *Processos de negócio internos*. As prioridades estratégicas de vários processos de negócio, que criam satisfação para os clientes e acionistas.

d) Aprendizado e crescimento. As prioridades para o desenvolvimento de um clima propício à mudança organizacional, à inovação e ao crescimento.

Indicadores gerenciais para empresas distribuidoras de energia elétrica devem contemplar apuração de índices que servem para monitorar o desempenho financeiro, a satisfação do cliente, diagnosticar a produtividade dos processos e a qualidade do produto. Deve abranger os processos típicos de uma empresa de energia elétrica, tais como operar, expandir, adequar e manter o sistema elétrico.

A análise destes indicadores pressupõe a realização de um diagnóstico, que volte o planejamento estratégico da empresa, para a programação de ações que busquem melhoria da competitividade no novo cenário de atuação das empresas de energia elétrica.

Segundo Norton e Kaplan (1997), podemos dizer que as medidas financeiras e não-financeiras devem fazer parte do sistema de informações para funcionários de todos os níveis da organização. Os funcionários da linha de frente precisam compreender as conseqüências financeiras de suas decisões; altos executivos precisam reconhecer os valores do sucesso a longo prazo.

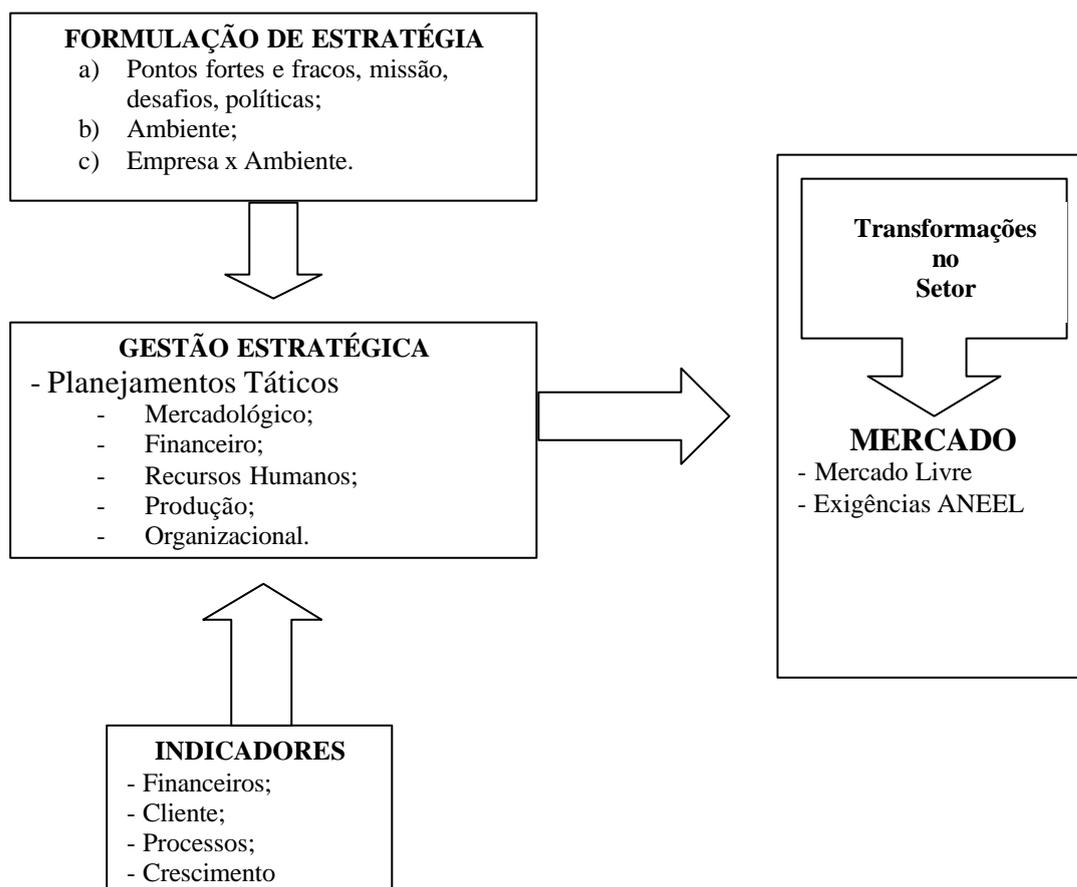
Os objetivos e as medidas utilizados em um sistema de indicadores não devem limitar-se a um conjunto aleatório de medidas de desempenho financeiro e não-financeiro, pois derivam de um processo hierárquico (*top-down*) norteado pela missão e pela estratégia da unidade de negócio.

Um sistema de indicadores deve traduzir a missão e a estratégia de uma unidade de negócios em objetivos e medidas tangíveis. As medidas representam o equilíbrio entre indicadores externos voltados para acionistas e clientes, e as medidas internas dos processos críticos de negócios, inovação, aprendizado e crescimento. Deve haver um equilíbrio entre as medidas de resultado (as conseqüências dos esforços do passado) e as medidas que determinam o desempenho futuro.

2.5 FECHAMENTO DA BASE CONCEITUAL

A transformação no setor elétrico, com o surgimento do mercado livre para energia elétrica teve como consequência o surgimento dos consumidores livres que podem escolher seu fornecedor e a ANEEL através de intensa fiscalização da qualidade da energia elétrica fornecida, tem obrigado as empresa a uma formulação de estratégia adequada a esse novo cenário.

São quatro os pontos onde a empresa deve focar seu gerenciamento estratégico: mercado de energia elétrica, formulação de estratégia, gestão estratégica e indicadores (Figura 7).



FONTE: Pesquisa documental, Fundamentação teórica da pesquisa

Figura 7: Fechamento da base conceitual

3. MÉTODOS E PROCEDIMENTOS UTILIZADOS NO ESTUDO

3.1 GERAL

A estratégia de pesquisa é um estudo de caso, que de acordo com Yin (1981), busca examinar um fenômeno contemporâneo dentro de seu contexto.

O fenômeno em estudo é a verificação da utilização de indicadores de desempenho no gerenciamento estratégico de uma empresa, neste caso a Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE.

A Dimensão da Análise será sobre dados retrospectivos onde os instrumentos de coleta são entrevistas semi-estruturadas, que segundo Roesch (1999), são utilizadas questões abertas, que permitem ao entrevistador entender e captar a perspectiva dos participantes da pesquisa.

Para a análise dos dados é utilizada a Análise de Conteúdo, que segundo Moraes (1994) constitui uma metodologia de pesquisa usada para descrever e interpretar o conteúdo de toda a classe de documentos e textos.

3.2 VARIÁVEIS PESQUISADAS

As variáveis mais relevantes nesta pesquisa estão relacionadas com elementos do planejamento estratégico e a influência dos indicadores apurados nesses elementos que são:

- Elementos Estratégicos das respostas às transformações exigidas pela ANEEL. São identificados através das entrevistas realizadas (Anexo A);
- Indicadores de Desempenho utilizados pela empresa. São identificados através de pesquisa documental nas portarias da ANEEL (Anexos F, G,

H e I), no Contrato de Concessão da empresa (Anexos K-1, K-2, K-3, K-4 e K-5) e no Programa de Participação de Resultados da empresa (Anexo L);

- Processos que influenciam nos resultados dos indicadores. A identificação e caracterização dos processos críticos são realizadas pelo próprio pesquisador, através de análise das entrevistas (Anexo A).

3.3 ETAPAS DA PESQUISA

O desenvolvimento da pesquisa se deu por pesquisa documental e depoimentos obtidos através de entrevistas semi-estruturadas de gerentes e funcionários envolvidos no processo em estudo, conforme detalhado a seguir.

3.3.1 Coleta de Informações: pesquisa documental

Identificação dos indicadores de desempenho utilizados pela empresa, que são os determinados pela resolução nº 511 da ANEEL (Anexo F) que estabelece as metas de continuidade da distribuição de energia elétrica a serem observadas pela concessionária e os adotados no Programa de Participação de Resultados - PPR (Anexo L) da empresa que tem como objetivo incentivar a melhoria da qualidade, níveis de produtividade e resultados globais da empresa;

Identificação dos processos de controle de qualidade da energia elétrica distribuída, cujos parâmetros são definidos na Portaria DNAEE n.º 47 (Anexo H) e Contrato de Concessão (Anexo K-4).

Verificação da série histórica dos indicadores no intervalo de tempo que vai do ano de 2000 ao primeiro semestre de 2001 através dos relatórios emitidos pela empresa;

Identificação dos processos referentes a cada indicador estabelecidos pela Resolução nº 24 da ANEEL (Anexo G) que estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras;

3.3.2 Coleta de Informações: entrevistas

Foi colocado aos entrevistados que pretendíamos colher subsídios para identificar a influência dos indicadores de desempenho no gerenciamento estratégico da empresa.

As entrevistas foram realizadas com o Diretor de Distribuição da empresa, Gerentes de Coordenação Regional, Gerentes Técnicos, Gerentes Regionais, Chefes de Serviços Técnicos e funcionários das Seções de Operação de Distribuição, conforme Guia de Entrevistas do Anexo A.

3.3.3 Análise das Informações

A análise das informações é realizada relacionando-se as informações obtidas e as constatações, com os objetivos da pesquisa definidos no item 1.4 deste trabalho, cujos objetivos específicos são:

- 1º. Identificar os elementos estratégicos utilizados pela empresa, como: visão, objetivos, metas e políticas;
- 2º. Identificar e descrever quais são os Indicadores de Desempenho utilizados pela empresa pesquisada;
- 3º. Descrever os mecanismos de controle e apuração dos indicadores utilizados;
- 4º. Identificar e descrever como ocorre a utilização dos Indicadores pela empresa pesquisada;
- 5º. Identificar se os indicadores são utilizados para avaliar a empresa, verificando seu posicionamento estratégico, econômico organizacional junto ao mercado.

4. RESULTADOS OBTIDOS

As respostas para os objetivos específicos da pesquisa foram obtidas através de depoimentos de gerentes e funcionários, tomados conforme esquematizado no Guia de Entrevistas (Anexo A), de pesquisa em documentos da empresa e na legislação que rege o sistema elétrico.

O Guia de Entrevistas (Anexo A), foi montado com a classificação pelo pesquisador dos entrevistados em 5 níveis hierárquicos, sendo que para cada nível a entrevista foi voltada para um tema diferente, como pode ser observado no quadro 1 do Anexo A.

4.1 FORMULAÇÃO DA ESTRATÉGIA

O primeiro objetivo específico da pesquisa foi identificar os elementos estratégicos utilizados pela empresa, como: missão, visão, objetivos, metas e políticas, que são os elementos necessários para a formulação da estratégia da empresa.

Os principais elementos estratégicos que seriam a Visão e a Missão da empresa não são explicitados em documentos, relatórios ou mesmo nos depoimentos tomados. Mas da análise das entrevistas podemos perceber que a missão da empresa, que é a razão de ser de uma entidade e serve para delimitar seu campo de atuação, como também para indicar as possibilidades de expansão de suas ações, teria como foco principal à de:

“Ser uma empresa pública e ser percebida como tal pelos seus clientes”.

Essa noção do foco que teria a missão da empresa, pode ser observada nos depoimentos a seguir.

Segundo os depoimentos do Diretor de Distribuição, do Gerente de Coordenação Regional - Porto Alegre e do Gerente de Coordenação Regional - Pelotas, podemos identificar que o principal objetivo da empresa tem como enfoque a procura de:

“Ser uma empresa de caráter público e demonstrar isso em suas ações”.

Nesse sentido, podemos destacar o seguinte trecho do depoimento do diretor de Distribuição da empresa, Ronaldo Schuck:

“O papel da empresa sempre extrapola o de uma empresa privada que busca a lucratividade, a CEEE tem um papel social. Um exemplo de seu empenho nesse sentido é a implantação de projetos que tem o objetivo de levar a energia elétrica à população de baixa renda como os moradores das periferias das cidades e a execução da eletrificação rural, principalmente pelo esforço em implantar o programa denominado Luz no Campo, que tem o objetivo de eletrificar todas as propriedades rurais da área de concessão”.

No depoimento do Gerente de Coordenação Regional – Porto Alegre, Sandro Rocha Peres, também constatamos essa preocupação, quando declara que:

“Somos uma empresa pública, então como uma empresa pública devemos agir. Como uma empresa pública nos relacionamos com o público, então precisamos definir junto com esse público as prioridades que lhe são necessárias. O público é o objetivo final.”

Também está registrado nos depoimentos do Diretor de Distribuição e dos Gerentes de Coordenação Regional de Pelotas e Porto Alegre, que o objetivo principal a ser alcançado é a reconstrução da empresa, necessário após o processo de privatização em que sofreu, quando perdeu dois terços da atividade de distribuição de energia elétrica, com isso perdendo 54% da receita e mantendo 88% do passivo

(compromissos de pagamento). Esse ponto foi bem esclarecido no texto publicado no *Site* da CEEE com o título de: “A Reconstrução da CEEE” (Anexo N).

Nos depoimentos dos Gerentes Regionais e dos Gerentes Técnicos, podemos identificar que as principais metas e diretrizes estratégicas da empresa, tem foco principalmente nos seguintes pontos:

- a) Através de um controle permanente da receita, efetivar ações para redução da inadimplência;
- b) Atender os padrões de indicadores estabelecidos pela ANEEL no Contrato de Concessão;
- c) Programa de obras de melhoria na distribuição de energia elétrica em todos os municípios da concessão;
- d) Obter através do Programa de Participação nos Resultados da empresa, a melhoria da qualidade, níveis de produtividade e resultados globais da empresa através do comprometimento de todos os empregados.

Esses objetivos deveriam ser decorrentes de um Planejamento Estratégico, mas a empresa não possui um plano estratégico para implementar as ações necessárias para atingir suas metas. Isto está explicitado no depoimento do Gerente de Coordenação Regional – Pelotas, Marco Garcia Adiles que declara o seguinte:

“Não foi prioridade para empresa estabelecer um plano estratégico no início da gestão. E o que se precisa hoje é de um plano estratégico que trate exatamente do desempenho, da performance da empresa no seu conjunto. Isto ainda a gente carece”.

O ambiente onde a empresa tenta atingir seus objetivos estratégicos está sofrendo transformações na direção de tornar todos os consumidores livres, isto é, consumidores que podem escolher seus fornecedores. Mas, até o presente momento o ambiente é formado por empresas atuando somente dentro de suas áreas de concessão, mas totalmente regidas pelas disposições da ANEEL.

A empresa segundo os depoimentos salientados acima, procura integrar-se nesse ambiente segundo a visão de seu maior acionista, que é o Governo do Estado, que é tornar-se uma empresa pública na acepção da palavra.

Podemos enquadrar a empresa pesquisada, segundo os conceitos de Mintzberg (2000) na Escola de Configuração, que é a formação de estratégia como um processo de transformação.

4.2 INDICADORES UTILIZADOS PELA EMPRESA

O segundo objetivo específico da pesquisa foi apenas identificar e descrever quais são os Indicadores de Desempenho utilizados pela empresa.

Para atendermos esse objetivo foi realizada pesquisa documental que teve como principais fontes o Contrato de Concessão da empresa, as Resoluções da ANEEL referente a indicadores e os boletins de divulgação do Plano de Participação nos Resultados divulgados pela empresa pesquisada.

A empresa utiliza dois grupos de indicadores: os de exigência da ANEEL e os estabelecidos no Programa de Participação de Resultados da empresa, conforme detalhamos a seguir.

4.2.1 INDICADORES EXIGIDOS PELA ANEEL

O extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, estabeleceu através da Portaria n.º 46 de 17 de abril de 1978 (Anexo I) as disposições relativas à continuidade de serviço a serem observadas pelos concessionários de serviço público de eletricidade no fornecimento de energia elétrica a seus consumidores.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, através da resolução n.º 24 de 27 de janeiro de 2000 (Anexo G), considerou a necessidade de rever, atualizar e consolidar as disposições referentes à continuidade da distribuição de energia elétrica definidas na Portaria DNAEE n.º 46, quando estabeleceu, as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica, nos seus aspectos de duração e frequência, a serem observadas pelas concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica às unidades consumidoras. Definiu que a continuidade da distribuição de energia elétrica deverá ser supervisionada, avaliada e controlada por meio de indicadores que expressem os valores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras e às unidades consumidoras individualmente consideradas.

Os indicadores utilizados pela empresa pesquisada também foram definidos através do Contrato de Concessão de Distribuição n.º 81/99 (Anexos K), firmado com a ANEEL em 25 de outubro de 1999. Nesse contrato é evocada a Lei n.º 9.074 de 07/07/95 (Anexo J), que estabelece normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos, e estabelece no § 1º, do Art. 25:

“Os contratos de concessão e permissão conterão, além do estabelecido na legislação em vigor, cláusulas relativas a requisitos mínimos de desempenho técnico da concessionária ou permissionária, bem assim, sua aferição pela fiscalização através de índices apropriados”. No § 2º do mesmo artigo cita: No contrato de concessão ou permissão, as cláusulas relativas à qualidade técnica, referidas no parágrafo anterior, serão vinculadas a penalidades progressivas, que guardarão proporcionalidade com o prejuízo efetivo ou potencial causado ao mercado “.

No Contrato de Concessão é estabelecido que a qualidade dos serviços de energia elétrica, manifestada nas referidas Leis, será supervisionada por meio de indicadores que a expressem em termos de valores associados a grupos de consumidores, bem como por valores individuais, que representem a qualidade oferecida a determinado consumidor.

Na sistemática de supervisão da qualidade são contemplados enfoques sobre: a continuidade do fornecimento (Anexos K-1, K-2 e K-3), a qualidade do atendimento comercial (Anexo K-4) que engloba aspectos do relacionamento do consumidor com a área comercial da Concessionária e conformidade (Anexo K-5) referente a aspectos relacionados à tensão de fornecimento.

As variáveis que compõem os indicadores de continuidade no fornecimento são coletadas com dados de ocorrências (interrupções no fornecimento de energia elétrica) no sistema de distribuição, que de forma geral, caracterizam-se pelo número de consumidores atendidos e pela grande área de exposição de suas redes. Esta exposição sujeita o sistema a um grande número de interrupções acidentais (Quadro 2), não previsíveis, que em geral são detectadas através de reclamações de consumidores.

Quadro 2: Causas de interrupções de energia elétrica

CAUSAS	DESCRIÇÃO
Externas ao conjunto.	Com origem externa ao sistema em análise.
Programadas.	Interrupções para permitir a execução de serviços de manutenção, ampliação etc., previamente acordadas.
Fenômenos naturais e ambientais.	Descarga atmosférica, vento, temporal, calor, inundação, incêndio, queimada sob a linha, contaminação industrial, depósito salino, árvores, animais, pássaros etc..
Falhas humanas.	Acidental, erro de operação, erro de manutenção etc..
Falhas em equipamentos de potência.	Falhas ou defeitos em linhas de transmissão, geradores, transformadores, reatores, compensadores síncronos e estáticos, banco de capacitores, demais componentes das instalações de potência etc..
Falhas em equipamentos de proteção e controle.	Falhas em equipamentos de proteção ou nos serviços auxiliares ou em sistemas de controle etc.
Recomposição do sistema, após interrupção provocada por outra empresa.	Tempo de manobra de empresa afetada, para recomposição da carga, quando a interrupção for provocada por outra empresa.
Outras.	Causas não classificadas nos grupos anteriores e causas indeterminadas.

FONTE: Portaria DNAEE n.º 163/93

As interrupções ocorridas nas redes de distribuição de energia elétrica, o número de consumidores atingidos, a duração de cada interrupção e a quantidade de interrupções ocorridas nos conjuntos de consumidores, são fontes de alimentação dos indicadores.

Os indicadores exigidos pela ANEEL são os seguintes:

a) Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC)

Exprime o intervalo de tempo que, em média, cada consumidor do conjunto considerado ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de observação, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 3 (três) minutos.

A coleta e apuração desse indicador foram definidas inicialmente pelo DNAEE através da Portaria n.º 46 de 17 de abril de 1978 (Anexo I) e revisto pela ANEEL, através da resolução n.º 24 de 27 de janeiro de 2000 (Anexo G). Faz parte do Contrato de Concessão da empresa (Anexo K-1).

b) Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC)

Exprime o número de interrupções que, em média, cada consumidor do conjunto considerado sofreu no período de observação, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 3 (três) minutos.

A coleta e apuração desse indicador foram definidas inicialmente pelo DNAEE através da Portaria n.º 46 de 17 de abril de 1978 (Anexo I) e revisto pela ANEEL, através da resolução n.º 24 de 27 de janeiro de 2000 (Anexo G). Faz parte do Contrato de Concessão da empresa (Anexo K-1).

c) Duração de Interrupção por Unidade Consumidora (DIC)

Exprime o intervalo de tempo que cada consumidor, individualmente considerado, ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de observação, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 3 (três) minutos.

A coleta e apuração desse indicador foram definidas pela ANEEL, através da resolução n.º 24 de 27 de janeiro de 2000 (Anexo G) e faz parte do Contrato de Concessão da empresa (Anexo K-2).

d) Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora (FIC)

Exprime o número de interrupções que cada consumidor, individualmente considerado, sofreu no período de observação, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 3 (três) minutos.

A coleta e apuração desse indicador foram definidas ANEEL, através da resolução n.º 24 de 27 de janeiro de 2000 (Anexo G) e faz parte do Contrato de Concessão da empresa (Anexo K-2).

e) Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC)

Tempo máximo de interrupção contínua, da distribuição de energia elétrica, para uma unidade consumidora qualquer.

Este indicador foi definido pela ANEEL, através da resolução n.º 24 de 27 de janeiro de 2000 (Anexo G).

f) Tempo Médio de Atendimento (TMA)

É a média do tempo de atendimento às reclamações dos consumidores.

A coleta e apuração desse indicador foram definidas no Contrato de Concessão da empresa (Anexo K-3).

4.2.1.1 METAS PARA OS INDICADORES DA ANEEL

As metas para os indicadores DEC e FEC foram estipuladas no Contrato de Concessão da empresa (Anexo G-1) e modificadas pela Resolução da ANEEL n.º 511 de 7 de dezembro de 2000, emitida exclusivamente para a Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE (Anexo F).

As metas para os indicadores DIC e FIC foram estipuladas no Contrato de Concessão da empresa (Anexo K-2) e modificados pela Resolução da ANEEL n.º 24 de 27 de janeiro de 2000 (Anexo G).

Para o DMIC não existem metas estipuladas.

Para o TMA também não existem metas estipuladas, tanto pela ANEEL quanto pela empresa.

4.2.2 INDICADORES DO PROGRAMA DE PARTICIPAÇÃO DE RESULTADOS DA CEEE

O Programa de Participação de Resultados – PPR (Anexo L) visa incentivar a melhoria da qualidade, níveis de produtividade e resultados globais da Empresa, através do comprometimento de todos os empregados, independente de local de trabalho ou atividade exercida.

Os indicadores do PPR são os seguintes:

a) Resultado Operacional – RO

Medido através da Receita Operacional Líquida dividido pela Despesa Operacional.

b) Taxa de Frequência de Acidentes com Afastamento - TF

É o indicador que demonstra a frequência de acidentes considerando o número de acidentes com perda de tempo (morte, incapacidade permanente, total ou parcial) ou acidentados e as horas homem de exposição ao risco em determinado período.

c) Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor – DEC (Distribuição)

É o indicador que demonstra o intervalo de tempo médio que cada cliente ficou privado do fornecimento de energia elétrica, por interrupção programada e não programada.

d) Indisponibilidade Forçada – IF (Geração)

É o indicador que demonstra o percentual de tempo que uma unidade geradora não se encontra em operação. O IF é calculado a partir do desligamento forçado. O desligamento forçado é causado por falha ou defeito da unidade geradora, que provoca a retirada de serviço imediatamente ou mais breve possível e resulta de condições de emergência inerente à unidade geradora requerendo que a mesma seja desligada.

e) Indisponibilidade Mensal – IM (Transmissão)

É o indicador que demonstra o percentual de energia que não foi fornecida aos clientes em função de alguma indisponibilidade no sistema de Transmissão, por interrupções programadas, fenômenos naturais e ambientais, falhas humanas, falhas em equipamento de potência, etc..

4.2.2.1 METAS PARA OS INDICADORES DO PPR

Quadro 3: Metas do Programa de Participação de Resultados

Indicador	Valor	Prazo /Meses
RO – Resultado Operacional	1,0	12
TF - Taxa de Frequência de Acidente do Trabalho	6	12
DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor	25,5 h	12
IF – Indisponibilidade Forçada	1,1%	12
IM – Indisponibilidade Mensal	0,02%	12

FONTE: Boletim do PPR, Ano 1, nº 2, agosto 2001

4.2.3 PROCESSOS DE CONTROLE E APURAÇÃO DOS INDICADORES

Para atendermos o terceiro objetivo específico que foi descrever os mecanismos de controle e apuração dos indicadores utilizados, foi necessário consulta ao Contrato de Concessão da empresa e às resoluções da ANEEL que tratam de indicadores, para complementar o apurado nas entrevistas com os Chefes de Serviços Técnicos, Chefes dos Centros Regionais de Manutenção da Distribuição e funcionários das Seções de Operação da Distribuição que trabalham nos processos de geração dos indicadores.

4.2.3.1 PROCESSO DE GERAÇÃO DO DEC E FEC

a) Coleta e armazenamento dos dados de interrupções

Os indicadores de continuidade são apurados por meio de procedimentos auditáveis que contemplam desde o nível de coleta de dados das interrupções até a transformação desses dados em indicadores.

A ANEEL determina na resolução nº 24 de 27/01/2000 (Anexo G) que os dados das interrupções de longa duração e os indicadores deles provenientes deverão ser mantidos por um período mínimo de 3 (três) anos, para uso da própria ANEEL bem como dos consumidores.

Para cada conjunto afetado por interrupções de longa duração são apresentadas as seguintes informações:

- a) número de unidades consumidoras do conjunto em cada mês da apuração; e
- b) código de identificação do conjunto.

Para toda interrupção de longa duração ocorrida em cada unidade consumidora do conjunto são apresentadas as seguintes informações:

- a) fato gerador;
- b) data, hora e centésimo de minutos do início e restabelecimento da interrupção; e

c) número de unidades consumidoras atingidas em cada interrupção.

b) Duração da interrupção a ser considerada

A apuração dos indicadores de continuidade se dá de duas formas distintas:

- a) considerando as interrupções com duração maior ou igual a 3 (três) minutos;
- b) considerando as interrupções com duração maior ou igual a 1 (um) minuto.

“A partir de janeiro de 2005, para todas as concessionárias, os indicadores de continuidade a serem apurados e enviados a ANEEL deverão contemplar todas as interrupções com duração maior ou igual a 1 (um) minuto, quando deverão ser estabelecidos novos padrões de continuidade considerando-se os dados disponibilizados nas concessionárias” (Resolução ANEEL nº 24 de 27/01/2000).

c) Interrupções a serem consideradas

Na apuração dos indicadores são consideradas todas as interrupções que atingirem as unidades consumidoras, admitidas apenas as seguintes exceções:

- a) falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros; e
- b) interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo.

d) Período de apuração e cálculo dos indicadores

É mensal o período de apuração do intervalo de tempo entre o início e o fim da contabilização das interrupções ocorridas no conjunto de unidades consumidoras considerado.

O valor do indicador de continuidade, trimestral ou anual, de cada conjunto, é o quociente de uma operação de divisão, onde:

a) o numerador é o somatório do produto dos valores mensais do indicador apurado com 2 (duas) casas decimais, pelo número de unidades consumidoras informado em cada mês do período (trimestral ou anual); e

b) o denominador é a média aritmética do número de unidades consumidoras informadas em cada mês do período (trimestral ou anual).

Para o cálculo do indicador de continuidade global é realizada média ponderada dos indicadores DEC ou FEC enviados mensalmente a ANEEL, utilizando-se como fator de ponderação o número de unidades consumidoras de cada conjunto do mês correspondente.

e) Aviso e registro das interrupções

A resolução nº 24 de 27/01/2000 determina que as concessionárias deverão avisar a todos os seus consumidores sobre as interrupções programadas, observando os seguintes procedimentos:

a) para unidades consumidoras atendidas em tensão superior a 1 kV e inferior a 230 kV, cuja demanda contratada seja igual ou superior a 500 kW: a interrupção deverá ser informada por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis, diretamente aos consumidores afetados;

b) para unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 69 kV, que prestem serviço essencial: a interrupção deverá ser informada por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis em relação à data da interrupção;

d) para outras unidades consumidoras: a interrupção deverá ser divulgada por meios eficazes de comunicação de massa ou, a critério da concessionária, avisados os consumidores por meio de documento escrito e personalizado, informando a abrangência geográfica, o horário de início e término da interrupção, em qualquer caso, com

antecedência mínima de 72 (setenta e duas) horas em relação ao início da interrupção.

4.2.3.2 PROCESSO DE GERAÇÃO DO DIC, FIC e DMIC

a) Processo de coleta

As informações referentes às interrupções individuais serão decorrentes dos mesmos eventos contabilizados na apuração dos indicadores DEC e FEC, representando a individualização destas ocorrências por consumidor.

Não são consideradas as interrupções programadas, desde que comprovadamente comunicada sua ocorrência, com 72 (setenta e duas) horas de antecedência, no mínimo, aos consumidores afetados (Anexo K-2).

b) Registro das solicitações dos consumidores

A empresa mantém os registros que ficam disponíveis para quando houver solicitações de apuração de interrupções formuladas por consumidores. Os dados são os seguintes:

- a) data da solicitação;
- b) ocorrências que determinarem a solicitação;
- c) resultado da apuração efetuada pela empresa;
- d) data da informação do apurado ao consumidor;
- e) providências tomadas para normalização do fornecimento, se forem o caso;
- f) data da conclusão das providências de que trata o item anterior, se for o caso.

c) Período de apuração dos indicadores

É definido como o intervalo de tempo entre o início e o fim da contabilização das interrupções de fornecimento de energia elétrica dos consumidores, individualmente considerados. Para estes indicadores o período de apuração é mensal.

4.2.3.3 PROCESSO DE GERAÇÃO DO TMA

a) Processo de coleta

A coleta de dados para o cálculo do indicador TMA abrange todas as ocorrências detectadas pela área de atendimento como reclamações dos consumidores, mesmo aquelas decorrentes de reclamações de natureza improcedente, tais como: defeito interno nas instalações dos consumidores, endereço da reclamação não localizado pelas equipes de emergência, prédio fechado etc.

Não são considerados na apuração deste indicador os deslocamentos de equipes, mesmo se realizados por turmas de emergência, para:

- a) Atendimento de ocorrência em redes de iluminação pública;
- b) Deslocamentos para corte e religação de consumidores;
- c) Deslocamentos para serviços de caráter comercial (reclamação de consumo elevado, substituição de medidores, etc.).

b) Registro das ocorrências

É o registro do tempo de atendimento para cada ocorrência no sistema.

São considerados os tempos médios de espera (tempo entre o recebimento da reclamação pelo atendente da empresa e o repasse desta para a equipe de atendimento), tempo médio de deslocamento (tempo que a equipe de

atendimento leva até o local da reclamação contado a partir de recebê-la do atendente) e tempo médio de execução (tempo que a equipe leva para executar o serviço objeto da reclamação).

O exemplo do registro dos tempos mencionados pode ser verificado no relatório do Anexo M, retirado do sistema de informações da empresa.

c) Período de apuração do indicador TMA

O período de apuração é mensal, trimestral e anual, de acordo com o calendário civil.

4.2.3.4 PROCESSO DE GERAÇÃO DOS INDICADORES DO PPR

Os indicadores do PPR são acompanhados e divulgados por uma Comissão de representantes composta por membros das seguintes áreas: Diretoria, Transmissão, Distribuição, Geração, Áreas Meio, Sindicato dos Eletricitários e Sindicato dos Técnicos (Anexo L).

O processo de geração desses indicadores está explicitado na sua definição descritos no item 4.2.2 e no Anexo E deste trabalho.

4.3 GESTÃO ESTRATÉGICA

O quarto objetivo específico da pesquisa foi identificar e descrever como ocorre a utilização dos Indicadores pela empresa pesquisada.

Para obtermos as respostas para esse objetivo foi necessário identificarmos como se dá a gestão estratégica na empresa e quais são os indicadores que a monitoram. Esse foi o enfoque principal dos depoimentos dos Gerentes Regionais, Gerentes Técnicos, Chefes de Serviços Técnicos e Chefes dos Centros Regionais de Manutenção da Distribuição (Anexo A), principais agentes de implementação das estratégias da empresa.

Na investigação da formulação da estratégia da empresa, no item 4.1 deste trabalho de pesquisa, identificamos nos depoimentos dos Gerentes Regionais e dos Gerentes Técnicos as principais metas e diretrizes estratégicas da empresa que são as seguintes:

- a) Através de um controle permanente da receita, efetivar ações para redução da inadimplência;
- b) Atender os padrões de indicadores estabelecidos pela ANEEL no Contrato de Concessão;
- c) Programa de obras de melhoria na distribuição de energia elétrica em todos os municípios da concessão;
- d) Obter através do Programa de Participação nos Resultados da empresa, a melhoria da qualidade, níveis de produtividade e resultados globais da empresa através do comprometimento de todos os empregados.

Segundo os depoimentos dos Gerentes Regionais, o gerenciamento estratégico de suas unidades de negócio é realizado através do gerenciamento sobre os Orçamentos anuais de Custeio e Investimento.

O principal item do Orçamento de Custeio de uma gerência regional da empresa, segundo os depoimentos dos dois Gerentes de Coordenação Regional da empresa, é o recurso destinado às equipes atendimento à emergência, cuja atuação está diretamente ligado ao indicador TMA, que mede o tempo de atendimento por essas equipes.

No Orçamento de Investimento os Gerentes identificam os seguintes pontos principais:

- Recursos destinados à melhoria das redes elétricas de distribuição com conseqüente melhoria nos níveis dos indicadores DEC e FEC;
- Recursos para realização de obras que tem o objetivo de melhorar os padrões de atendimento comercial determinados pela ANEEL (Anexo K-4);
- Recursos para a realização de obras que visam a melhoria da tensão de fornecimento, atendendo a Portaria nº 47 de 17 de abril de 1978 (Anexo H) e as exigências estipuladas pelo Contrato de Concessão da empresa (Anexo K-5);
- Recursos destinados á realização de obras para levar energia elétrica às populações de baixa renda e com isso atender o objetivo social da empresa.

Na fundamentação teórica verificamos que sob a visão de Norton e Kaplan (1979), os objetivos estratégico de uma empresa tem que atender: os objetivos financeiros, a perspectiva do cliente, os processos internos e aprendizado e crescimento. Assim podemos associar os indicadores utilizados pela empresa (item 4.2 deste trabalho) com esses objetivos estratégicos, no Quadro 4 a seguir:

Quadro 4: Objetivos Estratégicos x Indicadores

Objetivo Estratégico	Indicador
Objetivos financeiros	RO – Resultado Operacional
Perspectiva do Cliente	DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor
Processos Internos	TMA – Tempo Médio de atendimento IF – Indisponibilidade Forçada (Geração) IM – Indisponibilidade Mensal (Transmissão)
Aprendizado e Crescimento	Não possui

FONTE: Pesquisa documental: Fundamentação teórica

Os chefes de Serviços Técnicos das Gerências Regionais, funcionários dos Centros Regionais de Manutenção da Distribuição e das Seções de Operação da

Distribuição, segundo seus depoimentos, têm como principal atividade a restauração do sistema elétrico interrompido por imprevistos e planejar que não aconteçam futuras interrupções no fornecimento de energia elétrica. Para eles, o controle dos indicadores DEC e FEC, é o que mais influencia no gerenciamento estratégico da empresa ao nível de planejamento tático são os DEC e FEC.

Os resultados desses dois indicadores são os que balizam todo o investimento da área de distribuição no que diz respeito a obras de melhoria das redes e equipamentos da empresa.

O controle do DEC e FEC é feito através da análise dos índices obtidos e verificação de quais estão fora dos padrões estabelecidos. Selecionados os conjuntos de consumidores que possuem tendência à multa da ANEEL, são priorizados os investimentos em melhoria nas redes desses conjuntos, para evitar interrupções de energia elétrica.

Podemos verificar no Anexo B, registro dos indicadores no ano 2000, em planilha fornecida pela Assessoria de Planejamento e Controle da Empresa. Essa planilha é composta por 137 conjuntos urbanos e rurais e podemos verificar que 23 conjuntos violaram o padrão anual da ANEEL para o DEC e 18 conjuntos violaram o padrão anual da ANEEL para o FEC, conforme destacado na Tabela 1.

Segundo o depoimento dos Gerentes Regionais, no Orçamento de Investimento do ano 2000, foram canalizados muitos recursos para realização de obras de melhorias nas redes de distribuição, com a finalidade de evitar as interrupções de energia elétrica, que são os principais vetores na geração dos indicadores DEC e FEC.

O Diretor de Distribuição destaca em seu depoimento, que a empresa não foi multada pela ANEEL pelas violações nos padrões dos indicadores DEC e FEC no ano de 2000, mas a empresa tem realizado inúmeras obras no ano de 2001, em todos os conjuntos da aérea de concessão, com a finalidade de manter esses indicadores dentro dos padrões adequados.

Tabela 1: Indicadores que violaram o padrão ANEEL em 2000

CONJUNTO	META CONTRATO ANEEL anual		Realizado no ano 2000		Verificação Aplicação Multa Anual	
	DEC	FEC	DEC	FEC	DEC	FEC
ALVORADA - R	12,26	31,18	32,81	29,93	(20,55)	-
ARROIO GR. U	44,33	51,92	49,99	31,26	(5,66)	-
ARROIO SAL U	40,00	17,83	22,59	21,11	-	(3,28)
BARRA RIBEIRO U	17,82	19,75	19,84	14,79	(2,02)	-
CANDIOTA - R	22,23	20,17	25,51	23,37	(3,28)	(3,20)
CANDIOTA - U	17,63	16,94	17,64	19,05	(0,01)	(2,11)
CANGUCU - R	50,00	60,00	60,45	31,32	(10,45)	-
CAPAO CANOA R	40,00	25,08	41,90	24,41	(1,90)	-
CAPAO CANOA U	27,67	25,00	19,74	25,82	-	(0,82)
CAPAO LEAO R	37,94	60,00	60,55	47,93	(22,61)	-
CAPAO LEAO U	33,58	60,00	55,08	64,92	(21,50)	(4,92)
CERRITO - R	69,17	36,97	54,48	46,06	-	(9,09)
CERRITO - U	66,71	36,01	61,27	45,71	-	(9,70)
CHUVISCA - U	12,98	17,47	32,54	34,97	(19,56)	(17,50)
HERVAL - U	53,52	61,02	63,46	64,42	(9,94)	(3,40)
HULHA NEGRA - R	85,92	19,70	75,49	23,42	-	(3,72)
JAGUARAO - R	94,10	90,00	131,02	86,97	(36,92)	-
JAGUARAO - U	50,00	60,00	73,64	55,09	(23,64)	-
LAVRAS SUL R	100,60	37,63	101,66	45,37	(1,06)	(7,74)
MAMPITUBA - R	40,32	25,17	41,04	40,96	(0,72)	(15,79)
P ALEGRE - TRET	0,17	0,59	0,14	0,87	-	(0,28)
P. OSORIO - R	85,00	70,00	99,38	39,51	(14,38)	-
PELOTAS - R	50,00	59,43	83,15	48,41	(33,15)	-
PELOTAS - U	25,70	35,52	32,35	31,73	(6,65)	-
PINH. MACHADO R	47,32	22,66	33,25	27,40	-	(4,74)
PINH. MACHADO U	25,67	16,67	32,00	26,34	(6,33)	(9,67)
PIRATINI - R	60,86	37,60	69,88	40,76	(9,02)	(3,16)
PIRATINI - U	35,78	25,31	51,51	40,15	(15,73)	(14,84)
TERRA AREIA - U	32,08	38,15	33,37	27,52	(1,29)	-
TRAMANDAI - R	43,63	35,85	48,00	31,91	(4,37)	-
TURUCU - U	60,28	19,43	20,49	22,60	-	(3,17)

FONTE: Destaque do Anexo B

Os nomes conjuntos no Contrato de Concessão (Anexo K-1), são denominados pelo município, precedidos da notação Urbano (U) ou Rural (R). A partir da Resolução nº 511 de 7 de dezembro de 2000 (Anexo F), os conjuntos passaram a ser denominados pelo município, precedidos da notação Urbano ou Não Urbano.

4.3.1 ANÁLISE DE DESMPENHO DOS INDICADORES

4.3.1.1 ANÁLISE DO DESEMPENHO DO DEC

Verifica-se no Anexo B e destaca-se na Tabela 1, que no ano de 2000, 23 conjuntos violaram o padrão anual para o DEC.

Verifica-se no Anexo C e destaca-se na Tabela 2 que até o primeiro semestre de 2001, dois conjuntos já violaram o padrão anual para o DEC.

Verificou-se também no Anexo C, que no primeiro semestre de 2001, 22 conjuntos atingiram mais da metade do valor do padrão anual para o DEC (Tabela 2).

Tabela 2 – Conjuntos com tendência à violação do DEC 2001

Nome do Conjunto	DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor										
	Meta mês	Valores mensais							Meta ano	Acumulado	Acumulado %
		J	F	M	A	M	J	J			
ARROIO GRANDE não urbano	18,90	13,23	26,97	1,75	4,77	4,92	17,88	9,75	63	79,26	126%
CAPÃO DA CANOA não urbano	9,00	1,18	3,83	6,93	4,70	2,10	6,14	1,71	30	26,59	89%
CARAA não urbano	8,70	5,01	2,54	0,81	3,52	4,57	1,56	1,00	29	19,02	66%
DOM FELICIANO urbano	13,50	3,56	3,98	4,89	0,14	7,98	2,63	1,74	45	24,93	55%
DOM PEDRO ALCANTARA não urbano	15,90	8,49	1,98	8,04	0,38	5,05	2,53	0,51	53	26,98	51%
DOM PEDRITO urbano	7,50	0,42	0,10	0,35	0,24	4,01	7,81	0,50	25	13,45	54%
DOM PEDRITO não urbano	21,60	9,34	3,52	4,17	9,92	6,66	8,26	4,48	72	46,35	64%
ELDORADO DO SUL urbano	3,90	1,57	1,75	0,77	1,25	0,32	0,31	4,13	13	10,09	78%
ELDORADO DO SUL não urbano	6,30	4,66	1,88	1,18	1,21	1,12	1,68	3,99	21	15,73	75%
JAGUARÃO urbano	12,60	3,06	1,62	9,68	6,45	3,19	0,95	0,57	42	25,52	61%
JAGUARÃO não urbano	24,30	6,19	3,53	12,27	4,50	2,41	14,63	14,11	81	57,63	71%
LAVRAS DO SUL não urbano	23,70	14,00	7,35	5,38	4,58	3,86	3,85	8,96	79	47,98	61%
MORRINHOS DO SUL não urbano	17,40	10,20	4,95	8,65	2,47	4,56	5,06	0,52	58	36,41	63%
MORRO REDONDO não urbano	12,90	4,62	6,70	2,24	1,70	5,81	0,59	8,96	43	30,61	71%
PELOTAS não urbano	20,40	11,38	4,41	5,57	6,26	3,55	7,77	7,78	68	46,71	69%
POA-IPANEMA urbano	6,60	4,16	1,66	1,19	1,04	0,92	4,00	4,10	22	17,07	78%
POA-LOMBA DO PINHEIRO urbano	6,60	4,60	8,44	1,26	5,89	1,38	0,98	1,92	22	24,48	111%
POA-NAVEGANTES urbano	6,60	2,86	6,94	0,82	0,54	0,90	1,16	2,69	22	15,90	72%
POA-PARTENON urbano	6,60	3,94	3,09	3,60	1,77	1,59	0,75	2,17	22	16,90	77%
S.ANTONIO PATRULHA não urbano	7,80	2,08	0,50	1,04	2,82	5,77	2,19	4,53	26	18,95	73%
SÃO JERÔNIMO urbano	3,60	0,48	1,62	1,34	0,72	1,63	0,88	2,18	12	8,86	74%
TRÊS CACHOEIRAS não urbano	15,30	8,62	3,14	7,31	1,97	4,13	3,29	0,85	51	29,30	57%
TRÊS FORQUILHAS não urbano	8,40	0,50	2,55	6,34	3,34	0,09	1,80	0,08	28	14,70	52%
VIAMÃO não urbano	10,50	4,39	2,30	3,95	2,10	3,87	2,36	4,45	35	23,42	67%

FONTE: Destaque do Anexo C

Verifica-se nos Anexos B e C, que 5 (cinco) conjuntos que violaram o padrão anual em 2000 (Tabela 1), estão com tendência a violarem o padrão anual em 2001 para o DEC (Tabela 2).

Esses conjuntos são os seguintes: Capão da Canoa - Não Urbano; Jaguarão - Urbano; Jaguarão Não Urbano; Lavras do Sul - Não Urbano; Pelotas - Não Urbano.

A tendência desses conjuntos em violarem o padrão ANEEL para o DEC no ano de 2001, após terem violado o padrão de 2000, indica que as ações da empresa em manter os indicadores dentro dos padrões estipulados pela ANEEL, não foram eficazes para esses conjuntos.

4.3.1.2 ANÁLISE DO DESEMPENHO DO FEC

Verifica-se no Anexo B e destaca-se na Tabela 1, que no ano de 2000, 18 conjuntos violaram o padrão anual para o FEC.

Verifica-se também no Anexo D e destaca-se na Tabela 3 que até o primeiro semestre de 2001, dois conjuntos já violaram o padrão anual para o FEC.

Verifica-se no Anexo B, que 4 (cinco) conjuntos que violaram o padrão anual em 2000 (Tabela 1), estão com tendência de violarem o padrão anual em 2001 para o FEC (Tabela 3).

Esses conjuntos são os seguintes: Herval – Urbano; Lavras do Sul - Não Urbano; Piratini – Urbano e Piratini Não – Urbano.

A tendência desses conjuntos em violarem o padrão ANEEL para o FEC no ano de 2001, após terem violado o padrão de 2000, também indica que as ações da empresa em manter os indicadores dentro dos padrões estipulados pela ANEEL, não foram eficazes para esses conjuntos.

Tabela 3 – Conjuntos com tendência à violação do FEC 2001

Nome do Conjunto	FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor										
	Meta mês	Valores mensais							Meta ano	Acumulado	Acumulado %
		J	F	M	A	M	J	J			
ARROIO DOS RATOS urbano	3.00	1.55	0.27	0.65	1.79	0.56	0.79	1.60	10	7.22	72%
ARROIO DOS RATOS não urbano	4.20	2.58	1.73	0.95	2.72	0.35	0.84	3.10	14	12.26	88%
ARROIO GRANDE não urbano	17.70	10.35	13.81	3.72	2.92	3.42	5.81	5.85	59	45.87	78%
BARRA DO RIBEIRO não urbano	8.70	4.01	1.60	4.54	3.13	1.05	1.76	6.18	29	22.28	77%
CANGIUCU não urbano	14.70	11.42	2.66	2.84	1.15	8.88	0.13	9.60	49	36.67	75%
CAPÃO DA CANOA não urbano	7.50	2.81	4.19	5.57	2.45	1.09	2.75	1.39	25	20.24	81%
CHUI urbano	10.20	11.53	4.07	1.72	0.83	0.73	3.64	2.18	34	24.70	73%
CHUI não urbano	12.90	12.62	4.45	1.45	0.72	0.71	3.67	2.50	43	26.13	61%
DOM PEDRITO não urbano	7.20	3.63	1.43	2.32	3.68	2.48	1.41	1.24	24	16.18	67%
ENCRUZILHADA DO SUL urbano	4.20	2.59	2.35	1.22	0.12	0.90	0.08	1.09	14	8.35	60%
HERVAL urbano	14.70	4.76	5.72	5.59	2.83	2.20	3.20	1.13	49	25.44	52%
JAGUARÃO urbano	14.70	5.59	3.30	12.40	4.57	2.91	2.04	0.20	49	31.01	63%
LAVRAS DO SUL urbano	6.30	3.80	1.19	5.46	8.16	0.39	1.12	1.81	21	21.94	104%
LAVRAS DO SUL não urbano	10.20	8.18	2.41	4.36	4.57	1.84	1.79	5.79	34	28.94	85%
MORRINHOS DO SUL não urbano	15.30	8.40	5.59	4.80	2.81	2.31	2.63	1.44	51	27.97	55%
MOSTARDAS urbano	12.60	3.56	3.06	8.98	1.96	2.17	0.69	3.84	42	24.25	58%
PAI MARES DO SUL urbano	11.10	8.63	3.07	4.02	1.45	2.62	0.71	1.87	37	22.38	60%
PEDRO OSÓRIO urbano	12.90	9.71	2.03	5.84	0.13	2.21	1.46	0.22	43	21.60	50%
PELOTAS não urbano	15.90	11.31	2.47	5.20	2.56	3.90	2.93	5.01	53	33.36	63%
PELOTAS Centro/Leste urbano	8.70	6.38	1.47	1.74	3.96	1.57	0.55	1.19	29	16.86	58%
PIRATINI urbano	6.90	2.08	4.89	0.27	3.80	1.98	0.97	4.10	23	18.08	79%
PIRATINI não urbano	10.20	4.65	4.15	2.35	3.13	2.76	2.14	5.17	34	24.35	72%
POA-LOMBA DO PINHEIRO urbano	8.70	2.92	2.25	2.48	4.49	1.83	0.80	2.21	29	9.36	32%
SÃO JERÔNIMO urbano	3.60	2.04	2.15	0.52	1.53	1.51	2.33	1.61	12	19.51	163%
TAVARES urbano	15.60	3.47	4.08	14.36	3.28	1.73	-	4.86	52	31.75	61%
TAVARES não urbano	16.50	3.37	4.13	12.94	3.54	2.90	0.56	4.32	55	14.32	26%
TRÊS FORQUILHAS não urbano	7.20	1.97	2.28	4.58	1.98	0.08	1.11	0.04	24	6.83	28%

FONTE: Destaque do Anexo D

4.3.1.3. ANÁLISE DO DESEMPENHO DO PPR

Os indicadores do Programa de Participação nos Resultados da CEEE (Anexo L) estão no seu primeiro ano de apuração, seu acompanhamento é mensal, mas suas metas são semestrais e o indicador é calculado pela média aritmética dos indicadores apurados mensalmente.

O atingimento das metas estipuladas pela empresa reverterá em premiação financeira a todos funcionários.

Os resultados apurados no primeiro semestre (Anexo E) são os seguintes:

Tabela 4 – Indicadores do PPR

Indicador	Indice no Semestre	Meta Semestral
TF	4,278	3
DEC	1,52	12,75
IF	0,380	0,55
IIM	0,012	0,02
RO	1,046	1

FONTE: Boletim do PPR, agosto 2001

Desses indicadores, dois não atingiram as metas estipuladas, que são:

TF – Taxa de Frequência de Acidentes com Afastamento; e

RO – Resultado Operacional.

Segundo as normas do PPR (Anexo L), se em julho/2001, atingidas 80% das metas no período de 01.01.2001 a 30.06.2001. O valor pago será o equivalente a 50% do valor apurado (que é a média dos salários de matriz dos empregados + adicional por tempo de serviço + anuênios) na data da assinatura do Acordo Coletivo (abril/2001) R\$ 1.678,00;

Em caso de não atingimento das metas em junho/2001, o pagamento ocorrerá somente em janeiro de 2002, respeitado o percentual atingido:

- a) 80% das metas, receberá 80% do valor referência
- b) 81% a 90 % das metas, receberá 90% do valor referência
- c) 91% a 100 % das metas, receberá 100% do valor referência

Em caso de superação das metas prevista, acima de 100%, o cálculo do percentual a ser acrescido se dará na relação direta sobre a diferença entre a meta prevista e a efetivamente alcançada, limitado o acréscimo a 20%.

5. CONCLUSÃO

O objetivo geral desta pesquisa foi identificar e analisar quais os indicadores de qualidade e desempenho utilizados na área de distribuição de energia elétrica da empresa e verificar como são utilizados no seu gerenciamento estratégico.

Antes da análise dos indicadores utilizados, foi necessário identificar como a empresa formulou sua estratégia e como se dá a gestão estratégica nos vários níveis funcionais.

Ao identificarem-se os elementos estratégicos utilizados pela empresa, constata-se que esta não possui uma visão ou missão explicitada através de qualquer tipo de documento, o que seria necessário para levá-la ao conhecimento de todos os funcionários, ponto imprescindível para a formulação de uma estratégia gerencial.

Passa-se então a identificar nos depoimentos do Diretor de Distribuição da Empresa e nos dos Gerentes de Coordenação Regional, qual seria o objetivo estratégico central da empresa.

Constata-se então que a direção da empresa tem como objetivo principal a ser alcançado, o de construir uma *“empresa pública e ser percebida como tal pelos seus clientes”*. Esse objetivo não foi identificado nos depoimentos dos funcionários da área operacional da empresa.

A direção da empresa escolheu um grupo de indicadores para integrarem o denominado *“Programa de Participação nos Resultados da CEEE”*, com o objetivo de incentivar a melhoria da qualidade, níveis de produtividade e resultados globais da empresa, através do comprometimento de todos os empregados. Estes indicadores são mencionados somente nos depoimentos do Diretor de Distribuição e nos depoimentos dos Gerentes de Coordenação Regional, não sendo lembrados pelos outros entrevistados, apesar dos resultados destes indicadores reverterem e remuneração para todos os empregados.

Identifica-se ser uma preocupação de todos entrevistados, os resultados mensais dos indicadores DEC e FEC.

A pesquisa identificou que a área de distribuição de energia elétrica da empresa apura mensalmente o resultado de 6 (seis) indicadores, que são:

DEC – duração equivalente de interrupção por unidade consumidora;

FEC – frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora;

DIC – duração de interrupção por unidade consumidora;

FIC – frequência de interrupção por unidade consumidora;

DMIC – duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora; e

TMA – tempo médio de atendimento.

Mas os depoimentos dos Gerentes Regionais, Gerentes Técnicos e Chefes de Serviços Técnicos, indicam que são os indicadores DEC e FEC os que mais refletem em ações para quais são direcionados recursos financeiros para melhoria de seus índices.

No item 1.3 desta pesquisa, quando foi descrita a empresa foco da pesquisa, verificou-se que a empresa possui 39 subestações e em toda área de concessão da distribuição de energia elétrica, existem 379 alimentadores, totalizando 23.066 quilômetros de redes (4.818 na área urbana e 18.248 na área rural), 43.990 transformadores, sendo que 779 são subterrâneos e estão instalados em Porto Alegre. Para fazer a estrutura dessas redes, a CEEE tem 456.147 postes instalados.

Toda essa extensão de redes e quantidades de equipamentos são os meios pelos quais a empresa entrega seu produto para os consumidores, sendo que qualquer interrupção em sua operação, terá como consequência a não entrega de energia elétrica e consequente queda na arrecadação por falta de consumo, sem considerar os prejuízos que poderão ocorrer para o consumidor.

Essas redes e equipamentos são monitorados pelos indicadores DEC e FEC, que leva em conta três variáveis: duração da interrupção, número de consumidores atingidos e número de consumidores do conjunto considerado.

Certamente, a empresa tem prejuízo em sua gestão estratégica não utilizando indicadores que meçam o desempenho desses 23.066 quilômetros de redes, 43.990 transformadores, sem mencionar outros tipos de equipamentos utilizados no sistema de distribuição de energia elétrica.

Os indicadores para monitorar essas redes e equipamentos teriam como variáveis, principalmente as causas das interrupções, a localização das falhas, o tempo de vida útil das redes e equipamentos e tempo em que estão instalados, pois cada tipo de estrutura ou equipamento tem uma vida útil diferente.

A não utilização de indicadores comerciais, específicos para a área de distribuição, também é um ponto negativo para uma empresa que tem como um dos objetivos principais, “realizar um controle permanente da receita e efetivar ações para redução da inadimplência”, conforme descrito no item 4.3 - Gestão estratégica, deste trabalho.

A não utilização de indicadores sociais também é um ponto negativo para atingir o principal objetivo da empresa, que é “ser uma empresa pública e ser percebida como tal pelos seus clientes”, preocupação destacada nos depoimentos da alta cúpula da empresa.

Quanto ao objetivo de identificarmos se os indicadores são utilizados para avaliar a empresa, verificando seu posicionamento estratégico, econômico e organizacional junto ao mercado, constatamos que a empresa está apenas iniciando o processo de gestão estratégica monitorada por indicadores. Esse fato se dá com a implantação do Programa de Participação nos Resultados da CEEE, que a partir do corrente ano elencou 5 (cinco) indicadores para serem monitorados.

A utilização de somente dois indicadores na gestão estratégica da área de distribuição da empresa, que são o DEC e FEC, e a escolha de somente o DEC para integrar o PPR, sinaliza que os indicadores da distribuição, ora utilizados, não são suficientes para verificar o posicionamento estratégico da empresa junto ao mercado. Isto somente será possível quando a empresa (área de distribuição) possua indicadores que abranjam todas suas áreas e objetivos estratégicos, ou seja: os

objetivos financeiros, as perspectivas dos clientes, os processos internos e meçam o aprendizado e crescimento de seus funcionários.

Com este estudo pode-se concluir que para monitorar a gestão estratégica de uma empresa distribuidora de energia elétrica é necessária a utilização um sistema de indicadores que traduza a missão e os objetivos estratégico da empresa em medidas tangíveis que representem um equilíbrio entre os indicadores técnicos exigidos pela ANEEL e indicadores que meçam o desempenho dos negócios da empresa.

A partir deste trabalho pode-se desenvolver um estudo sobre quais são os indicadores adequados para medir o despenho da gestão estratégica de uma empresa distribuidora de energia elétrica, partindo das perspectivas enfocadas nesta pesquisa.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANSOFF, H. I., *Corporate Strategy*, New York: McGraw-Hill, 1965.

ACKOFF, Russel L. *Redesigning the future: a systems approach to societal problems*. New York: Jhon Wiley & Sons, 1974.

BONELLI, Regis, FLEURY, Paulo F., FRITSCH, Winston. *Indicadores microeconomicos do desempenho competitivo*. Revista de Administração, São Paulo, v. 29, nº 2, 1994.

BRONZEADO, Herivelto, CAVALCANTI, Beatriz F., NETO, Samuel D. C., LIMA, Kilma C. *Problemas com qualidade: quem é responsável pelos danos ?* Revista Eletricidade Moderna, novembro/99. Aranda Editora .

CEEE, Companhia Estadual de Energia Elétrica

Energia Para o Desenvolvimento do Rio Grande. Assessoria de Comunicação Social. Folder. Porto Alegre, 1999.

Relatório de Gestão – 1999. Governo do Estado do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2000.

Boletim do Programa de Participação nos Resultados da CEEE. Ano 1, nº 2, agosto 2001.

CHRISTENSEN, C. R., ANDREWS K. R., BOWER, J. L., HAMERMESH,G., PORTER, M. E. *Business Policy: text and Cases*, 5th edition, Homewood, IL: Iwin, 1982.

FISCHMANN, Adalberto A., ZILBER, Moises A. *Utilização de indicadores de desempenho como instrumento de suporte à gestão estratégica*, ANPAD, 1999.

GARVIN, David A. *Competing on the Eight Dimensions of Quality*, Harvard Business Review, Nov.-Dec. 1987.

GUROVITZ, Helio. Revista Exame. 19/04/2000.

HACKER, Marla E., BROTHERTON, Paul A. Designing and installing effective performance measurement systems, *IIE Solutions*, v. 30, nº 8, 1998.

HAYES, R. H., ABERNATHY, W. J. *Managing our way to economic decline*. *Harvard Business Review*, v. 58, nº 4, 1980.

- JURAN, J. M. *Planning for Quality*. Juran Institute Inc., Wilton, CT, USA, 1986.
- KAPLAN, Robert S., NORTON, David P.
Organização Orientada para a Estratégia. Editora Campus, 2000.
A Estratégia em Ação – Balanced Scorecard. Editora Campus, 1997.
- KOTLER, Philip. *Administração de Marketing: Análise, Planejamento, Implementação e Controle*. São Paulo: Atlas, 1998.
- LEI nº 8.631 de 4 de março de 1993. *Disposição sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica*. Disponível em <http://www.aneel.org.br>. Consulta em 10/03/01.
- LEI nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995. *Regime de Concessão e Permissão da Prestação dos Serviços Públicos*. Disponível em <http://www.aneel.org.br>. Consulta em 10/03/01.
- LEI nº 9.074 de 7 de julho de 1995. *Normas para Outorga e Prorrogação das Concessões e Permissões de Serviços Públicos*. Disponível em <http://www.aneel.org.br>. Consulta em 10/03/01.
- LEI nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996. *Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL*. Disponível em <http://www.aneel.org.br>. Consulta em 10/03/01.
- LEI nº 9.648 de 27 de maio de 1998. *Reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias*. Disponível em <http://www.aneel.org.br>. Consulta em 10/03/01.
- LINDBLOM, Charles E. *The Science of Muddling*. Public Administration Review, 19, 2, 1959.
- MATTOS, J.F.C. *Auto-avaliação: um caminho para a Excelência*, Rio de Janeiro: Qualitymark, 1994.
- MAUTONE, Silvana. *Cresce o “livre mercado” no Brasil*. Gazeta Mercantil, São Paulo, 31/07/2000).
- MELLONI, Eugênio. *Cresce disputa pela distribuição de eletricidade*. O Estado de São Paulo, São Paulo, 25/04/2000.
- MILET, P.B. *Indicadores de Qualidade e Produtividade para a Área de Informática*. Rio de Janeiro: Livros Técnicos Científicos, 1993.
- MINTZBERG, H., AHLSTRAND B., LAMPEL, J. *Safári de Estratégia: Um roteiro pela selva do planejamento estratégico*. Porto Alegre: Bookman, 2000.

MORAES, R. Análise de Conteúdo: limites e possibilidades. In: ENGERS. M.E.A. Paradigmas e metodologias de pesquisa em educação. Porto Alegre: EDIPUCRS, 1994.

O GLOBO, jornal. Caderno Economia, pág. 41, 16/01/2000. Rio de Janeiro.

OLIVEIRA, Djalma P. R. *Planejamento Estratégico: Conceitos, Metodologia, Práticas*, 14^a ed. São Paulo: Atlas, 1999.

PORTARIA DNAEE nº 46 de 17 de abril de 1978. *Disposições relativas à continuidade de fornecimento de energia elétrica pelos concessionários a seus consumidores*. Disponível em <http://www.aneel.org.br>. Consulta em 10/03/01.

PORTARIA DNAEE nº 47 de 17 de abril de 1978. *Estabelecimento dos níveis de tensões de fornecimento de energia elétrica pelos concessionários*. Disponível em <http://www.aneel.org.br>. Consulta em 10/03/01.

PORTER, Michael E.

Estratégia Competitiva: Técnicas para Análise de Indústrias e da Concorrência. Rio de Janeiro: Campus, 1986.

How Competitive Forces Shape Strategy, Harvard Business Review (may- april), 1979.

RESOLUÇÃO ANEEL n.º 245 de 31 de julho de 1998. *Estabelece os critérios para composição da Rede Básica dos Sistemas Elétricos Interligados*. Disponível em <http://www.aneel.org.br>. Consulta em 10/03/01.

RESOLUÇÃO nº 264 de 13 de agosto de 1998. *Estabelece as condições para contratação de energia elétrica por consumidores livres*. Disponível em <http://www.aneel.org.br>. Consulta em 10/03/01.

RESOLUÇÃO ANEEL nº 24 de 27 de janeiro de 2000. *Estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras*. Disponível em <http://www.aneel.org.br>. Consulta em 10/03/01.

RESOLUÇÃO n.º 511 de 7 de dezembro de 2000. Estabelece as metas de continuidade da distribuição de energia elétrica a serem observadas pela concessionária Companhia Estadual de Energia Elétrica. Disponível em <http://www.aneel.org.br>. Consulta em 15/08/01.

RIBEIRO, Ari P. F., MORAES, Walter F. A. *Estratégias genéricas na indústria de energia elétrica: propostas para um novo cenário institucional*, ANPAD, 1998.

ROESCH, Sylvia M. A. *Projetos de estágio e de pesquisa em administração*, São Paulo, editora Atlas S.A. – 1999.

TACHIZAWA, Takeshi, REZENDE, Wilson. *Estratégia Empresarial: Tendências e Desafios – Um enfoque na realidade brasileira*, São Paulo: Makron Books, 2000.

TAKASHINA, Newton Tadashi, FLORES, Mario César X. *Indicadores da qualidade e do desempenho: como estabelecer metas e medir resultados*, Rio de Janeiro: Qualitymark, 1996.

TATIKONDA, Lakshmi V., TATIKONDA, Rao J. We need dynamic performance measures. *Management Accounting*. v. 80, nº 3, 1998.

TIRONI, L.F. *Indicadores da qualidade e produtividade: conceitos e usos*. Artigo I, Revista Indicadores da Qualidade e Produtividade. Programa Brasileiro de Qualidade e Competitividade. Nº 1, Brasília: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, 1993.

VARGA, László. *Energia ganha livre mercado em julho*. O Estado de São Paulo, São Paulo, 05/03/2000.

VIEIRA, M.M.F., OLIVEIRA, L.M.B. *Administração Contemporânea*, São Paulo: Atlas S.A., 1998

YIN, R. K. *The case study crisis: some answers*. *Administrative Science Quarterly*, Cornell University, v. 26, mar. 1981.

Anexo A

GUIA DE ENTREVISTAS

1. TEMA E ASSUNTO ABORDADO NAS ENTREVISTAS

Os entrevistados foram classificados pelo pesquisador em 5 níveis de hierarquia, sendo que para cada nível a entrevista foi voltada para um tema diferente, conforme esquematizado no Quadro 1 a seguir.

Quadro 1: Tema e assunto abordado

Tema	Assunto	Entrevistados
Estratégia	- Elementos estratégicos utilizados pela empresa, como visão estratégica, objetivos, metas e políticas; - Indicadores no gerenciamento estratégico.	Níveis 1 e 2
Indicadores	- Indicadores no gerenciamento estratégico; - Indicadores mais importantes.	Nível 3
Indicadores e Processos	- Indicadores no gerenciamento estratégico; - Controle e apuração dos indicadores	Nível 4
Processos	- Controle e apuração dos indicadores	Nível 5

2. POSIÇÃO HIERÁRQUICA DOS ENTREVISTADOS

A Figura 1 apresenta um organograma simplificado da empresa onde se destaca o nível do entrevistado e a sua função.

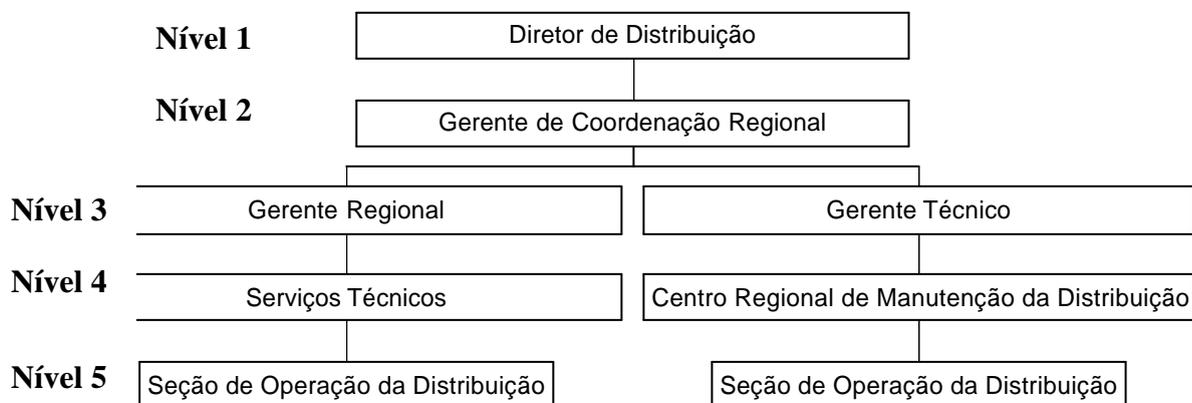


Figura 1: Posição hierárquica dos entrevistados

3. NÍVEL HIERÁRQUICO DA FUNÇÃO DOS ENTREVISTADOS

O Quadro 2 apresenta o universo dos entrevistados e o número de entrevistas realizadas.

Quadro 2: Entrevistados

Nível Hierárquico	Funções	Entrevistas Realizadas
1	Diretor de Distribuição	01 (uma)
2	Gerentes de Coordenação Regional de: <ul style="list-style-type: none"> - Porto Alegre - Pelotas 	02 (duas)
3	Gerentes Regionais de: <ul style="list-style-type: none"> - Bagé - Camaquã - Osório - Rio Grande - São Jerônimo Gerentes Técnicos de: <ul style="list-style-type: none"> - Porto alegre - Pelotas 	05 (cinco)
4	Chefes de Serviços Técnicos de: <ul style="list-style-type: none"> - Bagé - Camaquã - Osório - Rio Grande - São Jerônimo Centros Regionais de Manutenção da Distribuição de: <ul style="list-style-type: none"> - Pelotas - Porto Alegre 	05 (cinco)
5	Funcionários das Seções de Operação de: <ul style="list-style-type: none"> - Bagé - Camaquã - Osório - Pelotas - Porto Alegre - Rio Grande - São Jerônimo 	07 (sete)

4. QUESTIONÁRIO

O assunto abordado foi esquematizado no Quadro 1, sendo que as questões colocadas aos entrevistados são apresentadas no Quadro 3 e assinaladas com um “X” para qual entrevistado foram colocadas.

Quadro 3: Questões apresentadas aos entrevistados

Questões	Entrevistados			
	Níveis 1 e 2	Nível 3	Nível 4	Nível 5
O que podes dizer sobre missão, objetivos, metas ou políticas da empresa ?	X			
O resultado dos indicadores reflete ações no gerenciamento estratégico da empresa ?	X	X	X	
Qual indicador considera mais importantes para a empresa ?	X	X	X	X
Qual é a missão da empresa ?		X	X	X
Que podes dizer sobre ações que são tomadas quando os indicadores se apresentam fora dos níveis aceitáveis ?			X	X
Qual é a influência dos indicadores nos processos internos da empresa ?			X	X
Como são controlados os indicadores ?				X
Gostaria de declarar mais alguma coisa sobre esse assunto, que possa contribuir para este trabalho ?	X	X	X	X

Anexo B

COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA
ÁREA DISTRIBUIÇÃO
ASSESSORIA DE PLANEJAMENTO E CONTROLE
INDICADORES DE QUALIDADE - DEC E FEC ANO DE 2000

CONJUNTO	META CONTRATO ANEEL anual		Realizado no ano 2000		Verificação Aplicação Multa Anual	
	DEC	FEC	DEC	FEC	DEC	FEC
ALVORADA - R	12,26	31,18	32,81	29,93	(20,55)	-
ALVORADA - U	40,00	43,95	30,79	28,88	-	-
AMARAL FER. R	75,00	64,66	25,46	22,87	-	-
AMARAL FER. U	75,00	64,66	24,70	21,52	-	-
ARAMBARE - R	65,00	40,54	17,70	16,33	-	-
ARAMBARE - U	65,00	35,00	12,59	12,55	-	-
ARROIO GR. R	97,88	79,23	95,94	44,51	-	-
ARROIO GR. U	44,33	51,92	49,99	31,26	(5,66)	-
ARROIO RATOS R	50,66	21,51	22,23	11,45	-	-
ARROIO RATOS U	40,93	18,93	15,92	8,13	-	-
ARROIO SAL R	40,00	23,06	21,81	21,32	-	-
ARROIO SAL U	40,00	17,83	22,59	21,11	-	(3,28)
BAGE - R	70,00	30,72	66,84	25,20	-	-
BAGE - U	22,35	18,73	14,01	17,03	-	-
BALN. PINHAL R	50,46	38,80	29,74	16,53	-	-
BALN. PINHAL U	36,64	28,69	24,31	22,73	-	-
BARAO TRIUNFOR	120,00	86,00	20,36	15,73	-	-
BARAO TRIUNFO U	120,00	88,81	0,00	0,00	-	-
BARRA RIBEIRO R	112,00	90,00	34,34	25,41	-	-
BARRA RIBEIRO U	17,82	19,75	19,84	14,79	(2,02)	-
BUTIA - R	45,77	17,29	29,30	14,43	-	-
BUTIA - U	42,99	19,09	31,34	14,38	-	-
CAMAQUA - R	70,00	60,00	24,86	26,73	-	-
CAMAQUA - U	47,15	28,88	24,70	14,80	-	-
CANDIOTA - R	22,23	20,17	25,51	23,37	(3,28)	(3,20)
CANDIOTA - U	17,63	16,94	17,64	19,05	(0,01)	(2,11)
CANGUCU - R	50,00	60,00	60,45	31,32	(10,45)	-
CANGUCU - U	50,00	33,82	35,28	23,94	-	-
CAPAO CANOA R	40,00	25,08	41,90	24,41	(1,90)	-
CAPAO CANOA U	27,67	25,00	19,74	25,82	-	(0,82)
CAPAO LEAOR	37,94	60,00	60,55	47,93	(22,61)	-
CAPAO LEAO U	33,58	60,00	55,08	64,92	(21,50)	(4,92)
CAPIVARI SUL R	57,34	41,55	24,57	27,00	-	-
CAPIVARI SUL U	65,79	46,49	34,92	34,98	-	-
CARAA - R	57,74	26,83	9,37	9,30	-	-
CARAA - U	45,00	24,58	3,45	6,49	-	-
CERRITO - R	69,17	36,97	54,48	46,06	-	(9,09)
CERRITO - U	66,71	36,01	61,27	45,71	-	(9,70)
CERRO GR. SUL R	120,00	90,00	23,85	19,54	-	-
CERRO GR. SUL U	120,00	90,00	25,88	19,02	-	-
CHARQUEADAS - R	38,67	22,56	11,70	8,69	-	-
CHARQUEADAS - U	26,66	14,26	9,86	5,47	-	-
CHUI - R	120,00	77,80	13,81	6,83	-	-
CHUI - U	70,00	70,00	11,31	6,39	-	-
CHUVISCA - R	40,50	33,65	32,90	32,52	-	-

CONJUNTO	META CONTRATO ANEEL anual		Realizado no ano 2000		Verificação Aplicação Multa Anual	
	DEC	FEC	DEC	FEC	DEC	FEC
CHUVISCA - U	12,98	17,47	32,54	34,97	(19,56)	(17,50)
CIDREIRA - R	70,00	65,00	24,68	20,31	-	-
CIDREIRA - U	50,00	50,00	27,76	30,07	-	-
CRISTAL - R	70,00	65,00	21,83	19,34	-	-
CRISTAL - U	50,00	65,00	23,50	20,85	-	-
D. P. D ALC. R	71,38	68,39	25,61	34,55	-	-
DOM FELICIANO R	70,00	65,00	29,78	30,92	-	-
DOM FELICIANO U	50,00	65,00	30,17	34,45	-	-
DOM PEDRITO - R	70,00	24,56	63,83	20,61	-	-
DOM PEDRITO - U	36,64	15,29	15,89	8,68	-	-
ELDORADO SUL R	35,90	29,80	17,25	10,27	-	-
ELDORADO SUL U	20,33	12,35	10,80	8,11	-	-
ENCRUZ. SUL R	70,00	45,82	27,46	23,85	-	-
ENCRUZ. SUL U	66,47	40,12	11,80	17,49	-	-
GUAIBA - R	20,72	16,74	20,00	11,91	-	-
GUAIBA - U	14,83	14,22	9,62	8,69	-	-
HERVAL - R	87,13	64,34	70,99	58,98	-	-
HERVAL - U	53,52	61,02	63,46	64,42	(9,94)	(3,40)
HULHA NEGRA - R	85,92	19,70	75,49	23,42	-	(3,72)
IMBE - U	21,73	18,25	12,87	16,93	-	-
JAGUARAO - R	94,10	90,00	131,02	86,97	(36,92)	-
JAGUARAO - U	50,00	60,00	73,64	55,09	(23,64)	-
LAVRAS SUL R	100,60	37,63	101,66	45,37	(1,06)	(7,74)
LAVRAS SUL U	36,65	22,13	28,63	18,38	-	-
MAMPITUBA - R	40,32	25,17	41,04	40,96	(0,72)	(15,79)
MAQUINE - R	52,88	45,27	28,57	26,52	-	-
MAQUINE - U	56,18	44,76	32,54	26,28	-	-
MAR. PIMENTEL R	120,00	90,00	34,87	26,85	-	-
MAR. PIMENTEL U	120,00	90,00	4,20	3,11	-	-
MINAS LEAO R	38,38	16,45	25,89	13,37	-	-
MINAS LEAO U	30,58	16,13	24,41	12,72	-	-
MOR. DO SUL R	68,10	60,82	35,46	40,69	-	-
MOR. DO SUL U	72,52	67,50	30,62	37,97	-	-
MOR. REDONDO R	52,95	70,00	38,17	37,35	-	-
MOR. REDONDO U	46,90	75,00	23,05	36,60	-	-
MOSTARDAS - R	70,00	70,00	34,11	35,04	-	-
MOSTARDAS - U	70,00	70,00	17,17	22,01	-	-
OSORIO - R	42,48	37,47	27,39	20,95	-	-
OSORIO - U	32,73	29,33	13,83	12,48	-	-
P ALEGRE - R	50,00	33,80	44,63	22,68	-	-
P ALEGRE - SPOT	4,01	4,97	1,08	1,26	-	-
P ALEGRE - TRAD	10,00	13,06	5,64	5,65	-	-
P ALEGRE - TRET	0,17	0,59	0,14	0,87	-	(0,28)
P ALEGRE - U	24,53	33,29	18,92	15,39	-	-
P. OSORIO - R	85,00	70,00	99,38	39,51	(14,38)	-
P. OSORIO - U	70,00	48,36	57,86	39,93	-	-

CONJUNTO	META CONTRATO ANEEL anual		Realizado no ano 2000		Verificação Aplicação Multa Anual	
	DEC	FEC	DEC	FEC	DEC	FEC
PALMARES SUL R	70,00	60,50	25,04	29,32	-	-
PALMARES SUL U	50,00	42,14	41,43	40,45	-	-
PANTANO GR. R	59,60	36,82	21,09	25,64	-	-
PANTANO GR. U	70,00	48,52	16,85	24,86	-	-
PELOTAS - R	50,00	59,43	83,15	48,41	(33,15)	-
PELOTAS - U	25,70	35,52	32,35	31,73	(6,65)	-
PINH. MACHADO R	47,32	22,66	33,25	27,40	-	(4,74)
PINH. MACHADO U	25,67	16,67	32,00	26,34	(6,33)	(9,67)
PIRATINI - R	60,86	37,60	69,88	40,76	(9,02)	(3,16)
PIRATINI - U	35,78	25,31	51,51	40,15	(15,73)	(14,84)
RIO GRANDE - R	70,00	70,00	24,58	17,12	-	-
RIO GRANDE - U	28,17	26,56	20,58	17,78	-	-
S. J. NORTE R	45,76	60,33	28,43	19,01	-	-
S. J. NORTE U	67,65	70,00	20,48	19,36	-	-
S. JERONIMO - R	77,66	49,79	33,16	16,44	-	-
S. JERONIMO - U	16,72	26,29	15,30	11,46	-	-
S. LOR. SUL R	70,00	42,13	18,13	11,58	-	-
S. LOR. SUL U	50,00	30,85	20,31	26,96	-	-
S. VIT. PALMA R	70,00	58,43	25,31	10,86	-	-
S. VIT. PALMA U	50,00	42,55	12,36	7,62	-	-
S.A. PATRULHA R	40,73	38,06	25,50	15,18	-	-
S.A. PATRULHA U	26,73	30,59	9,52	8,11	-	-
SENTINELA SUL R	107,65	88,66	27,58	25,78	-	-
SENTINELA SUL U	103,31	86,30	29,46	25,22	-	-
SER. SANTANA R	120,00	90,00	49,88	47,52	-	-
SER. SANTANA U	120,00	90,00	55,75	52,81	-	-
T CACHOEIRAS R	64,79	64,92	28,04	33,30	-	-
T. CACHOEIRAS U	65,53	68,84	26,71	33,18	-	-
T. FORQUILHAS R	55,14	28,19	24,54	22,53	-	-
T. FORQUILHAS U	35,00	26,28	24,95	23,16	-	-
TAPES - R	98,77	87,26	27,50	23,54	-	-
TAPES - U	70,00	70,00	17,03	19,64	-	-
TAVARES - R	120,00	90,00	64,63	46,02	-	-
TAVARES - U	120,00	90,00	73,12	50,01	-	-
TERRA AREIA - R	48,97	31,48	25,13	22,77	-	-
TERRA AREIA - U	32,08	38,15	33,37	27,52	(1,29)	-
TORRES - R	65,00	51,92	24,39	33,64	-	-
TORRES - U	45,00	32,77	13,36	19,77	-	-
TRAMANDAI - R	43,63	35,85	48,00	31,91	(4,37)	-
TRAMANDAI - U	38,68	34,83	22,54	21,79	-	-
TURUCU - R	89,04	64,77	33,75	27,22	-	-
TURUCU - U	60,28	19,43	20,49	22,60	-	(3,17)
VIAMAO - R	34,33	57,80	24,70	14,61	-	-
VIAMAO - U	20,35	50,00	16,71	15,95	-	-
XANGRI-LA - R	28,31	33,02	16,01	16,38	-	-
XANGRI-LA - U	16,90	21,27	12,65	16,82	-	-

Anexo C

COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA
 ÁREA DISTRIBUIÇÃO
 ASSESSORIA DE PLANEJAMENTO E CONTROLE
 INDICADORES DE QUALIDADE - DEC
 1º Semestre de 2001

Nome do Conjunto	DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor										
	Meta mês	Valores mensais							Meta ano	Acumulado ano	Acumulado %
		J	F	M	A	M	J	J			
ALVORADA urbano	10,50	2,82	1,09	2,26	1,47	1,31	1,09	5,99	35	16,04	46%
AMARAL FERRADOR urbano	17,40	4,23	0,68	1,83	1,36	0,99	0,52	13,07	58	22,69	39%
AMARAL FERRADOR não urbano	18,30	5,26	1,22	0,90	1,45	1,65	0,85	23,29	61	34,62	57%
ARAMBARÉ urbano	15,00	0,73	2,55	1,29	0,36	0,33	1,40	2,30	50	8,94	18%
ARAMBARÉ não urbano	15,90	1,25	2,47	1,44	0,92	0,60	2,27	4,53	53	13,48	25%
ARROIO DO SAL urbano	6,30	2,31	0,37	2,66	0,66	3,41	0,29	0,44	21	10,14	48%
ARROIO DO SAL não urbano	8,40	1,68	1,09	1,82	0,67	1,09	1,05	0,09	28	7,48	27%
ARROIO DOS RATOS urbano	7,80	2,92	0,49	1,56	1,03	0,69	0,70	8,55	26	15,94	61%
ARROIO DOS RATOS não urbano	9,60	4,52	2,56	2,07	3,01	0,24	0,70	10,28	32	23,38	73%
ARROIO GRANDE urbano	11,10	3,18	2,54	0,99	0,22	2,44	0,43	0,48	37	10,28	28%
ARROIO GRANDE não urbano	18,90	13,23	26,97	1,75	4,77	4,92	17,88	9,75	63	79,26	126%
BAGÉ urbano	6,00	1,58	0,36	1,03	0,83	0,23	0,45	0,42	20	4,90	25%
BAGÉ não urbano	18,60	6,16	1,83	2,71	4,03	4,80	1,03	5,77	62	26,34	42%
BALNEÁRIO PINHAL urbano	11,40	1,17	2,84	2,61	1,14	0,82	6,54	0,54	38	15,66	41%
BALNEÁRIO PINHAL não urbano	13,80	1,81	1,66	5,18	1,26	0,28	1,62	0,77	46	12,59	27%
BARÃO DO TRIUNFO não urbano	29,70	1,88	0,37	10,10	0,50	1,92	0,95	1,24	99	16,94	17%
BARRA DO RIBEIRO urbano	7,20	0,15	0,19	2,35	0,46	1,48	0,90	2,60	24	8,13	34%
BARRA DO RIBEIRO não urbano	16,50	6,36	3,59	5,13	1,08	4,18	0,62	6,24	55	27,20	49%
BUTIA urbano	5,10	2,25	1,00	0,20	1,53	0,23	0,45	6,78	17	12,44	73%
BUTIA não urbano	6,30	2,86	1,28	0,81	1,67	0,33	0,57	8,52	21	16,03	76%
CAMAQUÁ urbano	11,40	0,36	0,86	2,84	0,27	1,42	1,31	0,85	38	7,91	21%
CAMAQUÁ não urbano	17,10	3,77	1,44	8,32	3,01	1,56	2,27	6,28	57	26,66	47%
CANDIOTA urbano	5,10	1,11	0,65	0,00	1,31	0,32	0,11	3,76	17	7,26	43%
CANDIOTA não urbano	6,60	1,12	0,86	0,24	1,64	1,50	0,05	3,71	22	9,13	41%
CANGUÇU urbano	10,50	2,80	0,70	2,41	3,59	0,92	0,14	5,81	35	16,37	47%
CANGUÇU não urbano	20,40	10,95	6,49	4,17	4,60	4,05	0,76	13,80	68	44,83	66%
CAPÃO DA CANOA urbano	7,20	0,91	0,64	0,71	1,16	0,91	0,71	1,60	24	6,64	28%
CAPÃO DA CANOA não urbano	9,00	1,18	3,83	6,93	4,70	2,10	6,14	1,71	30	26,59	89%
CAPÃO DO LEÃO urbano	9,90	3,61	1,74	1,18	0,43	0,68	1,43	4,71	33	13,78	42%
CAPÃO DO LEÃO não urbano	12,30	3,56	2,52	2,22	2,51	2,24	1,81	6,33	41	21,20	52%
CAPIVARÍ DO SUL urbano	17,10	2,55	1,16	2,04	1,80	5,29	1,11	0,46	57	14,41	25%
CAPIVARÍ DO SUL não urbano	15,60	3,48	0,83	0,65	0,90	3,74	1,91	1,23	52	12,74	25%
CARAA não urbano	8,70	5,01	2,54	0,81	3,52	4,57	1,56	1,00	29	19,02	66%
CERRITO urbano	16,50	2,82	0,29	0,57	0,19	0,92	0,14	1,27	55	6,20	11%
CERRITO não urbano	18,00	5,74	6,79	1,20	0,16	2,74	0,12	4,21	60	20,97	35%
CERRO GRANDE DO SUL urbano	28,50	1,40	0,18	11,99	0,09	2,05	0,93	1,09	95	17,73	19%
CERRO GRANDE DO SUL não urbano	29,10	2,00	0,73	9,62	0,91	2,03	1,24	1,34	97	17,87	18%
CHARQUEADAS urbano	3,90	0,18	0,75	0,32	0,29	0,57	0,21	2,17	13	4,48	34%
CHUI urbano	12,90	10,11	2,51	2,15	0,70	0,72	1,59	1,47	43	19,25	45%
CHUI não urbano	15,60	11,99	2,69	1,84	0,48	0,67	1,82	2,42	52	21,92	42%
CHUVISCA não urbano	18,00	4,65	0,93	12,31	3,56	3,52	2,89	6,34	60	34,21	57%
CIDREIRA urbano	18,90	1,55	0,58	1,37	0,23	2,09	6,33	1,02	63	13,17	21%

Nome do Conjunto	DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor										
	Meta mês	Valores mensais							Meta ano	Acumulado ano	Acumulado %
		J	F	M	A	M	J	J			
CIDREIRA não urbano	12,30	1,53	1,19	6,28	3,57	2,11	2,42	0,60	41	17,71	43%
CRISTAL urbano	12,90	3,42	1,19	0,30	1,08	0,16	0,63	0,52	43	7,30	17%
CRISTAL não urbano	18,30	4,56	0,80	1,07	1,97	0,94	0,64	5,32	61	15,30	25%
DOM FELICIANO urbano	13,50	3,56	3,98	4,89	0,14	7,98	2,63	1,74	45	24,93	55%
DOM FELICIANO não urbano	18,90	4,05	5,37	6,17	1,13	8,60	1,87	7,46	63	34,65	55%
DOM PEDRO ALCANTARA não urbano	15,90	8,49	1,98	8,04	0,38	5,05	2,53	0,51	53	26,98	51%
DOM PEDRITO urbano	7,50	0,42	0,10	0,35	0,24	4,01	7,81	0,50	25	13,45	54%
DOM PEDRITO não urbano	21,60	9,34	3,52	4,17	9,92	6,66	8,26	4,48	72	46,35	64%
ELDORADO DO SUL urbano	3,90	1,57	1,75	0,77	1,25	0,32	0,31	4,13	13	10,09	78%
ELDORADO DO SUL não urbano	6,30	4,66	1,88	1,18	1,21	1,12	1,68	3,99	21	15,73	75%
ENCRUZILHADA DO SUL urbano	5,70	0,92	1,14	1,17	0,09	0,61	0,08	1,69	19	5,69	30%
ENCRUZILHADA DO SUL não urbano	17,40	1,45	2,16	3,55	1,29	4,47	0,74	4,04	58	17,69	31%
HERVAL urbano	13,20	2,86	3,21	1,68	0,14	1,97	1,28	1,88	44	13,02	30%
HERVAL não urbano	22,80	3,44	3,35	1,54	2,30	3,03	1,19	5,28	76	20,13	26%
GUAÍBA urbano	6,90	0,59	0,50	0,65	0,49	0,69	1,25	0,97	23	5,14	22%
GUAÍBA não urbano	8,70	2,05	1,74	0,43	2,49	1,67	0,02	1,12	29	9,52	33%
HULHA NEGRA não urbano	22,50	7,10	1,39	2,07	2,89	5,17	0,47	7,15	75	26,23	35%
IMBÉ urbano	6,30	0,72	0,15	0,12	0,09	1,01	0,59	0,56	21	3,24	15%
JAGUARÃO urbano	12,60	3,06	1,62	9,68	6,45	3,19	0,95	0,57	42	25,52	61%
JAGUARÃO não urbano	24,30	6,19	3,53	12,27	4,50	2,41	14,63	14,11	81	57,63	71%
LAVRAS DO SUL urbano	12,60	2,26	2,21	3,05	7,00	0,26	3,42	2,98	42	21,18	50%
LAVRAS DO SUL não urbano	23,70	14,00	7,35	5,38	4,58	3,86	3,85	8,96	79	47,98	61%
MAMPITUBA não urbano	12,30	1,17	1,33	5,23	1,62	1,54	0,13	1,83	41	12,86	31%
MAQUINÉ urbano	14,10	1,11	3,05	4,24	4,00	3,94	4,01	4,11	47	24,45	52%
MAQUINÉ não urbano	14,10	1,61	3,39	2,95	3,97	2,73	3,74	5,18	47	23,57	50%
MARIANA PIMENTEL urbano	15,30	0,22	0,17	0,16	0,03	-	0,01	0,79	51	1,38	3%
MARIANA PIMENTEL não urbano	18,00	5,54	3,59	3,89	1,28	1,35	0,52	7,50	60	23,68	39%
MINAS DO LEÃO urbano	3,00	1,73	0,05	0,32	0,82	0,77	0,35	6,10	10	10,15	101%
MINAS DO LEÃO não urbano	4,50	2,99	0,68	0,47	1,24	0,50	0,06	9,97	15	15,91	106%
MORRINHOS DO SUL não urbano	17,40	10,20	4,95	8,65	2,47	4,56	5,06	0,52	58	36,41	63%
MORRO REDONDO urbano	10,20	0,63	0,09	2,08	0,03	5,62	-	3,32	34	11,76	35%
MORRO REDONDO não urbano	12,90	4,62	6,70	2,24	1,70	5,81	0,59	8,96	43	30,61	71%
MOSTARDAS urbano	13,20	1,33	2,08	9,17	2,72	1,27	0,97	6,72	44	24,26	55%
MOSTARDAS não urbano	18,60	4,23	3,83	9,28	4,58	2,12	2,40	5,08	62	31,51	51%
OSÓRIO urbano	5,70	0,42	0,24	0,43	0,49	0,55	0,94	0,83	19	3,90	21%
OSÓRIO não urbano	11,40	1,80	0,91	0,55	5,43	2,07	2,22	1,00	38	13,98	37%
PALMARES DO SUL urbano	13,50	3,15	1,65	2,96	0,67	1,72	1,60	1,87	45	13,64	30%
PALMARES DO SUL não urbano	18,90	4,36	1,52	1,25	0,70	0,95	2,68	3,49	63	14,95	24%
PÂNTANO GRANDE urbano	6,90	1,46	0,80	1,39	0,60	0,81	0,23	1,38	23	6,69	29%
PÂNTANO GRANDE não urbano	11,10	1,21	6,03	1,15	2,27	0,49	1,51	1,62	37	14,28	39%
PEDRO OSÓRIO urbano	17,10	8,13	1,06	0,67	0,05	2,02	0,45	0,15	57	12,52	22%
PEDRO OSÓRIO não urbano	21,30	17,65	4,77	1,80	0,37	9,03	0,91	14,29	71	48,83	69%
PELOTAS não urbano	20,40	11,38	4,41	5,57	6,26	3,55	7,77	7,78	68	46,71	69%
PELOTAS Centro/Leste urbano	7,20	2,77	0,73	0,85	2,18	0,74	0,66	1,25	24	9,18	38%
PELOTAS Norte/Oeste urbano	8,40	2,31	1,46	1,46	0,93	0,78	1,05	2,07	28	10,05	36%
PINHEIRO MACHADO urbano	7,20	1,80	0,32	0,58	0,23	1,07	0,30	1,97	24	6,27	26%
PINHEIRO MACHADO não urbano	13,20	1,41	0,76	0,23	1,84	0,66	0,29	3,05	44	8,24	19%
PIRATINI urbano	17,10	1,98	4,46	0,25	3,07	4,39	2,55	5,18	57	21,89	38%
PIRATINI não urbano	20,10	9,78	5,11	9,40	3,38	5,68	6,14	11,42	67	50,90	76%

Nome do Conjunto	DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor										
	Meta mês	Valores mensais							Meta ano	Acumulado ano	Acumulado %
		J	F	M	A	M	J	J			
POA-RUBEM BERTA urbano	6,60	0,56	0,22	0,93	0,38	0,22	0,97	0,79	22	4,07	19%
POA-CENTRO urbano	3,90	0,95	1,45	0,39	0,81	0,30	0,27	1,36	13	5,52	42%
POA-PETROPOLIS urbano	6,30	0,93	0,50	1,19	1,21	0,51	0,30	0,94	21	5,58	27%
POA-IPANEMA urbano	6,60	4,16	1,66	1,19	1,04	0,92	4,00	4,10	22	17,07	78%
POA-JARDIM ITU urbano	6,60	1,23	1,51	1,01	1,64	0,62	1,01	1,75	22	8,78	40%
POA-LOMBA DO PINHEIRO urbano	6,60	4,60	8,44	1,26	5,89	1,38	0,98	1,92	22	24,48	111%
POA-NAVEGANTES urbano	6,60	2,86	6,94	0,82	0,54	0,90	1,16	2,69	22	15,90	72%
POA-PARTENON urbano	6,60	3,94	3,09	3,60	1,77	1,59	0,75	2,17	22	16,90	77%
POA-RESTINGA não urbano	9,00	5,87	1,51	1,70	1,08	1,01	0,72	2,42	30	14,30	48%
POA-SARANDI urbano	6,60	1,09	0,33	1,06	0,68	0,65	0,55	0,95	22	5,31	24%
POA-SANTA TEREZA urbano	6,60	2,67	1,02	1,21	0,38	0,76	0,69	0,68	22	7,42	34%
POA-IAPI urbano	6,90	2,12	0,37	1,09	0,79	0,61	0,52	1,76	23	7,26	32%
RIO GRANDE urbano	7,20	2,40	0,94	0,92	0,82	1,69	3,48	1,51	24	11,77	49%
RIO GRANDE não urbano	13,80	3,36	1,29	1,28	1,84	1,04	1,20	12,21	46	22,22	48%
SANTA VITÓRIA DO PALMAR urbano	8,10	4,13	1,75	3,91	0,86	1,04	1,67	1,79	27	15,14	56%
STA VITÓRIA PALMAR não urbano	18,60	8,16	1,26	3,25	1,68	1,67	2,37	3,41	62	21,80	35%
S.ANTONIO DA PATRULHA urbano	4,20	0,92	0,10	2,50	0,80	4,36	1,06	3,12	14	12,86	92%
S.ANTONIO PATRULHA não urbano	7,80	2,08	0,50	1,04	2,82	5,77	2,19	4,53	26	18,95	73%
SÃO JERÔNIMO urbano	3,60	0,48	1,62	1,34	0,72	1,63	0,88	2,18	12	8,86	74%
SÃO JERÔNIMO não urbano	18,00	5,26	2,95	6,32	3,58	1,58	1,39	10,85	60	31,93	53%
SÃO JOSÉ DO NORTE urbano	15,90	1,97	0,34	3,34	0,37	0,15	6,11	0,01	53	12,30	23%
SÃO JOSÉ DO NORTE não urbano	11,70	1,98	0,60	2,20	0,64	1,15	5,77	0,00	39	12,33	32%
SÃO LOURENÇO DO SUL urbano	11,40	5,07	0,19	0,16	5,36	0,10	0,35	4,22	38	15,45	41%
SÃO LOURENÇO DO SUL não urbano	17,10	4,70	1,40	3,07	8,37	0,84	0,43	3,43	57	22,25	39%
SENTINELA DO SUL urbano	21,90	1,59	0,64	4,76	0,93	1,87	0,75	1,41	73	11,94	16%
SENTINELA DO SUL não urbano	24,00	1,97	0,47	5,13	1,72	1,71	0,91	2,20	80	14,13	18%
SERTÃO SANTANA urbano	18,60	2,55	1,25	2,25	4,69	1,87	0,99	3,95	62	17,56	28%
SERTÃO SANTANA não urbano	19,80	3,86	1,74	3,19	3,74	1,78	1,00	4,42	66	19,71	30%
TAPES urbano	11,40	0,63	1,26	0,64	0,24	0,19	0,17	0,21	38	3,35	9%
TAPES não urbano	17,10	3,61	0,55	1,88	1,61	0,25	0,35	2,14	57	10,39	18%
TAVARES urbano	21,90	1,28	5,11	18,12	3,61	0,84	-	7,80	73	36,76	50%
TAVARES não urbano	24,60	1,30	5,20	16,02	4,12	2,10	2,86	6,70	82	38,30	47%
TERRA DE AREIA urbano	9,30	1,39	3,56	1,08	5,31	1,27	2,00	3,49	31	18,11	58%
TERRA DE AREIA não urbano	10,80	1,05	2,50	4,72	4,43	0,14	1,29	1,31	36	15,44	43%
TORRES urbano	10,20	0,80	1,05	1,02	1,92	0,50	0,22	0,44	34	5,95	18%
TORRES não urbano	14,70	2,11	0,87	6,86	0,70	1,93	1,71	1,25	49	15,42	31%
TRAMANDAÍ urbano	6,60	0,58	0,14	0,76	0,11	1,86	0,78	1,00	22	5,23	24%
TRAMANDAÍ não urbano	11,10	2,33	0,02	0,32	1,01	0,25	3,33	0,07	37	7,34	20%
TRÊS CACHOEIRAS urbano	15,30	6,94	1,42	6,45	0,97	3,56	2,12	0,58	51	22,03	43%
TRÊS CACHOEIRAS não urbano	15,30	8,62	3,14	7,31	1,97	4,13	3,29	0,85	51	29,30	57%
TRÊS FORQUILHAS não urbano	8,40	0,50	2,55	6,34	3,34	0,09	1,80	0,08	28	14,70	52%
TURUÇU urbano	15,30	4,14	0,00	0,15	4,44	-	0,27	0,74	51	9,75	19%
TURUÇU não urbano	21,00	11,37	1,99	2,99	7,90	2,22	2,58	2,65	70	31,70	45%
VIAMÃO urbano	8,10	3,57	0,57	1,83	1,14	1,24	1,53	2,02	27	11,90	44%
VIAMÃO não urbano	10,50	4,39	2,30	3,95	2,10	3,87	2,36	4,45	35	23,42	67%
XANGRI-LÁ urbano	5,10	0,72	0,53	0,28	0,12	0,65	0,56	1,72	17	4,57	27%
CEEE		2,34	1,37	1,59	1,31	1,14	1,36	2,12	27,07	6,62	

Anexo D

ASSESSORIA DE PLANEJAMENTO E CONTROLE INDICADORES DE QUALIDADE - FEC 1º Semestre de 2001

Nome do Conjunto	FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor											
	Meta mês	Valores mensais								Meta ano	Acumulado ano	Acumulado %
		J	F	M	A	M	J	J				
ALVORADA urbano	11,40	2,75	1,10	4,44	1,40	1,54	0,98	4,31	38	16,53	43%	
AMARAL FERRADOR urbano	15,30	3,92	2,09	1,48	2,90	0,94	1,84	3,44	51	16,61	33%	
AMARAL FERRADOR não urbano	15,60	4,95	2,27	1,43	2,85	1,19	2,08	4,40	52	19,16	37%	
ARAMBARÉ urbano	9,30	0,42	2,50	2,83	0,24	0,71	2,41	2,33	31	11,44	37%	
ARAMBARÉ não urbano	10,80	0,78	2,69	3,66	0,67	1,05	1,98	2,12	36	12,94	36%	
ARROIO DO SAL urbano	7,20	4,48	1,16	3,41	0,28	1,44	0,22	0,26	24	11,26	47%	
ARROIO DO SAL não urbano	8,70	3,92	1,49	2,61	0,95	0,47	0,65	0,10	29	10,18	35%	
ARROIO DOS RATOS urbano	3,00	1,55	0,27	0,65	1,79	0,56	0,79	1,60	10	7,22	72%	
ARROIO DOS RATOS não urbano	4,20	2,58	1,73	0,95	2,72	0,35	0,84	3,10	14	12,26	88%	
ARROIO GRANDE urbano	15,00	5,58	8,08	3,55	0,32	3,41	2,76	0,20	50	23,89	48%	
ARROIO GRANDE não urbano	17,70	10,35	13,81	3,72	2,92	3,42	5,81	5,85	59	45,87	78%	
BAGÉ urbano	5,10	1,22	0,38	1,02	0,89	0,39	0,54	0,51	17	4,95	29%	
BAGÉ não urbano	8,70	1,51	1,07	1,12	2,38	1,01	0,98	1,72	29	9,78	34%	
BALNEÁRIO PINHAL urbano	10,20	2,78	4,34	2,64	1,67	1,42	1,44	1,22	34	15,51	46%	
BALNEÁRIO PINHAL não urbano	17,10	3,05	2,05	2,36	0,82	0,32	0,37	1,26	57	10,23	18%	
BARÃO DO TRIUNFO não urbano	21,90	4,96	0,92	6,68	1,05	4,07	1,68	2,85	73	22,22	30%	
BARRA DO RIBEIRO urbano	6,30	0,10	0,92	3,69	0,27	2,10	1,04	0,99	21	9,10	43%	
BARRA DO RIBEIRO não urbano	8,70	4,01	1,60	4,54	3,13	1,05	1,76	6,18	29	22,28	77%	
BUTIA urbano	4,50	2,27	0,36	0,23	2,15	0,34	1,00	1,13	15	7,48	50%	
BUTIA não urbano	5,10	2,34	0,52	0,56	1,98	1,03	0,49	1,45	17	8,37	49%	
CAMAQUÁ urbano	6,90	1,19	1,71	2,11	0,69	2,10	1,56	0,93	23	10,29	45%	
CAMAQUÁ não urbano	14,70	3,50	1,88	3,52	1,84	1,76	1,07	3,02	49	16,60	34%	
CANDIOTA urbano	4,80	1,39	1,24	0,00	1,62	0,45	0,58	2,61	16	7,88	49%	
CANDIOTA não urbano	6,00	1,53	1,64	0,27	2,03	0,69	0,40	2,58	20	9,13	46%	
CANGUCU urbano	9,00	3,29	0,35	3,44	1,23	2,37	0,09	2,70	30	13,47	45%	
CANGUCU não urbano	14,70	11,42	2,66	2,84	1,15	8,88	0,13	9,60	49	36,67	75%	
CAPÃO DA CANOA urbano	7,20	2,00	1,88	0,74	0,32	0,41	0,86	2,78	24	8,98	37%	
CAPÃO DA CANOA não urbano	7,50	2,81	4,19	5,57	2,45	1,09	2,75	1,39	25	20,24	81%	
CAPÃO DO LEÃO urbano	15,00	4,87	2,37	0,58	0,29	0,35	2,53	3,28	50	14,26	29%	
CAPÃO DO LEÃO não urbano	15,30	4,70	2,12	1,75	0,89	1,09	1,60	3,17	51	15,32	30%	
CAPIVARÍ DO SUL urbano	11,10	3,39	3,06	2,50	2,55	4,81	0,78	1,39	37	18,48	50%	
CAPIVARÍ DO SUL não urbano	12,60	3,72	2,56	1,07	1,70	3,25	0,85	1,53	42	14,69	35%	
CARAA não urbano	5,70	3,01	0,68	0,23	1,08	2,02	2,00	1,18	19	10,21	54%	
CERRITO urbano	9,90	5,28	1,01	3,06	1,15	2,05	0,19	0,38	33	13,13	40%	
CERRITO não urbano	11,10	5,75	1,44	2,68	0,56	1,58	0,03	1,22	37	13,25	36%	
CERRO GRANDE DO SUL urbano	16,20	5,81	0,90	7,91	0,90	4,45	1,77	3,02	54	24,77	46%	
CERRO GRANDE DO SUL não urbano	18,60	5,73	1,21	6,83	1,44	4,59	2,02	3,40	62	25,22	41%	
CHARQUEADAS urbano	3,90	0,27	0,32	0,26	0,22	0,45	0,24	1,17	13	2,92	22%	
CHUÍ urbano	10,20	11,53	4,07	1,72	0,83	0,73	3,64	2,18	34	24,70	73%	
CHUÍ não urbano	12,90	12,62	4,45	1,45	0,72	0,71	3,67	2,50	43	26,13	61%	
CHUVISCA não urbano	15,60	5,64	1,98	3,31	1,67	2,28	1,60	3,78	52	20,25	39%	
CIDREIRA urbano	9,00	3,51	1,88	1,88	0,81	3,24	1,40	1,51	30	14,23	47%	
CIDREIRA não urbano	16,20	1,78	1,07	2,82	1,64	0,79	0,58	1,31	54	10,00	19%	
CRISTAL urbano	15,00	3,00	2,64	1,19	2,00	0,14	2,02	0,44	50	11,42	23%	

FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor											
Nome do Conjunto	Meta mês	Valores mensais							Meta ano	Acumulado ano	Acumulado %
		J	F	M	A	M	J	J			
CRISTAL não urbano	15,60	3,73	2,17	1,57	2,58	0,80	1,68	2,07	52	14,60	28%
DOM FELICIANO urbano	15,60	4,83	4,09	2,15	0,28	2,19	1,18	3,02	52	17,74	34%
DOM FELICIANO não urbano	15,90	5,56	4,39	2,86	0,76	2,38	1,03	4,85	53	21,84	41%
DOM PEDRO ALCANTARA não urbano	17,10	7,62	4,74	3,72	1,20	1,68	1,13	1,40	57	21,50	38%
DOM PEDRITO urbano	4,50	0,54	0,10	0,24	0,34	3,43	1,14	0,51	15	6,31	42%
DOM PEDRITO não urbano	7,20	3,63	1,43	2,32	3,68	2,48	1,41	1,24	24	16,18	67%
ELDORADO DO SUL urbano	4,50	1,49	0,92	0,67	1,65	0,47	0,19	1,17	15	6,56	44%
ELDORADO DO SUL não urbano	5,70	2,20	0,87	0,56	1,09	0,89	0,86	0,91	19	7,38	39%
ENCRUZILHADA DO SUL urbano	4,20	2,59	2,35	1,22	0,12	0,90	0,08	1,09	14	8,35	60%
ENCRUZILHADA DO SUL não urbano	10,80	1,06	1,92	3,27	0,92	2,15	0,62	2,63	36	12,57	35%
HERVAL urbano	14,70	4,76	5,72	5,59	2,83	2,20	3,20	1,13	49	25,44	52%
HERVAL não urbano	16,80	5,01	5,28	4,75	2,87	2,67	2,56	2,93	56	26,07	47%
GUAÍBA urbano	6,30	0,67	0,38	0,67	0,44	0,86	0,88	0,48	21	4,38	21%
GUAÍBA não urbano	7,20	1,74	0,92	0,41	1,65	1,40	0,01	0,39	24	6,53	27%
HULHA NEGRA não urbano	5,70	1,01	0,37	1,40	1,09	1,74	0,70	1,83	19	8,15	43%
IMBÉ urbano	5,40	1,00	0,32	0,16	0,23	0,93	0,51	0,98	18	4,13	23%
JAGUARÃO urbano	14,70	5,59	3,30	12,40	4,57	2,91	2,04	0,20	49	31,01	63%
JAGUARÃO não urbano	22,50	8,90	5,35	9,13	4,46	1,66	4,16	5,28	75	38,93	52%
LAVRAS DO SUL urbano	6,30	3,80	1,19	5,46	8,16	0,39	1,12	1,81	21	21,94	104%
LAVRAS DO SUL não urbano	10,20	8,18	2,41	4,36	4,57	1,84	1,79	5,79	34	28,94	85%
MAMPITUBA não urbano	8,40	2,42	0,88	3,11	1,04	0,64	0,07	3,44	28	11,57	41%
MAQUINÉ urbano	12,00	1,06	2,24	1,06	5,80	1,93	0,83	3,13	40	16,05	40%
MAQUINÉ não urbano	13,20	1,17	2,56	0,74	5,69	1,83	0,76	2,97	44	15,72	36%
MARIANA PIMENTEL urbano	8,10	0,15	0,06	0,15	0,12	-	0,05	1,11	27	1,64	6%
MARIANA PIMENTEL não urbano	9,60	4,19	1,54	3,75	3,11	0,89	1,72	6,46	32	21,66	68%
MINAS DO LEÃO urbano	4,20	1,23	0,06	0,36	1,30	2,08	0,26	0,94	14	6,24	45%
MINAS DO LEÃO não urbano	4,80	1,89	0,59	0,51	1,63	1,71	0,02	2,68	16	9,04	57%
MORRINHOS DO SUL não urbano	15,30	8,40	5,59	4,80	2,81	2,31	2,63	1,44	51	27,97	55%
MORRO REDONDO urbano	16,20	2,11	0,03	2,18	0,04	1,09	-	1,15	54	6,61	12%
MORRO REDONDO não urbano	17,40	6,12	1,32	2,45	0,52	3,72	0,10	4,04	58	18,27	32%
MOSTARDAS urbano	12,60	3,56	3,06	8,98	1,96	2,17	0,69	3,84	42	24,25	58%
MOSTARDAS não urbano	18,00	4,93	3,96	8,62	3,35	2,69	0,91	3,04	60	27,50	46%
OSÓRIO urbano	6,90	0,64	0,51	0,32	0,31	0,32	1,48	0,49	23	4,08	18%
OSÓRIO não urbano	12,30	1,91	0,88	0,45	2,96	0,95	1,37	1,25	41	9,76	24%
PALMARES DO SUL urbano	11,10	8,63	3,07	4,02	1,45	2,62	0,71	1,87	37	22,38	60%
PALMARES DO SUL não urbano	16,20	4,74	2,58	1,66	1,65	1,40	0,86	4,43	54	17,30	32%
PÂNTANO GRANDE urbano	12,30	2,19	0,41	2,25	0,63	3,04	0,98	3,67	41	13,17	32%
PÂNTANO GRANDE não urbano	10,20	1,39	1,31	1,15	2,46	1,72	0,90	2,10	34	11,02	32%
PEDRO OSÓRIO urbano	12,90	9,71	2,03	5,84	0,13	2,21	1,46	0,22	43	21,60	50%
PEDRO OSÓRIO não urbano	17,70	8,19	4,10	3,72	1,54	3,34	1,14	5,19	59	27,25	46%
PELOTAS não urbano	15,90	11,31	2,47	5,20	2,56	3,90	2,93	5,01	53	33,36	63%
PELOTAS Centro/Leste urbano	8,70	6,38	1,47	1,74	3,96	1,57	0,55	1,19	29	16,86	58%
PELOTAS Norte/Oeste urbano	9,90	5,21	2,78	2,45	1,55	1,54	1,09	1,77	33	16,38	50%
PINHEIRO MACHADO urbano	4,80	1,77	0,29	0,24	0,06	0,43	0,87	1,71	16	5,37	34%
PINHEIRO MACHADO não urbano	6,60	1,61	1,34	0,15	1,86	0,63	0,17	2,52	22	8,29	38%
PIRATINI urbano	6,90	2,08	4,89	0,27	3,80	1,98	0,97	4,10	23	18,08	79%
PIRATINI não urbano	10,20	4,65	4,15	2,35	3,13	2,76	2,14	5,17	34	24,35	72%
POA-RUBEM BERTA urbano	8,70	1,08	0,39	1,38	0,42	0,63	0,61	1,55	29	7,01	24%
POA-CENTRO urbano	5,40	1,09	2,00	1,02	1,22	0,73	0,31	0,63	18	8,38	47%
POA-PETROPOLIS urbano	8,10	0,99	1,13	2,22	1,10	0,88	0,38	1,68	27	13,85	51%
POA-IPANEMA urbano	8,70	2,05	1,43	1,16	1,05	1,11	3,42	3,62	29	10,39	36%

FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor											
Nome do Conjunto	Meta mês	Valores mensais							Meta ano	Acumulado ano	Acumulado %
		J	F	M	A	M	J	J			
POA-JARDIM ITU urbano	8,70	2,22	1,66	1,66	2,06	1,07	0,50	1,23	29	16,98	59%
POA-LOMBA DO PINHEIRO urbano	8,70	2,92	2,25	2,48	4,49	1,83	0,80	2,21	29	9,36	32%
POA-NAVEGANTES urbano	8,70	2,57	1,60	0,93	0,46	0,91	0,98	1,91	29	12,57	43%
POA-PARTENON urbano	8,70	2,05	1,74	2,88	2,59	0,69	0,32	2,30	29	9,67	33%
POA-RESTINGA não urbano	9,00	2,42	1,35	1,61	1,05	0,60	0,90	1,74	30	8,28	28%
POA-SARANDI urbano	8,70	2,29	0,42	1,60	0,91	1,71	0,40	0,94	29	9,33	32%
POA-SANTA TEREZA urbano	8,70	2,81	1,11	1,40	0,64	0,76	1,63	0,98	29	11,30	39%
POA-IAPI urbano	9,00	3,58	0,56	2,22	1,30	1,87	0,42	1,34	30	10,00	33%
RIO GRANDE urbano	6,60	3,46	0,66	1,26	1,06	0,78	1,13	1,65	22	12,53	57%
RIO GRANDE não urbano	13,50	4,40	0,92	1,37	0,55	0,33	1,28	3,68	45	12,39	28%
SANTA VITÓRIA DO PALMAR urbano	6,90	3,76	1,36	1,79	1,23	1,31	1,24	1,70	23	19,05	83%
STA VITÓRIA PALMAR não urbano	15,30	7,65	1,25	2,52	2,46	1,24	1,60	2,33	51	9,83	19%
S.ANTONIO DA PATRULHA urbano	4,20	2,25	0,11	0,99	0,51	2,05	2,18	1,73	14	11,67	83%
S.ANTONIO PATRULHA não urbano	5,70	2,42	0,31	0,64	1,18	2,39	2,36	2,37	19	11,69	62%
SÃO JERÔNIMO urbano	3,60	2,04	2,15	0,52	1,53	1,51	2,33	1,61	12	19,51	163%
SÃO JERÔNIMO não urbano	10,80	4,75	1,54	3,38	3,03	2,31	1,24	3,26	36	12,88	36%
SÃO JOSÉ DO NORTE urbano	15,00	2,90	0,74	4,23	0,30	0,21	4,48	0,01	50	11,20	22%
SÃO JOSÉ DO NORTE não urbano	16,80	2,68	0,93	2,98	0,25	0,43	3,94	-	56	16,41	29%
SÃO LOURENÇO DO SUL urbano	7,80	3,57	0,22	0,19	1,97	0,12	1,11	9,23	26	9,80	38%
SÃO LOURENÇO DO SUL não urbano	10,80	2,11	0,95	1,61	2,51	0,35	0,78	1,49	36	26,13	73%
SENTINELA DO SUL urbano	20,40	5,99	1,28	7,19	1,44	4,55	1,93	3,75	68	25,79	38%
SENTINELA DO SUL não urbano	19,80	5,46	1,33	5,66	2,50	4,25	2,00	4,58	66	33,49	51%
SERTÃO SANTANA urbano	20,40	6,65	2,02	3,96	3,99	5,58	2,91	8,37	68	31,68	47%
SERTÃO SANTANA não urbano	19,80	6,41	1,83	4,21	3,77	4,74	2,66	8,06	66	11,14	17%
TAPES urbano	14,70	2,19	4,91	2,92	0,47	0,26	0,17	0,22	49	18,99	39%
TAPES não urbano	18,00	3,93	2,63	2,38	4,47	0,84	1,10	3,64	60	31,77	53%
TAVARES urbano	15,60	3,47	4,08	14,36	3,28	1,73	-	4,86	52	31,75	61%
TAVARES não urbano	16,50	3,37	4,13	12,94	3,54	2,90	0,56	4,32	55	14,32	26%
TERRA DE AREIA urbano	8,40	1,74	2,42	1,06	4,56	1,47	0,44	2,62	28	14,07	50%
TERRA DE AREIA não urbano	10,20	2,35	2,42	3,48	3,65	0,38	0,78	1,02	34	4,88	14%
TORRES urbano	8,40	1,40	0,71	0,59	0,63	0,48	0,17	0,91	28	14,30	51%
TORRES não urbano	13,50	4,06	1,80	3,66	0,83	0,89	0,93	2,13	45	7,51	17%
TRAMANDAÍ urbano	9,00	1,44	0,28	1,16	0,29	1,51	1,21	1,61	30	6,02	20%
TRAMANDAÍ não urbano	9,60	3,04	0,01	0,07	0,82	0,36	1,61	0,10	32	19,85	62%
TRÊS CACHOEIRAS urbano	16,50	6,32	3,58	3,66	2,13	1,76	1,14	1,27	55	22,43	41%
TRÊS CACHOEIRAS não urbano	17,10	7,20	4,63	4,02	2,17	1,68	1,61	1,12	57	12,04	21%
TRÊS FORQUILHAS não urbano	7,20	1,97	2,28	4,58	1,98	0,08	1,11	0,04	24	6,83	28%
TURUCU urbano	10,50	1,82	0,00	0,90	1,82	-	1,94	0,36	35	19,40	55%
TURUCU não urbano	13,50	5,06	1,64	3,63	3,62	1,13	3,28	1,04	45	11,97	27%
VIAMÃO urbano	11,40	1,37	1,05	2,59	1,42	1,77	1,61	2,16	38	19,55	51%
VIAMÃO não urbano	12,00	3,44	1,87	4,68	1,18	2,48	1,57	4,33	40	7,47	19%
XANGRI-LÁ urbano	8,10	1,96	1,93	0,29	0,12	0,37	1,09	1,72	27	11,44	42%
CEEE		2,70	1,39	1,94	1,36	1,27	1,00	1,78	28,77		

Anexo E

Cópia da página 3 do Boletim do PPR

BOLETIM DO PROGRAMA DE PARTICIPAÇÃO NOS RESULTADOS DA CEEE

Ano 1 - Nº 2 - Agosto 2001

Indicadores do primeiro semestre de 2001

TF - Taxa de Frequência de Acidentes com Afastamento						
Meta Semestral - 3						
Apropriação	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maiο	Junho
Valor mensal	9,080	6,050	3,020	0,000	3,030	4,490
Média mensal	9,080	7,565	6,050	4,538	4,236	4,278

DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor						
Meta Semestral - 12,75						
Apropriação	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maiο	Junho
Valor mensal	2,34	1,37	1,59	1,31	1,14	1,36
Acumulado 2001	2,34	3,71	5,30	6,61	7,74	9,11
Média mensal	2,34	1,85	1,77	1,65	1,55	1,52

IF - Indisponibilidade Forçada						
Média Semestral - 0,55						
Apropriação	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maiο	Junho
Valor mensal	0,087	0,172	0,488	1,346	0,092	0,092
Média mensal	0,087	0,130	0,249	0,523	0,437	0,380

IIM - Índice de Indisponibilidade Mensal						
Média Semestral - 0,020						
Apropriação	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maiο	Junho
Valor mensal	0,034	0,008	0,009	0,007	0,007	0,008
Média mensal	0,034	0,021	0,017	0,014	0,013	0,012

RO - Resultado Operacional						
Média Semestral - 1,00						
Apropriação	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maiο	Junho
Receita Operacional	96,726	84,905	92,240	84,965	82,516	74,042
Despesa Operacional	73,314	73,443	88,132	107,926	93,167	69,189
Resultado Operacional	1,32	1,16	1,05	0,79	0,089	1,07
Média mensal	1,319	1,238	1,174	1,077	1,039	1,046

Anexo F

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL RESOLUÇÃO Nº 511, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2000.

Estabelece as metas de continuidade da distribuição de energia elétrica a serem observadas pela concessionária Companhia Estadual de Energia Elétrica

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 6º da Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no art. 25, §§ 1º e 2º, da Lei n.º 9.074, de 7 de julho de 1995, no art. 2º da Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nos incisos IV, XIV e XVI, art. 4º, Anexo I, do Decreto n.º 2.335, de 6 de outubro de 1997, e considerando que:

compete à ANEEL regular a prestação dos serviços de energia elétrica, expedindo os atos necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela legislação em vigor, estimulando a melhoria dos serviços, zelando pela sua boa qualidade e observando os princípios de proteção e defesa do consumidor;

existe a necessidade de melhoria da qualidade da distribuição de energia elétrica, vinculada ao princípio da continuidade, pelo que foram estabelecidas as metas dos indicadores associados à duração (DEC) e frequência (FEC), conforme os termos da Resolução ANEEL n.º 024, de 27 de janeiro de 2000; e

as referidas metas foram ajustadas de comum acordo entre a ANEEL e a concessionária, o que, neste caso, consta do Processo n.º 48500.000811/00-98; resolve:

Art. 1º Estabelecer, na forma do Anexo desta Resolução, as metas relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica, nos seus aspectos de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC, a serem observadas pela concessionária Companhia Estadual de Energia Elétrica nos conjuntos de unidades consumidoras da respectiva área de concessão.

Parágrafo único. As metas ora estabelecidas entrarão em vigor a partir de janeiro de 2001, inclusive, e serão reavaliadas a cada ciclo de revisão periódica das tarifas.

Art. 2º Na hipótese de os conjuntos apresentados não terem abrangido integralmente a respectiva área de concessão, a concessionária terá um prazo máximo de 120 (cento e vinte) dias, a contar da publicação desta Resolução, para providenciar os ajustes necessários junto à ANEEL, inclusive, se for o caso, com a possibilidade de criar novos conjuntos.

Art. 3º As metas mensais e trimestrais dos indicadores de continuidade (DEC e FEC), para cada conjunto de unidades consumidoras, são as seguintes:

- I – metas mensais: 30% (trinta por cento) dos valores das metas anuais ora estabelecidas; e
- II – metas trimestrais: 60% (sessenta por cento) dos valores das metas anuais ora estabelecidas.

§ 1º Quando as metas anuais de DEC forem iguais ou inferiores a 8 (oito) horas, fica assegurado o limite de 2,5 (duas e meia) horas para as correspondentes metas mensais.

§ 2º Quando as metas anuais de FEC forem iguais ou inferiores a 6 (seis) interrupções, fica assegurado o limite de 2 (duas) interrupções para as correspondentes metas mensais.

Art. 4º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO
Diretor-Geral

Publicado no D.O. de 12.12.2000, Seção 1, p. 58, v. 138, n. 238 - E.

ANEXO À RESOLUÇÃO ANEEL N° 511, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2000
Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE
Metas Anuais de DEC e FEC

Metas Anuais de DEC e FEC								
Nome do Conjunto	DEC Anual				FEC Anual			
	2001	2002	2003	2004	2001	2002	2003	2004
ALVORADA urbano	35	29	25	21	38	32	27	23
AMARAL FERRADOR não urbano	61	53	46	40	52	45	39	33
AMARAL FERRADOR urbano	58	48	40	33	51	43	36	30
ARAMBARÉ não urbano	53	47	41	36	36	32	28	25
ARAMBARÉ urbano	50	41	33	28	31	26	23	20
ARROIO DO SAL não urbano	63	57	51	46	59	52	46	41
ARROIO DO SAL urbano	37	30	25	20	50	39	31	25
ARROIO DOS RATOS não urbano	32	30	28	26	14	14	14	14
ARROIO DOS RATOS urbano	26	23	21	18	10	10	10	9
ARROIO GRANDE não urbano	28	25	23	21	29	26	24	22
ARROIO GRANDE urbano	21	19	17	16	24	22	19	17
BAGÉ não urbano	62	55	49	43	29	27	25	24
BAGÉ urbano	20	18	16	14	17	14	12	11
BALNEÁRIO PINHAL urbano	46	42	38	34	57	51	45	40
BALNEÁRIO PINHAL não urbano	38	32	27	23	34	29	25	21
BARÃO DO TRIUNFO não urbano	99	82	67	56	73	62	52	44
BARRA DO RIBEIRO não urbano	55	48	42	36	29	26	24	22
BARRA DO RIBEIRO urbano	24	21	19	17	21	19	17	15
BUTIA não urbano	21	20	20	19	17	16	16	15
BUTIA urbano	17	16	14	13	15	14	13	12
CAMAQUÃ não urbano	57	50	44	39	49	43	38	34
CAMAQUÃ urbano	38	31	26	21	23	20	18	16
CANDIOTA não urbano	22	21	21	20	20	19	18	17
CANDIOTA urbano	17	16	14	13	16	15	14	13
CANGUÇU não urbano	68	61	54	48	49	44	39	35
CANGUÇU urbano	35	29	24	20	30	26	22	19
CAPÃO DA CANOA não urbano	24	21	18	16	24	21	19	16
CAPÃO DA CANOA urbano	30	28	25	23	25	23	22	20
CAPÃO DO LEÃO não urbano	41	37	33	30	51	44	37	31
CAPÃO DO LEÃO urbano	33	28	24	20	50	41	33	27
CAPIVARÍ DO SUL não urbano	52	46	42	37	42	37	33	30
CAPIVARÍ DO SUL urbano	57	49	42	37	37	32	29	25
CARAA não urbano	29	27	25	23	19	18	17	16
CERRITO não urbano	60	51	44	37	37	34	32	29
CERRITO urbano	55	45	37	30	33	29	26	23
CERRO GRANDE DO SUL não urbano	97	78	62	50	62	51	42	35
CERRO GRANDE DO SUL urbano	95	75	59	47	54	45	37	31
CHARQUEADAS urbano	13	12	11	11	13	12	12	11
CHUÍ não urbano	52	45	39	33	43	38	33	29
CHUÍ urbano	43	36	31	26	34	30	26	22
CHUVISCA não urbano	60	52	44	38	52	45	39	34
CIDREIRA não urbano	41	38	35	32	54	48	43	38

CIDREIRA urbano	63	55	49	43	30	27	25	23
CRISTAL não urbano	61	53	46	40	52	45	39	33
CRISTAL urbano	43	36	31	26	50	42	35	29
DOM PEDRO ALCANTARA não urbano	53	47	41	37	57	49	42	37
DOM FELICIANO não urbano	63	55	49	44	53	47	41	37
DOM FELICIANO urbano	45	40	35	32	52	44	38	33
DOM PEDRITO não urbano	72	64	57	51	24	23	22	21
DOM PEDRITO urbano	25	22	20	18	15	14	13	12
ELDORADO DO SUL não urbano	21	20	20	19	19	18	17	16
ELDORADO DO SUL urbano	13	12	12	11	15	14	13	12
ENCRUZILHADA DO SUL não urbano	58	52	47	42	36	33	30	28
ENCRUZILHADA DO SUL urbano	19	17	15	14	14	13	12	12
GUAÍBA não urbano	29	27	25	23	24	22	20	19
GUAÍBA urbano	23	20	18	17	21	19	17	16
HERVAL não urbano	76	65	56	48	56	48	41	35
HERVAL urbano	44	35	29	23	49	39	31	25
HULHA NEGRA não urbano	75	65	57	50	19	18	18	17
IMBÉ urbano	21	20	19	18	18	18	17	17
JAGUARÃO não urbano	81	69	59	50	75	63	52	43
JAGUARÃO urbano	42	34	28	23	49	40	33	27
LAVRAS DO SUL não urbano	79	66	56	48	34	30	27	24
LAVRAS DO SUL urbano	42	36	30	26	21	19	17	15
MAMPITUBA não urbano	41	37	33	30	28	25	23	21
MAQUINÉ não urbano	47	41	36	32	44	38	33	28
MAQUINÉ urbano	47	43	39	35	40	36	32	28
MARIANA PIMENTEL não urbano	60	51	44	38	32	28	25	23
MARIANA PIMENTEL urbano	51	42	35	29	27	24	22	19
MINAS DO LEÃO não urbano	15	14	14	13	16	15	14	14
MINAS DO LEÃO urbano	10	10	10	9	14	13	12	12
MORRINHOS DO SUL não urbano	43	38	33	29	58	48	40	33
MORRO REDONDO não urbano	34	29	25	22	54	44	36	29
MORRO REDONDO urbano	58	49	42	36	51	43	36	31
MOSTARDAS não urbano	62	54	47	41	60	52	44	38
MOSTARDAS urbano	44	39	34	30	42	35	30	25
OSÓRIO não urbano	38	34	31	29	41	37	32	29
OSÓRIO urbano	19	17	16	14	23	21	19	17
PEDRO OSÓRIO não urbano	71	61	52	44	59	50	42	35
PEDRO OSÓRIO urbano	57	49	43	37	43	38	33	29
PALMARES DO SUL não urbano	63	57	51	46	54	48	43	38
PALMARES DO SUL urbano	45	40	36	32	37	33	29	25
PÂNTANO GRANDE não urbano	37	34	31	29	34	30	27	24
PÂNTANO GRANDE urbano	23	20	18	16	41	35	30	25
PELOTAS não urbano	68	60	53	47	53	47	42	37
PELOTAS Centro/Leste urbano	24	20	17	14	29	23	18	14
PELOTAS Norte/Oeste urbano	28	23	19	16	33	26	20	16
PINHEIRO MACHADO não urbano	44	40	36	33	22	21	19	18
PINHEIRO MACHADO urbano	24	21	19	18	16	15	14	13
PIRATINI não urbano	67	59	52	46	34	32	29	27
PIRATINI urbano	57	46	37	30	23	20	18	16
POA-CENTRO urbano	13	12	10	9	18	15	12	10

POA-IAPI urbano	23	20	18	16	30	26	23	20
POA-IPANEMA urbano	22	20	18	16	29	26	22	19
POA-JARDIM ITU urbano	22	20	18	16	29	26	22	19
POA-LOMBA DO PINHEIRO urbano	22	19	17	15	29	24	21	18
POA-NAVEGANTES urbano	22	20	17	15	29	25	22	19
POA-PARTENON urbano	22	20	18	16	29	26	22	20
POA-PETROPOLIS urbano	21	18	16	13	27	22	18	14
POA-RESTINGA não urbano	30	26	22	19	30	25	22	19
POA-RUBEM BERTA urbano	22	20	18	16	29	25	22	19
POA-SANTA TEREZA urbano	22	20	18	16	29	25	22	19
POA-SARANDI urbano	22	19	16	14	29	24	21	17
RIO GRANDE não urbano	46	42	39	36	45	40	36	33
RIO GRANDE urbano	24	20	17	14	22	18	14	11
SÃO JOSÉ DO NORTE não urbano	39	34	29	26	56	47	39	33
SÃO JOSÉ DO NORTE urbano	53	43	35	29	50	42	34	28
S.ANTONIO DA PATRULHA não urbano	26	25	24	23	19	18	18	17
S.ANTONIO DA PATRULHA urbano	14	14	13	12	14	13	13	12
SÃO JERÔNIMO não urbano	60	53	47	41	36	32	29	26
SÃO JERÔNIMO urbano	12	12	11	10	12	12	11	10
SÃO LOURENÇO DO SUL não urbano	57	50	44	38	36	33	29	26
SÃO LOURENÇO DO SUL urbano	38	31	26	21	26	23	20	17
SANTA VITÓRIA DO PALMAR urbano	62	54	48	42	51	44	38	33
STA VITÓRIA PALMAR não urbano	27	24	21	19	23	21	19	17
SENTINELA DO SUL não urbano	80	66	54	44	66	54	44	36
SENTINELA DO SUL urbano	73	63	53	46	68	57	48	41
SERTÃO SANTANA não urbano	66	55	46	39	66	54	44	36
SERTÃO SANTANA urbano	62	54	47	41	68	58	49	42
TRÊS CACHOEIRAS não urbano	51	44	38	32	57	47	39	32
TRÊS CACHOEIRAS urbano	51	45	40	35	55	47	40	34
TAPES não urbano	57	50	43	38	60	51	43	36
TAPES urbano	38	32	26	22	49	40	33	27
TAVARES não urbano	82	69	58	49	55	47	40	34
TAVARES urbano	73	61	50	41	52	44	38	32
TERRA DE AREIA não urbano	36	32	29	26	34	30	26	23
TERRA DE AREIA urbano	31	27	24	21	28	25	22	20
TORRES não urbano	49	43	37	33	45	39	33	29
TORRES urbano	34	28	23	19	28	24	20	17
TRAMANDAÍ não urbano	37	33	29	25	32	28	25	22
TRAMANDAÍ urbano	22	20	17	15	30	26	22	19
TRÊS FORQUILHAS não urbano	28	26	24	22	24	22	20	19
TURUÇU não urbano	70	60	52	45	45	39	35	31
TURUÇU urbano	51	43	36	30	35	30	26	23
VIAMÃO não urbano	35	31	27	24	40	34	30	26
VIAMÃO urbano	27	24	21	19	38	33	28	24
XANGRI-LÁ urbano	17	15	14	13	27	23	20	18

Anexo G

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL RESOLUÇÃO Nº 24, DE 27 DE JANEIRO DE 2000. (*)

Estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria e tendo em vista o disposto no art. 6º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no art. 25 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, no art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no inciso III do art. 4º do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, e considerando que:

existe a necessidade de rever, atualizar e consolidar as disposições referentes à continuidade da distribuição de energia elétrica definidas na Portaria DNAEE nº 046/78, de 17 de abril de 1978;

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

compete à ANEEL estimular a melhoria do serviço prestado e zelar, direta ou indiretamente, pela sua boa qualidade, observado, no que couber, o disposto na legislação vigente de proteção e defesa do consumidor; e

foram recebidas sugestões dos consumidores, de associações representativas dos distribuidores de energia elétrica, das concessionárias de serviço público de energia elétrica, bem como sugestões encaminhadas em função da Audiência Pública nº 005, realizada em 29 de outubro de 1999, resolve:

Art. 1º Estabelecer, na forma que se segue, as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica, nos seus aspectos de duração e frequência, a serem observadas pelas concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica às unidades consumidoras.

Art. 2º A continuidade da distribuição de energia elétrica deverá ser supervisionada, avaliada e controlada por meio de indicadores que expressem os valores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras e às unidades consumidoras individualmente consideradas.

DA TERMINOLOGIA E CONCEITOS

Art. 3º Para os efeitos desta Resolução são adotadas as terminologias e os conceitos a seguir definidos:

I - Concessionária ou Permissionária

Agente titular de concessão ou permissão federal para explorar a prestação de serviços públicos de energia elétrica, referenciado, doravante, nesta Resolução, apenas pelo termo concessionária.

II - Conjunto de Unidades Consumidoras

Qualquer agrupamento de unidades consumidoras, global ou parcial, de uma mesma área de concessão de distribuição, definido pela concessionária ou permissionária e aprovado pela ANEEL.

III – Consumidor

Pessoa física ou jurídica, ou comunhão de fato ou de direito legalmente representada, responsável pelo pagamento das faturas e pelas demais obrigações fixadas em normas e regulamentos do órgão regulador, assim vinculando-se ao contrato de fornecimento, uso do sistema ou de adesão.

IV - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC)

Intervalo de tempo que, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.

V - Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC)

Intervalo de tempo que, no período de observação, em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.

VI - Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC)

Tempo máximo de interrupção contínua, da distribuição de energia elétrica, para uma unidade consumidora qualquer.

VII - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC)

Número de interrupções ocorridas , em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado.

VIII - Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC)

Número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade consumidora.

IX - Indicador de Continuidade

Representação quantificável do desempenho de um sistema elétrico, utilizada para a mensuração da continuidade apurada e análise comparativa com os padrões estabelecidos.

X - Indicador de Continuidade Global

Representação quantificável do desempenho de um sistema elétrico agregada por empresa, estado, região ou país.

XI - Interrupção

Descontinuidade do neutro ou da tensão disponível em qualquer uma das fases de um circuito elétrico que atende a unidade consumidora.

XII - Interrupção de Longa Duração

Toda interrupção do sistema elétrico com duração maior ou igual a 1 (um) minuto.

XIII - Interrupção Programada

Interrupção antecedida de aviso prévio, por tempo preestabelecido, para fins de intervenção no sistema elétrico da concessionária.

.XIV - Interrupção de Urgência

Interrupção deliberada no sistema elétrico da concessionária, sem possibilidade de programação e caracterizada pela urgência na execução de serviços.

XV - Metas de Continuidade

Padrões estabelecidos pela ANEEL, para os indicadores de continuidade, a serem respeitados mensalmente, trimestralmente e anualmente, para períodos preestabelecidos.

XVI - Padrão de Continuidade

Valor limite de um indicador de continuidade aprovado pela ANEEL e utilizado para a análise comparativa com os indicadores de continuidade apurados.

XVII - Restabelecimento da Continuidade da Distribuição de Energia Elétrica

Retorno do neutro e da tensão disponível em todas as fases, com permanência mínima de tempo igual a 1 minuto, no ponto de entrega de energia elétrica da unidade consumidora.

XVIII - Serviço Essencial

Todo serviço ou atividade caracterizado como de fundamental importância para a sociedade, desenvolvido nas unidades consumidoras a seguir exemplificadas:

- a) serviço público de tratamento de água e esgoto;
- b) processamento de gás liquefeito de petróleo e combustíveis;
- c) estabelecimento hospitalar público ou privado;
- d) transporte coletivo;
- e) serviço público de tratamento de lixo;
- f) serviço público de telecomunicações;
- g) centro de controle de tráfego aéreo; e
- h) segurança pública.

XIX - Unidade Consumidora

Conjunto de instalações e equipamentos elétricos caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em um só ponto de entrega, com medição individualizada e vinculada a um único consumidor.

DA COLETA E ARMAZENAMENTO DOS DADOS DE INTERRUPÇÕES

Art. 4º A partir de janeiro de 2000 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 por um período mínimo de 3 (três) anos, para uso da ANEEL bem como dos consumidores.

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

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

II - código de identificação do conjunto.

§ 3º Para toda interrupção de longa duração ocorrida em cada unidade consumidora do conjunto deverão ser apresentadas as seguintes informações:

I - fato gerador;

II – data, hora e centésimo de 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 2003 esses dados deverão estar disponíveis em meio magnético ou óptico e apresentar o código de identificação de cada unidade consumidora.

DA DURAÇÃO DA INTERRUPÇÃO A SER CONSIDERADA

Art. 5º As concessionárias deverão apurar os indicadores de continuidade de duas formas distintas:

- I - considerando as interrupções com duração maior ou igual a 3 (três) minutos; e
- II - considerando as interrupções com duração maior ou igual a 1 (um) minuto.

§ 1º As concessionárias cujos contratos de concessão estabelecem obrigatoriedade de apuração dos indicadores de continuidade considerando interrupções iguais ou maiores a 1 (um) minuto deverão enviar os indicadores à ANEEL nas formas dos incisos I e II.

§ 2º As concessionárias não enquadradas no parágrafo anterior deverão enviar os indicadores à ANEEL na forma do inciso I.

§ 3º A partir de janeiro de 2005, para todas as concessionárias, os indicadores de continuidade a serem apurados e enviados à ANEEL deverão contemplar todas as interrupções com duração maior ou igual a 1 (um) minuto, quando deverão ser estabelecidos novos padrões de continuidade considerando-se os dados disponibilizados nas concessionárias.

DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE DE CONJUNTO

Art. 6º As concessionárias deverão apurar, para todos os seus conjuntos de unidades consumidoras, os indicadores de continuidade a seguir discriminados:

- I - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC)

Para a apuração do DEC deverá ser utilizada a seguinte fórmula:

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

II - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). Para a apuração do FEC deverá ser utilizada a seguinte fórmula:

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

Onde :

DEC = Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;

FEC = Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;

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;

Cc = Número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do

período de apuração.

DAS INTERRUPTÕES A SEREM CONSIDERADAS

Art. 7º Na apuração dos indicadores deverão ser consideradas todas as interrupções que atingirem as unidades consumidoras, admitidas apenas as seguintes exceções:

I - falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros; e

II - interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo.

DO CRITÉRIO DE FORMAÇÃO DOS CONJUNTOS

Art. 8º Os conjuntos de unidades consumidoras deverão abranger toda a área atendida pela concessionária, respeitadas as seguintes condições:

I - quando um conjunto for subdividido/agrupado deverão ser definidos novos padrões de continuidade, levando-se em consideração o histórico existente;

II - o conjunto definido deverá permitir a identificação geográfica da localização das unidades consumidoras; e

III - não poderão ser agrupadas, em um mesmo conjunto, unidades consumidoras situadas em áreas não contíguas.

§ 1º A formação dos respectivos conjuntos deverá ser validada conjuntamente com as concessionárias até 30 de junho de 2000, podendo a ANEEL, a qualquer momento, solicitar a revisão da configuração de quaisquer conjuntos, caso em que as concessionárias deverão providenciar a respectiva implementação, observando a vigência dos mesmos a partir do mês de janeiro do ano subsequente.

§ 2º A referida revisão da configuração de quaisquer conjuntos dar-se-á, no máximo, até o mês de setembro do ano em curso.

DO PERÍODO DE APURAÇÃO E CÁLCULO DOS INDICADORES

Art. 9º Será mensal o período de apuração do intervalo de tempo entre o início e o fim da contabilização das interrupções ocorridas no conjunto de unidades consumidoras considerado.

§ 1º O valor do indicador de continuidade, trimestral ou anual, de cada conjunto, será o quociente de uma operação de divisão, onde:

a) o numerador será o somatório do produto dos valores mensais do indicador apurado com 2 (duas) casas decimais, pelo número de unidades consumidoras informado em cada mês do período (trimestral ou anual); e

b) o denominador será a média aritmética do número de unidades consumidoras informadas em cada mês do período (trimestral ou anual).

§ 2º Para o cálculo do indicador de continuidade global será realizada média ponderada dos indicadores DEC ou FEC enviados mensalmente à ANEEL, utilizando-se como fator de ponderação o número de unidades consumidoras de cada conjunto do mês correspondente.

DO ENVIO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE

Art. 10. A partir de janeiro de 2000 as concessionárias deverão enviar à ANEEL os indicadores DEC e FEC de todos os seus atuais conjuntos, até o último dia útil do mês subsequente ao período de apuração.

Parágrafo único. Em caso de racionamento de energia elétrica, determinado de acordo com a Legislação vigente, as concessionárias envolvidas deverão apurar e enviar à ANEEL os indicadores de continuidade de duas formas distintas: uma considerando o efeito do racionamento sobre os valores finais dos indicadores e a outra desconsiderando o referido efeito.

DOS NOVOS CRITÉRIOS DE AGRUPAMENTO DE UNIDADES CONSUMIDORAS

Art. 11. A partir de janeiro de 2003 as concessionárias poderão propor à ANEEL novos critérios para o agrupamento das unidades consumidoras, observando as seguintes condições:

I - qualquer critério de agrupamento proposto deverá permitir ao consumidor a identificação por meio de vinculação geográfica, do conjunto no qual está localizada a sua unidade consumidora;

II - deverá existir, para avaliação, um histórico de, no mínimo, 3 (três) anos de utilização de critério de agrupamento diferente do estabelecido nesta Resolução;

III - deverão ser evidenciadas as vantagens técnicas, econômicas e sociais da nova proposta em relação ao critério vigente de agrupamento.

DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE INDIVIDUAIS

Art. 12. As concessionárias deverão apurar, em até 30 (trinta) dias, sempre que solicitado pelo consumidor ou pela ANEEL, os indicadores a seguir discriminados:

I - Duração de Interrupção por Unidade Consumidora (DIC)

Para a apuração do DIC deverá ser utilizada a seguinte fórmula:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t_i$$

II - Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora (FIC)

Para a apuração do FIC deverá ser utilizada a seguinte fórmula:

$$FIC = n$$

Onde:

DIC = Duração das Interrupções por Unidade Consumidora considerada, expressa em horas e centésimos de hora;

FIC = Frequência de Interrupções por Unidade Consumidora considerada, expressa em número de interrupções;

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.

III - Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC)

DAS INTERRUPÇÕES A SEREM CONSIDERADAS

Art. 13. Na apuração dos indicadores DIC e FIC deverão ser consideradas todas as interrupções, inclusive as programadas e de urgência, admitidas apenas as exceções previstas no art. 7º.

DO AVISO E REGISTRO DAS INTERRUPÇÕES

Art. 14. As concessionárias deverão avisar a todos os seus consumidores sobre as interrupções programadas, observando os seguintes procedimentos :

I - para unidades consumidoras atendidas em tensão superior a 1 kV e inferior a 230 kV, cuja demanda contratada seja igual ou superior a 500 kW: a interrupção deverá ser informada por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis, diretamente aos consumidores afetados;

II - para unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 69 kV, que prestem serviço essencial: a interrupção deverá ser informada por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis em relação à data da interrupção;

III - para outras unidades consumidoras: a interrupção deverá ser divulgada por meios eficazes de comunicação de massa ou, a critério da concessionária, avisados os consumidores por meio de documento escrito e personalizado, informando a abrangência geográfica, o horário de início e término da interrupção, em qualquer caso, com antecedência mínima de 72 (setenta e duas) horas em relação ao início da interrupção.

§ 1º As concessionárias deverão promover ampla divulgação, periodicamente, por meios eficazes, sobre a necessidade e importância do cadastramento de unidades consumidoras onde existam pessoas usuárias de equipamentos de autonomia limitada, vitais à preservação da vida humana, e dependentes de energia elétrica, a fim de que as mesmas sejam avisadas, de forma preferencial e obrigatória, no caso das interrupções programadas, por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis em relação à interrupção.

§ 2º As concessionárias deverão manter e disponibilizar, por 3 (três) anos, os registros de todas as interrupções de caráter de urgência e as programadas, discriminando-as em formulário próprio.

DA INFORMAÇÃO DOS INDICADORES NA FATURA DOS USUÁRIOS

Art. 15. A partir de janeiro de 2001 as concessionárias deverão incluir na fatura dos usuários, de forma clara e auto-explicativa, os seguintes dados:

I - nome do conjunto ao qual pertence a unidade consumidora;

II - metas mensais para os indicadores de continuidade individuais (DIC, FIC e DMIC) e de conjunto;

III - valores de DEC e FEC verificados no conjunto no mês anterior à emissão da fatura.

§ 1º Para as unidades consumidoras atendidas em tensão superior a 1 kV e inferior a 230 kV, além das informações mencionadas nos incisos I a III deste artigo, deverão ser incluídos os valores de DIC e FIC apurados no mês anterior.

§ 2º Até dezembro de 2004, para as unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou inferior a 1 kV, além das informações mencionadas nos incisos I a III deste artigo, o consumidor deverá ser informado sobre o seu direito de solicitar à concessionária a apuração dos indicadores DIC, FIC e DMIC a qualquer tempo.

§ 3º A partir de janeiro de 2005 nas faturas das unidades consumidoras enquadradas no § 2º deverão ser incluídos, também, os valores de DIC, FIC e DMIC apurados no mês anterior.

DO SISTEMA DE ATENDIMENTO ÀS RECLAMAÇÕES DOS CONSUMIDORES

Art. 16. As concessionárias deverão dispor de sistemas ou mecanismos de atendimento emergencial, acessíveis aos consumidores finais, para que os mesmos apresentem suas reclamações quanto a problemas relacionados ao serviço de distribuição de energia elétrica, sem prejuízo do emprego de outras formas de sensoriamento automático da rede.

§ 1º Para que o atendimento emergencial seja considerado adequado, as concessionárias deverão dispor de, no mínimo, serviço de atendimento telefônico gratuito, disponível todos os dias durante 24 (vinte e quatro) horas, acessível de qualquer localidade de sua área de concessão e contendo linhas telefônicas em quantidade compatível com a demanda de serviços.

§ 2º A implantação deste sistema de atendimento telefônico gratuito deverá ser efetuada até 31/12/2000, limitada apenas às condições técnicas dos serviços telefônicos locais..

DAS METAS DE CONTINUIDADE

Art. 17. Visando manter ou melhorar a continuidade da distribuição da energia elétrica serão estabelecidas, entre a ANEEL e as concessionárias, metas para os indicadores individuais, e conjunto, área de concessão ou global da empresa a partir das seguintes disposições:

I - Metas para os Indicadores de Continuidade dos Conjuntos

Até 30 de junho de 2000 serão estabelecidas metas mensais, trimestrais e anuais de continuidade por conjunto, em conformidade com o critério de formação de conjuntos estabelecido nesta Resolução, tendo como referência os valores históricos dos indicadores informados pela respectiva concessionária, as metas estabelecidas nos contratos de concessão e a análise comparativa de desempenho das concessionárias.

As metas para os indicadores de continuidade dos conjuntos, estabelecidas com base neste artigo, entrarão em vigor a partir de janeiro de 2001 e serão renegociadas a cada revisão ordinária das tarifas;

II - Metas para os Indicadores de Continuidade Individuais

A partir de janeiro de 2003 as metas de DIC, FIC e DMIC deverão obedecer aos valores estabelecidos nas tabelas seguintes, de acordo com as metas anuais definidas entre a ANEEL e as concessionárias para cada conjunto de unidades consumidoras:

Tabela 1

Faixa de variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Faixa de Tensão Elétrica de Atendimento: 69 kV ≤ Tensão < 230 kV						
	DIC (horas)			DMIC	FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal	(horas)	Anual	Trim.	Mensal
0 - 20	8	4	3	2	8	4	3
> 20 - 40	12	6	4	3	12	6	4
> 40	16	8	6	3	16	8	6

Tabela 2

Faixa de variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Faixa de Tensão Elétrica de Atendimento: 1 kV ≤ Tensão < 69 kV						
	DIC (horas)			DMIC	FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal	(horas)	Anual	Trim.	Mensal
0 - 5	25	13	8	6	18	9	6
> 5 - 10	30	15	10	6	20	10	7
>10 - 20	35	18	12	6	25	13	8
> 20 - 30	40	20	13	6	30	15	10
>30 - 45	45	23	15	8	35	18	12
> 45 - 60	52	26	17	8	45	23	15
> 60	64	26	21	10	56	23	19

Tabela 3

Faixa de variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Unidades consumidoras localizadas no perímetro urbano atendidas em tensão inferior 1 kV ou localizadas fora do perímetro urbano com potência disponibilizada igual ou superior a 100 kVA						
	DIC (horas)			DMIC	FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal	(horas)	Anual	Trim.	Mensal
0 - 5	40	20	13	6	25	13	8
> 5 - 10	50	25	17	6	30	15	10
>10 - 20	55	28	19	8	35	18	12
> 20 - 30	65	32	22	8	40	20	13
>30 - 45	75	32	25	10	50	25	17
> 45 - 60	80	32	27	10	56	26	19
> 60	80	32	27	12	64	26	22

Tabela 4

Faixa de variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Unidades consumidoras localizadas fora do perímetro urbano com potência disponibilizada inferior a 100 kVA						
	DIC (horas)			DMIC	FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal	(horas)	Anual	Trim.	Mensal
0 - 10	80	40	27	12	40	20	13
> 10 - 20	85	43	29	12	50	25	17
> 20 - 30	90	45	30	12	60	30	20
> 30 - 45	100	48	33	14	75	38	25
> 45 - 60	110	48	37	14	90	38	30
> 60 - 80	120	48	40	16	90	38	30
> 80	120	48	40	18	96	38	32

DOS CRITÉRIOS PARA O ESTABELECIMENTO DE NOVOS PADRÕES E METAS

Art. 18. A partir de janeiro de 2002 as concessionárias poderão propor padrões diferentes dos estabelecidos nesta Resolução, para os indicadores individuais de unidades consumidoras, observando os seguintes critérios:

I - para os conjuntos agrupados em função das metas de continuidade dos indicadores DEC e FEC, deverão ser apresentadas as distribuições de frequência acumulada de DIC, FIC e DMIC das unidades consumidoras reunidas por faixa de tensão de atendimento, discriminada em redes urbanas ou rurais e consumo de energia elétrica conforme definido nas Tabelas 1, 2, 3 e 4; e

II - as distribuições de frequência acumulada deverão possuir um histórico de dados de DIC, FIC e DMIC de, no mínimo, 12 (doze) meses, separadas em períodos mensais, trimestrais e anuais.

Art. 19. A partir de janeiro de 2004 as concessionárias deverão disponibilizar, à ANEEL, as distribuições de frequência acumulada dos indicadores individuais, observando os critérios fixados no art.18.

Parágrafo único. Estas informações servirão de base, para a ANEEL, para revisões futuras das tabelas 1, 2, 3 e 4.

Art. 20. Quando da celebração de contratos de fornecimento, uso do sistema ou adesão, poderão ser definidas e fixadas metas de continuidade que propiciem melhor qualidade dos serviços prestados.

DAS PENALIDADES POR VIOLAÇÃO DAS METAS DE CONTINUIDADE

Art. 21. Serão classificadas em dois grupos as possíveis violações das metas estabelecidas:

I - Violação de Padrão do Indicador de Continuidade Individual (Grupo 1).

Fato gerador :Violação de padrão do indicador de continuidade individual em relação ao período de apuração do indicador.

Penalidade : Pagamento de multa, pela concessionária, ao consumidor afetado, a ser creditado na fatura de energia elétrica no mês subsequente à apuração.

No cálculo do valor das multas serão utilizadas as seguintes fórmulas:

$$Penalidade = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} \right) DIC_p \times \frac{CM}{730} \times kei$$

a) Para o DIC:

b) Para o DMIC:

$$Penalidade = \left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} \right) DMIC_p \times \frac{CM}{730} \times kei$$

c) Para o FIC:

$$Penalidade = \left(\frac{FIC_v}{FIC_p} \right) DIC_p \times \frac{CM}{730} \times kei$$

Onde:

DICv = Duração de Interrupção por Unidade Consumidora, verificada no período em horas e centésimos de hora;

DICp = Metas de continuidade estabelecidas no período para o indicador de Duração de Interrupção Individual em horas e centésimos de hora;

DMICv = Duração Máxima de Interrupção Contínua, verificada, por interrupção, em horas e centésimos de hora;

DMICp = Metas de continuidade estabelecidas para o indicador, por interrupção, em horas;

FICv = Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora verificada, em número de interrupções por período;

FICp = Metas de continuidade estabelecidas no período para o indicador de Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora, em número de interrupções por período;

CM = Média aritmética do valor das faturas mensais do consumidor afetado, relativas às tarifas de uso, referentes aos 3 (três) meses anteriores à ocorrência;

730 = Número médio de horas no mês; e

kei = Coeficiente de majoração, que variará de 10 a 50, e cujo valor, fixado em 10 (dez), poderá ser alterado pela ANEEL a cada revisão ordinária das tarifas.

II - Violação de Padrão do Indicador de Continuidade de Conjunto (Grupo 2)

Fato gerador: Violação de padrão do indicador de continuidade de conjunto em relação ao período de apuração do indicador.

Penalidade : Pagamento de multa conforme as disposições da Resolução ANEEL n.º 318, de 6 de outubro de 1998, e suas eventuais atualizações.

Art. 22. Para efeito de aplicação de eventual penalidade, quando da violação das metas estabelecidas, serão consideradas as seguintes disposições:

I - interrupções que afetarem simultaneamente mais de 50% das unidades consumidoras pertencentes ao mesmo conjunto, associadas a situações de emergência ou de calamidade pública decretada por órgãos competentes, não serão consideradas para efeito de aplicação de penalidades do Grupo 1;

II - no caso de consumidores inadimplentes, o valor das multas por violação de padrão do indicador de continuidade individual poderá ser utilizado para quitar débitos vencidos, a critério da concessionária;

III - quando se tratar de multas a favor do consumidor, a concessionária deverá manter registro, em formulário próprio, para uso da ANEEL, com os seguintes dados:

- a) nome dos consumidores favorecidos;
- b) endereço das unidades consumidoras;
- c) nome do conjunto a que pertence a unidade consumidora;
- d) período referente à constatação da violação;
- e) importância individual de cada multa; e
- f) valores dos indicadores violados.

IV - quando ocorrer violação de mais de um indicador de continuidade, no período de apuração, deverá ser considerado para efeito de aplicação de penalidade aquele indicador que apresentar maior percentual de violação;

V - o valor da penalidade, associado à violação do indicador de continuidade individual, será limitado em 1% (um por cento) do faturamento da concessionária nos últimos 12 (doze) meses, e terá

como limite superior, em relação à média dos últimos 3 (três) meses da fatura da unidade consumidora, os seguintes valores :

- a) 10 (dez) vezes para as unidades consumidoras atendidas em tensão menor ou igual a 1kV;
- b) 5 (cinco) vezes para as unidades consumidoras atendidas em tensão maior que 1kV e menor que 69kV; e
- c) 3 (três) vezes para as unidades consumidoras atendidas em tensão maior ou igual a 69kV.

VI - para efeito de aplicação de penalidades, no caso de violações das metas anuais, trimestrais e mensais estabelecidas para os conjuntos de unidades consumidoras de cada concessionária, será realizada, no mínimo, uma avaliação anual pela ANEEL no ano civil subsequente;

VII - do montante das penalidades estabelecido quando da violação de padrões dos indicadores do Grupo 2, deverão ser descontadas as multas relacionadas à violação de padrões dos indicadores de continuidade individual, desde que os valores respectivos tenham sido devidamente pagos aos consumidores afetados e comprovado pelas concessionárias;

VIII - no caso de pagamento de multas aos consumidores, devido a violação de padrões dos indicadores de continuidade individual, deverão ser obedecidos os critérios estabelecidos a seguir:

a) do montante calculado para a multa pela violação da meta trimestral, estabelecida para cada ano civil, deverão ser descontados os valores relativos à violação da meta mensal, desde que esses valores já tenham sido devidamente pagos aos consumidores afetados; e

b) do montante calculado para a multa pela violação da meta anual, estabelecida para cada ano , deverão ser descontados os valores relativos à violação da meta mensal e/ou trimestral, desde que esses valores já tenham sido devidamente pagos aos consumidores afetados.

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 23. As concessionárias cujos contratos de concessão estabelecem metas de continuidade, para os conjuntos de unidades consumidoras, deverão observar, até 31 de dezembro de 2000, os padrões de continuidade estabelecidos nos respectivos contratos de concessão.

Parágrafo único. As concessionárias que não puderem atender as metas de DEC e FEC estabelecidas nos contratos de concessão, para o ano 2000, deverão apresentar justificativa técnica que evidencie a impossibilidade do cumprimento, visando a sua redefinição junto à ANEEL.

Art. 24. As concessionárias que não se enquadrarem nas condições do artigo anterior deverão considerar como metas, para o ano 2000, os padrões estabelecidos na Portaria DNAEE n.º 046/78.

Art. 25. Para as concessionárias cujos contratos de concessão estabeleçam obrigatoriedade de apuração dos indicadores de continuidade, considerando interrupções iguais ou maiores a 1 (um) minuto, os valores das multas decorrentes da aplicação de penalidades por violação das metas de continuidade, estabelecidas nos arts. 21 e 22 , serão determinados tendo como referência essa forma de apuração.

Art. 26. A partir de janeiro de 2000 e até 2002 as metas anuais de DIC e FIC deverão obedecer aos valores estabelecidos na Tabela 5.

Tabela 5

Metas Anuais dos Indicadores de Continuidade Individuais						
Descrição do Sistema de Atendimento às Unidades Consumidoras	2000		2001		2002	
	DIC	FIC	DIC	FIC	DIC	FIC
Tensão ≤ 1 kV situadas em zona rural	150	120	135	108	120	96
Tensão < 1 kV situadas em zona urbana	100	80	90	72	80	64
Sistema Aéreo com 1 kV < Tensão < 69 kV	80	70	72	63	64	56
Sistema Aéreo com 69 kV < Tensão < 230 kV	30	40	24	32	24	24
Sistema Subterrâneo	16	8	14	6	12	4

§ 1º As metas mensais e trimestrais de DIC e FIC, para cada unidade consumidora, não poderão ser superiores a 30% e 40%, respectivamente, das metas anuais fixadas na Tabela 5.

§ 2º As concessionárias cujos contratos de concessão apresentem valores para os indicadores de continuidade individuais inferiores aos fixados na Tabela 5 deverão obedecer aos valores estabelecidos no respectivo contrato.

Art. 27. Até 31 de dezembro de 2002 as concessionárias poderão apurar os indicadores de continuidade de conjuntos, DEC e FEC, utilizando o critério de correlação (unidade consumidora/potência instalada) conforme metodologia de cálculo discriminada a seguir:

Para cada conjunto, o número de unidades consumidoras atingidas por uma interrupção poderá ser calculado utilizando-se a fórmula seguinte:

$$Ca(i) = Pa(i) * \frac{Cbtu}{Pbtu} + Cbtr(i) + Cmt(i)$$

Sendo:

- $Ca(i)$ = Número de unidades consumidoras atingidas em um evento (i), no período de apuração;
- i = Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;
- $Pa(i)$ = Potência instalada dos transformadores que alimentam as cargas das unidades consumidoras atendidas em tensão até 1kV, localizadas em zona geográfica urbana, atingidas na interrupção (i);
- $Cbtu$ = Número de unidades consumidoras atendidas em tensão até 1kV, do conjunto considerado, localizadas em zona geográfica urbana;
- $Pbtu$ = Potência instalada dos transformadores que alimentam as cargas das unidades consumidoras atendidas em tensão até 1kV, localizadas em zona geográfica urbana;
- $Cbtr(i)$ = Número de unidades consumidoras atendidas em tensão até 1kV, localizadas em zona geográfica rural atingidas na interrupção (i);
- $Cmt(i)$ = Número de unidades consumidoras atendidas em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 230 kV, atingidas na interrupção (i).

Parágrafo único. Nos casos em que o contrato de concessão fixar data limite inferior à estabelecida neste artigo, as concessionárias deverão obedecer às disposições contidas nos respectivos contratos.

Art. 28. A partir de julho de 2000 o OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO-ONS deverá apurar e divulgar os indicadores de duração e frequência de interrupção, assim como o de

duração máxima de interrupção contínua, referentes às barras de conexão da Rede Básica com os demais agentes.

§ 1º Todos os dados necessários à formação e apuração dos indicadores deverão ser disponibilizados ao ONS pelos agentes detentores de instalações de transmissão que compõem a Rede Básica.

§ 2º Até junho de 2000 o ONS proporá os padrões de desempenho, por barra de conexão, referentes aos indicadores citados no *caput* deste artigo, para aprovação pela ANEEL.

§ 3º Os padrões de que trata o parágrafo anterior deverão ser observados a partir de janeiro de 2001.

§ 4º O detalhamento necessário ao cálculo dos indicadores e as respectivas ações, para que o sistema opere de acordo com os limites neles propostos, serão definidos nos Procedimentos de Rede.

Art. 29. Até julho de 2000 as concessionárias de transmissão detentoras de instalações não integrantes da Rede Básica e as concessionárias de distribuição que atendam a outras concessionárias deverão ajustar com a ANEEL as metas dos indicadores DIC, FIC e DMIC por ponto de entrega.

Art. 30. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação, revogando-se os arts. 1º a 4º e 7º a 17 da Portaria DNAEE nº 046, de 17/04/78, permanecendo os demais artigos em vigência até dezembro de 2000.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

(*) Republicado por ter saído com incorreção, no original, no D.O. nº 20-E, de 28/01/00, Seção 1, pág. 23 a 26.

Anexo H

DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA - DNAEE PORTARIA N.º 47, DE 17 DE ABRIL DE 1978

O Diretor-Geral do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, no uso de suas atribuições, tendo em vista a competência legal deste Departamento para resolver sobre as condições técnicas e a qualidade do serviço de energia elétrica; e

Considerando ser imprescindível para a conceituação de serviço adequado o estabelecimento dos níveis de determinadas tensões de fornecimento de energia elétrica, bem como a definição dos limites de variação das tensões, em geral, a serem observados pelos concessionários de serviços públicos de eletricidade;

RESOLVE:

Art. 1º O concessionário de serviço público de energia elétrica deve observar, quanto às tensões de fornecimento a seus consumidores, os seguintes critérios:

I - quando o atendimento for feito em tensão de transmissão, subtransmissão ou primária de distribuição:

a) a tensão de fornecimento no ponto de entrega de energia pode ser fixada entre + 5% (mais cinco por cento) e - 5% (menos cinco por cento) com relação à tensão nominal do sistema;

b) os limites de variação da tensão de fornecimento no ponto da entrega de energia são as seguintes:

“1 - até 30 de junho de 1982: + 5% (mais cinco por cento) e - 10% (menos dez por cento), entendido este último como limite precário;”

* **Prazo alterado pela Portaria DNAEE nº 50, de 12.06.81.**

“2 - após 1º de julho de 1981: + 5% (mais cinco por cento) e - 7,5% (menos sete e meio por cento), entendidos estes como limites adequados.”

* **Prazo alterado pela Portaria DNAEE nº 87, de 01.08.80.**

II - quando o atendimento for feito em tensão secundária de distribuição, os limites de variação da tensão de fornecimento no ponto de entrega de energia são os seguintes:

“a) para as Tensões Nominais Secundárias Padronizadas: os constantes dos Quadros I (limites precários) e Quadro II (limites adequados) anexos a esta Portaria;

b) Para as Tensões Nominais Secundárias não Padronizadas: os constantes dos Quadros III (limites precários) e Quadro IV (limites adequados) anexos a esta Portaria;”

* **Redação dada pela Portaria DNAEE nº 4, de 10.01.89.**

§ 1º Os limites de variação de que trata a alínea “b” do inciso I supra referem-se a tensão fixada nos termos da alínea “a” do mesmo inciso, ou, na falta desta, com relação à tensão nominal do sistema.

§ 2º Os limites de variação de que trata o inciso II supra referem-se à tensão nominal do sistema.

§ 3º Caso, em atendimento em tensão secundária de distribuição, seja utilizada tensão nominal diferente das relacionadas nos (Quadros anexos a esta Portaria, o concessionário deve solicitar ao DNAEE que fixe para essa tensão limites de variação específicos.

“§ 4º Os limites precários (inciso I), alínea b, nº 1, e inciso II, alínea a e b) só prevalecerão”:

* **Redação dada pela Portaria DNAEE nº 4, de 10.01.89.**

a) para os efeitos do disposto no § 2º do art. 3º;

b) em caso de manobra para transferência de carga, ou defeito em equipamento, com duração inferior a 5 (cinco) dias.

Art. 2º O concessionário deve verificar a tensão de fornecimento, por processo direto ou indireto:

I - Sempre que solicitado pelo DNAEE, no ponto do sistema, pelo período e no prazo requeridos;

II - Sempre que solicitado por escrito pelo consumidor, no correspondente ponto de entrega de energia, informando-o até 30 (trinta) dias após o recebimento da solicitação, de resultado apurado;

III - a seu critério, periodicamente.

§ 1º O DNAEE, ou o consumidor, quando de sua solicitação, pode optar pelo emprego apenas de processo direto de verificação.

§ 2º Por processo direto de verificação de tensão entende-se aquele em que se utilize aparelho indicador ou registrador. O concessionário deve dispor dos aparelhos necessários à verificação direta da tensão.

§ 3º Por processo indireto de verificação de tensão entende-se qualquer dos seguintes:

- a) estudos analíticos de redes, utilizando ou não computador digital;
- b) controle de redes pela aplicação de sistema computacional baseado em modelo estatístico-matemático;
- c) cálculo da tensão em função da carga, pelos métodos usuais de determinação de quedas de tensão em sistemas elétricos;
- d) outros processos adotados pelo concessionário e considerados adequados pelo DNAEE.

Art. 3º Quando, em procedimento de verificação de tensão, forem constatados valores fora dos limites de variação a que se refere o art. 1º, o concessionário deve adotar as providências que se fizerem necessárias para a correção da tensão, ressalvado o disposto no parágrafo 3º deste artigo.

§ 1º Concluídas as providências, deve ser efetuada nova verificação de tensão, cujo resultado será comunicado:

a) ao DNAEE, quando as verificações forem decorrentes de solicitação sua, no prazo por ele fixado para o caso;

b) ao consumidor, quando as verificações forem decorrentes de solicitação sua, no prazo de 90 (noventa) dias contados da data em que for prestada a informação a que alude o inciso II do art. 2º, salvo autorização específica do DNAEE para adoção de prazo superior, em razão de justificativa apresentada pelo concessionário.

“§ 2º O prazo de que trata a alínea “b” do parágrafo anterior será dilatado para 360 (trezentos e sessenta) dias, independentemente de autorização do DNAEE, quando em verificação inicial, realizada após 1º de julho de 1981, forem registradas tensões fora dos limites adequados, porem dentro dos limites precários.”

*** Prazo alterado pela Portaria DNAEE nº 87, de 01.08.80.**

§ 3º Caso, para a correção da tensão, seja necessário aumentar a geração térmica dependente de combustíveis derivados de petróleo, o concessionário deve submeter o assunto à apreciação do DNAEE, para que este resolva sobre o aumento e, se for o caso, fixe prazo específico para sua efetivação.

Art. 4º Quando, em procedimento de verificação de tensão por solicitação do consumidor, forem constatados valores dentro dos limites adequados a que se refere o art. 1º, o concessionário pode cobrar do solicitante o custo do serviço, de acordo com o que for indicado pelo DNAEE.

Art. 5º O concessionário deve organizar registros que indiquem, quanto as solicitações de verificação de tensão formuladas por consumidores, os seguintes dados:

I - data da solicitação;

II - ocorrências que determinaram a solicitação;

III - resultado da verificação efetuada pelo concessionário;

IV - data da informação do resultado ao consumidor;

V - providências tomadas para correção da tensão, se for o caso;

VI - resultado da verificação efetuada após as providências de que trata o inciso anterior, se for o caso;

VII - data da informação ao consumidor do resultado da verificação de que trata o inciso anterior, se for o caso;

Parágrafo único. Os dados a que se refere este artigo devem ser mantidos nos registros por 12 (doze) meses a contar da data a que alude o inciso IV supra, ou, se for o caso, da data a que alude o inciso VII supra.

Art. 6º As disposições da presente Portaria não se aplicam em casos de:

I - variações momentâneas da tensão, ocasionadas pelos defeitos, manobras, alterações bruscas de carga ou perturbações similares;

II - vendas de energia em grosso para fins de revenda.

Art. 7º Os casos omissos e eventuais dúvidas relativas a execução do disposto nesta Portaria devem ser submetidos à apreciação da Divisão de Controle de Serviços de Eletricidade do DNAEE.

Art. 8º Esta Portaria entrará em vigor 180 (cento e oitenta) dias após a data de sua publicação.

LUIZ CARLOS MENEZES

Diretor-Geral

DOU 26.04.78

*** V. Portaria DNAEE n.º 4, de 10.01.89.**

QUADRO I

ANEXO À PORTARIA N.º 4, DE 10 DE JANEIRO DE 1989
DO DIRETOR-GERAL DO DEPARTAMENTO NACIONAL DE
ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA - DNAEE

Limites Precários de Variação de Tensão
Consumidores Atendidos em Tensões Secundários de Distribuição

TENSÃO NOMINAL (Volt)	LIMITES DE VARIAÇÃO	
	MÍNIMO (Volt)	MÁXIMO (Volt)
Trifásico 220/127	189/109	233/135
380/220	327/189	403/233
Monofásico 254/127	218/109	270/135
440/220	378/189	466/233

QUADRO II

ANEXO À PORTARIA N.º 4, DE 10 DE JANEIRO DE 1989
DO DIRETOR-GERAL DO DEPARTAMENTO NACIONAL DE
ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA - DNAEE

Limites Adequados de Variação de Tensão
Consumidores Atendidos em Tensões Secundárias de Distribuição

TENSÃO NOMINAL (Volt)	LIMITES DE VARIAÇÃO	
	MÍNIMO (Volt)	MÁXIMO (Volt)
Trifásico 220/127	201/116	229/132
380/220	348/201	396/229
Monofásico 254/127	232/116	264/132
440/220	402/201	458/229

QUADRO III

ANEXO À PORTARIA N.º 4, DE 10 DE JANEIRO DE 1989
DO DIRETOR-GERAL DO DEPARTAMENTO NACIONAL DE
ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA - DNAEE

Limites Precários de Variação de Tensão
Consumidores Atendidos em Tensões Secundárias de Distribuição

TENSÃO NOMINAL (Volt)	LIMITES DE VARIAÇÃO	
	MÍNIMO (Volt)	MÁXIMO (Volt)
Monofásico 230/115	206/103	254/127
240/120	206	254/127
	/103	

QUADRO IV
ANEXO À PORTARIA N.º 4, DE 10 DE JANEIRO DE 1989
DO DIRETOR-GERAL DO DEPARTAMENTO NACIONAL DE
ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA - DNAEE

*Limites Adequados de Variação de Tensão
Consumidores Atendidos em Tensões Secundárias de Distribuição*

TENSÃO NOMINAL (Volt)	<u>LIMITES DE VARIAÇÃO</u>	
	MÍNIMO (Volt)	MÁXIMO (Volt)
Monofásico		
230/115	212/106	242/121
240/120	216/108	250/125

Anexo I

DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA - DNAEE PORTARIA N.º 46, DE 17 DE ABRIL DE 1978

O Diretor-Geral do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, no uso de suas atribuições, tendo em vista a competência legal deste Departamento para resolver sobre as condições técnicas e a qualidade do serviço de energia elétrica; e

Considerando ser imprescindível para a conceituação de serviço adequado, bem como para subsidiar o planejamento dos concessionários de serviços públicos de eletricidade, a definição de nº máximos no tocante a quantidade e duração de interrupções de fornecimento de energia elétrica;

RESOLVE:

Estabelecer, na forma que se segue, as disposições relativas à continuidade de serviço a serem observadas pelos concessionários de serviço público de eletricidade no fornecimento de energia elétrica a seus consumidores.

DOS ÍNDICES DE CONTINUIDADE POR CONJUNTO

Art. 1º Os concessionários de serviço público de eletricidade devem apurar, quanto ao fornecimento de energia elétrica a seus consumidores, os seguintes índices relativos à continuidade de serviço:

a) “índice de duração equivalente de interrupção por consumidor” (DEC) - que exprime o espaço de tempo em que, em média, cada consumidor do conjunto considerado ficou privado de fornecimento de energia elétrica, no período considerado. Para a apuração do DEC deve ser utilizada a seguinte fórmula:

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

sendo:

DEC - duração (em horas) equivalente de interrupção por consumidor do conjunto considerado;

i - número de interrupções variando de 1 a n;

Ca (i) - número de consumidores, do conjunto considerado, atingidos nas interrupções (i);

t(i) - tempo de duração das interrupções (i), em horas;

C - número total de consumidores do conjunto considerado.

b) “índice de frequência equivalente de interrupção por consumidor” (FEC) - que exprime o número de interrupções que, em média, cada consumidor do conjunto considerado sofreu, no período considerado. Para a apuração do FEC deve ser utilizada a seguinte fórmula:

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

sendo:

FEC - Frequência equivalente de interrupção por consumidor do conjunto considerado;

i - número de interrupções variando de 1 a n;

Ca (i) - número de consumidores, do conjunto considerado, atingidos nas interrupções (i);

C - número total de consumidores do conjunto considerado.

§ 1º Os concessionários, para efeito de apuração dos índices de continuidade (DEC e FEC), podem utilizar nas fórmulas supra, como alternativa, o critério de correlação entre o número total de consumidores do conjunto considerado e a quantidade total de kVA instalados no mesmo.

§ 2º Quando utilizado o critério indicado no parágrafo anterior, os valores de correlação devem ser informados ao DNAEE, sempre que solicitados.

§ 3º Para os efeitos desta Portaria, considera-se conjunto de consumidores qualquer reunião dos mesmos definida pelo concessionário para a apuração dos índices de continuidade, observado o disposto no art. 2º.

Art. 2º A apuração dos índices de continuidade (DEC e FEC), deve abranger toda a zona atendida pelo concessionário, respeitadas as seguintes determinações:

I - apuração em separado para conjuntos de consumidores, a critério do concessionário, ressalvado, entretanto, que:

- a) para uma mesma área urbana contínua, dividida em mais de um conjunto, devem ser observados em cada conjunto os índices estabelecidos para o número total de consumidores da área;
- b) não podem ser reunidos em um mesmo conjunto consumidores situados em áreas urbanas não contíguas.

II - Com relação a cada conjunto, apuração em separado dos valores relativos a:

- a) consumidores atendidos por sistema subterrâneo de distribuição, com secundário reticulado;
- b) consumidores atendidos por sistema subterrâneo de distribuição, com secundário radial;
- c) consumidores atendidos em tensão de transmissão ou subtransmissão igual ou superior a 69

kV;

- d) consumidores atendidos por sistemas aéreos em tensão inferior a 69 kV.

Art. 3º Na apuração dos índices de continuidade (DEC e FEC) devem ser consideradas todas as interrupções, ocorridas em qualquer das partes do sistema elétrico e independentemente de sua natureza - programadas, acidentais, manobras, etc. - admitidas apenas as seguintes exceções:

I - interrupção com duração inferior a 3 (três) minutos;

II - interrupção de consumidor isolado, causada por falha em suas instalações, desde que não afete outros consumidores;

III - interrupção decorrente de racionamento de energia elétrica, determinado de acordo com a lei.

Art. 4º Os índices de continuidade (DEC e FEC) devem ser apurados:

I - trimestralmente, nos meses de fevereiro, maio, agosto e novembro, com relação aos trimestres vencidos em dezembro, março, junho e setembro, respectivamente;

II - anualmente, até o mês de março, com relação ao ano anterior.

§ 1º Para as apurações anuais o número de consumidores a ser considerado deve ser igual à média aritmética dos nºs de consumidores existentes ao final de cada mês.

§ 2º Os índices apurados, assim como os dados utilizados para sua apuração, devem ser mantidos por 12 (doze) meses em registros organizados pelos concessionários.

Art. 5º Os valores máximos anuais dos índices de continuidade (DEC e FEC), a serem observados pelos concessionários com relação aos consumidores componentes de cada conjunto, são os seguintes:

I - para os consumidores atendidos em tensão de transmissão ou subtransmissão igual ou superior a 69 kV; DEC = 15 (quinze) e FEC = 25 (vinte e cinco);

II - para os consumidores atendidos em tensão de transmissão, subtransmissão, inferior a 69 kV, primária ou secundária de distribuição: os constantes do Quadro anexo à presente Portaria.

Art. 6º Os concessionários devem observar relativamente aos consumidores componentes de cada conjunto, como valores máximos trimestrais dos índices de continuidade (DEC e FEC), os equivalentes a 40% (quarenta por cento) dos referidos no artigo anterior.

DOS VALORES DE CONTINUIDADE POR CONSUMIDOR

Art. 7º As interrupções no fornecimento de energia elétrica a cada consumidor, individualmente considerado, não podem superar, no período de 12 (doze) meses, qualquer dos seguintes valores:

I - para consumidor atendido por sistema subterrâneo:

30 (trinta) horas ou 35 (trinta e cinco) interrupções.

II - Para consumidor atendido em tensão de transmissão ou subtransmissão igual ou superior a 69 kV:

30 (trinta) horas ou 40 (quarenta) interrupções.

III - Para consumidor atendido 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 (oitenta) horas ou 70 (setenta) interrupções.

IV - Para consumidor atendido em tensão secundária de distribuição e pertencente a conjunto com mais de 1.000 (mil) consumidores, cuja unidade de consumo não se situe em zona rural: 100 (cem) horas ou 80 (oitenta) interrupções.

V - Para consumidor localizado em zona rural atendido por sistema aéreo de distribuição, ou pertencente a qualquer conjunto com menos de 1.000 (mil) consumidores:

150 (cento e cinquenta) horas ou 120 (cento e vinte) interrupções.

Parágrafo único. A critério do concessionário, em caso de celebração de contratos de fornecimento, podem ser assegurados valores diferentes dos estabelecidos neste artigo, de forma a proporcionar uma melhor qualidade de serviço para consumidores específicos.

Art. 8º As interrupções no fornecimento de energia elétrica a cada consumidor, individualmente considerado, não podem superar, no período de 3 (três) meses, 40% (quarenta por cento) dos valores referidos no artigo anterior.

Art. 9º Os valores de que tratam os arts. 7º e 8º referem-se, respectivamente, aos 12 (doze) e 3 (três) meses anteriores a sua apuração.

Art. 10. O concessionário deve apurar os valores das interrupções, para compara-los com os referidos nos arts. 1º e 8º, sempre que solicitado:

I - pelo DNAEE, quanto ao consumidor e período requeridos, informando-o do resultado da apuração no prazo por ele fixado para o caso;

II - pelo consumidor, quanto ao período requerido, informando-o, até 30 (trinta) dias após o recebimento da solicitação, do resultado da apuração.

Parágrafo único. A solicitação de que trata o inciso II supra deve ser fundamentada, com indicação do número e/ou duração, aproximados, das interrupções nos últimos 3 (três) meses.

Art. 11. Para a apuração dos valores das interrupções a consumidor, individualmente considerados, deve ser observado o seguinte:

I - determinação com base nos dados constantes dos registros a que alude o § 2º do art. 4º;

II - aplicação do disposto no art. 2º e seus incisos;

III - não consideração de interrupção programada, desde que comprovadamente comunicada sua ocorrência, com 72 (setenta e duas) horas de antecedência, no mínimo, aos consumidores afetados.

Art. 12. O concessionário deve organizar registros que indiquem, quanto as solicitações de apuração de interrupções formuladas por consumidores, os seguintes dados:

I - data da solicitação;

II - ocorrências que determinarem a solicitação;

III - resultado da apuração efetuada pelo concessionário;

IV - data da informação do apurado ao consumidor;

V - providências tomadas para normalização do fornecimento, se for o caso;

VI - data da conclusão das providências de que trata o inciso anterior, se for o caso,

Parágrafo único. Os dados a que se refere este artigo devem ser mantidos nos registros por 12 (doze) meses a contar da data a que alude o inciso IV supra, ou, se for o caso, da data a que alude o inciso VI supra.

DA NORMALIZAÇÃO DO FORNECIMENTO

Art. 13. Quando forem apurados valores superiores aos limites de que tratam os arts. 5º a 8º, o concessionário deve adotar as providências que se fizerem necessárias à normalização do fornecimento.

Parágrafo único. As providências supra referidas devem ser concluídas no prazo de 180 (cento e oitenta) dias, contado da data da apuração dos valores anormais, salvo autorização específica do DNAEE para adoção do prazo superior, em razão de justificativa apresentada pelo concessionário.

Art. 14. Eventuais pendências entre concessionário e consumidor, quanto à determinação de responsabilidade por interrupção de fornecimento, devem ser submetidos à apreciação da Divisão de Controle de Serviços de Eletricidade do DNAEE.

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 15. As disposições da presente Portaria não se aplicam:

I - a áreas com menos de 5.000 (cinco mil) consumidores supridas por sistemas isolados;

II - a vendas de energia em grosso para fins de revenda.

Art. 16. No que respeita ao início da exigibilidade do disposto nesta Portaria, são estabelecidos os seguintes prazos:

I - até 1º de outubro de 1979 os concessionários devem iniciar a apuração dos índices de continuidade (DEC e FEC);

II - a partir de 1º de outubro de 1980 os concessionários deverão:

a) fornecer ao DNAEE, sempre que solicitados, dados relativos aos índices de continuidade (DEC e FEC);

b) assegurar a observância do disposto nos arts. 7º e 8º

Parágrafo único. Os prazos acima estabelecidos podem ser prorrogados por até 2 (dois) anos, a critério do concessionário, quanto aos índices e valores de continuidade relativos a consumidores localizados em áreas rurais.

Art. 17. Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

LUIZ CARIAS MENEZES
Diretor-Geral

DOU 26.04.78

QUADRO ANEXO À PORTARIA Nº 46, DE 17 DE ABRIL DE 1978 DO DIRETOR-GERAL DO DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA

Valores Máximos Anuais de Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (DEC) e Freqüência Equivalente de Interrupção por Consumidor (FEC) - Consumidor Atendido em Tensão de Transmissão, Subtransmissão, Inferior a 69 kV, Primária ou Secundária de Distribuição

CONJUNTO DE CONSUMIDORES	DEC (HORAS)	FEC (NÚMERO)
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

Anexo J

LEI Nº 9.074, DE 7 DE JULHO DE 1995

Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.

*** V Decreto Regulamentador nº 1.717, de 24.11.95.**

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

Capítulo I

DAS DISPOSIÇÕES INICIAIS

Art. 1º Sujeitam-se ao regime de concessão ou, quando couber, de permissão, nos termos da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, os seguintes serviços e obras públicas de competência da União:

I - (VETADO)

II - (VETADO)

III - (VETADO)

IV - vias federais, precedidas ou não da execução de obra pública;

V - exploração de obras ou serviços federais de barragens, contenções, eclusas, diques e irrigações, precedidas ou não da execução de obras públicas;

VI - estações aduaneiras e outros terminais alfandegados de uso público, não instalados em área de porto ou aeroporto, precedidos ou não de obras públicas.

“VII – os serviços postais.

Parágrafo único. Os atuais contratos de exploração de serviços postais celebrados pela Empresa Brasileira de Correios e Telégrafos – ECT com as Agências de Correio Franqueadas – ACF, permanecerão válidas pelo prazo necessário à realização dos levantamentos e avaliações indispensáveis à organização das licitações que precederão à delegação das concessões ou permissões que os substituirão, prazo esse que não poderá ser inferior a de 31 de dezembro de 2001 e não poderá exceder a data limite de 31 de dezembro de 2002.”

*** Redação dada pela Lei nº 9.648, de 1998.**

Art. 2º É vedado à União, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios executarem obras e serviços públicos por meio de concessão e permissão de serviço público, sem lei que lhes autorize e fixe os termos, dispensada a lei autorizativa nos casos de saneamento básico e limpeza urbana e nos já referidos na Constituição Federal, nas Constituições Estaduais e nas Leis Orgânicas do Distrito Federal e Municípios, observado, em qualquer caso, os termos da Lei nº 8.987, de 1995.

§ 1º A contratação dos serviços e obras públicas resultantes dos processos iniciados com base na Lei nº 8.987, de 1995, entre a data de sua publicação e da presente Lei, fica dispensada de lei autorizativa.

§ 2º Independe de concessão, permissão ou autorização o transporte de cargas pelo meio rodoviário.

§ 3º Independe de concessão ou permissão o transporte:

I - aquaviário, de passageiros, que não seja realizado entre portos organizados;

II - rodoviário e aquaviário de pessoas, realizado por operadoras de turismo no exercício dessa atividade;

III - de pessoas, em caráter privativo de organizações públicas ou privadas, ainda que em forma regular.

Art. 3º Na aplicação dos arts. 42, 43 e 44 da Lei nº 8.987, de 1995, serão observadas pelo poder concedente as seguintes determinações:

I - da continuidade na prestação dos serviços públicos;

II - prioridade para conclusão de obras paralisadas ou em atraso;

III - aumento da eficiência das empresas concessionárias, visando à elevação da competitividade global da economia nacional;

IV - atendimento abrangente ao mercado, sem exclusão das populações de baixa renda e das áreas de baixa densidade populacional inclusive as rurais;

V - uso racional dos bens coletivos, inclusive os recursos naturais.

Capítulo II
DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA
Seção I

Das Concessões, Permissões e Autorizações

Art. 4º As concessões, permissões e autorizações de exploração de serviços e instalações de energia elétrica e de aproveitamento energético dos cursos de água serão contratadas, prorrogadas ou outorgadas nos termos desta e da Lei nº 8.987, de 1995, e das demais.

§ 1º As contratações, outorgas e prorrogações de que trata este artigo poderão ser feitas a título oneroso em favor da União.

§ 2º As concessões de geração de energia elétrica, contratadas a partir desta Lei, terão o prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a trinta e cinco anos, contado da data de assinatura do imprescindível contrato, podendo ser prorrogado no máximo por igual período, a critério do poder concedente, nas condições estabelecidas no contrato.

§ 3º As concessões de transmissão e de distribuição de energia elétrica, contratadas a partir desta Lei, terão o prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a trinta anos, contado da data de assinatura do imprescindível contrato, podendo ser prorrogado no máximo por igual período, a critério do poder concedente, nas condições estabelecidas no contrato.

§ 4º As prorrogações referidas neste artigo deverão ser requeridas pelo concessionário ou permissionário, no prazo de até trinta e seis meses anteriores à data final do respectivo contrato, devendo o poder concedente manifestar-se sobre o requerimento até dezoito meses antes dessa data.

Art. 5º São objeto de concessão, mediante licitação:

I - o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW e a implantação de usinas termelétricas de potência superior a 5.000 kW, destinados a execução de serviço público;

II - o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW, destinados à produção independente de energia elétrica;

III - de uso de bem público, o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 10.000 kW, destinados ao uso exclusivo de autoprodutor, resguardado direito adquirido relativo às concessões existentes.

§ 1º Nas licitações previstas neste e no artigo seguinte, o poder concedente deverá especificar as finalidades do aproveitamento ou da implantação das usinas.

§ 2º Nenhum aproveitamento hidrelétrico poderá ser licitado sem a definição do “aproveitamento ótimo” pelo poder concedente, podendo ser atribuída ao licitante vencedor a responsabilidade pelo desenvolvimento dos projetos básico e executivo.

§ 3º Considera-se “aproveitamento ótimo”, todo potencial definido em sua concepção global pelo melhor eixo do barramento, arranjo físico geral, níveis d’água operativos, reservatórios e potência, integrante da alternativa escolhida para divisão de quedas de uma bacia hidrográfica.

Art. 6º As usinas termelétricas destinadas à produção independente poderão ser objeto de concessão mediante licitação ou autorização.

Art. 7º São objeto de autorização:

I - a implantação de usinas termelétricas, de potência superior a 5.000 kW, destinada a uso exclusivo do autoprodutor;

II - o aproveitamento de potenciais hidráulicos, de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 10.000 kW, destinados a uso exclusivo do autoprodutor.

Parágrafo único. As usinas termelétricas referidas neste e nos arts. 5º e 6º não compreendem aquelas cuja fonte primária de energia é a nuclear.

Art. 8º O aproveitamento de potenciais hidráulicos, iguais ou inferiores a 1.000 kW, e a implantação de usinas termelétricas de potência igual ou inferior a 5.000 kW, estão dispensadas de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicados ao poder concedente.

Art. 9º É o poder concedente autorizado a regularizar, mediante outorga de autorização, o aproveitamento hidrelétrico existente na data de publicação desta Lei, sem ato autorizativo.

Parágrafo único. O requerimento de regularização deverá ser apresentado ao poder concedente no prazo máximo de cento e oitenta dias da data de publicação desta Lei.

“Art. 10. Cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, declarar a utilidade pública, para fins de desapropriação ou instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à implantação de instalações de concessionários, permissionários e autorizados de energia elétrica.”

* **Redação dada pela Lei nº 9.648, de 1998.**

Seção II

Do Produtor Independente de Energia Elétrica

Art. 11. Considera-se produtor independente de energia elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

Parágrafo único. O produtor independente de energia elétrica está sujeito a regras operacionais e comerciais próprias, atendido o disposto nesta Lei, na legislação em vigor e no contrato de concessão ou ato de autorização.

Art. 12. A venda de energia elétrica por produtor independente poderá ser feita para:

I - concessionário de serviço público de energia elétrica;

II - consumidor de energia elétrica, nas condições estabelecidas nos arts. 15 e 16;

III - consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de co-geração;

IV - conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição;

V - qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até cento e oitenta dias contado da respectiva solicitação.

Parágrafo único. A venda de energia elétrica na forma prevista nos incisos I, IV e V deverá ser exercida a preços sujeitos aos critérios gerais fixados pelo poder concedente.

Art. 13. O aproveitamento de potencial hidráulico, para fins de produção independente, dar-se-á mediante contrato de concessão de uso de bem público, na forma desta Lei.

Art. 14. As linhas de transmissão de interesse restrito aos aproveitamentos de produção independente poderão ser concedidas ou autorizadas, simultânea ou complementarmente, aos respectivos contratos de uso do bem público.

Seção III

Das Opções de Compra de Energia Elétrica por parte dos Consumidores

Art. 15. Respeitados os contratos de fornecimento vigentes, a prorrogação das atuais e as novas concessões serão feitas sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica.

*** V. art. 13 da Lei nº 9.648, de 27.05.98.**

“§ 1º Decorridos três anos da publicação desta Lei, os consumidores referidos neste artigo poderão estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado.”

*** Redação dada pela Lei nº 9.648, de 1998.**

§ 2º Decorridos cinco anos da publicação desta Lei, os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado.

§ 3º Após oito anos da publicação desta Lei, o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos neste e no art. 16.

§ 4º Os consumidores que não tiverem cláusulas de tempo determinado em seus contratos de fornecimento só poderão optar por outro fornecedor após o prazo de trinta e seis meses, contado a partir da data de manifestação formal ao concessionário.

“§ 5º O exercício da opção pelo consumidor não poderá resultar em aumento tarifário para os consumidores remanescentes da concessionária de serviços públicos de energia elétrica que haja perdido mercado.

*** Redação dada pela Lei nº 9.648, de 1998.**

§ 6º É assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente.

“§ 7º Os concessionários poderão negociar com os consumidores referidos neste artigo novas condições de fornecimento de energia elétrica, observados os critérios a serem estabelecidos pela ANEEL.”

*** Redação dada pela Lei nº 9.648, de 1998.**

Art. 16. É de livre escolha dos novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.

* V. § 7º do art. 7º da Lei nº 9.648, de 27.05.98.

* V. art. 13 da Lei nº 9.648, de 27.05.98.

Seção IV

Das Instalações de Transmissão e dos Consórcios de Geração

Art. 17. O poder concedente deverá definir, dentre as instalações de transmissão, as que se destinam à formação de rede básica dos sistemas interligados, as de âmbito próprio do concessionário de distribuição e as de interesse exclusivo das centrais de geração.

§ 1º As instalações de transmissão, integrantes da rede básica dos sistemas elétricos interligados, serão objeto de concessão mediante licitação, e funcionarão na modalidade de instalações integradas aos sistemas e com regras operativas definidas por agente sob controle da União, de forma a assegurar a otimização dos recursos eletro-energéticos existentes ou futuros.

§ 2º As instalações de transmissão de âmbito próprio do concessionário de distribuição poderão ser consideradas pelo poder concedente parte integrante da concessão de distribuição.

“§ 3º As instalações de transmissão de interesse restrito das centrais de geração poderão ser consideradas integrantes das respectivas concessões, permissões ou autorizações.”

* **Redação dada pela Lei nº 9.648, de 1998.**

§ 4º As instalações de transmissão, existentes na data de publicação desta Lei, serão classificadas pelo poder concedente, para efeito de prorrogação, de conformidade com o disposto neste artigo.

§ 5º As instalações de transmissão, classificadas como integrantes da rede básica, poderão ter suas concessões prorrogadas, segundo os critérios estabelecidos nos arts. 19 e 22, no que couber.

Art. 18. É autorizada a constituição de consórcios, com o objetivo de geração de energia elétrica para fins de serviços públicos, para uso exclusivo dos consorciados, para produção independente ou para essas atividades associadas, conservado o regime legal próprio de cada uma, aplicando-se, no que couber, o disposto no art. 23 da Lei nº 8.987, de 1995.

“Parágrafo único. Os consórcios empresariais de que trata o disposto no parágrafo único do art. 21, podem manifestar ao poder concedente, até seis meses antes do funcionamento da central geradora de energia elétrica, opção por um dos regimes legais previstos neste artigo, ratificando ou alterando o adotado no respectivo ato de constituição.”

* **Redação dada pela Lei nº 9.648, de 1998.**

Seção V

Da Prorrogação das Concessões Atuais

Art. 19. A União poderá, visando garantir a qualidade do atendimento aos consumidores a custos adequados, prorrogar, pelo prazo de até vinte anos, as concessões de geração de energia elétrica, alcançadas pelo art. 42 da Lei nº 8.987, de 1995, desde que requerida a prorrogação, pelo concessionário, permissionário ou titular de manifesto ou de declaração de usina termelétrica, observado o disposto no art. 25 desta Lei.

§ 1º Os pedidos de prorrogação deverão ser apresentados, em até um ano, contado da data da publicação desta Lei.

§ 2º Nos casos em que o prazo remanescente da concessão for superior a um ano, o pedido de prorrogação deverá ser apresentado em até seis meses do advento do termo final respectivo.

§ 3º Ao requerimento de prorrogação deverão ser anexados os elementos comprobatórios de qualificação jurídica, técnica, financeira e administrativa do interessado, bem como comprovação de regularidade e adimplemento de seus encargos junto a órgãos públicos, obrigações fiscais e previdenciárias e compromissos contratuais, firmados junto a órgãos e entidades da Administração Pública Federal, referentes aos serviços de energia elétrica, inclusive ao pagamento de que trata o § 1º do art. 20 da Constituição Federal.

§ 4º Em caso de não apresentação do requerimento, no prazo fixado nos §§ 1º e 2º deste artigo, ou havendo pronunciamento do poder concedente contrário ao pleito, as concessões, manifestos ou declarações de usina termelétrica serão revertidas para a União, no vencimento do prazo da concessão, e licitadas.

§ 5º (VETADO)

Art. 20. As concessões e autorizações de geração de energia elétrica alcançadas pelo parágrafo único do art. 43 e pelo art. 44 da Lei nº 8.987, de 1995, exceto aquelas cujos empreendimentos não tenham sido iniciados até a edição dessa mesma Lei, poderão ser prorrogadas pelo prazo necessário à

amortização do investimento, limitado a trinta e cinco anos, observado o disposto no art. 24 desta Lei e desde que apresentado pelo interessado:

I - plano de conclusão aprovado pelo poder concedente;

II - compromisso de participação superior a um terço de investimentos privados nos recursos necessários à conclusão da obra e à colocação das unidades em operação.

Parágrafo único. Os titulares de concessão que não procederem de conformidade com os termos deste artigo terão suas concessões declaradas extintas, por ato do poder concedente, de acordo com o autorizado no parágrafo único do art. 44 da Lei nº 8.987, de 1995.

Art. 21. É facultado ao concessionário incluir no plano de conclusão das obras, referido no inciso I do artigo anterior, no intuito de viabilizá-la, proposta de sua associação com terceiros na modalidade de consórcio empresarial do qual seja a empresa líder, mantida ou não a finalidade prevista originalmente para a energia produzida.

Parágrafo único. Aplica-se o disposto neste artigo aos consórcios empresariais formados ou cuja formação se encontra em curso na data de publicação desta Lei, desde que já manifestada ao poder concedente pelos interessados, devendo as concessões ser revistas para adaptá-las ao estabelecido no art. 23 da Lei nº 8.987, de 1995, observado o disposto no art. 20, inciso II e no art. 25 desta Lei.

Art. 22. As concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo art. 42 da Lei nº 8.987, de 1995, poderão ser prorrogadas, desde que reagrupadas segundo critérios de racionalidade operacional e econômica, por solicitação do concessionário ou iniciativa do poder concedente.

§ 1º Na hipótese de a concessionária não concordar com o reagrupamento, serão mantidas as atuais áreas e prazos das concessões.

§ 2º A prorrogação terá prazo único, igual ao maior remanescente dentre as concessões reagrupadas, ou vinte anos, a contar da data da publicação desta Lei, prevalecendo o maior.

§ 3º (VETADO)

Art. 23. Na prorrogação das atuais concessões para distribuição de energia elétrica, o poder concedente diligenciará no sentido de compatibilizar as áreas concedidas às empresas distribuidoras com as áreas de atuação de cooperativas de eletrificação rural, examinando suas situações de fato como prestadoras de serviço público, visando enquadrar as cooperativas como permissionárias de serviço público de energia elétrica.

Parágrafo único. Constatado, em processo administrativo, que a cooperativa exerce, em situação de fato ou com base em permissão anteriormente outorgada, atividade de comercialização de energia elétrica a público indistinto, localizado em sua área de atuação, é facultado ao poder concedente promover a regularização da permissão.

Art. 24. O disposto nos §§ 1º, 2º, 3º e 4º do art. 19 aplica-se às concessões referidas no art. 22.

Parágrafo único. Aplica-se, ainda, às concessões referidas no art. 20, o disposto nos §§ 3º e 4º do art. 19.

Art. 25. As prorrogações de prazo, de que trata esta Lei, somente terão eficácia com assinatura de contratos de concessão que contenham cláusula de renúncia a eventuais direitos preexistentes que contrariem a Lei nº 8.987, de 1995.

§ 1º Os contratos de concessão e permissão conterão, além do estabelecido na legislação em vigor, cláusulas relativas a requisitos mínimos de desempenho técnico do concessionário ou permissionário, bem assim, sua aferição pela fiscalização através de índices apropriados.

§ 2º No contrato de concessão ou permissão, as cláusulas relativas à qualidade técnica, referidas no parágrafo anterior, serão vinculadas a penalidades progressivas, que guardarão proporcionalidade com o prejuízo efetivo ou potencial causado ao mercado.

Capítulo III

DA REESTRUTURAÇÃO DOS SERVIÇOS PÚBLICOS CONCEDIDOS

Art. 26. Exceto para os serviços públicos de telecomunicações, é a União autorizada a:

I - promover cisões, fusões, incorporações ou transformações societárias dos concessionários de serviços públicos sob o seu controle direto ou indireto;

II - aprovar cisões, fusões e transferências de concessões, estas últimas nos termos do disposto no art. 27 da Lei nº 8.987, de 1995;

III - cobrar pelo direito de exploração de serviços públicos, nas condições preestabelecidas no edital de licitação.

Parágrafo único. O inadimplemento do disposto no inciso III sujeitará o concessionário à aplicação da pena de caducidade, nos termos do disposto na Lei nº 8.987, de 1995.

Art. 27. Nos casos em que os serviços públicos, prestados por pessoas jurídicas sob controle direto ou indireto da União, para promover a privatização simultaneamente com a outorga de nova concessão ou com a prorrogação das concessões existentes, a União, exceto quanto aos serviços públicos de telecomunicações, poderá:

I - utilizar, no procedimento licitatório, a modalidade de leilão, observada a necessidade da venda de quantidades mínimas de quotas ou ações que garantam a transferência do controle societário;

II - fixar, previamente, o valor das quotas ou ações de sua propriedade a serem alienadas, e proceder a licitação na modalidade de concorrência.

§ 1º Na hipótese de prorrogação, esta poderá ser feita por prazos diferenciados, de forma a que os termos finais de todas as concessões prorrogadas ocorram no mesmo prazo que será o necessário à amortização dos investimentos, limitado a trinta anos, contado a partir da assinatura do novo contrato de concessão.

§ 2º Na elaboração dos editais de privatização de empresas concessionárias de serviço público, a União deverá atender às exigências das Leis nº 8.031, de 1990 e 8.987, de 1995, inclusive quanto à publicação das cláusulas essenciais do contrato e do prazo da concessão.

§ 3º O disposto neste artigo poderá ainda ser aplicado no caso de privatização de concessionário de serviço público sob controle direto ou indireto, dos Estados, do Distrito Federal ou dos Municípios, no âmbito de suas respectivas competências.

§ 4º A prorrogação de que trata este artigo está sujeita às condições estabelecidas no art. 25.

Art. 28. Nos casos de privatização, nos termos do artigo anterior, é facultado ao poder concedente outorgar novas concessões sem efetuar a reversão prévia dos bens vinculados ao respectivo serviço público.

“§ 1º Em caso de privatização de empresa detentora de concessão ou autorização de geração de energia elétrica, é igualmente facultado ao poder concedente alterar o regime de exploração, no todo ou em parte, para produção independente, inclusive quanto às condições de extinção da concessão ou autorização e de encampação das instalações, bem como da indenização porventura devida.

§ 2º A alteração de regime referida no parágrafo anterior deverá observar as condições para tanto estabelecidas no respectivo edital, previamente aprovado pela ANEEL.

§ 3º É vedado ao edital referido no parágrafo anterior estipular, em benefício da produção de energia elétrica, qualquer forma de garantia ou prioridade sobre o uso da água da bacia hidrográfica, salvo nas condições definidas em ato conjunto dos Ministros de Estado de Minas e Energia e do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, em articulação com os Governos dos Estados onde se localiza cada bacia hidrográfica.

§ 4º O edital referido no § 2º deve estabelecer as obrigações dos sucessores com os programas de desenvolvimento sócio-econômico regionais em andamento, conduzidos diretamente pela empresa ou em articulação com os Estados, em áreas situadas na bacia hidrográfica onde se localizam os aproveitamentos de potenciais hidráulicos, facultado ao Poder Executivo, previamente à privatização, separar e destacar os ativos que considere necessários à condução desses programas.”

*** Redação dada pela Lei nº 9.648, de 1998.**

Art. 29. A modalidade de leilão poderá ser adotada nas licitações relativas à outorga de nova concessão com a finalidade de promover a transferência de serviço público prestado por pessoas jurídicas, a que se refere o art. 27, incluídas, para os fins e efeitos da Lei nº 8.031, de 1990, no Programa Nacional de Desestatização, ainda que não haja a alienação das quotas ou ações representativas de seu controle societário.

Parágrafo único. Na hipótese prevista neste artigo, os bens vinculados ao respectivo serviço público serão atualizados, pelo novo concessionário, mediante contrato de arrendamento a ser celebrado com o concessionário original.

“Art. 30. O disposto nos arts. 27 e 28 aplica-se, ainda, aos casos em que o titular da concessão ou autorização de competência da União for empresa sob controle direto ou indireto dos Estados, do Distrito Federal ou dos Municípios, desde que as partes acordem quanto às regras estabelecidas.”

*** Redação dada pela Lei nº 9.648, de 1998.**

Capítulo IV DAS DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 31. Nas licitações para concessão e permissão de serviços públicos ou uso de bem público, os autores ou responsáveis economicamente pelos projetos básico ou executivo podem participar, direta ou indiretamente, da licitação ou da execução de obras ou serviços.

Art. 32. A empresa estatal que participe, na qualidade de licitante, de concorrência para concessão e permissão de serviço público, poderá, para compor sua proposta, colher preços de bens ou serviços fornecidos por terceiros e assinar pré-contratos com dispensa de licitação.

§ 1º Os pré-contratos conterão, obrigatoriamente, cláusula resolutiva de pleno direito, sem penalidades ou indenizações, no caso de outro licitante ser declarado vencedor.

§ 2º Declarada vencedora a proposta referida neste artigo, os contratos definitivos, firmados entre a empresa estatal e os fornecedores de bens e serviços, serão, obrigatoriamente, submetidos à apreciação dos competentes órgãos de controle externo e de fiscalização específica.

Art. 33. Em cada modalidade de serviço público, o respectivo regulamento determinará que o poder concedente, observado o disposto nos arts. 3º e 30 da Lei nº 8.987, de 1995, estabeleça forma de participação dos usuários na fiscalização e torne disponível ao público, periodicamente, relatório sobre os serviços prestados.

Art. 34. A concessionária que receber bens e instalações da União, já revertidos ou entregues à sua administração, deverá:

I - arcar com a responsabilidade pela manutenção e conservação dos mesmos;

II - responsabilizar-se pela reposição dos bens e equipamentos, na forma do disposto no art. 6º da Lei nº 8.987, de 1995.

Art. 35. A estipulação de novos benefícios tarifários pelo poder concedente, fica condicionada à previsão, em lei, da origem dos recursos ou da simultânea revisão da estrutura tarifária do concessionário ou permissionário, de forma a preservar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

Parágrafo único. A concessão de qualquer benefício tarifário somente poderá ser atribuída a uma classe ou coletividade de usuários dos serviços, vedado, sob qualquer pretexto, o benefício singular.

Art. 36. Sem prejuízo do disposto no inciso XII do art. 21 e no inciso XI do art. 23 da Constituição Federal, o poder concedente poderá, mediante convênio de cooperação, credenciar os Estados e o Distrito Federal a realizarem atividades complementares de fiscalização e controle dos serviços prestados nos respectivos territórios.

Art. 37. É inexigível a licitação na outorga de serviços de telecomunicações de uso restrito do outorgado, que não sejam passíveis de exploração comercial.

Art. 38. (VETADO)

Art. 39. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 40. Revogam-se o parágrafo único do art. 28 da Lei nº 8.987, de 1995, e as demais disposições em contrário.

Brasília, 7 de julho de 1995; 174º da Independência e 107º da República.

FERNANDO HENRIQUE CARDOSO

Raimundo Brito

DOU 08.7.95

Anexo K-1

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL
PROCESSO N.º 48100.001187/96-55

CONTRATO DE CONCESSÃO N.º 81/99 – ANEEL
PARA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA QUE CELEBRAM
A UNIÃO E A COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE

ANEXO III QUALIDADE DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA

APÊNDICE 1 (Folha 31)

PROCEDIMENTOS PARA COLETA E APURAÇÃO DOS INDICADORES DEC E FEC

Os indicadores DEC e FEC previstos são os definidos pela Portaria DNAEE n.º 046, de 17/04/78.

PROCEDIMENTOS PARA A COLETA DOS DADOS

Agregação

Os indicadores DEC e FEC deverão ser calculados por conjunto de consumidores, por agrupamento de concessão, quando for o caso, e por Concessionária.

Período de apuração de DEC e FEC

O período de apuração dos indicadores DEC e FEC é definido como o intervalo de tempo entre o início e o fim da contabilização das interrupções de fornecimento de energia elétrica aos consumidores de um determinado conjunto.

Para estes indicadores o período de apuração dos dados será mensal devendo ser consolidados em valores trimestrais e anual, para efeito de verificação da evolução da qualidade do fornecimento aos conjuntos da área de concessão.

Interrupção do fornecimento de energia elétrica

Qualquer interrupção de fornecimento de energia elétrica a consumidores, superior a 3 (três) minutos, deverá ser computada para o cálculo dos indicadores DEC e FEC, excluindo-se apenas o seguinte caso:

- a) Falhas internas às instalações de consumidores e que não provocam interrupções em outros consumidores.

Serão também consideradas interrupções de fornecimento de energia elétrica, para efeito de cálculo dos indicadores DEC e FEC:

1 - Aquelas que afetarem quaisquer das fases ou o neutro, existentes num determinado circuito. Neste caso a interrupção será considerada como se todas as fases tivessem sido interrompidas;

A ANEEL poderá solicitar a qualquer tempo, alterações nos procedimentos de coleta utilizados, as quais deverão ser implementadas nos prazos ajustados entre esta e a Concessionária.

Todo o processo de coleta das informações referentes às interrupções deve estar descrito em documentos da Concessionária e deve garantir a fidelidade, a precisão e disponibilização para a auditoria das informações referentes a cada desligamento.

Registro das interrupções

O conhecimento da interrupção do fornecimento se dá mediante reclamação do consumidor ou por supervisão da Concessionária de anormalidades em seu sistema.

O horário do conhecimento da ocorrência é o horário da primeira reclamação, ou da citada percepção.

As ocorrências devem ser registradas através das seguintes informações mínimas, que deverão permanecer disponíveis para consultas pela ANEEL:

- número de ordem da ocorrência;
- data e horário do início da ocorrência, por meio da reclamação do consumidor;
- data e horário do restabelecimento da prestação dos serviços;
- classificação da ocorrência quanto à natureza (programada ou não programada) e origem (interna ou externa ao sistema);

Exemplos para registro de interrupções para cálculo de DEC e FEC

Configuração da rede



Exemplo 1

No primeiro registro, são informados todos os consumidores afetados e a duração da interrupção, para o cálculo dos indicadores DEC e FEC.

Para as eventuais manobras, conseqüentes da mesma interrupção, são registrados os consumidores atingidos e respectivas durações das interrupções, para o cálculo exclusivo do indicador DEC.

Os dados de uma interrupção, por exemplo, ocorrida às 11:00h no alimentador serão preenchidos conforme tabela abaixo, com os restabelecimentos por trechos:

Trecho Atingido	Início(h)	Término(h)	Consumidores Atingidos	Consumidores do Conjunto	Indicadores computados
A, B e C	11:00	11:05	650	650	DEC e FEC
B e C	11:05	11:15	450	650	DEC
C	11:15	11:55	150	650	DEC

Exemplo 2

Este é considerado por bloco, ou seja, por partes do alimentador, sendo computados os consumidores atingidos e as respectivas durações, para o cálculo dos indicadores DEC e FEC, individualmente para cada bloco afetado.

Os dados de uma interrupção, por exemplo, ocorrida às 11:00h, no alimentador serão preenchidos conforme tabela a seguir, com os restabelecimentos por bloco.

Trecho Atingido	Início(h)	Término(h)	Consumidores Atingidos	Consumidores do Conjunto	Indicadores computados
A	11:00	11:05	200	650	DEC e FEC
B	11:00	11:15	300	650	DEC e FEC
C	11:00	11:55	150	650	DEC e FEC

Tempo de manutenção dos registros

Os dados coletados deverão permanecer em arquivo na Concessionária por um prazo mínimo de 3 (três) anos para consultas, reclamações de consumidores e auditorias da ANEEL.

PROCEDIMENTOS PARA A APURAÇÃO DO DEC E FEC

A apuração dos indicadores DEC e FEC deverá ser efetuada conforme disposto na Portaria DNAEE nº 046, de 17/04/78, obedecendo às seguintes fórmulas:

Apuração de DEC

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

Sendo:

DEC = Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor, expresso em horas e centésimos de hora;

n = número de interrupções no período de observação;

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

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

t(i) = tempo de duração da interrupção (i), em horas;

Cs = número total de consumidores do conjunto considerado.

Apuração de FEC

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

Sendo:

FEC = Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor, número adimensional expresso com duas casas decimais;

n = número de interrupções no período de observação;

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

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

Cs = número total de consumidores do conjunto considerado

PADRÕES DE DEC E FEC

Os padrões a serem observados pela Concessionária deverão obedecer a um critério de evolução na melhoria dos indicadores, tendo como referência os valores verificados nos anos de 1996 e 1997.

Os padrões fixados para cada conjunto de consumidores da Concessionária, estão apresentados nas tabelas, ao final deste Apêndice, com limites de DEC e FEC por conjunto de consumidores.

Nos cálculos acima descritos, foram respeitados para cada conjunto de consumidores, os padrões de DIC e FIC adotados neste ANEXO para cada ano.

No cálculo da média ponderada foi considerado o número de consumidores informado pela Concessionária.

Para os anos de 2001 e 2003 deve-se considerar uma redução de 5% para aqueles conjuntos com valores superiores a 50% dos DEC e FEC esperados nesses anos.

Para aqueles conjuntos de consumidores que apresentaram como padrão anual para o indicador DEC inferior a 30 (trinta) horas, os indicadores DEC e FEC consolidados trimestralmente não poderão ser superiores a 3/4 dos padrões anuais correspondentes, e os mensais a 1/4 dos padrões anuais.

Para aqueles conjuntos de consumidores que apresentaram como padrão anual para o indicador DEC igual ou superior a 30 (trinta) horas, os indicadores DEC e FEC consolidados trimestralmente não poderão ser superiores a 40% dos padrões anuais correspondentes, e os mensais a 1/4 dos padrões anuais.

No caso específico de áreas da Concessionária atendidas por sistema radial, sem flexibilidade operativa, sempre que os limites mensais e trimestrais para DEC e FEC impostos nos parágrafos anteriores não puderem ser atingidos, por motivos de necessidade de desligamentos de longa duração para melhoria do sistema, a Concessionária deverá comunicar por escrito com antecedência de no máximo 90 dias tal fato à ANEEL e aos consumidores dos conjuntos afetados.

Caso outros conjuntos de consumidores sejam acrescentados ao sistema ou ocorram alterações na formação de conjuntos listados no presente documento, tais fatos deverão ser previamente comunicados à ANEEL.

Caso a Concessionária possua ou venha a possuir sistemas isolados, independente do número de consumidores, esta deverá formar conjuntos de consumidores, para que os mesmos tenham seus indicadores de DEC e FEC acompanhados.

Padrões por conjunto	DEC			FEC		
	META (Valor Máximo)			META (Valor Máximo)		
	1999	1999	2000	2001-03	2000	2001-03
ALVORADA URB	40,00	43,95	43,95	41,75	40,00	38,00
ALVORADA RUR	12,26	31,18	31,18	31,18	12,26	12,26
AMARAL FERRADOR URB	75,00	64,66	64,66	61,43	75,00	71,25
AMARAL FERRADOR RUR	75,00	64,64	64,64	61,41	75,00	71,25
ARAMBARE URB	65,00	35,00	35,00	35,00	65,00	61,75
ARAMBARE RUR	65,00	40,54	40,54	40,54	65,00	65,00
ARROIO DO SAL URB	40,00	17,83	17,83	17,83	40,00	38,00
ARROIO DO SAL RUR	40,00	23,06	23,06	23,06	40,00	40,00
ARROIO DOS RATOS URB	40,93	18,93	18,93	18,93	40,93	38,85
ARROIO DOS RATOS RUR	50,66	21,51	21,51	21,51	50,66	50,66
ARROIO GRANDE URB	44,33	51,92	51,92	49,32	44,33	42,11
ARROIO GRANDE RUR	97,88	79,23	79,23	75,27	97,88	92,98
BAGE URB	22,35	18,73	18,73	18,73	22,35	22,35
BAGE RUR	70,00	30,72	30,72	30,72	70,00	66,50
BALNEARIO PINHAL URB	36,64	28,69	28,69	28,69	36,64	36,64
BALNEARIO PINHAL RUR	50,45	38,80	38,80	38,80	50,45	50,45
BARAO DO TRIUNFO URB	120,00	88,81	88,81	84,37	120,00	114,00
BARAO DO TRIUNFO RUR	120,00	86,00	86,00	81,70	120,00	114,00
BARRA DO RIBEIRO URB	17,82	19,75	19,75	19,75	17,82	17,82
BARRA DO RIBEIRO RUR	112,00	90,00	90,00	85,50	112,00	106,40
BUTIA URB	42,99	19,09	19,09	19,09	42,99	40,84
BUTIA RUR	45,77	17,29	17,29	17,29	45,77	45,77
CAMAQUA URB	47,15	28,88	28,88	28,88	47,15	44,79
CAMAQUA RUR	70,00	60,00	60,00	57,00	70,00	66,50
CANDIOTA URB	17,63	16,94	16,94	16,94	17,63	17,63
CANDIOTA RUR	22,23	20,17	20,17	20,17	22,23	22,23
CANGUCU URB	50,00	33,82	33,82	32,13	50,00	47,50
CANGUCU RUR	50,00	60,00	60,00	57,00	50,00	47,50
CAPAO DA CANOA URB	27,67	25,00	25,00	25,00	27,67	26,28
CAPAO DA CANOA RUR	40,00	25,08	25,08	25,08	40,00	40,00
CAPAO DO LEO URB	33,58	60,00	60,00	57,00	33,58	31,90
CAPAO DO LEO RUR	37,94	60,00	60,00	57,00	37,94	37,94
CAPIVARI DO SUL URB	65,79	46,49	46,49	46,49	65,79	65,79
CAPIVARI DO SUL RUR	57,34	41,55	41,55	41,55	57,34	57,34
CARAA URB	45,00	24,58	24,58	24,58	45,00	45,00
CARAA RUR	57,74	26,83	26,83	26,83	57,74	54,85
CERRITO URB	66,71	36,01	36,01	36,01	66,71	66,71
CERRITO RUR	69,14	36,97	36,97	36,97	69,14	69,14
CERRO G. DO SUL URB	120,00	90,00	90,00	85,50	120,00	114,00
CERRO G.DO SUL RUR	120,00	90,00	90,00	85,50	120,00	114,00
CHARQUEADAS URB	26,66	14,26	14,26	14,26	26,66	26,66

CHARQUEADAS RUR	38,67	22,56	22,56	22,56	38,67	38,67
CHUI URB	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00
CHUI RUR	120,00				120,00	120,00
CHUVISCA URB	12,98	77,80	77,80	77,80	12,98	12,98
CHUVISCA RUR	40,50	17,47	17,47	17,47	40,50	40,50
CIDREIRA URB	50,00	33,65	33,65	33,65	50,00	47,50
CIDREIRA RUR	70,00	50,00	50,00	47,50	70,00	66,50
CRISTAL URB	50,00	65,00	65,00	61,75	50,00	47,50
CRISTAL RUR	70,00	65,00	65,00	61,75	70,00	66,50
DOM FELICIANO URB	50,00	65,00	65,00	61,75	50,00	50,00
DOM FELICIANO RUR	70,00	65,00	65,00	61,75	70,00	66,50
DOM P D ALCANTARA RUR	71,38	65,00	65,00	61,75	71,38	71,38
DOM PEDRITO URB	36,46	68,39	68,39	68,39	36,46	34,64
DOM PEDRITO RUR	70,00	15,29	15,29	15,29	70,00	66,50
ELDORADO DO SUL URB	20,33	24,56	24,56	24,56	20,33	20,33
ELDORADO DO SUL RUR	35,90	12,35	12,35	12,35	35,90	35,90
ENCRUZIL. DO SUL URB	66,47	29,80	29,80	29,80	66,47	63,15
ENCRUZIL. DO SUL RUR	70,00	40,12	40,12	40,12	70,00	66,50
HERVAL URB	53,52	45,82	45,82	43,53	53,52	50,84
HERVAL RUR	87,13	61,02	61,02	57,97	87,13	82,77
GUAIBA URB	14,83	64,34	64,34	61,12	14,83	14,83
GUAIBA RUR	20,72	14,22	14,22	14,22	20,72	20,72
HULHA NEGRA RUR	85,92	16,74	16,74	16,74	85,92	81,62
IMBE URB	21,73	19,70	19,70	19,70	21,73	21,73
JAGUARA O URB	50,00	18,25	18,25	18,25	50,00	47,50
JAGUARA O RUR	94,10	60,00	60,00	57,00	94,10	89,39
LAVRAS DO SUL URB	36,65	90,00	90,00	85,50	36,65	36,65
LAVRAS DO SUL RUR	100,60	22,13	22,13	22,13	100,60	95,57
MAMPITUBA RUR	40,32	37,63	37,63	37,63	40,32	40,32
MAQUINE URB	56,18	25,17	25,17	25,17	56,18	56,18
MAQUINE RUR	52,88	44,76	44,76	44,76	52,88	52,88
MARIANA PIMENTEL URB	120,00	45,27	45,27	43,00	120,00	114,00
MARIANA PIMENTEL RUR	120,00	90,00	90,00	85,50	120,00	114,00
MINAS DO LEO URB	30,58	90,00	90,00	85,50	30,58	30,58
MINAS DO LEO RUR	38,38	16,13	16,13	16,13	38,38	38,38
MORRINHOS DO SUL URB	72,52	16,45	16,45	16,45	72,52	72,52
MORRINHOS DO SUL RUR	68,10	67,50	67,50	64,12	68,10	68,10
MORRO REDONDO URB	46,90	60,82	60,82	57,78	46,90	46,90
MORRO REDONDO RUR	52,95	75,00	75,00	71,25	52,95	50,30
MOSTARDAS URB	70,00	70,00	70,00	66,50	70,00	66,50
MOSTARDAS RUR	70,00	70,00	70,00	66,50	70,00	66,50
OSORIO URB	32,73	70,00	70,00	66,50	32,73	32,73
OSORIO RUR	42,48	29,33	29,33	29,33	42,48	42,48
PALMARES DO SUL URB	50,00	37,47	37,47	37,47	50,00	47,50
PALMARES DO SUL RUR	70,00	42,14	42,14	40,03	70,00	66,50
PANTANO GRANDE URB	70,00	60,50	60,50	57,47	70,00	66,50
PANTANO GRANDE RUR	59,60	48,52	48,52	46,09	59,60	59,60
PEDRO OSORIO URB	70,00	36,82	36,82	36,82	70,00	70,00
PEDRO OSORIO RUR	85,00	48,36	48,36	48,36	85,00	85,00
PELOTAS URB	25,70	70,00	70,00	66,50	25,70	24,41
PELOTAS RUR	50,00	35,52	35,52	33,74	50,00	47,50
PINHEIRO MACHADO URB	25,67	59,43	59,43	56,46	25,67	25,67
PINHEIRO MACHADO RUR	47,32	16,67	16,67	16,67	47,32	47,32

PIRATINI URB	35,78	22,66	22,66	22,66	35,78	35,78
PIRATINI RUR	60,86	25,31	25,31	25,31	60,86	57,82
P ALEGRE URB	24,53	37,60	37,60	37,60	24,53	23,30
P ALEGRE RUR	50,00	33,29	33,29	31,62	50,00	47,50
P ALEGRE TRAD	10,00	33,80	33,80	32,11	10,00	10,00
P ALEGRE TRET	0,17	13,06	13,06	12,41	0,17	0,17
P ALEGRE SPOT	4,01	0,59	0,59	0,59	4,01	4,01
RIO GRANDE URB	28,17	4,97	4,97	4,97	28,17	26,76
RIO GRANDE RUR	70,00	26,56	26,56	25,23	70,00	66,50
STA V. DO PALMAR URB	50,00	70,00	70,00	66,50	50,00	50,00
STA V. DO PALMAR RUR	70,00	42,55	42,55	42,55	70,00	70,00
STO ANT. PATRULHA URB	26,73	58,43	58,43	58,43	26,73	26,73
STO ANT. PATRULHA RUR	40,73	30,59	30,59	30,59	40,73	38,69
SAO JERONIMO URB	16,72	38,06	38,06	36,16	16,72	16,72
SAO JERONIMO RUR	77,66	26,29	26,29	26,29	77,66	73,77
SAO J. DO NORTE URB	67,65	49,79	49,79	49,79	67,65	64,27
SAO J. DO NORTE RUR	45,76	70,00	70,00	66,50	45,76	43,47
SAO L. DO SUL URB	50,00	60,33	60,33	60,33	50,00	47,50
SAO L. DO SUL RUR	70,00	30,85	30,85	30,85	70,00	66,50
SENTINELA DO SUL URB	103,31	42,13	42,13	40,00	103,31	95,29
SENTINELA DO SUL RUR	107,65	86,30	86,30	81,98	107,65	102,27
SERTAO SANTANA URB	120,00	88,66	88,66	84,23	120,00	114,00
SERTAO SANTANA RUR	120,00	90,00	90,00	85,50	120,00	114,00
TAPES URB	70,00	90,00	90,00	85,50	70,00	66,50
TAPES RUR	98,77	70,00	70,00	66,50	98,77	93,83
TAVARES URB	120,00	87,26	87,26	82,90	120,00	114,00
TAVARES RUR	120,00	90,00	90,00	85,50	120,00	114,00
TERRA DE AREIA URB	32,08	90,00	90,00	85,50	32,08	32,08
TERRA DE AREIA RUR	48,97	38,15	38,15	38,15	48,97	46,52
TORRES URB	45,00	31,48	31,48	31,48	45,00	42,75
TORRES RUR	65,00	32,77	32,77	32,77	65,00	61,75
TRAMANDAI URB	38,68	51,92	51,92	49,32	38,68	36,75
TRAMANDAI RUR	43,63	34,83	34,83	34,83	43,63	43,63
TRES CACHOEIRAS URB	65,53	35,85	35,85	35,85	65,53	62,25
TRES CACHOEIRAS RUR	64,79	68,84	68,84	65,40	64,79	61,55
TRES FORQUILHAS URB	35,00	64,92	64,92	61,67	35,00	35,00
TRES FORQUILHAS RUR	55,14	26,28	26,28	26,28	55,14	55,14
TURUCU URB	60,28	28,19	28,19	28,19	60,28	60,28
TURUCU RUR	89,04	19,43	19,43	19,43	89,04	89,04
VIAMAO URB	20,35	64,77	64,77	64,77	20,35	19,33
VIAMAO RUR	34,33	50,00	50,00	47,50	34,33	34,33
XANGRI-LA URB	16,90	57,80	57,80	54,91	16,90	16,90
XANGRI-LA RUR	28,31	21,27	21,27	21,27	28,31	28,31

Anexo K-2

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL
PROCESSO N.º 48100.001187/96-55

CONTRATO DE CONCESSÃO N.º 81/99 – ANEEL
PARA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA QUE CELEBRAM
A UNIÃO E A COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE

ANEXO III QUALIDADE DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA

APÊNDICE 2 (Folha 52)

PROCEDIMENTOS PARA COLETA E APURAÇÃO DOS INDICADORES DIC E FIC

Os indicadores DIC e FIC previstos neste apêndice são os definidos pela Portaria DNAEE n.º 046, de 17/04/78, Art. 7º. Sua apuração será realizada por reclamações do próprio consumidor, ou quando solicitados pela ANEEL, ou mediante auditoria específica.

PROCEDIMENTOS PARA A COLETA DOS DADOS

Período de apuração dos indicadores DIC e FIC

É definido como o intervalo de tempo entre o início e o fim da contabilização das interrupções de fornecimento de energia elétrica dos consumidores, individualmente considerados. Para estes indicadores o período de apuração será mensal.

Processo de coleta

As informações referentes às interrupções individuais serão decorrentes dos mesmos eventos contabilizados na apuração dos indicadores DEC e FEC, representando a individualização destas ocorrências por consumidor. Deverão estar registradas em documentos da Concessionária, de modo a garantir a fidelidade, a precisão e disponibilização para a auditoria de cada desligamento.

Não deverão ser consideradas as interrupções programadas, desde que comprovadamente comunicada sua ocorrência, com 72 (setenta e duas) horas de antecedência, no mínimo, aos consumidores afetados.

A ANEEL poderá solicitar a qualquer momento alterações nos procedimentos de coleta utilizados, o que deverá ser implementado nos tempos ajustados entre esta e a Concessionária.

Registro das solicitações dos consumidores

A Concessionária deverá organizar registros que indiquem, quanto às solicitações de apuração de interrupções formuladas por consumidores, os seguintes dados:

data da solicitação;
 ocorrências que determinarem a solicitação;
 resultado da apuração efetuada pelo concessionário;
 data da informação do apurado ao consumidor;
 providências tomadas para normalização do fornecimento, se for o caso;
 data da conclusão das providências de que trata o item anterior, se for o caso.

Tempo de manutenção dos registros

Os dados coletados deverão permanecer em arquivo na Concessionária por um prazo mínimo de 3 (três) anos para consultas, reclamações de consumidores e auditorias da ANEEL.

PROCEDIMENTOS PARA A APURAÇÃO DOS INDICADORES DIC E FIC

Além da ANEEL, qualquer consumidor da Concessionária poderá solicitar a apuração do seu DIC ou do seu FIC, devendo a Concessionária apurá-los conforme as seguintes fórmulas:

$$\text{DIC} = \sum_{i=1}^n t_i$$

Sendo:

- DIC = Duração das Interrupções do consumidor considerado, expressa em horas e centésimos de hora;
 t(i) = Tempo de duração, em horas e centésimos de hora, da interrupção (i);
 (i) = Indicador de cada interrupção variando de 1 a n;
 n = Número de interrupções do consumidor considerado, no período de observação.

$$\text{FIC} = n$$

Sendo:

- FIC = Frequência das interrupções do consumidor considerado;

n = Número de interrupções do consumidor considerado, no período de observação.

PADRÕES DE DIC E FIC

Os padrões a serem observados quanto às interrupções no fornecimento de energia elétrica a cada consumidor, individualmente considerado, serão os seguintes:

Padrões de DIC

VALORES MÁXIMOS ANUAIS DE CONTINUIDADE POR CONSUMIDOR			
DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE ATENDIMENTO	DIC 1999 a 2000	DIC 2001 a 2002	DIC 2003
ATENDIDOS EM TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO SITUADOS EM ZONA RURAL	150	125	100
ATENDIDOS EM TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO SITUADOS EM ZONA URBANA	100	85	70
ATENDIDOS EM TENSÃO PRIMÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO < 69 kV	80	68	56
ATENDIDOS EM TENSÃO ≥ 69 kV	30	27	24
SISTEMA SUBTERRÂNEO	30	27	24

Padrões de FIC

VALORES MÁXIMOS ANUAIS DE CONTINUIDADE POR CONSUMIDOR			
DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE ATENDIMENTO	FIC 1999 a 2000	FIC 2001 a 2002	FIC 2003
ATENDIDOS EM TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO SITUADOS EM ZONA RURAL	120	100	80
ATENDIDOS EM TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO SITUADOS EM ZONA URBANA	80	68	56
ATENDIDOS EM TENSÃO PRIMÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO < 69 kV	70	60	50
ATENDIDOS EM TENSÃO ≥ 69 kV	40	30	24
SISTEMA SUBTERRÂNEO	35	29	24

Os padrões mensais e trimestrais para o DIC e FIC não poderão ser superiores a 1/4 e 3/4 respectivamente dos padrões anuais.

Para todos os consumidores com demanda contratada igual ou superior a 3 MW, em qualquer posto horário, os indicadores DIC e FIC deverão ser apurados mensalmente, independente de solicitação do consumidor. Estes valores deverão ser informados à ANEEL, nos mesmos prazos definidos para o DEC e FEC.

Para estes consumidores, deverão ser observados os mesmos padrões de DIC e FIC estabelecidos na Tabela dos Padrões correspondentes, anteriormente indicados dos consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV.

Caso estes consumidores possuam contratos com padrões de DIC e FIC diferentes dos constantes das tabelas anteriores, prevalecerão as disposições contratuais, devendo-se considerar ainda:

Nos contratos onde os valores acordados forem superiores aos limites aqui previstos, o consumidor poderá solicitar à Concessionária, a qualquer tempo, a redução para estes valores. Neste caso, a Concessionária terá até seis meses para adequar-se a esta solicitação, sem que o consumidor tenha qualquer custo adicional.

Nos contratos onde os valores acordados forem inferiores aos aqui previstos, estes deverão ser respeitados.

Anexo K-3

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL
PROCESSO N.º 48100.001187/96-55

CONTRATO DE CONCESSÃO N.º 81/99 – ANEEL
PARA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA QUE CELEBRAM
A UNIÃO E A COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE

ANEXO III QUALIDADE DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA

APÊNDICE 3 (Folha 56)

PROCEDIMENTOS PARA COLETA E APURAÇÃO DO INDICADOR TMA

PROCEDIMENTOS PARA A COLETA DE DADOS

Agregação

O indicador TMA deverá ser calculado para cada conjunto da área de Concessão, para cada agrupamento da Concessão, quando for o caso, e para a Concessionária como um todo.

Período de apuração do indicador TMA

O período de apuração será mensal, trimestral e anual, de acordo com o calendário civil.

Processo de coleta

A coleta de dados para o cálculo do indicador TMA deve considerar todas as ocorrências detectadas pela área de atendimento como reclamações dos consumidores, mesmo aquelas decorrentes de reclamações de natureza improcedente, tais como: defeito interno nas instalações dos consumidores, endereço da reclamação não localizado pelas equipes de emergência, prédio fechado etc.

Não devem ser considerados na apuração deste indicador os deslocamentos de equipes, mesmo se realizados por turmas de emergência, para:

- a) Atendimento de ocorrência em redes de iluminação pública;
- b) Deslocamentos para corte e religação de consumidores;
- c) Deslocamentos para serviços de caráter comercial (reclamação de consumo elevado, substituição de medidores, etc.).

Registro das ocorrências

É o registro do tempo de atendimento para cada ocorrência no sistema.

PROCEDIMENTOS PARA A APURAÇÃO DE TMA

A apuração do indicador TMA deverá ser efetuada obedecendo a seguinte fórmula:

$$\text{TMA} = \frac{\sum_{i=1}^n ta(i)}{n}$$

Sendo:

TMA = Tempo Médio de Atendimento, em minutos e centésimos de minutos;

$ta(i)$ = Tempo de atendimento de cada ocorrência em minutos;

n = Número de ocorrências em cada conjunto de consumidores ou agrupamento de concessão, quando for o caso, ou da Concessionária como um todo, no período de observação.

Após a apuração, os dados de TMA, para cada tipo de agregação e período de observação, deverão ser organizados segundo a tabela a seguir.

Faixas	Intervalo de tempo (minutos)	N.º de ocorrências
1	0 – 30	
2	30 – 60	
3	60 – 90	
4	90 – 120	
5	120 – 150	
6	150 – 180	
7	180 – 210	
8	210 – 240	
9	240 - 270	
10	270 – 300	
11	300 - 480	
12	480 - 720	
13	> 720	

Anexo K-4

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL
PROCESSO N.º 48100.001187/96-55

CONTRATO DE CONCESSÃO N.º 81/99 – ANEEL
PARA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA QUE CELEBRAM
A UNIÃO E A COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE

ANEXO III QUALIDADE DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA

APÊNDICE 4 (Folha 58)

INDICADORES E PADRÕES DE ATENDIMENTO COMERCIAIS

Serão utilizados os indicadores individuais de qualidade do atendimento comercial, para consumidores atendidos em tensão de distribuição, conforme a Portaria n.º 466 de 12/11/1997 - “Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica” e os padrões estabelecidos na tabela abaixo.

Indicador	Padrões		
	1999 e 2000	2001 e 2002	2003
Descrição			
1. Prazo máximo para o atendimento a pedidos de ligação, quando se tratar de fornecimento em tensão primária, excluídos os casos de inexistência de rede de distribuição em frente à unidade consumidora a ser ligada, de necessidade de reforma ou ampliação da rede ou de inadequação das instalações do consumidor aos padrões técnicos da CONCESSIONÁRIA.	15 dias úteis	12 dias úteis	10 dias úteis
2. Prazo máximo para o atendimento a pedidos de ligação, quando se tratar de fornecimento em baixa tensão, incluindo a vistoria que a aprova e excluídos os casos de inexistência de rede de distribuição em frente à unidade consumidora a ser ligada, de necessidade de reforma ou ampliação da rede, ou de inadequação das instalações do consumidor aos padrões técnicos da CONCESSIONÁRIA.	5 dias úteis	4 dias úteis	2 dias úteis
3. Prazo máximo para o atendimento a pedidos de religação, após cessado o motivo da suspensão do fornecimento e comprovados os pagamentos dos débitos, prejuízos, taxas, multas e acréscimos incidentes.	48 horas	24 horas	24 horas
4. Prazo máximo para a comunicação dos resultados dos estudos, orçamentos, projetos e do prazo para início e conclusão das obras de distribuição em tensão secundária, necessárias ao atendimento dos pedidos de ligação não cobertos no item	30 dias úteis	25 dias úteis	20 dias úteis

Indicador	Padrões		
Descrição	1999 e 2000	2001 e 2002	2003
2.			
5. Prazo máximo para a comunicação dos resultados dos estudos, orçamentos, projetos e do prazo para início e conclusão das obras de distribuição em tensão primária, necessárias ao atendimento dos pedidos de ligação não cobertos no item 1.	45 dias úteis	30 dias úteis	25 dias úteis
6. Prazo máximo para o início das obras referentes ao item anterior, após satisfeitas, pelo interessado, as condições gerais de fornecimento.	45 dias úteis	30 dias úteis	25 dias úteis
7. Prazo máximo para o pagamento, ao consumidor, de valores referentes a indenização por danos em aparelhos elétricos provocados por problemas na rede da CONCESSIONÁRIA:, comprovados por análise técnica.	30 dias úteis	20 dias úteis	15 dias úteis
8. Prazo máximo para a devolução, ao consumidor, de valores referentes a erros de faturamento que tenham resultado em pagamentos a maior do cliente.	Faturamento subsequente	15 dias úteis	10 dias úteis
9. Prazo máximo para a religação de unidades consumidoras que tenham sofrido corte indevido no fornecimento de energia elétrica, sem ônus para o consumidor.	4 horas	3 horas	3 horas

NOTA DO PESQUISADOR:

Os padrões do indicador acima foram alterados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, através da resolução n.º 456, de 29 de novembro de 2000 que estabelece, de forma atualizada e consolidada, as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica.

Anexo K-5

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL
PROCESSO N.º 48100.001187/96-55

CONTRATO DE CONCESSÃO N.º 81/99 – ANEEL
PARA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA QUE CELEBRAM
A UNIÃO E A COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE

ANEXO III QUALIDADE DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA

APÊNDICE 5 (Folha 62)

NÍVEIS DE TENSÃO

A Concessionária terá um prazo de 6 (seis) meses a partir da data de assinatura deste Contrato para se adequar ao atendimento dos critérios definidos neste Apêndice sem incorreção de penalidades.

A tensão no ponto de entrega das unidades consumidoras será supervisionada por meio de auditorias no sistema de distribuição e do atendimento às reclamações de consumidores, implicando em processo de medição direta cujos critérios estão apresentados abaixo.

PROCEDIMENTOS PARA A VERIFICAÇÃO DAS TENSÕES

Casos de verificação dos níveis de tensão

As ocasiões em que a Concessionária deverá verificar os níveis de tensão individual de um consumidor são as seguintes:

- a) Sempre que houver uma solicitação, feita pela ANEEL, para verificação dos níveis de tensão no ponto de entrega de determinado consumidor;
- b) Sempre que houver uma solicitação, feita verbalmente ou por escrito pelo consumidor, para verificação dos níveis de tensão no correspondente ponto de entrega. A Concessionária deverá disponibilizar formulários específicos para este fim, com base no modelo apresentado no final deste Apêndice.

Nos dois casos, a Concessionária, num prazo mínimo de 48 horas antes do início da medição, deverá informar ao solicitante, para que o mesmo tenha a opção de acompanhá-la.

A Concessionária deve realizar a medição solicitada num prazo máximo de 5 (cinco) dias úteis.

Ponto de Medição

As medições de tensão deverão ser realizadas preferencialmente no ponto de entrega de energia elétrica da unidade consumidora.

Modo de Medição

A medição de tensão deverá ser efetuada por um período de 03 (três) dias no 1º ano de vigência deste Apêndice, 05 (cinco) dias a partir do 2º ano e 07 (sete) dias a partir do 3º ano, através de aparelhos registradores, com memória de massa, e com valores integralizados a cada 1 (um) minuto.

Havendo neutro na ligação do consumidor, deve ser realizada medição entre cada fase de ligação do consumidor e o neutro. Será considerada a medição da fase em que o resultado for mais desfavorável. Não havendo neutro, devem ser realizadas medições com todas as combinações possíveis das fases existentes, sendo também considerado o resultado mais desfavorável.

Registro das medições de tensão

A Concessionária deverá organizar registros que indiquem, quanto às solicitações de verificação de tensão motivadas por reclamações de consumidores, os seguintes dados:

Data da solicitação;
Nome do consumidor ou razão social;
Ocorrências que determinaram a solicitação;
Resultado da verificação efetuada pelo Concessionário;
Data da informação do resultado ao consumidor;
Providências tomadas para correção da tensão, se for o caso;
Resultado da verificação efetuada após as providências de que trata o item anterior;
Data da informação ao consumidor do resultado da verificação de que trata o item anterior.

No final deste Apêndice encontra-se modelo de formulário para tal fim.

Adequação dos valores da tensão

Quando em procedimento de verificação de tensão forem constatados valores fora dos limites adequados estabelecidos pela Portaria DNAEE 047/78, a Concessionária deverá adotar as providências que se fizerem necessárias para a correção da tensão, num prazo máximo de 90 (noventa) dias.

Nos casos constatados de níveis de tensão fora dos limites estabelecidos e que estejam provocando danos a terceiros, as providências deverão ser imediatas.

Resultados da Verificação dos Níveis de Tensão Individuais

Os resultados das medições deverão ser informados ao solicitante, com o fornecimento dos gráficos e/ou planilhas de dados emitidos pelo aparelho, se for manifestado interesse pelo mesmo.

Serão considerados fora de faixa os valores de tensão que excederem os limites adequados da Portaria DNAEE nº 047/78, em percentual do período de medição, observando-se os seguintes critérios e prazos abaixo, desde que a unidade consumidora apresente demandas limitadas aos valores contratados ou solicitados à Concessionária quando do pedido de ligação:

1) Localidades não Rurais ou com número de consumidores superior a 1000:

- a) A partir da assinatura do Contrato até 01/06/2000: 5% do período de medição.
- b) A partir de 01/07/2000: 3% do período de medição.
- c) A partir de 01/07/2001: 1% do período de medição.

2) Localidades Rurais ou com número de consumidores igual ou inferior a 1000:

- a) A partir da assinatura do Contrato até 01/06/2000: 10% do período de medição.
- b) A partir de 01/07/2000: 7% do período de medição.
- c) A partir de 01/07/2001: 5% do período de medição.
- d) A partir de 01/07/2002 em diante: 3% do período de medição.

Nos casos acima, deverão ser respeitadas as condições para adoção dos limites precários estabelecidas no item b do § 4º do art. 1º da Portaria DNAEE nº 047/78.

Quando em procedimento de verificação de tensão, por solicitação do consumidor, forem constatados valores dentro dos limites adequados, a concessionária pode cobrar do solicitante, o custo do serviço, de acordo com o que for estabelecido pela legislação específica.

Para efeito da aplicação de penalidades, de acordo com a fórmula de cálculo constante do Apêndice 9, este valor de ultrapassagem, em tempo, dos valores excedidos, será considerado como V_v (valor verificado do indicador), enquanto que o limite de tempo concedido, em percentual dos valores admissíveis será considerado como V_p (valor padrão do indicador). Ou seja, a tensão não pode permanecer mais do que o limite de tempo concedido, em percentual, do tempo total da medição fora dos valores admissíveis.

Os resultados da medição de tensão na unidade consumidora, com violação dos limites adequados admissíveis pela legislação, serão considerados permanentes, para efeito de aplicação de penalidades, enquanto não for regularizado o nível de tensão e comprovada a normalização por nova medição de tensão, com o mesmo período da medição anteriormente efetuada. Se no prazo de 30 (trinta) dias estabelecido no item II do art.2º da Portaria DNAEE nº 047/78 a concessionária regularizar os níveis de tensão devidamente comprovados por novo registro, não será aplicável penalidade.

PROCEDIMENTOS PARA VERIFICAÇÃO DAS TENSÕES PARA ATENDIMENTO À AUDITORIA DA ANEEL

Formação da Amostra

A partir da assinatura do Contrato e até 31/12/2000, a Concessionária participará de projetos piloto para definição de amostra e medições experimentais de tensões em sua rede de distribuição, sob a orientação da ANEEL ou de entidades conveniadas.

Durante este período, a Concessionária deverá definir procedimentos internos, preparar banco de dados dos registros, e o que for necessário para se adequar às condições deste Apêndice.

PADRÕES DE QUALIDADE

Os padrões referentes aos níveis de tensão, tanto na tensão primária quanto na tensão secundária de distribuição, serão aqueles já estabelecidos pelas Portarias DNAEE nºs 047/78 e 04/89.



Anexo L

Programa de Participação nos Resultados - PPR

Fonte: Prospecto de divulgação do PPR e Boletim nº 2 do PPR

1. DEFINIÇÕES

1.1 O QUE É O PPR ?

É o Programa de Participação nos Resultados da empresa.

O PPR é um Programa que visa incentivar a melhoria da qualidade, níveis de produtividade e resultados globais da Empresa, através do comprometimento de todos os empregados, independente de local de trabalho ou atividade exercida.

Este programa busca a valorização do esforço coletivo e a criação de um ambiente de cooperação mútua e de ampla participação de todos.

Através do PPR podemos compor, em negociação direta, uma parte significativa dos ganhos de cada colaborador. Esta é nova forma de mobilizar esforços para a Reconstrução da CEEE.

1.2 QUE SÃO OS PARTICIPANTES DO PPR

Participam do PPR todos os empregados efetivos da Empresa, no período de vigência do Acordo, abrangendo todas as áreas e níveis hierárquicos.

Terão direitos a perceber o pagamento aqueles empregados que:

- Tiverem mais de 8 meses trabalhados na Empresa e que não se desligaram até 01.01.2001;
- Não solicitarem espontaneamente seu desligamento na vigência do presente Acordo;
- Não receberem advertência, punição ou forem demitidos por justa causa, na vigência do presente Acordo.

1.3 O QUE SERÁ MEDIDO ?

Serão medidos os indicadores que fazem parte do Acordo do PPR.

A escolha destes indicadores foi objeto de negociação no Acordo Coletivo/2000-2001.

O gerenciamento destes indicadores é de responsabilidade da Empresa, salientando que alguns deles por exigência da ANEEL.

À Comissão de Representantes do PPR, cabe o acompanhamento e divulgação, tanto dos indicadores como das metas do programa.

1.4 QUAIS SÃO OS INDICADORES

1. **RO** - Resultado Operacional (Indicador de Gestão)
2. **TF** - Taxa de Frequência de Acidente do Trabalho
3. **DEC** - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (Área de Distribuição)
4. **IF** - Indisponibilidade Forçada (Área de Geração)
5. **IM** - Indisponibilidade Mensal (Área de Transmissão)
6. **AI** - Assiduidade (Indicador individual)

2. FORMAÇÃO DOS INDICADORES COLETIVOS E INDIVIDUAIS

2.1 INDICADORES DE GESTÃO COM RESULTADO COLETIVO

RO - Resultado Operacional

Medido através da Receita Operacional Líquida dividido pela Despesa Operacional

Receita Operacional Líquida

Suprimentos (venda de energia gerada), receita de uso da rede elétrica, renda da prestação de serviços (projetos de redes, subestações,...), fornecimento (energia ao consumidor), arrendamento e aluguéis (de prédios próprios) e serviços taxados (taxados pela ANEEL, NOS,...), deduzidos (subtraído): cota para RGR (reserva global de reversão), ICMS, COFINS/PASEP.

Despesa Operacional

Despesas de pessoal com encargos (ativos, aposentados, administradores e despesas judiciais);

Materiais (em geral);

Serviços de terceiros;

Subvenções-CCC;

Outras obrigações para compensação financeira pela utilização de recursos hídricos;

Taxa de fiscalização;

Energia comprada para revenda;

Encargos do uso da rede elétrica;

Arrendamento e aluguéis;

Seguros, tributos;

Outras despesas (consumo próprio de energia elétrica, diárias e ajuda de custo, estagiários, indenização a terceiros, contribuição ao MAE (Mercado Atacadista de Energia), incentivo à cultura, outros, deduzidos o item “Recuperação de Despesas” (aquelas despesas que geraram retorno).

TF - Taxa de Frequência de Acidentes com Afastamento

É o indicador que demonstra a frequência de acidentes considerando o número de acidentes com perda de tempo (morte, incapacidade permanente, total ou parcial) ou acidentados e as horas homem de exposição ao risco em determinado período.

DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (Distribuição)

É o indicador que demonstra o intervalo de tempo médio que cada cliente ficou privado do fornecimento de energia elétrica (sem luz), por interrupção programada e não programada.

IF - Indisponibilidade Forçada (Geração)

É o indicador que demonstra o percentual de tempo que uma unidade geradora não se encontra em operação. O IF é calculado a partir do desligamento forçado. O desligamento forçado é causado por falha ou defeito da unidade geradora, que provoca a retirada de serviço imediatamente ou mais breve possível e resulta de

condições de emergência inerente à unidade geradora requerendo que a mesma seja desligada.

IM - Indisponibilidade Mensal (Transmissão)

É o indicador que demonstra o percentual de energia que não foi fornecida aos clientes em função de alguma indisponibilidade no sistema de Transmissão, por interrupções programadas, fenômenos naturais e ambientais, falhas humanas, falhas em equipamento de potência, etc..

2.2 INDICADOR DE GESTÃO COM RESULTADO INDIVIDUAL

IA - Indicador de Assiduidade (absenteísmo)

Este indicador demonstra o total de dias que o empregado esteve ausente do trabalho, de forma parcial ou integral, voluntária ou involuntariamente.

3. METAS

3.1 APURAÇÃO DOS INDICADORES

Para cada grupo de indicadores, será estabelecida uma meta. Atingindo 100 % do valor estipulado em cada meta, teremos um Total Geral = 100 pontos.

3.1.1 Indicadores Técnicos

- DEC = Peso 15
- IF = Peso 15
- IM = Peso 15
- TF = Peso 15

3.1.2 Indicador de gestão

- RO = Peso 30

3.1.3 Indicador de Assiduidade

- IA = Peso 10

3.2 METAS

Cada meta possui valor e prazo:

Indicador	Valor	Prazo /Meses
RO – Resultado Operacional	1,0	12
TF - Taxa de Frequência de Acidente do Trabalho	6	12
DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor	25,5 h	12
IF - Indisponibilidade Forçada	1,1%	12
IM - Indisponibilidade Mensal	0,02%	12
AI – Assiduidade	0,5%	12

4. PAGAMENTO

4.1 FORMAS DE PAGAMENTO

Em julho/2001, atingidas 80% das metas no período de 01.01.2001 a 30.06.2001. O valor pago será o equivalente a 50% do valor apurado (que é a média dos salários de matriz dos empregados + adicional por tempo de serviço + anuênios) na data da assinatura do Acordo Coletivo (abril/2001) R\$ 1.678,00;

Em caso de não atingimento das metas em junho/2001, o pagamento ocorrerá somente em janeiro de 2002, respeitado o percentual atingido:

- d) 80% das metas, receberá 80% do valor referência
- e) 81% a 90 % das metas, receberá 90% do valor referência
- f) 91% a 100 % das metas, receberá 100% do valor referência

Em caso de superação das metas prevista, acima de 100%, o cálculo do percentual a ser acrescido se dará na relação direta sobre a diferença entre a meta prevista e a efetivamente alcançada, limitado o acréscimo a 20%.

4.2 QUANTO RECEBER ?

- Se forem atingidos 100 % das metas, será pago o valor apurado integral;
- Se forem atingidas 91 % a 100 % das metas, será pago 90 % do valor apurado integral;
- Se forem atingidos 81 % a 90 % das metas, será pago 80 % do valor apurado integral.

5. QUE CONTROLA E ACOMPANHA OS INDICADORES ?

Para acompanhamento e divulgação dos resultados, foi instituída uma Comissão de Representantes com a seguinte composição:

- Representantes da Diretoria: Márcia Camargo (Coordenadora) e Eliane Fortunato Brigoni

- Representantes das Áreas:

Paulo Ricardo de Oliveira - Transmissão

Marcio de Aguiar Gomes - Distribuição

Elimar Farias Lautert - Geração

Fernando Cesar Ferreira Vieira - Áreas Meio

Representante do SENERGISUL: Manuel Antonio Ribeiro Valente e Rosmary Baldi Marques

Representante do SINTEC: Ricardo Nerbas e Gerson Carlos Lima Vilar

Assessoria Técnica: Maria Inês Scheid Mezzari



Anexo M

TMA – Tempo Médio de Atendimento Sistema de Informações - Synergia

CIA ESTADUAL DE ENERGIA ELETRICA - RS

Data: 18/07/2001 14:52:14

Tempo de Atendimento por Consumidor por Condições Climáticas

Município: PELOTAS - **Conjunto PELOTAS Norte/Oeste**

PERÍODO DE 01/06/2001 A 30/06/2001

Clima	Total Atend.	Perc.(%)	Tempo Médio			
			Espera	Deslocamento	Execução	Atendimento
CHUVA	97	16,52	000:56	000:12	000:20	001:28
NEBLINA	15	02,56	000:21	000:10	000:17	000:48
TEMPO BOM	431	73,42	001:23	000:12	000:19	001:55
TEMPORAL	11	01,87	001:14	000:13	000:14	001:41
VENTO	33	05,62	006:58	000:12	000:38	007:47
Média	587	100,00	001:35	000:12	000:20	002:08

Serviço	Total Atend.	Perc.(%)	Tempo Médio			
			Espera	Deslocamento	Execução	Atendimento
Não Emergenciais	22	3,75	001:32	000:14	000:18	002:05
Improcedentes	92	15,67	002:05	000:10	000:12	002:27
Emergenciais	473	80,58	001:30	000:12	000:22	002:04

Quilometragem Total Percorrida = 3.220
Quilometragem Media Percorrida = 5.49

Faixas	Intervalo de Tempo (minutos)	Nº de Ocorrências
1	0 - 30	62
2	30 - 60	240
3	60 - 90	104
4	90 - 120	46
5	120 - 150	29
6	150 - 180	22
7	180 - 210	6
8	210 - 240	17
9	240 - 270	6
10	270 - 300	5
11	300 - 480	19
12	480 - 720	11
13	> 720	20

Anexo N

A RECONSTRUÇÃO DA CEEE

Texto retirado do Site da CEEE

www.ceee.com.br
01/06/2001 19:15

1. SOBREVIVER ERA PRECISO!

Dois terços do patrimônio e das atividades de distribuição de energia elétrica privatizados. Parque gerador térmico repassado à União. Redução de mais de 50% do patrimônio líquido. Perda de 54% da receita; manutenção de 88% do passivo (compromissos de pagamentos). Déficit mensal de caixa superior a 25 milhões. Mais de três mil funcionários, capazes e altamente qualificados, aposentados precocemente. Mais de dois mil funcionários repassados às novas empresas (RGE, AES SUL e CGTEE).

Estes são alguns itens fundamentais do verdadeiro quadro de liquidação da CEEE Companhia Estadual de Energia Elétrica - , herdado pela atual gestão. Era possível sobreviver?

Além destas adversidades, encontramos, ainda, o sistema eletroenergético em situação completamente deficiente e insuficiente, ao contrário do que havia sido informado. Nossa geração própria oscilava em torno dos 30%; a infra- estrutura de transmissão (transporte atacadista) já estava abaixo do limite minimamente necessário, o que determinava cortes de energia de até 500 MW; a distribuição (entrega final de energia) tinha regiões com demanda reprimida e outros investimentos pendentes.

A Companhia continuava operando com as seguintes atividades:

- DISTRIBUIÇÃO Nas regiões Sul e Sudeste
- TRANSMISSÃO Em todo o Estado
- GERAÇÃO Em 15 Usinas Hidrelétricas

2. CAMINHO DA RECONSTRUÇÃO PRINCIPAIS PASSOS

Desde o início da Gestão, procuramos explicitar publicamente os problemas históricos e recentes da Companhia. Tratamos de construir alternativas para os aspectos estruturais no contexto do Governo e da sociedade, a partir da SEMC (Secretaria de Energia, Minas e Comunicações). Dialogamos permanentemente com os dois mil funcionários restantes e estamos construindo canais participativos de gestão. Ressaltamos abaixo alguns itens orientadores na reconstrução da Companhia.

2.1 NOVA GESTÃO FINANCEIRA

Todas as despesas da Companhia passaram a ser geridas por uma Junta Financeira integrada por todas as áreas. Houve redução de mais de 20% no custeio e importantes investimentos tiveram seus custos reduzidos em mais de 30%.

Em relação à receita, foi executado o PAR, Programa de Aperfeiçoamento da Receita; foi reestruturado o setor de ARRECADAÇÃO e implantado o SETOR DE

HAVERES. Mais de 200 milhões de créditos foram renegociados com prefeituras e outros devedores.

As dívidas históricas também foram todas renegociadas, possibilitando-se seu pagamento de forma mais atenuada. Antigos débitos fiscais foram liquidados.

2.2 REESTRUTURAÇÃO DOS SERVIÇOS JURÍDICOS

Toda a Companhia teve reestruturação e aperfeiçoamentos administrativos, visando a sua própria sobrevivência. No entanto, é na Coordenação dos Serviços Jurídicos onde situamos nossas principais atenções, seja para organizar e melhorar a defesa da Companhia em mais de 20.000 processos, seja na prevenção de novas contendas jurídicas.

2.3 NOVA POLÍTICA DE RECURSOS HUMANOS

Para recompor minimamente o quadro funcional da Companhia estão concursados e sendo admitidos 496 novos funcionários. Está em estudo a viabilidade de implantação de um novo Plano de Cargos e Salários. A partir deste ano os empregados (ativos) terão uma parcela de remuneração fixa (salário + vantagens) e uma parcela variável dependente do desempenho conjunto da Companhia.

Um novo PLANO DE PREVIDÊNCIA foi organizado juntamente com a Fundação ELETROCEEE, no qual serão imediatamente integrados os mais de 3.000 trabalhadores aposentados precocemente (suplementados) e no qual os atuais trabalhadores ativos também poderão participar, em função das vantagens em relação ao plano atual.

Estamos promovendo o recadastramento dos aposentados ex- autárquicos, quando, em todas as regiões do Estado, realizamos debates com os mesmos sobre a situação da Companhia.

2.4 INVESTIMENTOS FUNDAMENTAIS

A política de intensificação dos investimentos constitui-se num dos principais vetores de RECONSTRUÇÃO da Companhia, justificando a sua própria existência. É através dos investimentos que garantimos energia elétrica em quantidade e qualidade apropriadas para o desenvolvimento e a qualidade de vida dos gaúchos. Abaixo, elencamos as principais obras realizadas ou em execução.

2.4.1 GERAÇÃO

Os Contratos da Usina Hidrelétrica de Dona Francisca e da Termelétrica Candiota III pendências históricas foram repactuados. Dona Francisca está concluída e operando; os equipamentos de Candiota III não estão mais na França e sim em Candiota e a Usina será construída pelo Grupo ELETROBRÁS, através da CGTEE.

Em relação à construção de Hidrelétricas a Companhia participa da construção de Machadinho e Campos Novos. Ainda este ano iniciarão, através da CERAN (Companhia Energética Rio das Antas), integrada pela CEEE, a construção das Usinas Castro Alves, Monte Claro e 14 de Julho, na região serrana. Um plano de PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) está em elaboração.

Em relação à construção de Termelétricas, a CEEE é a empresa líder da TERMOGAÚCHA, Usina viabilizadora do Gasoduto Uruguaiana POA, a ser

construída no Pólo Petroquímico. Ao mesmo tempo, na região Sul, está sendo desenvolvido um programa de 10 PCTS (Pequenas Centrais Termelétricas), aproveitando resíduos de madeira e casca de arroz como combustível.

2.4.2 TRANSMISSÃO

É nesta área que a Companhia tem executado investimentos em quantidades nunca antes realizadas e em tempo recorde no setor elétrico brasileiro. Em 1999, foram ampliadas 4 subestações e construídos 227 km linhas em 230 KV, em 8 meses, entre Maçambará, São Borja, Santo Ângelo e Santa Rosa. Neste ano, estamos concluindo 16 obras emergenciais, envolvendo regiões de Pelotas, Porto Alegre, Gravataí, Osório, Scharlau, Garibaldi, Santa Maria, Santa Cruz, Uruguaiana, Santo Ângelo, Santa Rosa e Guarita. Além disto, estamos ampliando subestações em Farroupilha, Caxias do Sul, Taquara e Osório e construindo as linhas entre estes municípios, obras integrantes do Projeto ITÁ-CAXIAS-LITORAL, que é a 3ª Conexão do RS com o Sistema Interligado Nacional.

2.4.3 DISTRIBUIÇÃO

Além de muitas melhorias gerais promovidas nas subestações e redes que levam energia aos consumidores, foram resolvidos problemas históricos como no extremo sul (Santa Vitória do Palmar e Chuí), Pedro Osório, Pelotas, Camaquã, Mostardas e todo o litoral norte. Até o final da gestão continuaremos realizando obras importantes em Porto Alegre e região metropolitana, bem como em toda a área de concessão, além de intensificar a operação telecomandada do sistema e promover outros aperfeiçoamentos.

O Programa Luz no Campo deve ser intensificado e chegar a 32.000 propriedades rurais. O Programa ENERGIA PARA TODOS regulariza o abastecimento de centenas de vilas populares.

Os Programas de EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E PESQUISA E DESENVOLVIMENTO deverão ser acelerados.

2.4.4 TELECOMUNICAÇÕES

Inserido no programa de telecomunicações do Governo do Estado, coordenado pela SEMC, deverão ser implantados, até o final da Gestão, mais, de 3.000 km de infovias em todo o Estado.

2.5 POLÍTICA AMBIENTAL

A produção de energia elétrica depende diretamente da utilização de recursos naturais. O transporte (transmissão e distribuição) e o uso final da energia elétrica também possuem fortes relações com o meio ambiente. A partir destes conceitos, todas as áreas da Companhia atuam procurando o menor impacto possível, bem como promovendo novas melhorias aos habitats atingidos.

3 ALGUMAS CONQUISTAS IMPORTANTES

O fato de a Companhia estar viva e atuante por si só já é uma grande conquista do povo gaúcho. Destacamos dois aspectos emblemáticos desta conquista:

3.1 SUSTENTAÇÃO DO DESENVOLVIMENTO DO RS.

O RS é hoje o Estado que mais cresce no País. Não fossem as obras emergenciais feitas pela CEEE e outras empresas, este crescimento simplesmente não seria possível. O crescimento industrial de 2000 foi de 13%; a energia elétrica fornecida à indústria cresceu 12%; o Estado, como um todo, cresceu 4,6%; o fornecimento geral de energia elétrica cresceu 8%.

3.2 A CEEE É A MELHOR EMPRESA DO BRASIL EM QUALIDADE DE ATENDIMENTO

No dia 25/04/01 a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) reconheceu que a CEEE possui o melhor atendimento ao consumidor, entre as 16 distribuidoras do País com mais de 1 milhão de consumidores. Este é um resultado decorrente dos investimentos da Companhia e do seu atendimento ao público feito em agências, telefone (0800.999.196) e internet (www.ceee.com.br). Além disto, estamos implantando assessorias comunitárias.

4. A LUTA CONTINUA

A CEEE ainda opera com um déficit financeiro significativo e possui muitos investimentos inadiáveis pendentes e como tal ainda não pode ser considerada como totalmente viabilizada e com a estabilidade necessária.

No entanto, todos os seus problemas estruturais estão sendo enfrentados, alguns com situação praticamente resolvida.

Todo o programa da gestão precisa ser aperfeiçoado e executado para que a CEEE possa ser mais efetivamente reconhecida como instrumento de desenvolvimento e qualidade de vida dos gaúchos.

LISTA DE ABREVIACÕES

AGERGS: Agência Estadual dos serviços públicos delegados do Rio Grande do Sul

AES Sul: AES – Distribuidora Gaúcha de Energia S/A

ANATEL: Agência Nacional de Telecomunicações

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

CEEE: Companhia Estadual de Energia Elétrica

CGTE: Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica

COPEL: Companhia Paranaense de Energia

DEC: Duração Equivalente de interrupção por unidade Consumidora

DENAE: Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

DIC: Duração de Interrupção por unidade consumidora

DMIC: Duração Máxima de Interrupção Contínua por unidade consumidora

ELETROSUL: Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil

FEC: Frequência Equivalente de interrupção por unidade Consumidora

FIC: Frequência de Interrupção por unidade consumidora

GERASUL: Centrais Geradoras do Sul do Brasil

IF: Indisponibilidade Forçada

KV: Mil Volts

MAE: Mercado Atacadista de Energia

MW: Um milhão de Watts

ONS: Operador Nacional do Sistema

PCH: Pequena Central Hidroelétrica

RGE: Rio Grande Energia

PPR: Programa de Participação nos Resultados

RO: Resultado Operacional

TF: Taxa de Frequência de acidentes com afastamento

TMA: Tempo Médio de Atendimento