

FABIANO ORLANDO EGER

**A REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO E A GESTÃO DOS CONTRATOS
CELEBRADOS PELAS EMPRESAS CONCESSIONÁRIAS: O CASO DA CELESC.**

Florianópolis

2003

FABIANO ORLANDO EGER

**A REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO E A GESTÃO DOS CONTRATOS
CELEBRADOS PELAS EMPRESAS CONCESSIONÁRIAS: O CASO DA CELESC.**

**Monografia submetida ao Departamento de Ciências
Econômicas para obtenção de carga horária na
disciplina CNM-5420 – Monografia, pela
Universidade Federal de Santa Catarina.**

Orientador: Prof. José Antônio Nicolau

Palavras – Chaves:

- 1 – Regulação**
- 2 – Setor elétrico**
- 3 – CELESC**

Florianópolis

2003

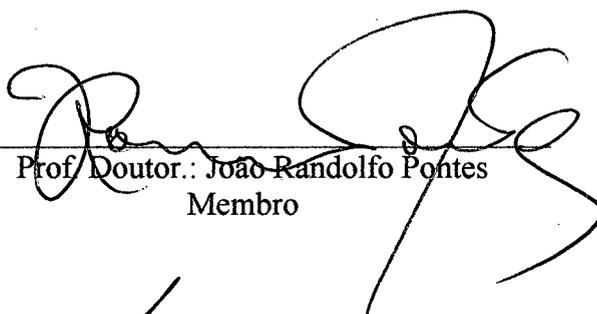
UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO SÓCIO-ECONÔMICO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

A Banca Examinadora resolveu atribuir a nota 7,0 o aluno **FABIANO ORLANDO EGER** na disciplina **CNM 5420 – Monografia**, pela apresentação deste trabalho.

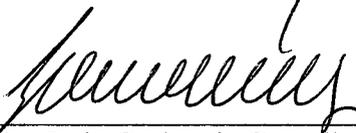
BANCA EXAMINADORA:



Prof. Doutor.: José Antônio Nicolau
Orientador



Prof. Doutor.: João Randolfo Pontes
Membro



Prof. Doutor.: Luiz Carlos de Carvalho Júnior
Membro

Dedico este trabalho ao meu pai Orlando, já falecido, à minha mãe Maria Laurete e aos meus irmãos Juliano, Viviane e Jéssica, com muito carinho e admiração.

AGRADECIMENTOS

A Deus, que me guiou durante essa caminhada.

À minha mãe, que foi a grande responsável por tudo o que eu conquistei, pela força e pelo incentivo de sempre, pelo exemplo de vida e de trabalho, enfim, por fazer de mim o que sou.

Ao meu pai Orlando e à minha avó Dulcelina, que infelizmente já não se encontram mais em nosso meio, mas que, com certeza estão olhando por mim onde quer que estejam.

Aos meus irmãos Juliano, Viviane e Jéssica, e à todos os meus familiares, em especial à minha tia Maria da Glória e ao meu avô Manoel, por estarem sempre ao meu lado, me apoiando nos momentos mais difíceis e compartilhando comigo a felicidade da conquista.

À minha namorada Sabrina, pela compreensão e pelo incentivo.

Ao professor José Antônio Nicolau, orientador desta monografia.

Ao administrador e economista João Batista da Silveira, funcionário da CELESC, pelas entrevistas concedidas e pelos esclarecimentos.

Aos colegas da CELESC, pelas inúmeras trocas de turno e pela compreensão da causa.

Aos meus grandes amigos, Marciano, Fábio, Fabiano Nascimento, Orli, Wemerson e Antônio, que foram colegas durante o curso e, com quem dividi momentos felizes e agradáveis.

Deus nos concede, a cada dia, uma página de vida nova no livro do tempo. Aquilo que colocamos nela, corre por nossa conta.

Chico Xavier

RESUMO

O presente trabalho analisa a regulação e a relação contratual das Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC), buscando determinar as dificuldades encontradas na gestão destes contratos por parte da CELESC, no atual modelo de regulação do setor elétrico brasileiro. Os objetivos específicos são: descrever o atual modelo de regulação do setor elétrico brasileiro; descrever a estrutura dos contratos a que estão sujeitas as empresas distribuidoras de energia elétrica e analisar as dificuldades encontradas pela empresa na gestão destes contratos, sejam eles de concessão, de suprimento, de transmissão, de distribuição ou de fornecimento de energia. Com o objetivo de fornecer um embasamento teórico e científico para o trabalho, buscou-se primeiramente identificar os tipos de regulação existentes, principalmente no que se refere à regulação do setor elétrico, observando que o principal objetivo da regulação no setor elétrico é aumentar o nível de eficiência econômica do mercado elétrico. Finalizando o embasamento teórico necessário para a realização deste trabalho, tratou-se de identificar as formas de regulação de preços no setor elétrico. Para a análise da relação contratual da CELESC foram feitas várias entrevistas com vários funcionários das áreas afins da empresa, o que possibilitou um maior entendimento dessa relação contratual, além dessas entrevistas foram feitas leituras dos vários contratos firmados pela empresa e de documentos regulatórios emitidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), como resoluções e modelos de contratos firmados pelos diversos agentes do setor elétrico brasileiro. Após a realização da pesquisa percebe-se que o atual modelo de regulação do setor elétrico brasileiro apresenta dificuldades, principalmente, devido a uma indefinição, por parte do governo, do marco regulatório, observa-se também que as privatizações feitas no setor não trouxeram os níveis de investimentos esperados pelo governo.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	p. 9
1.1 Contextualização: O problema e sua importância.....	p. 9
1.2 Objetivos.....	p. 10
1.2.1 Geral.....	p. 10
1.2.2 Específicos.....	p. 10
1.3 Metodologia.....	p. 11
1.4 Estrutura da monografia.....	p. 11
2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DA REGULAÇÃO.....	p. 12
2.1 O Conceito de Regulação.....	p. 12
2.2 Regulação do Monopólio Natural.....	p. 13
2.3 Regulação e Dimensões do Processo Competitivo.....	p. 16
2.4 Formas de Regulação de Preços e Dificuldades.....	p. 18
2.5 Conclusão.....	p. 22
3 A ESTRUTURA DE REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO....	p. 23
3.1 Histórico do Setor de Energia Elétrica no Brasil.....	p. 23
3.2 A Privatização do Setor.....	p. 24
3.3 A Nova Reestruturação do Setor.....	p. 26
3.3.1 Agentes de coordenação do setor elétrico brasileiro.....	p. 26
3.3.2 Agentes de operação do setor elétrico brasileiro.....	p. 30
3.4 Tarifas praticadas no setor elétrico brasileiro.....	p. 31
3.4.1 Tarifas de uso do sistema de transmissão.....	p. 31
3.4.2 Tarifas de uso do sistema de distribuição.....	p. 33
3.4.3 Tarifas de fornecimento de energia elétrica.....	p. 34
3.5 Conclusão.....	p. 34
4 GESTÃO DOS CONTRATOS CELEBRADOS PELA CELESC.....	p. 35
4.1 Natureza dos contratos.....	p. 35
4.1.1 Contrato de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica.....	p. 35
4.1.2 Contratos de suprimento de energia elétrica.....	p. 36
4.1.3 Contratos de transmissão de energia elétrica.....	p. 39

4.1.4 Contratos de distribuição de energia elétrica.....	p. 42
4.1.5 Contrato de fornecimento de energia elétrica.....	p. 44
4.2 Administração dos contratos e dificuldades encontradas pela empresa.....	p. 45
4.2.1 Contrato de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica.....	p. 46
4.2.2 Contratos de suprimento.....	p. 46
4.2.3 Contratos de transmissão.....	p. 50
4.2.4 Contratos de distribuição.....	p. 56
4.2.5 Contratos de fornecimento.....	p. 57
4.3 Conclusão.....	p. 59
5 CONCLUSÃO.....	p. 60
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	p. 61
ANEXOS.....	p. 63

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização: O problema e sua importância

O presente trabalho procura descrever os diversos tipos de contratos firmados pela Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC) no desempenho de seu papel de empresa distribuidora de energia elétrica no Estado de Santa Catarina, descrevendo a atual estrutura de regulação do setor elétrico brasileiro. A maior parte desses contratos surgiu a partir das mudanças de caráter regulatório pelas quais o setor elétrico brasileiro está passando, em que o Estado aparece como agente regulador, convergindo para uma reestruturação institucional e organizacional do setor em referência.

Por isso, presenciaram-se medidas que implicam em mudanças de caráter econômico-financeiro e administrativo dos agentes que compõem o setor de energia elétrica brasileiro, visando estruturar um ambiente competitivo e o autofinanciamento do setor elétrico, garantindo uma expansão nos seus diversos níveis – padrões de qualidade, economia e confiabilidade – e garantindo também a oferta de energia a um mercado que acompanha o crescimento da economia.

Historicamente, com o surgimento das sociedades organizadas, nota-se, em parte, a presença da regulação nas atividades econômicas, através de leis, normas e contratos, tendo como objetivo geral promover o bem estar geral e específico possibilitando o crescimento econômico. No caso específico do Setor Elétrico Brasileiro, objeto deste trabalho, é consenso que o produto dele oriundo, a energia elétrica, apresenta-se como básico para o desenvolvimento econômico e social, podendo constituir inclusive monopólio natural e conseqüentemente afetar diretamente a competição, sendo necessários grandes investimentos para a sua manutenção.

A regulação do setor elétrico brasileiro é feito através de resoluções expedidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que irão determinar as condições postas nos contratos firmados no setor, sejam eles contratos de concessão, suprimento, transmissão, distribuição ou de fornecimento de energia elétrica celebrados entre os agentes do setor sob a fiscalização da ANEEL. Entre esses contratos, situam-se os contratos celebrados pela CELESC, objeto deste trabalho.

Segundo Pinto Jr e Fiani (2002, p. 515), a regulação nada mais é do que “uma ação do Governo no sentido de limitar a liberdade de escolha dos agentes econômicos”, Importante salientar que a regulação pode surgir não apenas por exigência dos consumidores, mas também como retaguarda protecionista às empresas estabelecidas quanto a possíveis competidores.

Uma justificativa do governo brasileiro para estabelecer um novo modelo para o setor elétrico nacional é de que os investimentos nos últimos anos não têm acompanhado a real necessidade que o complexo industrial elétrico e energético necessita para fazer frente a um mercado de energia elétrica crescente.

Para assegurar a distribuição da energia elétrica requerida por seus clientes, a CELESC assim como todas as demais empresas distribuidoras de energia elétrica deverão celebrar os contratos de compra e venda de energia elétrica, conhecidos como contratos de suprimento, os contratos de fornecimento, e os contratos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e de distribuição que se fizerem necessários. A fiscalização dos serviços prestados por essas empresas distribuidoras fica a cargo da ANEEL. Essa fiscalização é feita tanto na parte técnica e operacional dos serviços prestados, como na parte econômico financeira da empresa.

Logo, a problemática deste trabalho é identificar os vários tipos de contratos firmados pela CELESC e analisar as dificuldades encontradas pela empresa na administração desses contratos dentro do atual marco regulatório do setor elétrico brasileiro, identificando os demais agentes do setor elétrico brasileiro definindo as responsabilidades da CELESC nos contratos celebrados com cada tipo desses agentes.

Enfim, neste trabalho busca-se determinar quais são os tipos de contratos celebrados pela CELESC? e quais são as quantidades de contratos celebrados pela empresa?, através de dados fornecidos pela própria empresa.

1.2 Objetivos

1.2.1 Geral

Descrever a gestão dos contratos celebrados pelas empresas concessionárias, tendo como foco a Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC).

1.2.2 Específicos

Especificamente pretende-se:

- a) Descrever a estrutura dos contratos a que estão sujeitas as empresas de distribuição de energia elétrica.
- b) Analisar as dificuldades encontradas pela CELESC na gestão desses contratos, sejam eles de suprimento, transmissão, distribuição ou de fornecimento de energia elétrica.

1.3 Metodologia

Para a elaboração deste trabalho foram feitas várias entrevistas na CELESC e pesquisas bibliográficas aos modelos de contratos firmados pela CELESC, onde pesquisou-se as informações pertinentes a este trabalho, como: as partes envolvidas, os prazos de vigência, os valores devidos e as formas de pagamento desses valores.

Também foram feitas pesquisas aos principais autores e a outras referências bibliográficas, tais como: livros, revistas, periódicos especializados a nível teórico, que também serviram de fonte para atingir-se o objetivo proposto, sendo que a base teórico-conceitual deste trabalho inspira-se na teoria da Regulação, tendo como base autores como: Pinto Jr, Fiani, Possas, Pondé e Fagundes.

1.4 Estrutura da monografia

O presente trabalho está estruturado em 4 (quatro) capítulos, além do presente capítulo introdutório, apresentando a problemática, os objetivos a que se propõe o presente estudo e a metodologia aplicada para a elaboração desta monografia; o segundo capítulo aborda a questão teórica da regulação; o terceiro capítulo, num primeiro momento, faz uma análise da atual estrutura de regulação do setor elétrico e, num segundo momento, analisa as tarifas praticadas no setor; o quarto capítulo faz uma análise da relação contratual da CELESC, apontando as dificuldades encontradas na administração dos contratos e apresentando críticas ao atual modelo de regulação do setor elétrico brasileiro; e, por fim, o quinto capítulo apresenta as conclusões do presente estudo.

2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DA REGULAÇÃO

O presente capítulo busca, num primeiro momento, definir o que é regulação, claro que tomando como referência os conceitos apresentados por autores conhecidos e respeitados que escrevem sobre o assunto, buscando destacar os tipos de regulação e seus objetivos observando alguns parâmetros como: o poder de mercado, o monopólio natural, as indústrias de rede, etc. Num segundo momento, este capítulo destaca as dimensões do processo competitivo, que são: tecnologia, características da cadeia produtiva, instabilidade do ambiente econômico e externalidades de rede. Num terceiro momento, destacam-se as formas de regulação de preços e suas dificuldades, destacando a regulação da taxa interna de retorno, a tarifação pelo custo marginal, o *price-cap* e a *yardstick competition*.

2.1 O Conceito de regulação

Pinto Jr e Fiani (2002, p. 515), definem o que vem a ser regulação de maneira bem clara e objetiva, como sendo “qualquer ação do governo no sentido de limitar a liberdade de escolha dos agentes econômicos”. Dessa forma, quando um agente regulador fixa uma tarifa para um determinado serviço, restringe, por conseqüência, a liberdade que uma empresa tem de estabelecer o preço pela sua atividade.

Através da definição acima, percebe-se que o campo da regulação é muito mais extenso do que a simples regulação de preços. Este campo estende-se também à regulação da quantidade de empresas que atuam em determinado setor da economia, regulação da qualidade dos serviços ou produtos oferecidos, entre outras.

Dentro das políticas públicas de regulação da concorrência, pode-se destacar dois grandes blocos de questões: de um lado está a política de defesa da concorrência, ou antitrusti, que repreendem as condutas anticompetitivas; de outro lado, destacam-se as políticas de regulação das atividades de infra-estrutura, que na maioria das vezes constituem “monopólios naturais”. Segundo Possas, Pondé e Fagundes (1997, p. 1446), neste último caso,

Trata-se de preservar tanto quanto possível um ambiente, favorável à prática de preços não monopolistas e à qualidade dos serviços prestados, bem como à incorporação e difusão de novas tecnologias e serviços mais modernos, tendo em vista favorecer a eficiência econômica e o bem-estar social. No entanto, as dificuldades aqui são maiores, devido exatamente às peculiaridades técnicas, de um lado, e históricas, de outro que conduziram nessas atividades à formação de monopólios públicos.

Existe, então, dois padrões básicos de regulação, o primeiro tipo é a regulação dos serviços públicos de infra-estrutura (utilites), que é denominada de regulação ativa pelo seu caráter interventivo. Este tipo de regulação constitui uma intervenção voltada para a substituição da concorrência por instrumentos e metas administrados publicamente. O segundo tipo é a regulação reativa, que nada mais é do que a regulação de mercados, em geral destinada à prevenção e repressão de condutas anticompetitivas (antitruste). É chamada de regulação reativa, devido ao seu acionamento eventual.

No presente trabalho, dar-se-á maior enfoque às questões específicas de regulação de setores de infra-estrutura, no caso regulação ativa, já que o mesmo vai tratar da regulação no setor de energia elétrica nacional.

Possas, Pondé e Fagundes (1997, p. 1447) destacam que “ao contrário do que possa parecer, o objetivo central da regulação de atividades econômicas não é promover a concorrência como um fim em si mesmo, mas aumentar o nível de eficiência econômica dos mercados correspondentes”. Porém, tais autores destacam que muitas vezes esses objetivos são coincidentes, pois:

Um aumento da concorrência – espontâneo ou como resultado de política – frequentemente conduz a maior eficiência. Mas o importante a destacar neste ponto é que tais objetivos nem sempre coincidem. Os casos típicos, são os chamados “monopólios (ou oligopólios) naturais”, caracterizados pela presença de economias de escala a tal significativas em relação ao tamanho do mercado que este comporta apenas um pequeno número de plantas de escala mínima eficiente. (POSSAS, PONDÉ E FAGUNDES. 1997, p. 1447).

Nesses casos destacados pelos autores, que podem ser chamados como “falhas de mercado”, aceita-se, de forma generalizada, a regulação pública do mercado, com o objetivo de impedir a prática de preços monopolísticos. Em outras palavras, abre-se mão, em nome da eficiência econômica, de uma estrutura de mercado mais competitiva, isto é, capaz de maior grau de concorrência.

2.2 Regulação do monopólio natural

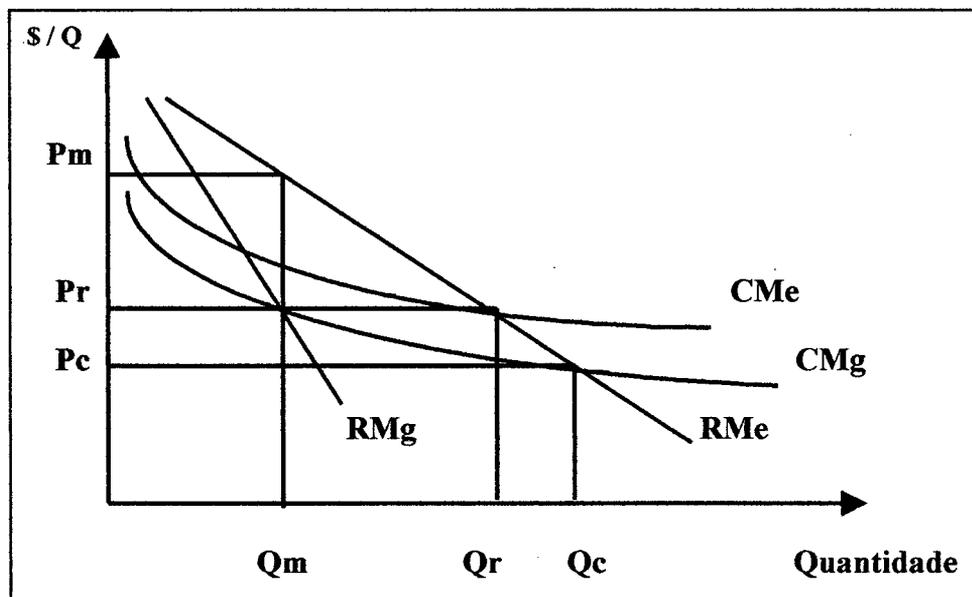
Na análise econômica, destacam-se dois conceitos de eficiência: a eficiência produtiva e a eficiência alocativa. A eficiência produtiva consiste na utilização dos recursos com máximo rendimento e mínimo custo; a eficiência alocativa refere-se à distribuição de recursos em um setor ou entre setores atendendo a seu rendimento e preços relativos.

Segundo Pindyck e Rubinfeld (1999, p. 637) “na eficiência (alocativa) de Pareto não há mais troca mutuamente vantajosa”, ou seja, segundo os autores “uma alocação tem eficiência de Pareto quando os bens não podem ser realocados para tornar maior o bem-estar de uma pessoa sem que haja diminuição do bem-estar de outra”.

O monopólio natural ocorre em indústrias onde as economias de escala são muito grandes e que o nível eficiente de produção de uma única empresa satisfaz a demanda de todo o mercado. Um mercado se torna monopólio natural quando o custo médio e o custo marginal de produção são decrescentes para toda a produção.

No gráfico da figura 1 a seguir, demonstra que no caso de ausência de regulação a empresa prefere produzir a quantidade (Q_m) ao preço (P_m). Porém em um mercado regulado, o órgão regulamentador está disposto a pressionar para baixo o preço da empresa até que o mesmo atingisse o preço (P_c), com isso a empresa não conseguiria mais cobrir o seu custo médio e encerraria suas atividades. Logo a melhor alternativa é o preço (P_r), onde ocorre a interseção da curva do custo médio com a curva de receita média, fazendo com que a empresa não obtenha lucro de monopólio, sendo o seu nível de produção o mais alto possível sem que ela tenha que encerrar suas atividades.

Figura 1: Monopólio natural – caso de um produto



FONTE: Pindyck e Rubinfeld (1999, p. 381).

Pinto JR e Fiani (2002, p. 516) destacam dois casos de monopólio natural: “o monopólio natural com um produto e o monopólio natural multiproduto”. No monopólio

natural com um produto, os custos são menores se produzimos uma dada quantidade x do produto em uma única planta produtiva do que em duas, ou seja, é mais barato produzir uma certa quantidade de produto em uma única firma do que dividir essa produção entre duas firmas diferentes. Para que isso seja verdadeiro, é necessário que haja economias de escala em toda a amplitude relevante de produção, ou seja, no caso de um único produto, as economias de escala são condição suficiente e necessária.

No caso de monopólio natural multiproduto, é mais barato produzir uma certa quantidade de dois produtos em uma única empresa, do que produzir a mesma quantidade de dois produtos, cada um em uma firma diferente. Nesse caso, a presença de economias de escala não é condição nem necessária nem suficiente para o monopólio natural, mas sim a presença de economias de escopo.

No gráfico 1 acima, Pindyck e Rubinfeld (1999, p. 381) demonstram que “se o preço regulamentado fosse P_c , a empresa perderia dinheiro e encerraria as suas atividades, o preço P_r possibilita o maior nível de produção possível, coerente com a permanência da empresa no mercado, seu lucro excedente seria zero”.

As indústrias de rede são um caso especial de monopólio natural, são indústrias voltadas para a provisão de infra-estrutura econômica, como: eletricidade, gás, telecomunicações transportes, etc. Segundo Pinto Jr e Fiani (2002, p. 518), “as indústrias de rede são marcadas por três elementos que contribuem para a formação de um modo de organização particular, que são a existência de externalidades, a importância das economias de escala e a articulação em torno da infra-estrutura propriamente dita”.

Um caso típico de externalidades de rede pode ser observado no setor de telecomunicações, onde a satisfação de um usuário depende do número de pessoas ligadas à rede telefônica com quem ele possa conversar, ou seja, caso um usuário não tenha com quem conversar por telefone, não é interessante para ele permanecer conectado à rede de telefonia. Uma empresa apresenta economias de escala, quando ela é capaz de duplicar sua produção com menos do que o dobro de custos, a empresa pode apresentar economias de escala para níveis baixos de produção e deseconomias de escala para níveis mais elevados de produção. Já a articulação em torno da infra-estrutura propriamente dita é simplesmente a articulação da infra-estrutura de base que comporta os serviços de transporte / transmissão do fluxo do produto, dos diferentes tipos de produtos finais e do serviço de coordenação da rede.

As indústrias de rede são tradicionalmente consideradas como monopólios naturais, com pesadas barreiras à entrada e à saída que justificam a presença ativa do Estado na regulação dessas atividades.

2.3 Regulação e dimensões do processo competitivo¹

Segundo Possas, Pondé e Fagundes (1997, p. 1451) pode-se destacar cinco dimensões do processo competitivo para efeito da análise da regulação: “tecnologia, características da cadeia produtiva, barreiras à entrada, instabilidade do ambiente econômico e externalidades de rede”. Estas dimensões serão brevemente descritas a seguir.

a) Tecnologia

A mudança tecnológica é uma das várias dimensões do processo competitivo e deve ser tratada a partir da consideração dos condicionantes e efeitos do progresso técnico. Shumpeter (1984) coloca a inovação no centro do processo de concorrência, ou seja, segundo Possas, Pondé e Fagundes (1987, p. 1452), “no desenvolvimento, exploração e difusão de novas tecnologias e formas organizacionais, capazes de proporcionar à empresa inovadora uma vantagem temporária sobre rivais existentes e potenciais”.

É preciso que o Estado fixe padrões e normas estabelecendo condições apropriadas para a implantação de novas tecnologias. Em setores de energia e transporte a coordenação da ampliação da capacidade do sistema é fundamental para evitar o surgimento de pontos de estrangulamento no futuro.

b) Características da cadeia produtiva

Segundo Possas, Pondé e Fagundes (1997, p. 1455) “as interfaces verticais e laterais ao longo da cadeia produtiva de um setor de infra-estrutura, definidas pela presença de divisibilidades técnicas, constitui um importante parâmetro para programas de privatização e implementação de políticas de regulação”, pois definem espaços de interação entre os agentes que podem se organizar na forma de mercados ou não. Consequentemente o governo se vê diante de decisões importantes no que se refere a que grau de verticalização será permitido para as empresas privadas que passam a atuar na área.

¹ Texto produzido com base em Possas, Pondé e Fagundes.

Muitos autores têm procurado demonstrar que em determinadas condições, as ineficiências do mercado enquanto modos de coordenação das atividades econômicas levam as firmas a empreenderem movimento de verticalização ao longo de suas cadeias produtivas. Pois os mercados em sua grande maioria não possuem canais de transmissão e compartilhamento de informações e conhecimentos, e uma desverticalização excessiva pode interromper ou dificultar o aprendizado interativo ao longo das cadeias produtivas, com efeitos negativos sobre a introdução e difusão de novas tecnologias.

Segundo os economistas “a desverticalização dos ativos dos segmentos da cadeia produtiva do setor elétrico”, significa separar as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia.

c) Barreiras à entrada

Em setores de infra-estrutura, para se obter uma compreensão adequada das características específicas da concorrência nesses setores, exige-se uma investigação dos fatores que geram um determinado perfil das barreiras à entrada. Pode-se classificar esses fatores como sendo relacionados a diferenciação de produtos, presença de vantagens absolutas de custo, presença de economias de escala e presença de “custos não recuperáveis”.

A caracterização de setores de infra-estrutura do ponto de vista das barreiras à entrada destaca questões importantes para a elaboração de políticas de regulação, Possas, Pondé e Fagundes (1997, p. 1459), destacam que:

Muitos setores de infra-estrutura devem ser objeto de políticas horizontais de defesa da concorrência, dentro de um padrão de regulação ampla e reativa; mesmo em mercados nos quais as barreiras à entrada são altas, é razoável supor que a rivalidade oligopolista seja capaz de gerar resultados eficientes e satisfatórios para a sociedade.

Na medida em que a eliminação das barreiras à entrada dificilmente é factível, o monitoramento das condutas das firmas é um elemento que deve ganhar força na regulação, ou seja, ao invés de buscar moldar diretamente estas condutas, como na regulação clássica, as agências governamentais estabelecem uma espécie de “liberdade vigiada” para intervir apenas quando necessário.

d) Instabilidade do ambiente econômico

A instabilidade do ambiente econômico, tem extensas implicações sobre a dinâmica dos mercados e setores de infra-estrutura. No âmbito da regulação, esta instabilidade do

ambiente econômico afeta particularmente a operacionalização dos contratos de concessão para a exploração de monopólios naturais pela iniciativa privada. A cada novo fato no ambiente econômico gera uma correção apropriada nos termos contratuais. Possas, Pondé e Fagundes (1997, p. 1461) destacam que:

A instabilidade das condições de oferta e demanda coloca uma exigência a mais sobre as agências responsáveis pela regulação, visto que, em ambientes instáveis, sua eficiência dependerá menos do cumprimento rotineiro e regras preestabelecidas e mais da capacidade de reagir com flexibilidade e rapidez a mudanças imprevistas. É importante destacar que os problemas contratuais, aparecem com diferentes magnitudes nos vários setores de infra-estrutura, principalmente porque a instabilidade das condições de oferta e demanda varia bastante.

e) Externalidades de rede

As externalidades de rede são apontadas como uma fonte de ineficiências do funcionamento do processo competitivo, e também como uma justificativa para a intervenção reguladora do Estado. Possas, Pondé e Fagundes (1997, p. 1462) destacam que:

A presença de externalidades de rede pode gerar um caso clássico de “falha de mercado”, no qual a busca do interesse próprio por parte de cada agente individual leva a um resultado insatisfatório para todos, dentro de um contexto de interdependência estratégica que a teoria dos jogos denomina de “dilema dos prisioneiros”.

Os incentivos de mercado, que levam cada agente a adotar a ação que lhe parece mais apropriada do ponto de vista do seu interesse próprio, leva a um resultado inferior ao que seria obtido no caso da implementação de condutas competitivas, ou seja, é conveniente para o mercado que os diversos agentes adotem ações pensando no interesse de todos e não somente em seu próprio interesse, levando a um melhor funcionamento do mercado.

2.4 Formas de regulação dos preços e suas dificuldades

Existem várias formas de se regular preços. Os métodos mais utilizados são os seguintes: regulação da taxa interna de retorno, a tarifação com base no custo marginal, o preço teto (price cap) e a “yardstick competition”, este último método pode ser utilizado como forma complementar a qualquer forma de regulação de preços. A seguir será feita uma análise dessas diversas formas de regulação de preços mais conhecidas, que podem ser adotadas para a determinação de preços no setor de energia elétrica.

a) Regulação da taxa interna de retorno

Utilizado tradicionalmente para a regulação de setores de monopólio natural, neste tipo de regulação de preços o regulador atribui tarifas para cada tipo de produto ou serviço da firma regulada, visando garantir uma taxa interna de retorno adequada ao prosseguimento das atividades da firma regulada. Pinto JR e Fiani (2002, p. 520), destacam que na regulação por taxa de retorno, “a receita total derivada dos vários produtos ou serviços da firma regulada, deve ser igual ao custo operacional mais a depreciação do capital, e ainda deixar uma taxa de lucro normal sobre o capital investido”.

A regulação da taxa interna de retorno, é adequada para situações em que não há variações significativas de custos e demanda em curtos períodos de tempo, ou seja, quando esses são relativamente estáveis. Porém quando os custos e demanda não são estáveis, devido a mudanças tecnológicas ou nos hábitos ou na renda dos consumidores, este método da taxa interna de retorno se torna muito lento devido a essas mudanças.

Esse tipo de regulação de preços apresenta vários problemas, entre eles pode-se destacar o problema de definir qual é a taxa de retorno adequada para a empresa regulada e o problema da determinação do custo variável, o que requer um agente regulador com um corpo técnico altamente especializado. Além disso, este tipo de tarifação pode estimular a adoção de métodos produtivos ineficientes, devido à má alocação de recursos, já que permite a cobertura de todos os custos e assegura uma taxa de retorno atrativa, este é o principal problema apresentado pela regulação da taxa interna de retorno.

b) Tarifação pelo custo marginal

Este tipo de tarifação procura transferir ao consumidor os custos incrementais necessários ao sistema para o seu atendimento, procurando atingir uma maior eficiência econômica. No caso do setor elétrico, segundo Pires e Piccinini (1998, p. 153), “as tarifas são diferenciadas de acordo com as distintas categorias de consumidores (residencial, comercial, industrial, rural, etc.) e de acordo com outras características, tais como as estações do ano, horários de consumo, níveis de voltagem, regiões geográficas, etc.”.

Como ilustração os principais tipos de tarifas inspirados no princípio do custo marginal para o setor elétrico são as seguintes:

Monômias: que são definidas de acordo com a energia consumida.

Binômias: possuem dois componentes de faturamento, um referente ao consumo de energia (tarifa de consumo) e outro referente à demanda máxima de potência requerida no período de utilização de ponta do sistema (tarifa de demanda).

Horosazonais: são diferenciadas para grandes consumidores, de acordo com as horas do dia e/ou estações do ano.

Em blocos: o preço varia de acordo com a quantidade de kWh consumido.

Interruptíveis: neste tipo de tarifa o consumidor concorda em ser desconectado do sistema sempre que a concessionária encontrar dificuldades no fornecimento de energia.

Instantâneas: tarifa em que os valores apresentam grandes variações em curtos períodos de tempo.

A grande dificuldade da aplicação prática do critério da tarifação pelo custo marginal em setores de infra-estrutura é que esses tipos de serviços envolvem grandes investimentos em capital fixo e, em geral apresentam economias de escala, ou seja, custos marginais decrescentes. Segundo Pires e Piccinini (1998, p. 154), “isto significa que a tarifação pura e simples pelos custos marginais geraria o risco de não se remunerar nem mesmo a parcela de capital variável utilizada para o atendimento ao consumidor. Uma alternativa seria a cobrança de uma taxa adicional para a cobertura dos custos fixos”.

Além dessa dificuldade destacada anteriormente, podemos destacar outras como: assimetrias informacionais, penalização dos *Peak-users* pelo acréscimo dos custos fixos, análise de custo-benefício para o desenvolvimento e adoção de medidas adequadas, e aquisição de *expertise* para modelagem de previsão de elasticidades e de curvas de demanda (Ibid., p. 155).

Visando contornar essas dificuldades, a adoção desse critério tem ocorrido em conjunto com outros métodos tarifários.

c) Preço-teto (*price cap*)

Segundo Pinto Jr e Fiani (2002, p. 522), “este sistema consiste em estabelecer um limite superior para a indústria regulada aumentar seus preços, limite este que pode ser

estabelecido para cada preço individualmente ou para a média de preços dos serviços fornecidos pela indústria regulada”.

Este método é operacionalizado pela expressão IPV-X (Índice de Preço de Varejo menos X, que é fator de produtividade). Entre suas principais vantagens pode-se destacar duas:

I- É um método que atinge apenas os serviços em que a empresa regulada atua como monopolista, atuando como instrumento de defesa da concorrência, evitando que a empresa monopolista subsidie seus preços com os lucros extraordinários obtidos no segmento monopolista.

II- Como toda redução de custos é apropriada pela empresa, espera-se que o IPV-X estimule a eficiência produtiva.

Este método de tarifação pelo preço teto necessita que o agente regulador defina uma série de variáveis relevantes destacadas por Pires e Piccinini (1998, p. 157), tais como: “indexador de preços, fator de produtividade, grau de liberdade para a variação de preços relativos, grau de extensão dos repasses dos custos permitidos para os consumidores e formas de incentivo ao investimento e à melhoria da qualidade do atendimento”.

Este regime tarifário vem sendo adotado para as distribuidoras recentemente privatizadas no Brasil.

O principal problema apresentado pelo IPV-X diz respeito ao nível de investimento por parte da firma, já que a sujeição a um preço teto médio faz com que a empresa apresente uma tendência ao subinvestimento para a melhoria da qualidade dos serviços prestados, pois um nível de investimento muito alto, representa uma elevação do seu nível de custos. Para minimizar este problema é exigido da empresa regulada um esforço adicional para controlar os planos de investimento e a qualidade dos serviços prestados. Caso uma empresa consiga apresentar custos mais reduzidos ela será recompensada com lucros maiores.

d) Yardstick competition

A *yardstick competition* é uma forma de regulação através de incentivos, sendo reconhecida como regulação de desempenho, também adotada em casos de monopólio natural. Segundo Pires e Piccinini (1998, p.164), “este instrumento procura introduzir

estímulo à redução de custos entre as empresas, reduzir as assimetrias de informação existentes e estimular maior eficiência econômica”. Este método pode ser utilizado como forma complementar a qualquer critério de tarifação.

Neste processo a remuneração de uma empresa é definida de acordo com o seu desempenho em relação às outras do mesmo setor, de acordo com padrões estabelecidos pelo agente regulador, fazendo com que a empresa seja sensível ao comportamento das outras empresas do setor.

2.5 Conclusão

Após a conclusão deste capítulo observou-se, num primeiro momento, que a regulação nada mais é do que uma ação do governo no sentido de limitar a liberdade de escolha dos agentes econômicos, tomando como referência os conceitos apresentados por autores conhecidos e respeitados que escrevem sobre o assunto, destacou-se que existem dois padrões básicos de regulação que são: a regulação ativa, mais utilizada em setores públicos de infraestrutura e a regulação reativa, voltada para a regulação dos mercados em geral. Observou-se também que o principal objetivo da regulação é aumentar o nível de eficiência econômica dos mercados correspondentes. Num segundo momento, observou-se que as principais dimensões do processo competitivo são: tecnologia, características da cadeia produtiva, instabilidade do ambiente econômico e externalidades de rede. Num terceiro momento, destacou-se que existem várias formas de regulação de preços, destacando-se as seguintes: a regulação da taxa interna de retorno, a tarifação pelo custo marginal, o *price-cap* (preço teto) e a *yardstick competition*.

3 A ESTRUTURA DE REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Neste capítulo será feito, num primeiro momento, um breve histórico do setor de energia elétrica no Brasil, fazendo uma breve descrição dos principais acontecimentos para o setor desde os anos 30 até recentemente; em um segundo momento, destaca-se a nova estrutura do setor no Brasil, dando destaque para a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), do Operador Nacional do Sistema (ONS); do Mercado atacadista de Energia Elétrica (MAE) e do conselho nacional de política energética (CNPE); num terceiro momento, este capítulo destaca e faz uma breve descrição dos agentes do setor elétrica.

3.1 Histórico do setor de energia elétrica no Brasil

Antes de o Estado intervir no setor elétrico, nas maiores cidades brasileiras, entre as décadas de 1930 e 1950, a energia elétrica era suprida, por meio de concessão governamental. Na maioria dessas cidades, grande parte da oferta era proporcionada por empresas geradoras - transmissoras e distribuidoras de pequeno porte, com capital dividido entre os setores privado, municipal e estadual.

Com o término da segunda guerra mundial, até o fim da década de 1950, a geração de energia elétrica já não conseguia atender à demanda, tendo como razões principais, a crescente urbanização e a expansão industrial.

Com a falta de interesse do capital privado em investir grandes quantias no setor, devido à baixa rentabilidade, o Estado assumiu o papel de interventor, com ações voltadas para a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Assim, o governo criou, em 1962, a Centrais Elétricas Brasileira (ELETROBRÁS). A partir de então, surgiram empresas públicas de grande porte, subsidiárias da ELETROBRÁS, tais como ELETROSUL, CHESF, ELETRONORTE e FURNAS, com o papel principal de gerar e transmitir energia elétrica.

A partir da década de 1980, o setor elétrico brasileiro enfrenta uma nova crise, decorrente de uma crise mundial, que inviabilizou os financiamentos para o investimento no setor que requer grandes somas em financiamentos para o aumento da sua capacidade de geração.

Com o advento da Lei nº 8.631/93 o setor elétrico brasileiro entrou em uma nova fase, viabilizando maior segurança entre seus fatores nas transações relacionadas com a energia

elétrica, na medida que criou formas de garantir o cumprimento das obrigações assumidas neste ambiente.

O processo de reestruturação do setor elétrico no Brasil foi iniciado em 1995 com a Lei de concessões, que implementou uma série de mudanças no setor elétrico. Em 1997, com a aprovação da Lei nº. 9.491, de 09 de setembro de 1997, o governo criou o Programa Nacional de Desestatização – PND.

Em 1998, teve início a privatização do sistema ELETROBRÁS, através da Lei 9.648, de 27 de abril de 1998. O principal objetivo era vender a participação acionária estatal em sociedades derivadas da cisão, incorporação, redução de capital, ou constituição de subsidiárias integrais, derivadas da reestruturação da ELETROSUL, FURNAS, CHESF e ELETRONORTE.

Uma decorrência desta Lei foi a cisão da ELETROSUL em atividades de geração e transmissão de energia elétrica, criando a GERASUL, atual TRACTEBEL, empresa responsável pelas atividades de geração. A ELETROSUL continuou a existir, porém explorando somente a atividade de transmissão de energia elétrica.

3.2 A privatização do setor

Com a crise pela qual o setor de energia elétrica no Brasil vem atravessando nas últimas décadas, o governo adotou medidas que vão ao encontro da diminuição da participação e intervenção direta do Estado, cabendo-lhe apenas a função de agente regulador, dando impulso a um novo processo denominado privatização.

Com a privatização, o governo transfere para a iniciativa privada a responsabilidade pelos investimentos necessários no setor e, com os recursos da venda dos ativos públicos, abater a dívida pública pela redução dos gastos com juros.

A estrutura produtiva do setor de energia elétrica passou a ser alterada com o processo de privatização e, para facilitá-lo, o governo brasileiro tomou algumas medidas para promover sua implantação, cuja cronologia destaca-se no quadro 1 a seguir.

Quadro1: Cronologia do processo brasileiro de privatização do setor elétrico

<p>Em 1988, com a promulgação da nova constituição ficou definida, através do artigo 175, a licitação para concessão de serviço público, da qual as empresas privadas podem participar.</p>
<p>Em 1990, o governo criou a Lei 8031, de 12.04.90 que veio instituir o Programa Nacional de Desestatização (PND), para privatização das empresas controladas direta ou indiretamente pela União e instituídas por lei ou ato do Poder Executivo; ou criadas pelo setor privado e que, por qualquer motivo, passaram ao controle, direto ou indireto da União.</p>
<p>Em 1993, com a promulgação da Lei 8.631, de 04.03.1993, as tarifas de energia elétrica, passaram a ser diferenciadas e foi extinta a garantia de remuneração.</p>
<p>O decreto 915, de 06.09.1993, permitiu a formação de consórcio de empresas para geração de energia elétrica.</p>
<p>O decreto 1.009, de 17.12.1993, instituiu o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (SINTREL), composto pelos sistemas de propriedade das empresas controladas pela Eletrobrás e daquelas que vierem a aderir.</p>
<p>A portaria 337, de 1994, permitiu o livre acesso das empresas concessionárias de energia elétrica à rede de transmissão federal.</p>
<p>Os Decretos 1.027, de 28.12.1993 e 1.091, de 21.03.1994, que determinam a alteração nos estatutos das empresas de economia mista para facilitar fusões, incorporações e abertura de capital.</p>
<p>A Lei 8.987, de 13.02.1995, chamada de Lei das Concessões, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão de prestação de serviços públicos.</p>
<p>O Decreto 1.481, de 03.05.1995, que inclui a ELETROBRÁS e suas controladas geradoras - CHESF, ELETRONORTE, ELETROSUL e FURNAS - no PND. Ficaram excluídas a empresa de engenharia nuclear (NUCLEN), e a Binacional Itaipu.</p>
<p>A Lei 9.074, de 07.07.1995, que estabeleceu normas para outorgar e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, bem como as regras para o produtor independente de energia.</p>
<p>Com o objetivo de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, o governo brasileiro instituiu, em 26.12.1996, através da Lei 9.427, a ANEEL.</p>

Fonte: Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRÁS).

Para dar continuidade ao processo de privatização, o governo brasileiro tem adotado políticas por meio de duas instituições federais, quais sejam, ELETROBRAS e o Banco

Nacional de Desenvolvimento do Extremo Sul (BNDES) visando como fim, tornar as empresas de energia elétrica mais atraentes economicamente, para atrair investidores.

Através da ELETROBRÁS, as medidas do governo brasileiro vão ao encontro desde 1997, a um programa visando a recuperação técnica e financeira de várias empresas estaduais incluídas na lista para a desestatização, cuja implementação vem se concretizando através da gestão compartilhada e da federalização. A federalização significa a transferência do controle exercido pelos governos estaduais em suas concessionárias de energia elétrica para a ELETROBRÁS, no período que antecede à privatização.

A expectativa do governo brasileiro era a de que, no ano de 1998, o processo de privatização fosse acelerado, ano em que deveria ser privatizado um grande número de concessionárias distribuidoras de energia elétrica pelos governos estaduais e empresas geradoras de energia elétrica pertencentes ao governo federal. Ocorre que, as crises financeiras nos países asiáticos, iniciadas em 1997, abalaram o mercado financeiro internacional trazendo reflexos negativos ao capital estrangeiro, único com capacidade de aportar recursos no montante necessário para a privatização das empresas.

3.3 A nova estruturação do setor

Ao promover a reestruturação do setor elétrico, o governo brasileiro visa não somente acompanhar as demandas de crescimento econômico mas também fazer com que o Brasil avance no seu desenvolvimento sustentável. A crise enfrentada pelo setor na década de 90, segundo o governo, refere-se à insuficiência de investimentos efetuados em décadas anteriores, ao esgotamento da capacidade de geração das usinas existentes, e ao aquecimento da economia após a implantação do plano real, dentre outros fatores. De forma a atrair novos investidores privados nacionais ou estrangeiros, o governo passa a não mais representar o papel de empresário e sim o de agente orientador e fiscalizador dos serviços de energia elétrica.

Com essas ações o governo espera substituir o monopólio estatal, característica do modelo anterior, pela livre concorrência, com o intuito de promover a competição necessária para tornar as empresas de energia elétrica mais eficientes.

3.3.1 Agentes de coordenação do setor elétrico brasileiro

Os principais agentes da nova estrutura do setor elétrico brasileiro são: ANEEL, ONS, e MAE.

a) Agência nacional de energia elétrica (ANEEL)

A ANEEL foi instituída com a promulgação da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, sendo criada com o objetivo de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

A ANEEL, que tem o dever de regular e fiscalizar as atividades do setor elétrico, tem também a atribuição de fixar os preços e os padrões de qualidade, com a intenção de estimular a eficiência econômica da indústria de energia elétrica e a atração do capital internacional.

A privatização das concessionárias de energia elétrica e a competição é o que tem ganho prioridade pelo governo, no tocante ao setor elétrico, na década de 1990. Portanto, na nova estrutura do setor surgiram duas novas instituições com vistas a fiscalizar e regular o comportamento dos agentes no âmbito do novo quadro: O ONS e o MAE.

b) Operador nacional do sistema elétrico (ONS)

O ONS, criado pela Lei 9.648, de maio de 1998, é uma associação civil de direito privado, sem fins lucrativos, sendo responsável pela supervisão e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica no Brasil e, ainda, pela administração operacional e financeira dos serviços de transmissão e das condições de acesso à rede. Em suma, é o responsável pelo planejamento operacional e pela programação e despacho de geração de energia elétrica.

O próprio ONS define sua missão como sendo:

Executar as atividades de coordenação e controle da operação das instalações de geração e de transmissão da energia elétrica no sistema interligado nacional – SIN, assegurando a qualidade, a confiabilidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica a todos os consumidores. (ONS, Relatório Anual, 2001).

As atribuições do ONS são as seguintes: (ONS, Relatório Anual, 2001).

I- planejamento, programação da operação e despacho centralizado da geração;

II- supervisão e coordenação dos centros de operação dos sistemas elétricos;

III- supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais e das interligações internacionais;

IV- contratação e administração dos serviços de transmissão, do acesso à rede básica de transmissão;

V- definição de regras para a operação da rede básica de transmissão.

Os associados do ONS são as empresas Geradoras, Transmissoras e Distribuidoras de energia elétrica, os Importadores e Exportadores de energia elétrica, os Consumidores Livres e os Conselhos de Consumidores. Porém, embora não seja um dos associados do ONS, o ministério de Minas e Energia tem poder de veto em questões que conflitem com as diretrizes e políticas governamentais para o setor.

c) Mercado atacadista de energia elétrica (MAE)

O MAE, foi criado em julho de 1998, pelo Decreto 2.655, é o ambiente onde se processa a contabilização de toda energia elétrica produzida no país. A base de relações no âmbito do MAE é o acordo de mercado, que nada mais é do que um contrato multilateral, assinado pelos agentes integrantes do MAE. O acordo de mercado estabelece as diretrizes de funcionamento do mesmo, regendo as obrigações e direitos de seus membros, as condições de adesão, as garantias financeiras e suas regras comerciais.

O atual modelo do mercado de energia elétrica no Brasil se baseia na livre concorrência da compra e venda de energia elétrica, em que as atividades de geração, transmissão e distribuição são desempenhadas de forma independente.

O MAE busca formar um ambiente competitivo para a comercialização da energia elétrica. SILVA (2001, p. 18) ressalta que “a indústria de energia elétrica contemporânea tem como principal característica a livre concorrência na compra e venda, para a qual constitui atributo indispensável a desverticalização, isto é, as atividades de geração, transmissão e distribuição são desempenhadas, cada uma, de forma independente e autônoma”.

A seguir destaca-se o conceito de MAE definido pela ASMAE (2001):

O MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, ambiente virtual, não constituindo, portanto pessoa jurídica, onde se processam as atividades comerciais de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais e de negociações a curto prazo. Resumidamente, podemos dizer que o MAE tem alguns objetivos e responsabilidades

principais como estabelecer e conduzir eficientemente o Mercado (cumprindo sempre as disposições do Acordo de Mercado), além de promover o desenvolvimento contínuo do mesmo e tomar a co-responsabilidade pelo bom funcionamento e desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro.

SILVA (2001, p. 18) salienta que para o funcionamento adequado um mercado de energia elétrica requer a observância dos seguintes requisitos:

- I- eficiência econômica da indústria como um todo;
- II- auto-sustentação da indústria de modo a garantir a expansão do sistema;
- III- operação do sistema com um elevado grau de confiabilidade em consonância com requisitos de qualidade impostos pela sociedade;
- IV- a prestação dos serviços não pode ser discriminatória e a universalização dos serviços deve ser perseguida.

As atividades de compra e venda de energia elétrica são desempenhadas pelas várias empresas através de contratos de compra e venda de energia, que, segundo SILVA (2001, p. 20), podem ser efetuados nas seguintes formas:

- I- contratos bilaterais entre comercializadores de energia e geradores, com preços acertados livremente;
- II- contratos bilaterais entre comercializadores de energia, com preços acertados livremente;
- III- através do mercado *spot*, com o preço *spot*.

Nos contratos de compra e venda, os agentes comercializam uma determinada quantidade de energia elétrica por um preço previamente acertado. Como é impossível às empresas acertarem o consumo real de energia, a quantidade consumida dificilmente será igual ao valor acertado no contrato. Essa diferença é comercializada no MAE pela empresa que possuir a energia ao preço *spot*, ou seja, ao preço do MAE.

d) Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

O CNPE é um órgão que tem a responsabilidade de acessar o Presidente da República, tendo com finalidade a formulação de políticas e diretrizes de energia destinadas a: promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com

o disposto na legislação aplicável e com os princípios; assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios, observado o disposto no parágrafo único do artigo 73 da Lei n.º 9.478, de 1997; rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis; estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear; estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o artigo 4º da Lei n.º 8.176, de 8 de fevereiro de 1991.

3.3.2 Agentes de operação do setor elétrico brasileiro

Na atual estrutura do setor elétrico podemos destacar esses agentes:

Geradoras: a atividade de geração é aberta à competição, não é regulada economicamente e todas as geradoras têm a garantia de livre acesso aos sistemas de transporte e distribuição e podem comercializar sua energia livremente.

Transmissoras: as redes de transmissão podem ser utilizadas por qualquer agente, desde que pagando a devida remuneração ao proprietário pelo seu uso.

Distribuidoras: a distribuição é a atividade de distribuir e comercializar energia elétrica, regulada técnica e economicamente pela ANEEL e, assim como as redes de transmissão, deve conceder liberdade de acesso a todos os Agentes de Mercado, sem discriminação. Todo consumidor localizado na zona geográfica de abrangência da distribuidora tem o direito de se conectar à rede de distribuição, e a empresa é obrigada a prestar um serviço de qualidade

Comercializadoras: o comercializador surgiu com a reestruturação do setor energético e sua responsabilidade está na compra, importação, exportação e venda de energia elétrica a outros comercializadores, distribuidores, geradores ou consumidores livres, através de contratos de longo prazo ou no mercado “spot”, com os preços livremente negociados entre as partes de acordo com o montante de energia.

Autoprodutor: é a empresa que produz, de forma industrial ou consorciada, energia elétrica para uso próprio, podendo fornecer o excedente às concessionárias de energia elétrica, desde que previamente autorizada pela ANEEL.

Produtor Independente: pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da produção, por sua conta e risco.

Consumidores livres: são considerados consumidores livres, empresas com demanda instalada maior ou igual a 10 MW e atendimento com tensão de, no mínimo, 138 KV. Estão legalmente autorizadas a escolher o fornecedor de energia elétrica que lhes oferecer melhores condições, gerando economia para a empresa.

Agente financiador: no novo modelo do setor elétrico brasileiro, o financiamento se dará via recursos públicos, através do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, e pelo setor privado.

3.4 Tarifas praticadas no setor elétrico brasileiro

No setor elétrico brasileiro são praticados vários tipos de tarifas para o uso dos sistemas de transmissão e de distribuição e para o fornecimento de energia elétrica a Consumidores Finais, a seguir será feita uma breve demonstração dos tipos de tarifas praticadas e dos métodos de cálculos das mesmas.

3.4.1 Tarifas de uso do sistema de transmissão

Os valores das tarifas de uso das instalações de transmissão de energia elétrica componentes da Rede Básica do Sistema Elétrico Interligado, são estabelecidas pela resolução 282 da ANEEL, de 01 de outubro de 1999, conforme quadro do anexo VI para as Unidades Geradoras e o quadro do anexo VII para as Unidades Consumidoras.

Os valores das tarifas de uso são determinados levando em consideração os seguintes parâmetros e critérios:

- rateio dos encargos de uso dos sistemas de transmissão na proporção de 50% para as unidades Geradoras e 50% para as Unidades Consumidoras;

- utilização dos percentuais de 30% e 80%, correspondentes aos valores mínimo e máximo do fator de ponderação, no cálculo das tarifas aplicáveis à unidades Consumidoras;

- tarifa nula para uso dos sistemas de transmissão nos horários fora da ponta;

- utilização dos percentuais de 30% e 60%, correspondentes aos valores mínimo e máximo do fator de ponderação, no cálculo das tarifas aplicáveis à unidades Geradoras.

O valor da tarifa de transporte de energia elétrica proveniente da Itaipu Binacional fica fixado em R\$ 1550,80 / MW (um mil quinhentos e cinquenta reais e oitenta centavos por megawatt), sendo que estes valores devem ser pagos pelos contratantes dessa energia, à Furnas Centrais Elétricas, pelo uso das instalações de conexão dedicadas à Itaipu.

As Concessionárias que estão vinculadas às Geradoras por meio dos contratos iniciais firmados em 1998 e com validade até 2005, pagam tarifas iguais, porém o encargo é calculado de acordo com a demanda de cada empresa. Para os novos agentes do mercado de energia elétrica, como: Consumidores Livres, Produtores Independentes e Comercializadores, as tarifas da transmissão são calculadas com base na distância entre o ponto de geração e o ponto de consumo, e também pelo montante de carga transportado.

Os encargos de uso do sistema de transmissão devem cobrir os gastos com a prestação dos serviços de transmissão e são devidos por todos os Usuários aos respectivos concessionários dos serviços de transmissão e ao ONS. Esses encargos são calculados com base nos montantes de uso contratados ou verificados por ponto de conexão, conforme as fórmulas:

a) Para unidade geradoras:

$$E_g = T_g \times U_g$$

Onde:

E_g - encargo mensal pelo uso dos sistemas de transmissão em R\$;

T_g - tarifa de uso do sistema de transmissão atribuída ao usuário em R\$ / kW mês, conforme anexo VI;

U_g - montante do uso contratado pelo usuário em kW.

b) Para unidades consumidoras:

$$E_c = T_p \times U_p + T_{fp} \times U_{fp}$$

Onde:

Ec - encargo mensal pelo uso dos sistemas de transmissão em R\$;

Tp - tarifa de uso do sistema de transmissão no horário de ponta em R\$ / KW mês, conforme anexo VII;

Tfp - Tarifa de uso do sistema de transmissão fora do horário de ponta em R\$ / KW mês;

Up - montante de uso no horário de ponta em KW;

Ufp - montante de uso fora do horário de ponta em KW.

3.4.2 Tarifas de uso do sistema de distribuição

As tarifas de uso do sistema de distribuição são diferenciadas para cada subgrupo tarifário, esses subgrupos tarifários são definidos de acordo com o nível de tensão em que são atendidos, o quadro 6 mostra as tarifas praticadas pela CELESC para o uso do seu sistema de distribuição de energia elétrica.

Quadro 6 - Tarifas de uso do sistema de distribuição praticadas pela CELESC.

Subgrupo	Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (R\$ / kW)		
	Tp	Tfp	Tg
88 – 138 kV	4,97	0,86	0,86
69 kV	6,88	1,54	0,86
30 – 44 kV	9,33	2,70	0,86
2,3 – 25 kV	10,29	3,02	0,86

Fonte: Resolução n.º 286 da ANEEL.

a) Para unidades geradoras:

$$Eg = Tg \times Ug$$

Onde:

Eg - encargo mensal pelo uso dos sistemas de distribuição em R\$;

Tg - tarifa de uso do sistema de distribuição atribuída ao usuário em R\$ / kW mês, conforme quadro 3;

Ug - montante do uso contratado pelo usuário em kW.

b) Para unidades consumidoras de alta tensão:

$$Ec = Tp \times Up + Tfp \times Ufp$$

Onde:

Ec - encargo mensal pelo uso dos sistemas de distribuição em R\$;

Tp - tarifa de uso do sistema de distribuição no horário de ponta em R\$ / KW mês, conforme quadro 3;

Tfp - tarifa de uso do sistema de distribuição fora do horário de ponta em R\$ / KW mês, conforme quadro 3;

Up - montante de uso no horário de ponta em KW;

Ufp - montante de uso fora do horário de ponta em KW.

3.4.3 Tarifas de fornecimento de energia elétrica

As tarifas cobradas dos consumidores finais estruturam-se tanto por nível de tensão (alta, média e baixa), como por classe de consumo (residencial, industrial, comercial, rural, serviços públicos, poderes públicos, iluminação pública). Os consumidores ligados em alta tensão podem escolher tarifas diferenciadas por horário de consumo, já para os consumidores da classe residencial ligados em baixa tensão, dependendo do seu nível de consumo, são aplicadas tarifas diferenciadas.

As tarifas praticadas, atualmente, pela CELESC para os consumidores finais de energia elétrica podem ser visualizadas no anexo VIII.

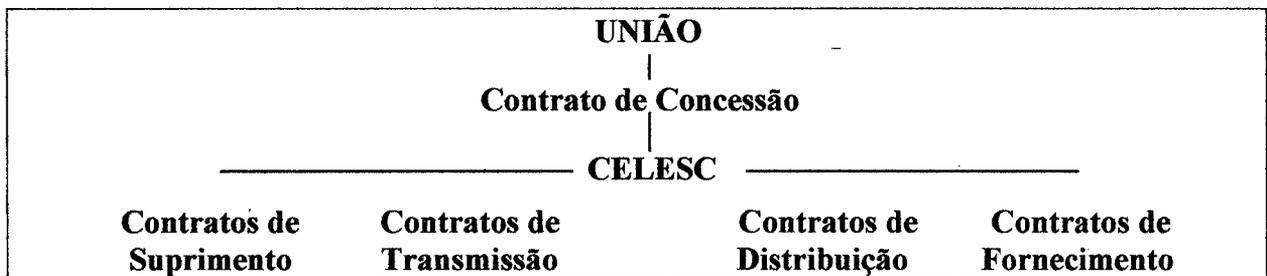
3.5. Conclusão

Ao concluir este capítulo observa-se que o setor de energia elétrica no Brasil passou por várias modificações, principalmente de caráter regulatório, no início as condições eram precárias, com serviços prestados por empresas de pequeno porte. Com o passar do tempo essas empresas cresceram, o mercado se expandiu, e o governo se sentiu na necessidade de privatizar as empresas do setor, alegando que precisava atrair investimentos externos. O governo criou então a ANEEL para ser o órgão regulador do setor elétrico brasileiro, foram criados também o ONS, que é o órgão responsável pela operação do sistema interligado e o MAE, que é o ambiente responsável pelas transações de compra e venda de energia elétrica.

4 GESTÃO DOS CONTRATOS CELEBRADOS PELA CELESC

O presente capítulo procura determinar e descrever os tipos de contratos firmados pela CELESC, sejam eles de concessão, de suprimento, de transmissão, de distribuição ou de fornecimento de energia elétrica a consumidores finais, demonstrando as partes envolvidas, as responsabilidades das partes, bem como os prazos de vigência desses contratos e determinando os pagamentos devidos pela empresa referentes a cada contrato bem como as condições de pagamento dos mesmos.

Quadro 1: Tipos de contratos firmados pela CELESC.



Fonte: Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC), 2003.

Para poder desempenhar o seu papel de empresa distribuidora de energia elétrica na maior parte do Estado de Santa Catarina, a CELESC firma diversos contratos, conforme o quadro 1. O principal contrato firmado pela empresa é o contrato de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, firmado com a União, além desse contrato a CELESC firma uma série de outros contratos também importantes, e que possibilitam o suprimento da energia que será distribuída no mercado, como: os contratos de suprimento, os contratos de transmissão, os contratos de distribuição e os contratos de fornecimento.

4.1 Natureza dos contratos

4.1.1 Contrato de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica

Para poder desempenhar o seu papel de empresa distribuidora de energia elétrica no Estado de Santa Catarina, a CELESC firma com a UNIÃO o contrato de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, onde o poder concedente, no caso a UNIÃO por intermédio da ANEEL, permite a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica por parte da CELESC em sua área de concessão descrita no anexo I, que abrange aproximadamente 280 municípios, cerca de 98% (noventa e oito por cento do estado de Santa

Catarina, atendendo 1.804.503 (um milhão oitocentos e quatro mil e quinhentos e três) clientes.

Este tipo de contrato visa regular a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica por parte das concessionárias de distribuição. Entre elas situa-se a CELESC. Porém este contrato não confere à CELESC exclusividade na distribuição de energia elétrica em Santa Catarina, podendo assim os consumidores de energia elétrica adquirirem energia elétrica de outro fornecedor, possibilitando a atuação de cooperativas de eletrificação rural e de qualquer outra empresa afim, como prestadoras do serviço público de distribuição de energia elétrica. A CELESC pode fornecer energia elétrica a consumidores fora de sua área de concessão, mediante condições ajustadas com a outra concessionária.

Ao assinar o contrato de concessão do serviço públicos de distribuição de energia elétrica, a CELESC assume várias responsabilidades, entre elas, destaca-se: distribuir energia elétrica a consumidores localizados em sua área de concessão, não podendo excluir as populações de baixa renda e áreas de baixa densidade populacional; prestar contas anualmente à ANEEL e aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica e assegurar livre acesso ao seu sistema de distribuição de energia elétrica por parte de produtores de energia elétrica e por consumidores que adquirem energia de outro fornecedor.

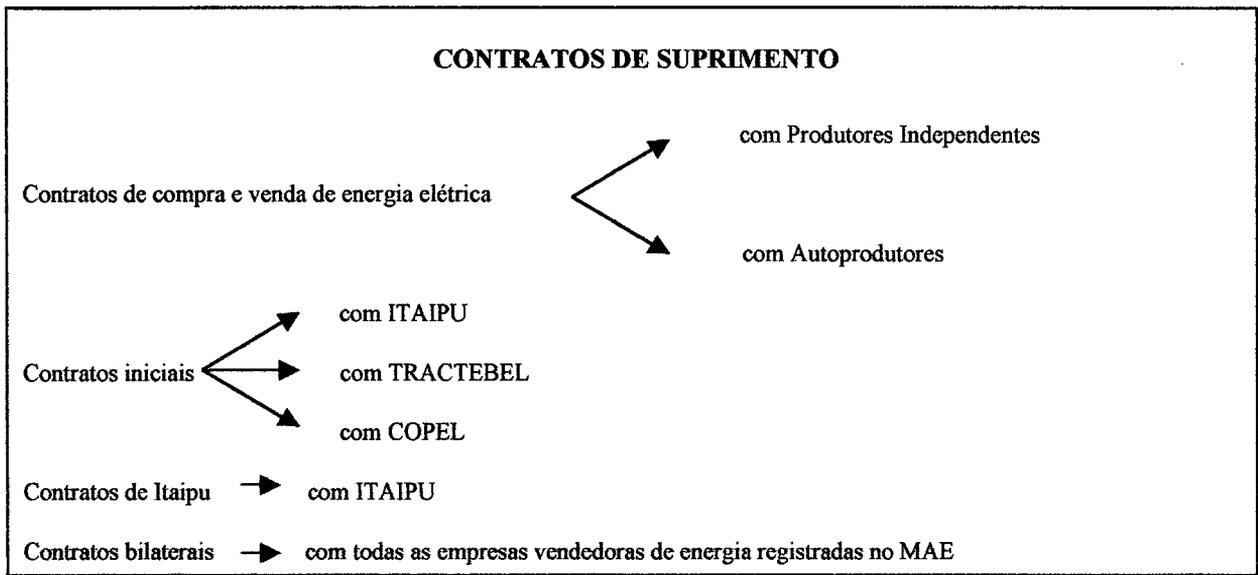
Para assegurar a distribuição da energia elétrica requerida pelos usuários, a CELESC deverá celebrar os contratos de compra e venda de energia elétrica, conhecidos como contratos de suprimento, e os contratos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e de distribuição que se fizerem necessários. A fiscalização dos serviços prestados pela CELESC ou por qualquer outra empresa concessionária de energia elétrica fica a cargo da ANEEL. Essa fiscalização é feita tanto na parte técnica e operacional dos serviços prestados, como na parte econômico financeira da empresa.

4.1.2 Contratos de suprimento de energia elétrica

Para suprir a sua demanda a CELESC firma os contratos de compra e venda de energia Elétrica com os Produtores Independentes e com os Autoprodutores. Até o ano de 2005 estarão prevalecendo os montantes de energia constantes nos contratos iniciais, daí em diante esses contratos se extinguirão, passando a prevalecer então a concorrência no setor, ou seja, as empresas poderão comprar e vender energia livremente no mercado atacadista de energia elétrica através dos contratos bilaterais.

A energia contratada de Itaipú permanece até hoje e continuará nos mesmos moldes, sendo que a CELESC é obrigada a comprar 4,37% do total de energia gerada pela usina. No quadro 2, observa-se com quais agentes do setor a CELESC firma os seus diversos tipos de contratos de suprimento.

Quadro 2: Contratos de suprimento firmados pela CELESC



Fonte: Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), 2003.

a) Contratos de compra e venda de energia elétrica com Produtores Independentes

A CELESC firma o contrato de compra e venda de energia elétrica com qualquer empresa vendedora de energia elétrica, na condição de Produtor Independente, sendo a CELESC compradora de energia elétrica sob a forma de contrato bilateral. Os encargos pelo uso do sistema de transmissão são de responsabilidade da vendedora e da compradora.

O prazo de vigência destes contratos fica a critério do que for acordado entre as partes, sendo que, caso uma das partes não assinar dentro de 45 (quarenta e cinco) dias, a partir da assinatura deste contrato, o contrato de constituição de garantia e fiel cumprimento das obrigações contratuais, através do Banco do Estado de Santa Catarina (BESC), que passa a fazer parte deste contrato. Sendo que o não cumprimento desta cláusula por qualquer uma das partes implicará em multa de 50% (cinquenta por cento) do valor do contrato ou o valor remanescente do contrato, prevalecendo o que for maior.

A vendedora emite mensalmente uma fatura com os valores devidos pela compradora em Reais (R\$) obtido pela multiplicação da energia contratada no mês e seu respectivo preço

acordado entre as partes, com vencimento no dia 25 do mês subsequente ao mês do faturamento, sendo que essa fatura deverá ser apresentada à compradora com no mínimo 5 (cinco) dias antes de seu vencimento. O não pagamento por parte da compradora na data do vencimento, implica em multa de 2% (dois por cento) da quantia não paga mais juros de 1% (um por cento) ao mês sobre a quantia não paga mais acréscimo monetário com base no IGP-M da FGV.

Os montantes de energia contratada são registrados pela vendedora no SINERCOM¹. Os dados e quantidades de energia contratada, são registrados pela vendedora em favor da compradora por intermédio do registro dos contratos bilaterais no SINERCOM.

b) Contratos de compra e venda de energia elétrica com Autoprodutor

A CELESC celebra este tipo de contrato de compra e venda de energia elétrica com Autoprodutores, que produzem energia elétrica aproveitando fontes de energia proveniente do processo produtivo da empresa, que neste contrato passa a ser chamada simplesmente de Autoprodutor de energia elétrica.

Estes Autoprodutores aproveitam parte dessa energia gerada para consumo próprio e vendem o excedente para a CELESC, sendo que o Autoprodutor deve celebrar os contratos de uso do sistema de distribuição e de conexão ao sistema de distribuição com a CELESC. Ao assinar este contrato de compra e venda de energia elétrica, a vendedora, no caso o Autoprodutor, se compromete a vender, mensalmente, uma certa quantidade mínima de energia elétrica à CELESC, quando essa quantidade de energia for inferior à quantidade contratada, o faturamento considerará somente a energia medida no ponto de entrega.

c) Contratos iniciais

Os Contratos Iniciais são os contratos de compra e venda de energia elétrica de longo prazo firmados entre empresas Geradora / Distribuidora, Distribuidora / Distribuidora, Geradora / Geradora com preços fixados pela ANEEL. Esses contratos tiveram início em 1998 com a inserção de novos agentes e desverticalização do setor ocorrida com o início da privatização em 1995, o objetivo dessa privatização era a introdução da competição nos segmentos de geração e consumo de energia elétrica.

¹ Sistema de programas computacionais que possibilita o envio e o recebimento de informações relativas a medições e ofertas de energia de cada agente, precificação contabilização, pré-faturamento, liquidação financeira, bem como quaisquer outras operações comerciais no âmbito do MAE.

d) Contrato de Itaipu

O contrato de Itaipu é criado apenas pelo MAE no sistema SINERCOM, sendo registrado como contrato entre dois agentes de mercado, sendo que um deles é o agente gerador da quota parte (parte vendedora), sendo a outra parte cada uma das empresas quotistas de Itaipu. As partes envolvidas em um contrato de Itaipu, apenas têm direito a visualizar seu contrato, uma vez que os montantes das quotas partes são determinados ex-post com base nos dados de medição.

A energia gerada em Itaipu é repassada por FURNAS aos quotistas, usando para isso o seu sistema de transmissão, a CELESC, assim como todas as empresas quotistas, listadas no anexo II, de Itaipu é obrigada a comprar 4,37% (quatro vírgula trinta e sete por cento) da energia gerada por Itaipu. O contrato de Itaipu, por sua particularidade, permanece em seus moldes atuais, mesmo com as mudanças ocorridas no setor elétrico.

e) Contratos bilaterais

Os contratos bilaterais são os contratos de compra e venda de energia elétrica negociados livremente entre dois agentes de mercado sem a participação da ANEEL ou do MAE. Esses contratos não contêm informações de preço, mas sim os montantes de energia contratados. O contrato bilateral é registrado pelo agente vendedor e validado pelo agente comprador, sendo que os contratos não validados não serão contabilizados.

4.1.3 Contratos da transmissão de energia elétrica

Para ter acesso às instalações de transmissão componentes da Rede Básica, a CELESC firma com o ONS o contrato de uso do sistema de transmissão, que determina as condições técnicas e as obrigações relativas ao uso das instalações de transmissão, dentro do contrato de uso do sistema de transmissão as partes envolvidas deverão firmar o contrato de constituição de garantia², que tem o objetivo de estabelecer os termos e as condições da garantia de pagamento e fiel cumprimento das obrigações.

A CELESC deve também firmar o contrato de conexão ao sistema de transmissão com a Concessionária de Transmissão no ponto de acesso, que estabelece as responsabilidades

² Estes contratos serão demonstrados mais adiante nesse mesmo capítulo.

pela implantação, operação e manutenção das instalações de conexão e os respectivos encargos. O quadro 3 mostra os tipos de contratos de transmissão firmados pela CELESC.

Quadro 3 – Tipos de contratos de transmissão.

CONTRATOS DE TRANSMISSÃO
- Contrato de uso do sistema de transmissão (CUST)
- Contrato de conexão ao sistema de transmissão (CCST)
- Contrato de constituição de garantia (CCG)

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2003..

A contratação e a administração dos serviços de transmissão tornaram-se importantes no novo contexto apresentado pelo setor elétrico no Brasil. Os contratos de transmissão são os instrumentos pelos quais a ANEEL regula as relações entre os diversos usuários do sistema, as empresas de transmissão e o ONS, possibilitando assim uma atuação harmoniosa entre os agentes e uma definição mais clara das responsabilidades de cada um.

a) Contratos de uso do sistema de transmissão (CUST)

A CELESC firma o contrato de uso do sistema de transmissão com o ONS e com as Concessionárias de Transmissão relacionadas no anexo III, representadas pelo ONS. Através desse contrato a CELESC recebe a garantia e a confiabilidade de que tem acesso ao sistema de transmissão nos montantes contratados e em compensação assume responsabilidades pelo uso da Rede Básica. Este contrato entra em vigor a partir da data da sua assinatura permanecendo até a extinção do contrato de concessão firmado pela CELESC com a UNIÃO.

Nos contratos de uso do sistema da transmissão, a CELESC tem a responsabilidade de fornecer ao ONS os montantes de uso do sistema de transmissão, bem como outros dados definidos pelo regulador ou pelo próprio ONS, necessários à coordenação do acesso e uso da rede básica. A CELESC também tem a responsabilidade de celebrar os contratos de uso do sistema de transmissão com o ONS, e com as Transmissoras, representadas pelo próprio ONS, bem como, celebrar os contratos de conexão ao sistema de transmissão com a ELETROSUL, cumprindo suas cláusulas e disposições, no que lhe couber.

b) Contrato de conexão ao sistema de transmissão (CCST)

O contrato de conexão ao sistema de transmissão é um tipo de contrato firmado pela CELESC com a ELETROSUL, com a intervenção do ONS. Através desse contrato ficam

estabelecidas as condições, procedimentos responsabilidades técnicas e operacionais e as responsabilidades comerciais, que irão regular a conexão da CELESC com a Rede Básica, através dos pontos de conexão³, tanto de propriedade da CELESC como de propriedade da ELETROSUL, que deverão estar listados no acordo operativo⁴.

A execução das obrigações e compromissos disciplinados neste contrato de conexão ao sistema de transmissão, fica condicionada a assinatura, por parte da CELESC do contrato de uso do sistema de transmissão com o ONS e as Concessionárias de Transmissão que são representadas pelo ONS.

Através deste contrato fica acordado entre as partes que as responsabilidades por danos diretos a Consumidores Finais deve ser definida e comprovada através de análise de perturbação⁵, coordenado pelo ONS e com a participação dos agentes envolvidos, conforme processos e prazos estabelecidos nos procedimentos de rede.

Caso não haja consenso nesta análise de perturbação, o ONS contrata três especialistas que terão 30 (trinta) dias para elaborar um parecer contendo os subsídios para a resolução das questões pendentes, sendo que o ONS se compromete a colocar à disposição desses especialistas todas as informações e dados necessários.

A indenização dos Consumidores Finais causadas por perturbações no sistema de energia elétrica, que sejam de responsabilidade exclusiva e comprovada a um dos membros associados do ONS, devem ser pagas num prazo de 60 (sessenta) dias contados da data da ocorrência.

c) Contrato de constituição de garantia (CCG)

O contrato de constituição da garantia de pagamento e fiel cumprimento das obrigações é firmado entre o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), as Concessionárias de Transmissão relacionadas no anexo II representadas pelo ONS e a CELESC.

³ Considera-se ponto de conexão qualquer equipamento ou conjunto de equipamentos de propriedade da transmissora (ELETROSUL) ou da usuária (CELESC) que se destina a estabelecer a conexão elétrica na fronteira entre os sistemas das partes.

⁴ O acordo operativo descreve e define as atribuições e responsabilidades, e estabelece os procedimentos necessários ao relacionamento operacional entre as mesmas.

⁵ Processo que corresponde à investigação das causas e dos responsáveis pelos distúrbios experimentados nas instalações de conexão e nos pontos de conexão, englobando as etapas de detecção do defeito, interrupção e

O mecanismo de garantia determina que o Gestor da CELESC, no caso o Banco do Estado de Santa Catarina (BESC), efetue o bloqueio da conta corrente centralizadora da Usuária (CELESC) no seu estabelecimento, transferindo para uma conta corrente especial os recursos disponíveis, limitando-se o valor da transferência ao valor do débito informado pelo ONS, acrescido de juros de 12% (doze por cento) ao ano mais multa de 2% (dois por cento), sendo que o valor do débito deve ser atualizado pela variação do IGPM da Fundação Getúlio Vargas. Este contrato entra em vigor a partir da data de sua assinatura, permanecendo até a quitação das últimas faturas referentes ao contrato de uso do sistema de transmissão (CUST) por parte da CELESC.

Este contrato é estabelecido pela cláusula 21^a dos contratos de uso do sistema de transmissão, que determina que as partes envolvidas deverão firmar um contrato de constituição de garantia, tendo o mesmo o objetivo de estabelecer os termos e as condições da garantia de pagamento e fiel cumprimento das obrigações, definidas nos contratos de uso do sistema de transmissão, por parte da CELESC. Caso a CELESC não quite seu débito na data estabelecida, a Concessionária de Transmissão deve comunicar ao ONS o não pagamento por parte da CELESC, o ONS por sua vez deve instruir ao Gestor⁶ acionar o mecanismo de garantia.

4.1.4 Contratos de distribuição de energia elétrica

Na distribuição de energia elétrica a CELESC firma com os Autoprodutores os contratos de compra e venda de energia elétrica, que vão gerar os contratos de uso do sistema de distribuição (CUSD) e os contratos de conexão ao sistema de distribuição (CCSD), todos firmados entre a CELESC e esses Autoprodutores ou entre a CELESC e as Unidades Consumidoras do grupo A, que comprem ou não energia elétrica da própria CELESC.

Através desses contratos a CELESC possibilita que o Autoprodutor ou a Unidade Consumidora do grupo A utilize o seu sistema de distribuição mediante o pagamento das tarifas de distribuição. Pois a resolução ANEEL n.º 281 de 01 de outubro de 1999 determina que a conexão e o uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica sejam contratados separadamente da compra e venda de energia elétrica.

recomposição do sistema, envolvendo a ação coordenada das equipes de operação em tempo real, estudos elétricos e proteção e controle dos agentes envolvidos.

⁶ O Gestor é o banco escolhido pela Usuária, no caso da CELESC é o BESC, como responsável pelo acionamento do Mecanismo de Garantia, conforme procuração mostrada no anexo IV.

Quadro 4 – Tipos de contrato de transmissão.

CONTRATOS DE DISTRIBUIÇÃO
- Contrato de uso do sistema de distribuição (CUSD)
- Contrato de conexão ao sistema de distribuição (CCSD)
- Contrato de constituição de garantia (CCG)

Fonte: Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC), 2003.

a) Contrato de uso do sistema de distribuição

A CELESC firma o contrato de uso do sistema de distribuição com cada um dos Autoprodutores que ela possua o contrato de compra e venda de energia elétrica e com as Unidades Consumidoras do grupo A que ela possua ou não o contrato de compra de energia elétrica ou que comprem energia de outra empresa e que usem o sistema de distribuição da CELESC.

Nesse contrato, esses Autoprodutores ou Unidades Consumidoras do grupo A são chamados simplesmente de Contratante. Esse contrato tem por objetivo regular os direitos e obrigações das partes referentes ao uso do sistema de distribuição de energia elétrica de propriedade da CELESC, para atendimento da venda de energia do Autoprodutor, ou fornecimento de energia à Unidade Consumidora do grupo A.

b) Contrato de conexão ao sistema de distribuição

A CELESC firma o contrato de conexão ao sistema de distribuição com cada um dos Autoprodutores que ela possua o contrato de compra e venda de energia elétrica individualmente, com as Unidades Consumidoras do grupo A que ela possua o contrato de venda de energia elétrica e com as Unidades Consumidoras do grupo A que ela não possua o contrato de venda de energia elétrica e que simplesmente façam o uso do sistema de distribuição da CELESC, neste contrato chamados simplesmente de contratante.

Este contrato tem por objetivo regular os termos e condições que regulam a conexão do sistema da contratante ao sistema de distribuição de energia elétrica de propriedade da CELESC e os correspondentes direitos e obrigações das partes.

c) Contrato de constituição de garantia

O contrato de constituição da garantia de pagamento e fiel cumprimento das obrigações é firmado entre a CELESC e os usuários do seu sistema de distribuição que

firmarem o referido contrato de uso do sistema de distribuição de energia elétrica da CELESC.

Para cada contrato de uso do sistema de transmissão a CELESC firma o contrato de constituição de garantia e fiel pagamento das obrigações tratadas no referido contrato. Esse contrato de constituição de garantia entra em vigor a partir da data de sua assinatura, permanecendo até a quitação das últimas faturas referentes ao contrato de uso do sistema de distribuição celebrado entre a CELESC e o usuário.

4.1.5 Contratos de fornecimento de energia elétrica

Para o fornecimento de energia elétrica a CELESC firma dois tipos de contratos, o contratos de venda de energia elétrica com Unidades Consumidoras do grupo A e o contrato de prestação de serviços de energia elétrica, na forma de contrato de adesão, com as Unidades Consumidoras do grupo B. O quadro 5 mostra os tipos de contratos de fornecimento firmados pela CELESC.

Quadro 5 – Tipos de contratos de fornecimento de energia elétrica

CONTRATOS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA
- Contrato de venda de energia elétrica
- Contrato de prestação de serviço público de energia elétrica para Unidades Consumidoras atendidas em baixa tensão.

Fonte: Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC), 2003..

a) Contrato de venda de energia elétrica

A CELESC passará a celebrar com as Unidades Consumidores do grupo A⁷, a partir de 2003, o contrato de venda de energia elétrica, que tomarão o lugar dos contratos de fornecimento de energia elétrica. Este contrato deverá dispor sobre o montante de energia contratado, sendo que estes montantes de energia poderão ser revistos pelo consumidor e sobre as tarifas cobradas que deverão ser homologadas pela ANEEL em resolução específica.

b) Contrato de prestação de serviço público de energia elétrica para Unidades Consumidoras atendidas em baixa tensão

⁷ Grupamento composto de Unidades Consumidoras com fornecimento de energia elétrica em tensão superior a 2,3 kV e faturadas neste grupo (conforme anexo V).

O contrato de prestação de serviço público de energia elétrica para Unidades Consumidoras atendidas em baixa tensão (Grupo B), na forma de contrato de adesão, é um contrato firmado entre a CELESC e o consumidor de energia elétrica pertencente ao grupo B⁸ com base nas condições gerais de fornecimento de energia elétrica. Este contrato contém as principais condições da prestação e utilização do serviço público de energia elétrica entre a Concessionária e o Consumidor, de acordo com as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, e sem prejuízo dos demais regulamentos expedidos pela ANEEL.

4.2 Administração dos contratos e dificuldades encontradas pela empresa

No quadro 6 abaixo, observa-se a grande quantidade de contratos celebrados pela CELESC, o que mostra não ser muito simples a gestão de todos esses contratos frente às mudanças pela qual vem passando o setor elétrico brasileiro, nesse mesmo quadro, nota-se que a CELESC para atuar como Concessionária de Distribuição de energia elétrica, celebra um contrato de concessão, 15 contratos de suprimento, 6 contratos de transmissão e 15 contratos de distribuição, totalizando 37 contratos. Já os contratos de fornecimento por estarem, atualmente, em caráter de implantação, não se tem um número preciso da quantidade desses contratos.

Quadro 6: Quantidade de contratos celebrados pela CELESC.

CONTRATO	QUANTIDADE
Contrato de Concessão	1
Contrato de Suprimento	15
Contrato de compra e venda de energia elétrica com Autoprodutor	5
Contratos bilaterais	7
Contratos iniciais	3
Contratos de Transmissão	6
Contrato de uso do sistema de transmissão	2
Contrato de conexão ao sistema de transmissão	2
Contrato de constituição de garantia	2
Contratos de Distribuição	15
Contrato de uso do sistema de distribuição	5
Contrato de conexão ao sistema de distribuição	5
Contrato de constituição de garantia	5
TOTAL	37

FONTE: Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC), 2003.

⁸ Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento de energia elétrica em tensão inferior a 2,3 kV e faturadas neste grupo (conforme anexo V).

Na administração dos contratos a CELESC encontra uma série de dificuldades, entre essas dificuldades, destaca-se a falta de uma coordenação a nível nacional, que registre as relações contratuais entre as várias empresas do setor, afim de deixá-las, mais padronizadas e transparentes a todos os agentes do setor elétrico e a não existência na empresa, de uma área de comercialização de energia elétrica, ou seja, a falta de uma estrutura montada especialmente para a comercialização de energia elétrica.

Defende-se que a própria ANEEL, deva orientar as empresas para que implantem essa estrutura de comercialização e que essa comercialização de energia elétrica seja feita entre essas áreas de comercialização das empresas. O que se vê hoje em dia, é que na CELESC não existe essa estrutura de comercialização de energia.

4.2.1 Contrato de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica

O prazo de concessão dos serviços de distribuição de energia elétrica em Santa Catarina pela CELESC previsto, nesse contrato, vai até 7 de julho de 2015, podendo ser prorrogado por mais 20 anos, mediante requerimento da CELESC, estando essa eventual prorrogação do prazo da concessão prevista no contrato subordinada ao interesse público e à revisão das condições estipuladas neste contrato de concessão.

A principal dificuldade encontrada pela CELESC é a não operacionalização do marco regulatório em andamento, ou seja, a CELESC encontra problemas ao celebrar contratos devido à não definição, por parte do governo, das políticas de regulação, já que a mesma passou por várias mudanças durante o governo Fernando Henrique Cardoso.

A grande dificuldade encontrada pelo governo, nesse novo contexto de regulação do setor elétrico é conseguir uma forma de diminuir o poder da ANEEL, já que os reajustes tarifários desse setor são de responsabilidade dela, e isso desagrade e muito o governo. Porém se o governo, por ventura, quiser interferir nos preços poderá arrumar problemas com os investidores.

4.2.2 Contratos de suprimento

Para suprir o seu mercado de aproximadamente 1200MWh (demanda de maio de 2003), a CELESC produz cerca de 50MWh em suas 12 usinas, compra cerca de 20MWh dos Autoprodutores e o restante, cerca de 1130MWh, em parte é suprida pela energia comprada através de contrato inicial que possui com Eletrobrás/Itaipu Binacional (4,37% da energia

total gerada pela usina) e em parte é suprida pela energia comprada através dos contratos iniciais que possui com COPEL e TRACTEBEL. Porém, esses contratos iniciais firmados em 1998 estão em processo de desconstrução sendo que em 2005 se extinguirão completamente, dando espaço para a concorrência entre as empresas. Desta forma, a CELESC e todas as outras empresas do setor poderão vender o excesso e comprar o déficit de energia contratada livremente no mercado, através dos contratos bilaterais.

No quadro 7 abaixo observa-se os gastos mensais (julho de 2003) da CELESC com o suprimento de energia elétrica necessário para atender o mercado da empresa. Nesse quadro observa-se que a CELESC supre suas necessidades de energia elétrica através de três tipos de contratos de suprimento, que são: os contratos bilaterais e iniciais com Produtores Independentes e os contratos de compra e venda de energia elétrica com Autoprodutores.

Quadro 7: Gastos com suprimento de energia elétrica (mês de julho de 2003).

CONTRATOS	GASTO
CONTRATOS BILATERAIS	R\$21.719.000,00
CONTRATOS INICIAIS	R\$55.340.000,00
CONTRATOS COM AUTOPRODUTORES	R\$313.000,00
TOTAL DE GASTOS COM SUPRIMENTO DE ENERGIA	R\$77.372.000,00

FONTE: Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC), 2003.

No quadro acima nota-se que a CELESC possui um gasto total de aproximadamente R\$77.372.000,00, sendo que a maior fatia desses gastos provém dos contratos iniciais com aproximadamente R\$55.340.000,00, a segunda maior fatia provém dos contratos bilaterais com cerca de R\$21.719.000,00, a última e menor fatia de gastos provém dos contratos com os Autoprodutores de energia elétrica totalizando R\$313.000,00.

A principal dificuldade encontrada pela CELESC na gestão desse tipo de contrato é a dificuldade de se prever os montantes de energia elétrica, que devem ser contratados pela empresa, para abastecer o seu mercado de consumidores, pois, a demanda de energia elétrica é muito volátil e de difícil previsão. Caso o montante de energia contratada pela CELESC seja insuficiente para atender o seu mercado, ela terá que buscar esse déficit de energia no MAE ao preço do MAE, que é muito mais alto do que os preços firmados nos contratos de suprimento.

a) Contratos de compra e venda de energia elétrica com Autoprodutores

A CELESC firma o contrato de compra e venda de energia elétrica com cinco Autoprodutores individualmente, são eles: Parque Eólico SC, Heidrich Geração Elétrica, Mafrás Indústria e Comércio de Madeiras, Cisframa Comércio e Indústria de Madeira e Cooperativa de Energia Elétrica STAMB.

No quadro 8, observa-se os gastos da CELESC com suprimento de energia elétrica através dos contratos que ela possui com os Autoprodutores de energia elétrica. No referido quadro, observa-se que a CELESC possui um gasto total de R\$313.000,00 com o suprimento de energia elétrica através dos contratos que possui com os Autoprodutores de energia elétrica, representando apenas 0,40% dos gastos da empresa com suprimento de energia elétrica

Quadro 8: Gastos com suprimento de energia elétrica com Autoprodutores (mês de julho de 2003).

CONTRATOS COM AUTOPRODUTORES	GASTO
MAFRÁS	R\$35.000,00
HEIDRICH	R\$50.000,00
BOM JARDIM	R\$18.000,00
SANTA MARIA	R\$110.000,00
CISFRAMA	R\$100.000,00
TOTAL CONTRATOS COM AUTOPRODUTORES	R\$313.000,00

FONTE: Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC), 2003.

Os contratos de compra e venda de energia elétrica com os Autoprodutores, possuem um prazo de vigência de 5 anos podendo ser renovados mediante acordo entre as partes. A eficácia e execução das obrigações e compromissos firmados neste contrato implica na assinatura pela vendedora dos contratos de conexão e de uso do sistema de distribuição da CELESC.

Nesse tipo de contrato a parte vendedora de energia emite mensalmente uma fatura com os valores devidos pela compradora em Reais (R\$) obtido pela multiplicação da energia medida no ponto de entrega e seu respectivo preço acordado entre as partes, com vencimento até o quinto dia útil após a data da apresentação da fatura por parte da vendedora. O não pagamento por parte da compradora (CELESC) na data do vencimento, implicará em multa de 1% (um por cento) ao mês sobre a quantia atualizado pelo IGP-M da FGV.

O preço da energia será reajustado anualmente de acordo com a seguinte fórmula:

$$Pr = Po \times (IGPMi / IGPMo)$$

Onde: Pr – preço reajustado da energia.

Po – preço da energia na data da assinatura do contrato.

IGPM – índice geral de preços no mercado, calculado pela FGV.

b) Contratos Iniciais

A CELESC possui três contratos iniciais, um com a COPEL, um com a TRACTEBEL e um com ELETROBRÁS/ITAIPU BINACIONAL, porém há um cronograma que prevê a redução dos contratos iniciais em 25% ao ano, até se extinguirem completamente em 2005, excetuando-se o contrato inicial com a ELETROBRÁS/ITAIPU BINACIONAL.

No quadro 9, observa-se os gastos da CELESC com o suprimento de energia elétrica através dos contratos iniciais. Nesse quadro percebe-se que a CELESC possui um gasto total de R\$55.340.000,00 com o suprimento de energia elétrica através dos contratos iniciais, representando aproximadamente 71% dos gastos da empresa com suprimento de energia elétrica.

Quadro 9: Gastos com suprimento de energia elétrica através dos contratos iniciais (mês de julho de 2003).

CONTRATOS INICIAIS	GASTO
ELETROBRÁS / ITAIPU BINACIONAL	R\$23.960.000,00
COPEL	R\$380.000,00
TRACTEBEL	R\$31.000.000,00
TOTAL CONTRATOS INICIAIS	R\$55.340.000,00

FONTE: Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC).

e) Contratos bilaterais

A CELESC possui atualmente 7 contratos bilaterais, 2 com a COPEL, 3 com a TRACTEBEL, um com a PETROBRÁS e um com a CHESF. Os contratos bilaterais surgiram para suprir a desconstrução dos contratos iniciais.

No quadro 10, nota-se os gastos da CELESC com suprimento de energia elétrica através dos contratos bilaterais, onde observa-se que a empresa possui um gasto aproximado de R\$21.720.000,00, representando aproximadamente 29% dos gastos com suprimento de energia elétrica.

Quadro 10: Gastos com suprimento de energia elétrica através dos contratos bilaterais (mês de julho de 2003).

VENDEDORA	GASTO
CONTRATOS BILATERAIS	
CHESF	R\$410.620,00
PETROBRÁS	R\$6.714.500,00
COPEL	R\$7.683.980,00
TRACTEBEL	R\$6.910.000,00
TOTALCONTRATOS BILATERAIS	R\$21.719.100,01

FONTE: Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC), 2003.

Os contratos firmados entre os agentes do MAE e terceiros não integrantes do MAE, como os contratos de compra e venda de energia elétrica que a CELESC firma com os Autoprodutores, não serão registrados no MAE. Os contratos bilaterais podem ser de curto prazo e de longo prazo. Os contratos de curto prazo, são os contratos com prazo inferior a 2 anos, já os contratos bilaterais de longo prazo possuem prazo de validade igual ou superior a 2 anos.

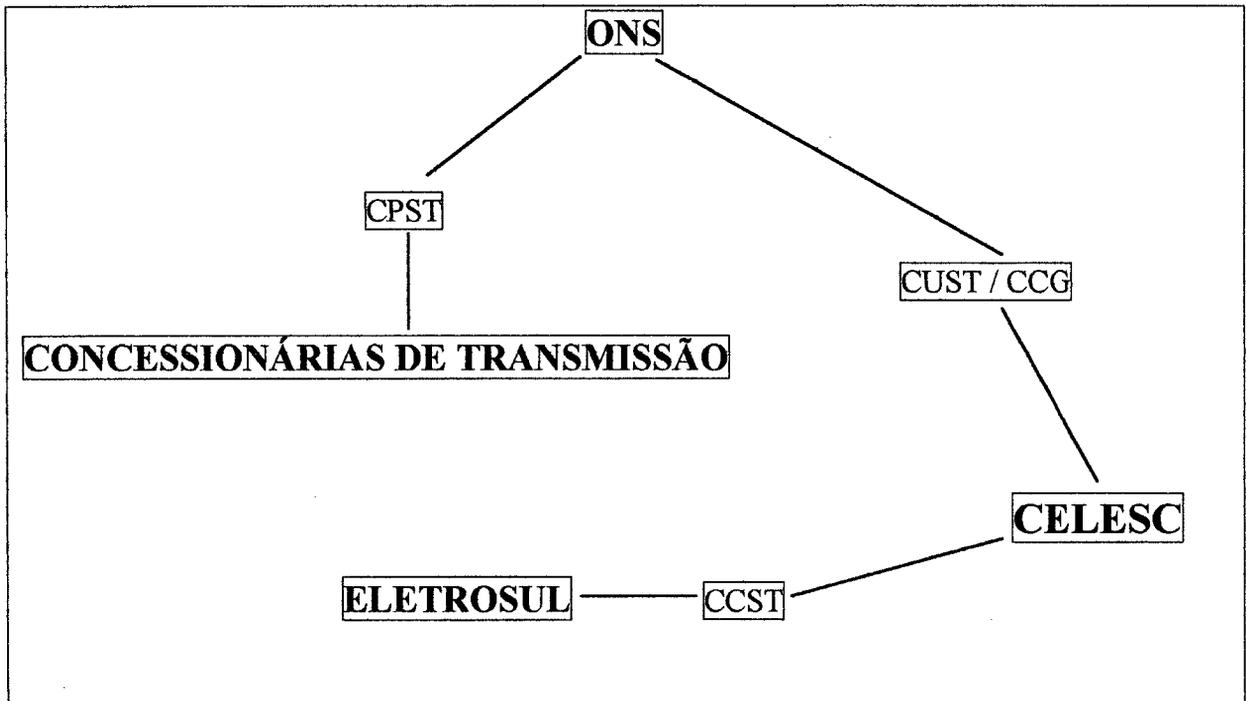
4.2.3 Contratos de transmissão

Para ter acesso a instalações de transmissão componentes da Rede Básica, a CELESC celebra dois tipos de contratos de transmissão de energia elétrica: o contrato de uso do sistema de transmissão (CUST) com todas as empresas proprietárias do sistema interligado nacional que são representadas pelo ONS e o contrato de conexão ao sistema de transmissão (CCST) com a ELETROSUL, que é a única empresa que faz fronteira com o sistema da CELESC, sendo que estes contratos vão gerar o contrato de constituição de garantia (CCG), que nada mais é do que a garantia de que as partes irão cumprir o fiel pagamento dos encargos estabelecidos nesses contratos.

No quadro 12 abaixo, visualiza-se um esquema com as relações contratuais entre a CELESC e os agentes de transmissão do setor elétrico brasileiro. Neste esquema observa-se que a CELESC celebra o contrato de conexão ao sistema de transmissão (CCST) com a ELETROSUL, que é a única empresa transmissora que faz fronteira com o sistema da CELESC, a CELESC celebra também o contrato de uso do sistema de transmissão com todos os agentes de transmissão, relacionadas no anexo III, que são representadas neste contrato pelo ONS. Além desses contratos a CELESC celebra com os mesmos agentes de transmissão

representados pelo ONS, o contrato de constituição de garantia (CCG) que é gerado pelo contrato de uso do sistema de transmissão (CUST).

Quadro 12: Relação contratual entre a CELESC e os agentes de transmissão do setor elétrico.



FONTE: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2003.

Na administração desses contratos a CELESC encontra dificuldades para prever os montantes futuros de energia que devem ser contratados, pois quanto mais correta for essa previsão, menores serão os gastos da empresa aumentando seus lucros.

a) Contratos de uso do sistema de transmissão

A CELESC firma dois contratos de uso do sistema de transmissão, sendo um pelo uso que a própria CELESC faz do sistema de transmissão e outro pelo uso do sistema por parte da Usina Hidroelétrica de Machadinho, já que a CELESC é consorciada dessa usina.

As tarifas de uso do sistema de transmissão são definidas e calculadas pela ANEEL com base na distância entre o ponto de injeção da geração e o ponto de consumo bem como o total da carga utilizada. A CELESC, por estar ainda ligada às concessionárias de geração através dos contratos iniciais, firmados há alguns anos e cuja vigência vai até 2005, paga tarifas iguais, mas o encargo é calculado de acordo com a sua demanda.

A CELESC paga mensalmente as tarifas de uso do sistema de transmissão, bem como por eventuais ultrapassagens do montante contratado de uso e sobrecargas em instalações e equipamentos das Concessionárias de Transmissão, conforme regulamentação da ANEEL. Este pagamento deve ser composto de 4 partes. A primeira parte deve ser paga às Concessionárias de Transmissão pela prestação dos serviços de transmissão. A segunda parte deve ser paga ao ONS pelos serviços prestados. A terceira parte deve ser paga às Concessionárias de Transmissão por eventuais ultrapassagens do montante de uso contratados. A quarta e última parte deve ser paga à Concessionárias de Transmissão por eventuais sobrecargas em suas instalações e equipamentos.

Quadro 13: Encargos mensais de uso do sistema de transmissão referente à CELESC Distribuidora (julho de 2003).

AGENTE	%	1ª PARCELA	2ª PARCELA	3ª PARCELA	TOTAL
NOS	2,74	R\$132.975,00	R\$132.975,00	R\$132.975,00	R\$398.925,01
COELBA	0,19	R\$9.229,61	R\$9.229,61	R\$9.229,61	R\$27.688,82
CEEE	5,23	R\$254.204,36	R\$254.204,36	R\$254.204,36	R\$762.613,07
CELTINS	0,02	R\$1.211,56	R\$1.211,56	R\$1.211,56	R\$3.634,67
CHESF	14,35	R\$697.062,84	R\$697.062,84	R\$697.062,84	R\$2.091.188,53
CELG	0,41	R\$20.081,31	R\$20.081,31	R\$20.081,31	R\$60.243,92
CEMIG	5,57	R\$270.653,09	R\$270.653,09	R\$270.653,09	R\$811.959,28
CEMIG (Empr. Itajubá)	0,36	R\$17.404,43	R\$17.404,43	R\$17.404,43	R\$52.213,29
COPEL	2,42	R\$117.498,21	R\$117.498,21	R\$117.498,21	R\$352.494,64
CTEEP	13,03	R\$632.574,61	R\$632.574,61	R\$632.574,61	R\$1.897.723,83
EATE	3,89	R\$188.770,13	R\$188.770,13	R\$188.770,13	R\$566.310,40
ECTE	0,89	R\$43.046,60	R\$43.046,60	R\$43.046,60	R\$129.139,79
ELETRONORTE	9,70	R\$471.125,89	R\$471.125,89	R\$471.125,89	R\$1.413.377,66
ESCELSA	0,04	R\$1.831,56	R\$1.831,56	R\$1.831,56	R\$5.494,67
ELETROSUL	8,16	R\$396.120,07	R\$396.120,07	R\$396.120,07	R\$1.188.360,22
ETEO	1,64	R\$79.433,11	R\$79.433,11	R\$79.433,11	R\$238.299,33
ETEP	0,92	R\$44.766,87	R\$44.766,87	R\$44.766,87	R\$134.300,60
EXPANCIÓN	1,77	R\$85.787,78	R\$85.787,78	R\$85.787,78	R\$257.363,34
FURNAS	20,80	R\$1.009.850,10	R\$1.009.850,10	R\$1.009.850,10	R\$3.029.550,29
FURNAS (IBI - BAT)	2,57	R\$124.930,74	R\$124.930,74	R\$124.930,74	R\$374.792,21
LIGHT	0,03	R\$1.243,54	R\$1.243,54	R\$1.243,54	R\$3.730,62
NOVATRANS	1,32	R\$64.304,85	R\$64.304,85	R\$64.304,85	R\$192.914,56
TSN	3,95	R\$191.971,32	R\$191.971,32	R\$191.971,32	R\$575.913,97
TOTALGERAL	100,00	R\$4.856.077,57	R\$4.856.077,57	R\$4.856.077,57	R\$14.568.232,71

FONTE: Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC), 2003.

O ONS emite mensalmente para a CELESC, os avisos de débito, conforme modelo dos quadros 13 e 14, onde estarão discriminados os valores relativos aos encargos de uso da transmissão, eventuais ultrapassagens do montante de uso contratado e eventuais sobrecargas

e as porcentagens cabíveis a cada Agente da Transmissão. O ONS também emite mensalmente um aviso de crédito, discriminando os valores devidos pela CELESC, de posse do aviso de crédito, as Concessionárias de Transmissão emitem os documentos de cobrança a serem encaminhados à CELESC com pelo menos 5 dias úteis de antecedência com valores coincidentes aos do aviso de crédito.

Quadro 14: Encargos mensais de uso do sistema de transmissão referentes à UHE Machadinho (julho de 2003)

AGENTE	%	1ª PARCELA	2ª PARCELA	3ª PARCELA	TOTAL
NOS	2,74	R\$3.381,57	R\$3.381,57	R\$3.381,57	R\$10.144,71
COELBA	0,19		R\$704,13		R\$704,13
CEEE	5,23	R\$6.464,45	R\$6.464,45	R\$6.464,45	R\$19.393,34
CELTINS	0,02		R\$92,43		R\$92,43
CHESF	14,35	R\$17.726,39	R\$17.726,39	R\$17.726,39	R\$53.179,17
CELG	0,41		R\$1.532,01		R\$1.532,01
CEMIG	5,57	R\$6.882,74	R\$6.882,74	R\$6.882,74	R\$20.648,22
CEMIG (Empr. Itajubá)	0,36		R\$1.327,79		R\$1.327,79
COPEL	2,42	R\$2.987,99	R\$2.987,99	R\$2.987,99	R\$8.963,98
CTEEP	13,03	R\$16.086,45	R\$16.086,45	R\$16.086,45	R\$48.259,34
EATE	3,89	R\$4.800,45	R\$4.800,45	R\$4.800,45	R\$14.401,34
ECTE	0,89	R\$1.094,68	R\$1.094,68	R\$1.094,68	R\$3.284,04
ELETRONORTE	9,70	R\$11.980,79	R\$11.980,79	R\$11.980,79	R\$35.942,36
ESCELSA	0,04		R\$139,73		R\$139,73
ELETROSUL	8,16	R\$10.073,38	R\$10.073,38	R\$10.073,38	R\$30.220,14
ETEO	1,64	R\$2.019,99	R\$2.019,99	R\$2.019,99	R\$6.059,98
ETEP	0,92	R\$1.138,43	R\$1.138,43	R\$1.138,43	R\$3.415,28
EXPANCIÓN	1,77	R\$2.181,59	R\$2.181,59	R\$2.181,59	R\$6.544,78
FURNAS	20,80	R\$25.680,61	R\$25.680,61	R\$25.680,61	R\$77.041,82
FURNAS (IBI - BAT)	2,57	R\$3.177,00	R\$3.177,00	R\$3.177,00	R\$9.531,01
LIGHT	0,03		R\$94,87		R\$94,87
NOVATRANS	1,32	R\$1.635,28	R\$1.635,28	R\$1.635,28	R\$4.905,84
TSN	3,95	R\$4.881,85	R\$4.881,85	R\$4.881,85	R\$14.645,56
TOTALGERAL	100,00	R\$122.193,64	R\$126.084,60	R\$122.193,64	R\$370.471,87

FONTE: Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC), 2003.

O pagamento mensal dos encargos de uso da transmissão é desdobrado em 3 parcelas, conforme mostram os quadros 13 e 14, cada uma equivalente a 1/3 do valor global devido, sendo que a primeira parcela deve ser paga pela usuária até o dia 15 do mês seguinte ao mês da prestação do serviço, a segunda parcela deve ser paga até o dia 25 do mês seguinte ao mês da prestação do serviço e a terceira e última parcela deve ser paga até o dia 5 do segundo mês seguinte ao mês da prestação do serviço.

Caso a fatura mensal seja inferior a R\$ 3.000,00, o pagamento deve ser efetuado em uma só parcela até o dia 25 do mês seguinte ao mês da prestação do serviço, como observa-se no quadro 15. Em caso de atraso no pagamento das parcelas devidas relativas a este contrato, incidem sobre as mesmas, além da atualização monetária pela variação do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, juros de 12% ao ano, mais multa de 2%.

Os encargos de uso são estabelecidas pela ANEEL através da resolução 281 de 01 de outubro de 1999, esses encargos são devidos pela CELESC e calculados com base nos montantes de uso contratados ou verificados por ponto de conexão, conforme a seguinte fórmula:

$$Ec = Tp \times Up + Tfp \times Ufp$$

Onde:

Ec - encargo mensal pelo uso do sistema de transmissão, em R\$;

Tp - tarifa de uso dos sistemas de transmissão no horário de ponta, em R\$/KW, ver anexo VII;

Tfp - tarifa de uso dos sistemas de transmissão fora do horário de ponta, em R\$/KW;

Up - montante de uso no horário de ponta;

Ufp - montante de uso fora do horário de ponta.

Como para as empresas distribuidoras as tarifas de uso do sistema de transmissão fora do horário de ponta são nulas, a fórmula acima ficará assim:

$$Ec = Tp \times Up$$

Onde:

Ec - encargo mensal pelo uso do sistema de transmissão, em R\$;

Tp - tarifa de uso dos sistemas de transmissão no horário de ponta, em R\$/KW, ver anexo VII;

Up - montante de uso no horário de ponta;

No quadro 15, observa-se o total dos encargos mensais pagos pela CELESC pelo uso do sistema de transmissão, sendo que uma parte é paga pelo uso da própria CELESC DISTRIBUIDORA e a outra parte é paga pelo uso que a UHE MACHADINHO faz do sistema de transmissão, já que a CELESC é uma empresa consorciada desta usina.

Quadro 15: Encargos de uso do sistema de transmissão (julho de 2003).

REFERENTE À USINA HIDROELÉTRICA DE MACHADINHO	R\$370.471,87
REFERENTE À CELESC DISTRIBUIDORA	R\$14.568.232,71
TOTAL	R\$14.938.704,58

FONTE: Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC), 2003.

b) Contrato de conexão ao sistema de transmissão

A CELESC firma dois contratos de conexão ao sistema de transmissão, sendo um pela conexão da própria CELESC à Rede Básica e outro pela conexão da Vega do Sul à Rede Básica, já que a Vega do Sul é um grande consumidor da CELESC e está conectada à subestação da ELETROSUL em Joinville, por isso, a CELESC a representa nesse contrato. Os valores pagos pela CELESC à ELETROSUL pela conexão ao seu sistema estão discriminados no quadro 16 a seguir, sendo que esses valores pagos são frutos de negociação entre as empresas, não sendo portanto estabelecidos pela ANEEL..

Quadro 16: Encargos de conexão ao sistema de transmissão pagos pela CELESC à ELETROSUL (julho de 2003).

REFERENTE À CONEXÃO DA VEGA DO SUL	R\$1.105.789,24
REFERENTE À CONEXÃO DAS INSTALAÇÕES DA CELESC	R\$998.272,00
TOTAL	R\$2.104.061,24

FONTE: Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC), 2003.

O contrato de conexão ao sistema de transmissão entra em vigor a partir da data da sua assinatura, assim permanecendo enquanto a CELESC estiver conectada à Rede Básica através dos pontos de conexão, ou até a extinção da concessão da CELESC ou da ELETROSUL, prevalecendo o que ocorrer primeiro. A CELESC paga à ELETROSUL mensalmente os encargos de conexão, relativos aos pontos de conexão, esses encargos de conexão têm seus valores estabelecidos através de negociação entre a CELESC e a ELETROSUL.

Qualquer um dos pontos de conexão pode ser desativado, caso tornem-se desnecessários, observando o que dispuser os procedimentos de rede. A criação de novos tributos ou as alterações nos tributos já existentes após a assinatura deste contrato, implica na revisão dos montantes pagos pela usuária.

O pagamento mensal dos encargos de conexão ao sistema de transmissão é objeto de uma única fatura, a ser desdobrada em 3 vencimentos, cada um equivalente a 1/3 do valor global devido, sendo que o primeiro vencimento ocorre até o dia 15 do mês seguinte ao mês da conexão ao sistema de transmissão, o segundo vencimento ocorre até o dia 25 do mês seguinte ao mês da conexão ao sistema de transmissão e o terceiro e último vencimento ocorre até o dia 5 do segundo mês seguinte ao mês da conexão ao sistema de transmissão.

Caso quaisquer das faturas mensais seja inferior a R\$ 3.000,00, o pagamento deve ser efetuado em uma só vez até o dia 25 do mês seguinte ao mês da conexão ao sistema de transmissão. A fatura com os correspondentes vencimentos, deve ser emitida pela Transmissora com pelo menos 5 dias úteis de antecedência em relação à data do primeiro vencimento, no caso de atraso na emissão por culpa da Transmissora as datas de vencimento são automaticamente postergadas por prazo igual ao do atraso verificado. Em caso de atraso no pagamento das parcelas devidas relativas a este contrato, incidem sobre as mesmas, além da atualização monetária pela variação do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, juros de 12% ao ano, mais multa de 2%.

4.2.4 Contratos de distribuição

Ao celebrar o contrato de compra e venda de energia elétrica com cada Autoprodutor individualmente, a CELESC também é obrigada a firmar dois tipos de contratos de distribuição, o contrato de uso do sistema de distribuição e o contrato de conexão ao sistema de distribuição com o respectivo Autoprodutor. Esses contratos também são firmados entre a CELESC e as Unidades Consumidoras do grupo A que comprem ou não energia elétrica da CELESC.

a) Contrato de uso do sistema de distribuição

A CELESC celebra, atualmente, o contrato de uso do sistema de distribuição com cada um dos cinco Autoprodutores que ela possui o contrato de compra e venda de energia elétrica, num total de cinco contratos de uso do sistema de distribuição. Já os contratos de uso do sistema de distribuição com as Unidades Consumidoras do grupo A, ainda não estão sendo celebrados pela CELESC por serem fruto de resoluções recentes, não havendo tempo hábil para a celebração desses contratos.

O presente contrato entra em vigor a partir da data de entrada em operação comercial da usina de propriedade da contratante, permanecendo assim pelo período de vigência do contrato de compra e venda de energia elétrica firmado entre a CELESC e o referido Autoprodutor. No caso de Unidade Consumidora do grupo A, esse contrato permanece em vigor pelo período de vigência do contrato de compra de energia elétrica firmado com a CELESC. Os encargos pagos pelos usuários pelo uso do sistema de distribuição da CELESC já estão estipulados no preço da energia transacionada entre as partes.

a) Contrato de conexão ao sistema de distribuição

A CELESC celebra, atualmente, o contrato de conexão ao sistema de distribuição com cada um dos cinco Autoprodutores que ela possui o contrato de compra e venda de energia elétrica, num total de cinco contratos de conexão ao sistema de distribuição. Já os contratos de conexão ao sistema de distribuição com as Unidades Consumidoras do grupo A, ainda não estão sendo celebrados pela CELESC por serem fruto de resoluções recentes, não havendo tempo hábil para a celebração desses contratos.

O presente contrato entra em vigor a partir da data de entrada em operação comercial das instalações de propriedade da contratante, permanecendo assim pelo período de vigência do contrato de compra e venda de energia elétrica firmado com a CELESC no caso de Autoprodutor e pelo período de vigência do contrato de compra de energia elétrica firmado com a CELESC no caso de Unidade Consumidora do grupo A. A contratante arcará com todos os custos envolvidos na conexão.

4.2.5 Contratos de fornecimento

No fornecimento de energia elétrica a CELESC celebra dois tipos de contratos, o contrato de venda de energia com as Unidades Consumidoras do grupo A e o contrato de adesão, com as Unidades Consumidoras do grupo B. Além de dividir seus consumidores em grupo A, quando atendidas com tensão superior a 2,3kV, e grupo B, quando atendidas em tensão inferior a 2,3KV, a CELESC subdivide seus consumidores em classes de consumo, ou seja, residencial, industrial, comercial, rural, poder público, iluminação pública, empresas de serviço público, consumo próprio e suprimento. No quadro 17 observa-se o faturamento total da CELESC dividido por classe de consumo, onde nota-se que o principal cliente da CELESC é a classe industrial que corresponde a aproximadamente 38% (trinta e oito por cento) do faturamento total.

Com a reestruturação do setor elétrico a ANEEL determina, através da resolução n.º 665 de 29 de novembro de 2002, que os contratos de fornecimento de energia elétrica aos Consumidores Finais deverão ser substituídos gradativamente, a partir de julho de 2003, sendo totalmente substituídos até julho de 2005, por contratos de venda de energia elétrica, quando celebrados entre as Concessionárias de distribuição e as Unidades Consumidoras do grupo A, e por contratos de prestação de serviços de distribuição de energia elétrica, na forma

de contratos de adesão aos serviços de distribuição de energia elétrica, quando as Unidades Consumidoras forem atendidas em baixa tensão, ou seja, Unidades Consumidoras do grupo B.

Quadro 17: Faturamento bruto da CELESC com fornecimento de energia elétrica por classe de consumo (julho de 2003).

CLASSE DE CONSUMO	FATURAMENTO	%
RESIDENCIAL	R\$74.022.595,06	32,83
INDUSTRIAL	R\$85.243.963,64	37,81
COMERCIAL	R\$36.851.137,77	16,34
RURAL	R\$14.014.933,76	6,22
PODER PÚBLICO	R\$5.032.798,16	2,23
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	R\$5.247.637,34	2,33
EMP. SERVIÇO PÚBLICO	R\$2.991.318,33	1,33
CONSUMO PRÓPRIO	R\$190.389,93	0,08
SUPRIMENTO	R\$1.871.780,27	0,83
TOTAL	R\$225.466.554,26	100,00

FONTE: Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC), 2003.

a) Contrato de venda de energia

O prazo de vigência deste contrato varia de acordo com a demanda contratada por cada consumidor, um ano para consumidores com demanda contratada de até um MW, 2 anos para consumidores com demanda contratada entre um e 5 MW, 3 anos para consumidores com demanda contratada entre 5 e 10 MW e 4 anos para consumidores com demanda contratada superior a 10 MW.

O consumidor pode requerer a rescisão contratual a qualquer tempo, sendo que a concessionária não pode cobrar multa a título de rescisão contratual, desde que a mesma seja, requerida formalmente pelo consumidor com antecedência mínima de 3, 6, 9 e 12 meses em relação à data de rescisão.

b) Contrato de prestação de serviço público de energia elétrica para Unidades Consumidoras atendidas em baixa tensão

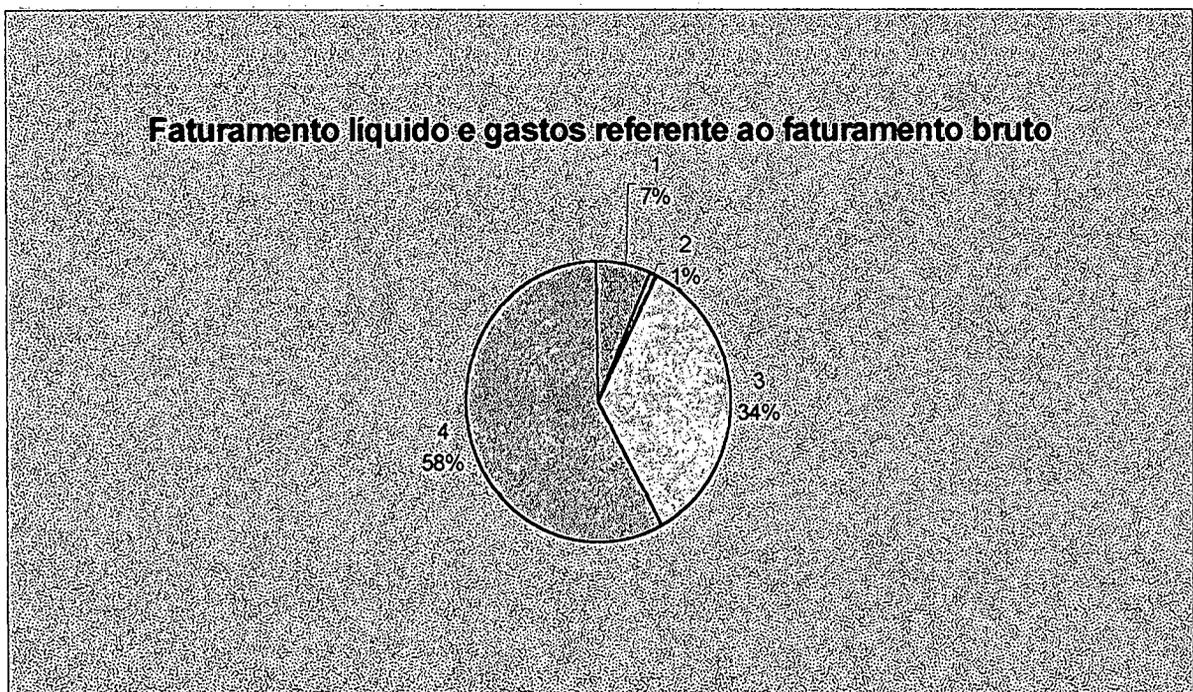
Este contrato pode ser suspenso por razões de ordem técnica ou de segurança das instalações; por procedimentos irregulares constatados na Unidade Consumidora; por revenda ou fornecimento de energia a terceiros e por falta de pagamento da fatura de energia elétrica.

Este contrato pode ser rescindido por pedido de desligamento por parte do consumidor ou por ação da Concessionária. Porém, vale lembrar que este tipo de contrato está previsto para ser celebrado a partir deste ano de 2003.

4.3 Conclusão

Analisando-se o gráfico da figura 1 abaixo, observa-se que faturamento líquido da CELESC corresponde a cerca de 58% do faturamento bruto, e que os gastos da empresa com suprimento de energia elétrica correspondem a 34% do faturamento bruto, já os gastos com os encargos de uso do sistema de transmissão correspondem a aproximadamente 7% do faturamento bruto e os gastos de conexão ao sistema de transmissão representam aproximadamente 1% do faturamento bruto.

Figura 1: Composição do faturamento e dos gastos mensais da CELESC.



FONTE: Centrais Elétricas da Santa Catarina (CELESC), 2003.

5 CONCLUSÃO

Após a pesquisa teórica que fundamentou este trabalho, notou-se a importância da regulação em qualquer setor da atividade econômica, principalmente nos setores de infraestrutura como o setor elétrico, através da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O governo regula e estabelece as condições de funcionamento do setor elétrico e define as regras que limitarão a liberdade de escolha dos agentes desse setor, buscando estimular o aumento da competitividade entre os agentes do setor elétrico.

Observou-se também que a CELESC celebra vários tipos de contratos, quais são: de concessão, de suprimento, de transmissão, de distribuição ou de fornecimento de energia elétrica, notou-se que nesses contratos a CELESC assume várias obrigações e recebe vários direitos.

Percebeu-se que a CELESC celebra um total de 37 contratos, sendo 1 contrato de concessão, 15 contratos de suprimento, 6 contratos de transmissão e 15 contratos de distribuição, na gestão desses contratos a CELESC enfrenta uma série de dificuldades, que vão desde a indefinição nas regras de regulação até as dificuldades de se prever os montantes de energia a serem contratados. Notou-se também a não existência de uma estrutura voltada para a comercialização de energia elétrica dentro da CELESC, o que mostra que a empresa ainda não está preparada para concorrer nessa nova estrutura que se apresenta, ao contrário de outras empresas como a CEEE e a COPEL que já possuem alguma estrutura nesse sentido. Observou-se que a própria ANEEL deveria orientar as empresas a se estruturarem nessa direção.

As privatizações realizadas no setor elétrico até recentemente não trouxeram os investimentos esperados pelo governo, principalmente no que se refere à busca de novas formas de geração, que sejam alternativas à geração hidráulica, que representa cerca de 95% (noventa e cinco por cento) da geração total no Brasil. Visando amenizar esse fato, o governo anunciou a construção de usinas termelétricas, aproveitando o gás natural vindo da Bolívia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), **Contrato de concessão para distribuição de energia elétrica celebrado entre a UNIÃO e a Centrais Elétricas de Santa Catarina S. A.- CELESC**. Disponível em: www.aneel.gov.br. Acesso em 01 de jun. 2003.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), Resolução n.º 12, de 17 de setembro de 2002, **Estabelece diretrizes para celebração, substituição e aditamento de contratos de fornecimento de energia e para política tarifária e de preços da energia vendida pelas Concessionárias ou Permissionárias de serviço público de geração ou de distribuição de energia elétrica.**

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), Resolução n.º 247, de 13 de agosto de 1999, **Altera as condições de serviços de transmissão e contratação do acesso, compreendendo os contratos de prestação do serviço de transmissão (CPST), contratos de uso do sistema de transmissão (CUST) e dos contratos de conexão ao sistema de transmissão (CCT), vinculadas à celebração dos contratos iniciais de compra e venda de energia elétrica.**

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), Resolução n.º 248, de 07 de agosto de 1998, **Estabelece as condições gerais da prestação de serviços de transmissão, de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão de energia elétrica, vinculadas a celebração dos contratos iniciais.**

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), Resolução n.º 281, de 01 de outubro de 1999, **Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.**

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), Resolução n.º 282, de 01 de outubro de 1999, **Estabelece as tarifas de uso das instalações de transmissão de energia elétrica componentes da Rede Básica do sistema elétrico interligado.**

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), Resolução n.º 286, de 01 de outubro de 1999, **Estabelece as tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica.**

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), Resolução n.º 456, de 29 de novembro de 2000, **Estabelece de forma atualizada a consolidada as condições gerais de fornecimento de energia elétrica.**

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), Resolução n.º 615, de 06 de novembro de 2002, **Aprova o modelo do contrato de serviço público de energia elétrica para Unidades Consumidoras atendidas em baixa tensão.**

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), Resolução n.º 665, de 29 de novembro de 2002, **Estabelece as condições para celebração dos contratos distintos para a conexão, para o uso do sistema de transmissão e distribuição e para a compra de energia elétrica, com responsável por Unidade Consumidora do grupo A, regulamentando o disposto no art. 1º do decreto n.º 4.413, de 07 de outubro de 2002.**

ELETROBRÁS. Termo de Referência para a Desestatização do Sistema Eletrobrás. [s.l.; s.e.], agosto, 1995.

MAE (Mercado Atacadista de Energia Elétrica), **Contratos**. Disponível em www.mae.org.br. Acesso em 15 abr. 2003.

ONS (Operador Nacional do Sistema elétrico), **Modelo de contrato de uso do sistema de transmissão**. Disponível em: www.ons.org.br. Acesso em 01 mai. 2003.

ONS (Operador Nacional do Sistema elétrico), **Modelo de contrato de conexão ao sistema de transmissão**. Disponível em: www.ons.org.br. Acesso em 01 mai. 2003.

ONS (Operador Nacional do Sistema elétrico), **Modelo de contrato de constituição de garantia**. Disponível em: www.ons.org.br. Acesso em 01 mai. 2003.

ONS (Operador Nacional do Sistema elétrico), **Procedimentos de rede: Módulo 15, Administração de serviços e encargos**. Disponível em: www.ons.org.br. Acesso em 20 mar. 2003.

ONS (Operador Nacional do Sistema elétrico), **Relatório anual 2001**, Rio de Janeiro, 2002.
PINDYCK. ROBERT S.; RUBINFELD. Daniel L. **Microeconomia**. 4. ed. São Paulo: Editora Makron Books, 1999. 791p.

PINTO JR, H. Q. ; FIANI, R. Regulação Econômica. In: KUPFER. David; HASENCLEVER. Lia. **Economia Industrial: Fundamentos Teóricos e Práticas no Brasil**. 1. Ed. Rio de Janeiro: Editora Campus, 2002. 640p.

PIRES. J. C. L.; PICCININI. M. S. **Modelos de Regulação Tarifária no Setor Elétrico**. In: REVISTA DO BNDES. Rio de Janeiro. V. 5, N, 9. p. 147-168. 1998.

POSSAS. Mário Luiz; PONDÉ. João Luiz; FAGUNDES. Jorge. **Regulação da Concorrência nos Setores de Infra-estrutura no Brasil: elementos introdutórios para um quadro conceitual**. Relatório de pesquisa / IPEA, 1997 40p.

SILVA. Edson Luiz da. **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica**. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzatto, 2001. 183p.

ANEXOS

Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica

ANEXO I

ÁREA DE CONCESSÃO REAGRUPADA

ESTADO DE SANTA CATARINA	
MUNICÍPIO	MUNICÍPIO
Abdon Batista	Abelardo Luz (parte, conforme Resolução ANEEL nº 207/1999)
Agrolândia	Agrolândia
Água Doce	Águas de Chapecó
Águas Frias	Águas Mornas
Alfredo Wagner	Alto Bela Vista
Anchieta	Angelina
Anita Garibaldi	Antônio Carlos
Apiúna	Araranguá
Araquari	Araranguá (parte, conforme Resolução ANEEL nº 207/1999)
Arroio Trinta	Arvoredo
Ascurra	Atalanta
Aurora	Balneário Arroio do Silva
Balneário Barra do Sul	Balneário de Camboriú
Balneário Gaivota	Bandeirante
Barra Bonita	Barra Velha
Bela Vista do Toldo	Belmonte
Benedito Novo (parte, conforme Resolução ANEEL nº 207/1999)	Biguaçu
Blumenau	Bocaina do Sul
Bom Jardim da Serra	Bom Jesus (parte, conforme Resolução ANEEL nº 207/1999)
Bom Jesus do Oeste	Bom Retiro
Bombinhas	Botuverá
Braço do Trombudo	Brunópolis
Brusque	Caçador
Caibi	Calmon
Camboriú	Campo Alegre
Campo Belo do Sul	Campo Erê
Campos Novos	Canelinha
Canoinhas	Capão Alto
Capinzal	Capivari de Baixo
Catanduvas	Caxambu do Sul
Celso Ramos	Cerro Negro
Chapecó	Chapadão do Lageado
Concórdia	Cordilheira Alta (parte, conforme Resolução ANEEL nº 207/1999)
Coronel Freitas	Coronel Martins
Correia Pinto	Corupá
Criciúma (parte, conforme Resolução ANEEL nº 207/1999)	Cunha Porã
Curitibanos	Descanso
Dionísio Cerqueira	Dona Emma
Doutor Pedrinho (parte, conforme Resolução ANEEL nº 207/1999)	Erval Velho
Faxinal dos Guedes	Flor do Sertão
Florianópolis	Formosa do Sul

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	

ESTADO DE SANTA CATARINA	
MUNICÍPIO	MUNICÍPIO
Forquilha (parte, conforme Resolução ANEEL nº 207/1999)	Frei Rogério
Fraiburgo	Garopaba (parte, conforme Resolução ANEEL nº 207/1999)
Galvão	Gaspar
Garuva	Guabiruba
Governador Celso Ramos	Guaramirim
Guaraciaba	Guatambú
Guarujá do Sul	Herval d'Oeste
Ibicaré	Ibiam
Içara (parte, conforme Resolução ANEEL nº /1999)	Ibirama
Ilhota	Imaruí
Imbituba (parte, conforme Resolução ANEEL nº 207/1999)	Imbuia
Indaial	Iomerê
Ipira	Iporã do Oeste
Ipuaçú (parte, conforme Resolução ANEEL nº 207/1999)	Ipumirim
Iraceminha	Irani
Irati	Irineópolis
Itá	Itaiópolis
Itajaí	Itapema
Itapiranga	Itapoá
Ituporanga	Jacinto Machado (parte, conforme Resolução ANEEL nº 207/1999)
Jaguaruna (parte, conforme Resolução ANEEL nº 207/1999)	Jaborá
Jardinópolis	Jaraguá do Sul
Joinville	Joaçaba
Jupia	José Boiteux
Lages	Lacerdópolis
Laurentino	Laguna
Lebon Régis	Lauro Müller
Lindóia do Sul	Leoberto Leal
Luiz Alves	Lontras
Macieira	Luzerna
Major Gercino	Mafra
Maracajá	Major Vieira
Massaranduba	Maravilha
Mirim Doce	Matos Costa
Mondaí	Modelo
Monte Castelo	Monte Carlo
Nova Erechim	Navegantes
Nova Trento	Nova Itaberaba
Novo Horizonte	Nova Veneza (parte, conforme Resolução ANEEL nº 207/1999)
Otacílio Costa	Orleans (parte, conforme Resolução ANEEL nº 207/1999)
Ouro Verde	Ouro
Painel	Paial
Palma Sola	Palhoça
Palmitos	Palmeira
Paraíso	Papanduva

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	

ESTADO DE SANTA CATARINA	
MUNICÍPIO	MUNICÍPIO
Passo de Torres (parte, conforme Resolução ANEEL nº 207/1999)	Passos Maia
Pedras Grandes	Penha
Peritiba	Petrolândia
Piçarras	Pinhalzinho (parte, conforme Resolução ANEEL nº 207/1999)
Pinheiro Preto	Piratuba
Planalto Alegre	Pomerode
Ponte Alta	Ponte Alta do Norte
Ponte Serrada	Porto Belo
Pouso Redondo	Presidente Castelo Branco
Presidente Getúlio	Presidente Nereu
Princesa	Quilombo
Rancho Queimado	Rio das Antas
Rio do Campo	Rio do Oeste
Rio do Sul	Rio dos Cedros
Rio Negrinho	Rio Rufino
Riqueza	Rodeio
Romelândia	Salete
Saltinho	Salto Veloso
Sangão	Santa Cecília
Santa Helena	Santa Rosa do Sul
Santa Terezinha	Santa Terezinha do Progresso
Santiago do Sul	Santo Amaro da Imperatriz
São Bento do Sul	São Bernardino
São Carlos	São Cristóvão do Sul
São Domingos	São Francisco do Sul
São João Batista	São João do Itaperiú
São João do Oeste	São Joaquim
São José	São José do Cedro
São José do Cerrito	São Lourenço do Oeste
São Miguel da Boa Vista	São Miguel d'Oeste
São Pedro de Alcântara	Saudades
Schroeder	Seara
Serra Alta	Sombrio
Sul Brasil (parte, conforme Resolução ANEEL nº 207/1999)	Taió
Tangará	Tigrinhos (parte, conforme Resolução ANEEL nº 207/1999)
Tijucas	Timbó
Timbó Grande	Três Barras
Treze Tilias	Trombudo Central
Tubarão (parte, conforme Resolução ANEEL nº 207/1999)	Tunápolis
União do Oeste	Urubici
Urupema	Vargeão
Vargem	Vargem Bonita
Vidal Ramos	Videira
Vitor Meireles	Witmarsum
Xavantina	Zortéia

ESTADO DO PARANÁ	
MUNICÍPIO	MUNICÍPIO
Rio Negro	

PROCURADORIA GERAL/ANEEL	
VISTO	

ANEXO II**EMPRESAS QUOTISTAS DE ITAIPU**

Distribuidora Gaúcha de Energia S / A - AES – SUL
Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê - TIETÊ GERAÇÃO
Companhia Energética de Brasília - CEB
Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE
Centrais Elétricas de Santa Catarina - CELESC
Companhia Energética de Goiás - CELG
Companhia de Energia Elétrica do Estado de Tocantins - CELTINS
Centrais Elétricas Mato-grossense S / A - CEMAT
Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG
Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ
Companhia Energética de São Paulo - CESP
Companhia Paranaense de Energia - COPEL DISTRIBUIÇÃO
Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL
Duke Energy International - DUKE PARANAPANEMA G
Elektro Eletricidade e Serviços S / A - ELEKTRO
Eletricidade de São Paulo S / A - ELETROPAULO
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S / A - ENERSUL
Espírito Santo Centrais Elétricas - ESCELSA
Furnas Centrais Elétricas S / A - FURNAS GERAÇÃO
LIGHT Serviços de Eletricidade - LIGHT
PIRATININGA S / A

ANEXO III

RELAÇÃO DAS CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO AUTORIZADAS

1	Companhia Energética de Goiás	CELG
2	Centrais Elétricas do Norte do Brasil	ELETRONORTE
3	Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil	ELETROSUL
4	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	COELBA
5	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	CHESF
6	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista	CTEEP
7	Companhia Energética de Minas Gerais	CEMIG
8	Companhia Estadual de Energia Elétrica	CEEE
9	COPEL Transmissão S / A	COPEL - TRA
10	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	CELTINS
11	Empresa Paulista de Transmissão de Energia	EPTE
12	Espírito Santo Centrais Elétricas	ESCELSA
13	FURNAS Centrais Elétricas	FURNAS
14	LIGHT Serviços de Eletricidade	LIGHT
15	Empresa de Transmissão de Energia do Oeste	ETEO
16	Empresa catarinense de Transmissão de Energia	ECTE
17	NOVATRANS Energia S / A	NOVATRANS
18	Transmissora Sudeste Nordeste S / A	TSN
19	EXPANSION Transmissão de Energia Elétrica S / A	EXPANSION
20	Empresa Amazonense de Transmissão de Energia	EATE
21	Empresa Paraense de Transmissão de Energia S / A	PARAENSE
22	INABENSA Brasil Ltda.	INABENSA
23	Goiana Transmissora de Energia S/ A	GTESA

Fonte: ANEEL, resolução 142 de 09 de junho de 1999.

ANEXO IV

PROCURAÇÃO POR INSTRUMENTO PÚBLICO DA USUÁRIA PARA O BANCO GESTOR

PROCURAÇÃO PÚBLICA bastante que faz a empresa....., como na forma abaixo:
 SAIBAM os que este instrumento público de procuração bastante virem que os ...(dias)... do mês de do ano de, na Cidade de,....., perante mim, Escrevente Notarial, compareceu como outorgante a Empresa, sociedade anônima de direito, com sede, na cidade de, estado de, representada por, reconhecido como próprio e que, por este público instrumento nomeia e constitui como seu bastante procurador o Banco(nome do Banco GESTOR)....., que, como mandatário especial do NOS – Operador Nacional do Sistema Elétrico poderá movimentar a conta corrente especial que a outorgante possui em sua Agência, sob o número, bem como exceder todos os demais atos necessários para cumprir ao disposto no Contrato de Constituição de Garantia de Pagamento de Fiel Cumprimento das Obrigações, assinado em(dia)... do mês de do ano de A outorgante dará por firme e valioso tudo quanto, nesse sentido, praticar seu dito procurador. Assim o disse do que dou fé e me pediu que lavrasse este instrumento, o qual lhe sendo lido, aceitou e assina comigo. Eu,, Escrevente Notarial, digitei e dou fé. Eu,, Tabeliã designada, mandei digitar, subscrevo e assino em público e raso.

....., de de

Pela USUÁRIA

 Nome 1:

Cargo 1:

 Nome 2:

Cargo 2:

TESTEMUNHAS

 Nome:

CPF:

 Nome:

CPF:

ANEXO V

UNIDADES CONSUMIDORAS DO GRUPO A

- Subgrupo A1 - tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- Subgrupo A2 - tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- Subgrupo A3 - tensão de fornecimento de 69 kV;
- Subgrupo A3a - tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- Subgrupo A4 - tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;
- Subgrupo AS - tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste Grupo em caráter opcional.

UNIDADES CONSUMIDORAS DO GRUPO B

- Subgrupo B1 - residencial;
- Subgrupo B1 - residencial baixa renda;
- Subgrupo B2 - rural;
- Subgrupo B2 - cooperativa de eletrificação rural;
- Subgrupo B2 - serviço público de irrigação;
- Subgrupo B3 - demais classes;
- Subgrupo B4 - iluminação pública.

ANEXO VI

TARIFAS DE USO DAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO COMPONENTES DA REDE BÁSICA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO INTERLIGADO, APLICÁVEIS A UNIDADES GERADORAS

CENTRAL GERADORA		UF	Tarifa (Tg) R\$/kW.mês
UHE	Água Vermelha	MG	1,059
UTE	Alegrete	RS	1,248
UHE	Americana	SP	0,480
UTE	Angra I	RJ	0,602
UTE	Angra II	RJ	0,602
PCH	Antas I	MG	0,506
PCH	Areal	RJ	0,058
UHE	Bariri (A. S. Lima)	SP	0,364
UHE	Barra Bonita	SP	0,358
UHE	Boa Esperança (Castelo Branco)	MA	0,847
PCH	Bugres	RS	0,845
UHE	Cachoeira Dourada	GO	0,837
UHE	Caconde	SP	0,505
UTE	Camaçari	BA	1,270
UHE	Camargos	MG	0,356
UTE	Campo Grande	MS	0,708
UTE	Campos	RJ	-0,009
UHE	Canastra	RS	0,845
UHE	Canoas I	SP	0,979
UHE	Canoas II	SP	0,899
UHE	Capivara	SP	1,185
UHE	Capivari/Cachoeira (Parigot)	PR	1,078
UTE	Carioba	SP	0,481
PCH	Casca II	MT	-0,075
PCH	Casca III	MT	-0,075
PCH	Celso Ramos	SC	0,719
PCH	Chaminé	PR	0,749

CENTRAL GERADORA		UF	Tarifa (Tg) R\$/kW.mês
UTE	Charqueadas	RS	1,087
UHE	Chavantes	SP	0,928
UHE	Corumbá I	GO	0,964
UTE	CST	ES	-0,128
UTE	Cuiabá	MT	-0,075
PCH	Dourados	SP	0,545
PCH	Eloy Chaves	SP	0,502
UHE	Emborcação	MG	0,958
UHE	Estreito (L.C.B. de Carvalho)	MG	0,851
UHE	Euclides da Cunha	SP	0,505
PCH	Fagundes	RJ	0,058
UTE	Figueira	PR	1,042
UHE	Fontes Nova	RJ	0,207
UHE	Foz do Areia	PR	1,567
UHE	Funil	BA	0,055
UHE	Funil	RJ	0,276
UHE	Furnas	MG	0,810
PCH	Gafanhoto	MG	0,493
PCH	Garcia	SC	0,775
PCH	Gavião Peixoto	SP	0,532
UHE	Guaricana	PR	0,749
PCH	Guarita	RS	0,862
UHE	Guilman-Amorim	MG	0,482
UHE	Henry Borden	SP	0,741
UHE	Ibitinga	SP	0,705
UHE	Igarapava	MG	0,754
UTE	Igarapé	MG	0,408
UHE	Ilha dos Pombos	RJ	0,070
UHE	Ilha Solteira	SP	1,087
UHE	Itaipu setor de 50 Hz	PR	1,017
UHE	Itaipu setor de 60 Hz	PR	1,586
UHE	Itaparica (Luiz Gonzaga)	BA	1,497

CENTRAL GERADORA		UF	Tarifa (Tg) R\$/kW.mês
UTE	Charqueadas	RS	1,087
UHE	Chavantes	SP	0,928
UHE	Corumbá I	GO	0,964
UTE	CST	ES	-0,128
UTE	Cuiabá	MT	-0,075
PCH	Dourados	SP	0,545
PCH	Eloy Chaves	SP	0,502
UHE	Emborcação	MG	0,958
UHE	Estreitô (L.C.B. de Carvalho)	MG	0,851
UHE	Euclides da Cunha	SP	0,505
PCH	Fagundes	RJ	0,058
UTE	Figueira	PR	1,042
UHE	Fontes Nova	RJ	0,207
UHE	Foz do Areia	PR	1,567
UHE	Funil	BA	0,055
UHE	Funil	RJ	0,276
UHE	Furnas	MG	0,810
PCH	Gafanhoto	MG	0,493
PCH	Garcia	SC	0,775
PCH	Gavião Peixoto	SP	0,532
UHE	Guaricana	PR	0,749
PCH	Guarita	RS	0,862
UHE	Guilman-Amorim	MG	0,482
UHE	Henry Borden	SP	0,741
UHE	Ibitinga	SP	0,705
UHE	Igarapava	MG	0,754
UTE	Igarapé	MG	0,408
UHE	Ilha dos Pombos	RJ	0,070
UHE	Ilha Solteira	SP	1,087
UHE	Itaipu setor de 50 Hz	PR	1,017
UHE	Itaipu setor de 60 Hz	PR	1,586
UHE	Itaparica (Luiz Gonzaga)	BA	1,497

CENTRAL GERADORA		UF	Tarifa (Tg) R\$/kW.mês
UHE	Itaúba	RS	1,253
UHE	Itumbiara	MG	1,093
UHE	Itutinga	MG	0,356
UHE	Jacuí	RS	1,321
UHE	Jaguara	MG	0,844
PCH	Jaguari	SP	0,316
PCH	Joasal	MG	0,528
UTE	Jorge Lacerda A	SC	1,262
UTE	Jorge Lacerda B	SC	1,262
UTE	Jorge Lacerda IV	SC	1,262
UHE	Juba I	MT	-0,075
UHE	Juba II	MT	-0,075
UHE	Jupiaá	SP	1,062
UHE	Jurumirim (A. A. Laydner)	SP	0,730
PCH	Laranjeiras	RS	1,185
UHE	Limoeiro (A. S. Oliveira)	SP	0,504
PCH	Macabu	RJ	0,008
UHE	Marimbondo	MG	1,017
UHE	Mascarenhas	ES	-0,112
UHE	Miranda	MG	0,745
PCH	Morretes	PR	0,747
PCH	Mourão 1	PR	0,958
UHE	Moxotó (Apolônio Sales)	AL	1,488
UHE	Nilo Peçanha	RJ	0,208
UHE	Nova Avanhandava	SP	0,746
UHE	Nova Ponte	MG	0,947
UHE	Paraibuna	SP	0,332
PCH	Paranoá	DF	0,626
UHE	Passo Fundo	RS	1,059
UHE	Passo Real	RS	1,247
UHE	Paulo Afonso I, II e III	BA	1,418
UHE	Paulo Afonso IV	BA	1,532

CENTRAL GERADORA		UF	Tarifa (Tg) R\$/kW.mês
UHE	Peixoto (Mascarenhas Moraes)	MG	0,755
UHE	Pereira Passos	RJ	0,203
PCH	Piabanha	RJ	0,058
PCH	Piau	MG	0,504
UTE	Piratinga	SP	0,726
UHE	Porto Colômbia	SP	0,551
UHE	Porto Primavera	SP	1,166
UTE	Presidente Médici A/B	RS	1,244
UHE	Promissão	SP	0,728
PCH	Rio Bonito	ES	-0,111
UHE	Rosana	SP	0,838
PCH	Salto	MG	0,873
UHE	Salto Caxias	PR	1,687
UHE	Salto Grande	MG	0,445
UHE	Salto Grande (L. N. Garcez)	SP	0,821
PCH	Salto Mimoso	MS	0,722
UHE	Salto Osório	PR	1,471
UHE	Salto Santiago	PR	1,687
UHE	Santa Branca	SP	0,243
UTE	Santa Cruz	RJ	0,188
PCH	Santa Marta	MG	0,927
PCH	Santa Rosa	RS	0,950
UHE	São Simão	MG	1,085
UHE	Segredo	PR	1,680
UHE	Serra da Mesa	GO	1,016
UHE	Sobradinho	BA	1,393
UHE	Suiça	ES	-0,109
UHE	Taquaruçu	SP	1,166
UHE	Três Irmãos	SP	1,101
UHE	Três Marias	MG	0,667
UHE	Tucuruí	PA	1,336
UHE	Volta Grande	MG	0,903
UHE	Xingó	SE	1,616

ANEXO VII

TARIFAS DE USO DAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO COMPONENTES DA REDE BÁSICA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO INTERLIGADO, APLICÁVEIS A UNIDADES CONSUMIDORAS

UNIDADE DA FEDERAÇÃO	Tarifa (Tp) horário de ponta (R\$/kW.mês)
ALAGOAS	1,201
BAHIA	1,270
CEARÁ	1,822
DISTRITO FEDERAL	1,548
ESPÍRITO SANTO	1,784
GOIÁS	1,527
MARANHÃO	1,396
MATO GROSSO	1,617
MATO GROSSO DO SUL	1,338
MINAS GERAIS	1,422
PARÁ	1,714
PARAÍBA	1,641
PARANÁ	1,190
PERNAMBUCO	1,335
PIAUI	1,577
RIO DE JANEIRO	1,617
RIO GRANDE DO NORTE	1,903
RIO GRANDE DO SUL	1,079
SANTA CATARINA	1,238
SÃO PAULO	1,385
SERGIPE	1,326
TOCANTINS	1,220

ANEXO VIII

 TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA				
Nº RESOLUÇÃO	TIPO	DATA EMISSÃO	DATA VALIDADE	ABREVIATURA
393/I	Fornecimento	06/08/03	07/08/03	FORN
393/I	Fornecimento	06/08/03	07/08/03	FORN
001	Fiscal Nacional (MWh)	04/01/96	05/01/96	TFN

GRUPO	CLASSIFICAÇÃO	TUSD + TUST + TE	
		TARIFAS EM R\$ COM ICMS	
		DEMANDA	CONSUMO
B1	<i>Residencial Baixa Renda</i>	Até 30 kWh	0,11159
		De 31 a 100 kWh	0,19124
		De 101 a 150 kWh	0,28690
		De 151 a 160 kWh	0,33663
		De 161 a 220 kWh	0,37404
	<i>Residencial Normal até 150 kWh</i>	0,32802	
	<i>Residencial Normal Acima de 150 kWh</i>	0,38488	
B2	<i>Rural Não Cooperativa Até 500 kWh</i>	0,19490	
	<i>Rural Não Cooperativa Acima de 500 kWh</i>	0,22868	
	<i>Rural Irrigação Até 500 kWh</i>	0,00000	
	<i>Rural Irrigação Acima de 500 kWh</i>	0,00000	
B3	<i>Comercial, Serviços e Outras Atividades</i>	0,38259	
	<i>Industrial</i>	0,38259	
	<i>Podér Público</i>	0,38259	
	<i>Água, Esgoto e Saneamento (Redução 15%)</i>	0,32520	
B4	<i>Iluminação Pública</i>	0,18796	
A3a	<i>Todas as Classes</i>	16,19	0,20400
	<i>Água, Esgoto e Saneamento (Redução 15%)</i>	13,71	0,17340
	<i>Rural Não Cooperativa Até 500 kWh (Redução 10%)</i>	11,80	0,14923
	<i>Rural Não Cooperativa Acima de 500 kWh (Red 10%)</i>	13,85	0,17509
	<i>Coop. Eletrificação Rural Até 500 kWh (Red 50%)</i>	6,56	0,08290
	<i>Coop. Eletrificação Rural Acima de 500 kWh (Red 50%)</i>	7,69	0,09727
A4	<i>Todas as Classes, Exceto Residencial</i>	16,61	0,21277
	<i>Residencial até 150 kWh</i>	15,84	0,17293
	<i>Residencial acima de 150 kWh</i>		0,20291
	<i>Água, Esgoto e Saneamento (Redução 15%)</i>	14,12	0,18086
	<i>Rural Não Cooperativa Até 500 kWh (Redução 10%)</i>	14,26	0,15564
	<i>Rural Não Coop. Acima de 500 kWh (Redução 10%)</i>		0,18262
	<i>Coop. Eletrificação Rural Até 500 kWh (Red 50%)</i>	7,92	0,08647
	<i>Coop. Eletrificação Rural Acima de 500 kWh (Red 50%)</i>		0,10145
AS	<i>Subterrâneo</i>	23,32	0,21235

Validade a Partir do Razão 05 Faturamento Agosto/2003. Percentual de 25,25%
 Definições TUSD, TUST e TE ver folha 5

TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA				
N.º RESOLUÇÃO	TIPO	DATA EMISSÃO	DATA VALIDADE	ABREVIATURA
393/I	Fornecimento	06/08/03	07/08/03	FORN
393/I	Fornecimento	06/08/03	07/08/03	FORN
001	Fiscal Nacional (MWh)	04/01/96	05/01/96	TFN

TARIFAS DE FORNECIMENTO EM R\$ COM ICMS

HORO SAZONAIS - AZUL

SEGMENTOS HORO SAZONAIS		TUSD • TUST • TE			
SUBGRUPOS	COMPONENTES	PONTA		FORA DE PONTA	
		SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A1	Todas	16,44		3,39	
	as Classes	0,09363	0,08187	0,06625	0,05628
A2	Todas	23,13		5,16	
	as Classes	0,14780	0,13696	0,10147	0,09277
A3	Todas	31,19		8,33	
	as Classes	0,16373	0,14552	0,10889	0,09473
A3a	Todas	37,09		12,17	
	as Classes	0,24748	0,22836	0,12001	0,10628
A4	Rural	32,76		10,74	
	(Redução de 10%)	0,21948	0,20250	0,10638	0,09421
	Demais	38,16		12,51	
Classes	Consumo	0,25572	0,23593	0,12395	0,10977
	Todas	39,93		19,25	
AS	as Classes	0,26765	0,24695	0,12972	0,11487

HORO SAZONAIS - VERDE

SEGMENTOS HORO SAZONAIS		PONTA			
SUBGRUPOS	COMPONENTES	PONTA		FORA DE PONTA	
		SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A3a	Todas	12,17		12,17	
	as Classes	1,04703	1,02793	0,12001	0,10628
A4	Rural	10,73		10,73	
	(Redução de 10%)	0,93011	0,91321	0,10632	0,09416
	Demais	12,51		12,51	
Classes	Consumo	1,08367	1,06399	0,12388	0,10971
	Todas	19,25		19,25	
AS	as Classes	1,13407	1,11345	0,12965	0,11480

DE ULTRAPASSAGEM DA DEMANDA - AZUL

SEGMENTOS HORO SAZONAIS		PONTA		FORA DE PONTA	
SUBGRUPOS	COMPONENTES	PONTA		FORA DE PONTA	
		SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A1	Todas as Classes	60,97		12,80	
A2	Todas as Classes	69,39		15,49	
A3	Todas as Classes	93,55		24,99	
A3a	Todas as Classes	111,27		36,51	
A4	Rural (Redução de 10%)	98,27		32,21	
	Demais Classes	114,49		37,52	
AS	Todas as Classes	119,79		57,78	

DE ULTRAPASSAGEM DA DEMANDA - VERDE

SEGMENTOS HORO SAZONAIS		PONTA		FORA DE PONTA	
SUBGRUPOS	COMPONENTES	PONTA		FORA DE PONTA	
		SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A3a	Todas as Classes	36,51		36,51	
A4	Rural (Redução de 10%)	32,20		32,20	
	Demais Classes	37,51		37,51	
AS	Todas as Classes	57,75		57,75	

Validade a Partir do Razão 05 Faturamento Agosto/2003. Percentual de 25,25%
Definições TUSD, TUST e TE ver folha 5

TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

N.º RESOLUÇÃO	TIPO	DATA EMISSÃO	DATA VALIDADE	ABREVIATURA
393/I	Fornecimento	06/08/03	07/08/03	FORN
393/I	Fornecimento	06/08/03	07/08/03	FORN
001	Fiscal Nacional (MWh)	04/01/96	05/01/96	TFN

SERVIÇO EXECUTADO	GRUPO B (R\$)			GRUPO A (R\$)
	MONOFÁSICO	BIFÁSICO	TRIFÁSICO	
Vistoria da Unidade Consumidora	2,72	3,89	7,77	23,34
Aferição de Medidor a Pedido	3,50	5,83	7,77	38,90
Verificação de Nível de Tensão	3,50	5,83	7,00	38,90
Religação de Unidade Consumidora	3,10	4,27	12,83	38,90
Religação de Urgência	15,55	23,34	38,90	77,81
Emissão da 2ª Via de Conta	1,16	1,16	1,16	2,33

EFST/ETST - VER TABELA COMPLETA DE TARIFAS

Observações:

Tarifa de Fornecimento Expressa em kWh

Tarifa Fiscal Nacional (MWh) R\$ 64,48

Definições:

- *TUSD - Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição
- *TUST - Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão
- *TE - Tarifa de Energia

ICMS: Lei Estadual n.º 7.547, de 27/01/89; Regulamentada pelo Decreto 2.870, de 28/08/01, art. 26.

ICMS: Deverá Ser Calculado Conforme a Fórmula: $ICMS = \frac{\text{Importe} \times \text{Alíquota}^*}{100 - \text{Alíquota}}$

* Alíquota:

Classe Residencial: Primeiros 150 kWh	=	12%
Classe Residencial Acima de 150 kWh	=	25%
Demais Classes	=	25%
Classe Rural: Primeiros 500 kWh	=	12%
Classe Rural: Acima de 500 kWh	=	25%

ICMS MUNICÍPIO DE RIO NEGRO-PR

Todas as Classes	=	27%
------------------	---	-----

Validade a Partir do Razão 05 Faturamento Agosto/2003. Percentual de 25,25%