

Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC
Centro Sócio Econômico
Departamento de Ciências Econômicas
Curso de Graduação em Ciências Econômicas

Análise da Composição Tarifária de Energia Elétrica em Santa Catarina

Débora Dutra Mafra

**Florianópolis
2010**

Débora Dutra Mafra

Análise da Composição Tarifária de Energia Elétrica em Santa Catarina

Monografia submetida ao curso de Ciências Econômicas da Universidade Federal de Santa Catarina, como requisito obrigatório para a obtenção do grau de Bacharelado.

Orientador: Eva Yamila da Silva Catela

Florianópolis, 2010.

Universidade Federal de Santa Catarina
Curso de Graduação em Ciências Econômicas

A Banca Examinadora resolveu atribuir a nota _____ a aluna Débora Dutra Mafra na disciplina CNM 5420 – Monografia, pela apresentação deste trabalho.

Banca Examinadora:

Eva da Silva Catela

Prof. *Colocar nome do 2º professor*

Prof. *Colocar nome do 3º professor*

RESUMO

A partir de meados da década de 1990, o setor elétrico brasileiro sofreu fortes mudanças, sendo objeto de regulação por parte da ANEEL. O objetivo da regulação é reproduzir, no desempenho da empresa monopolista regulada, os efeitos da pressão da concorrência (efetiva e potencial) observados em mercados competitivos. No caso específico da regulação de tarifas, a regulação tenta conciliar os interesses da empresa regulada (cobertura de custos operacionais e remuneração justa do investimento) com os interesses dos consumidores (tarifa justa), utilizando para isto, instrumentos regulatórios avançados. O objetivo nesta monografia é apresentar a composição tarifária da empresa concessionária de energia elétrica que atende o estado de Santa Catarina, a Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – Celesc, assim como os processos de revisão tarifária dos últimos anos.

RESUMEN

A partir de mediados de la década de 1990, el sector eléctrico brasileiro sufrió fuertes cambios, siendo objeto de regulación por parte de la ANEEL. El objetivo de la regulación es reproducir, en el desempeño de la empresa monopolista regulada, los efectos de la presión de la competencia (efectiva y potencial) observada en mercados competitivos. En el caso específico de la regulación de tarifas, la regulación intenta conciliar los intereses de la empresa regulada (cobertura de los costos operacionales y remuneración justa de la inversión) con los intereses de los usuarios (tarifa justa), utilizando para esto, instrumentos regulatorios avanzados. El objetivo en esta tesina es presentar la composición tarifaria de la empresa concesionaria de energía eléctrica que atiende el estado de la Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – Celesc, así como los procesos de revisión tarifaria de los últimos años.

SUMÁRIO

<i>CAPÍTULO I</i>	7
<i>1 INTRODUÇÃO</i>	7
1.2 Objetivos	8
1.2.1 Objetivo Geral	8
1.2.2 Objetivos Específicos	8
1.2.3 Justificativa	9
1.3 Metodologia de Pesquisa	10
<i>CAPÍTULO II</i>	12
<i>2 REFERENCIAL TEÓRICO</i>	12
2.1 Teoria da Regulação	12
2.1.1 Instrumentos de regulação	17
2.1.1.1 Empreendimento público	17
2.1.1.2 Regulação por taxa de retorno ou pelo Custo de Serviço	17
2.1.2 Procura pelo “preço ideal”: regulação tarifária	21
2.1.2.1 Preço baseado no custo marginal	21
2.1.2.2 Regra do Ramsey	24
2.1.2.3 Preço-teto (price cap)	25
<i>CAPÍTULO III</i>	29
<i>3. EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL</i>	29
3.1 Desenvolvimento Histórico	29
3.2 A Privatização do Setor e a Configuração Atual	30
<i>CAPÍTULO IV</i>	35
<i>4. A EMPRESA CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.</i>	35
4.1 Breve histórico da Empresa	35
<i>CAPÍTULO V</i>	43
<i>5. ESTRUTURA TARIFÁRIA DA CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.</i>	43
5.1 Tarifa de Energia Elétrica	43
5.2 Composição da Receita e estrutura tarifária.	44
5.2.1.1 Encargos Setoriais	45
5.2.1.2 Encargos de uso das redes elétricas	46
5.2.1.3 Compra de energia	47

5.2.2 Determinação da parcela B	48
5.2.2.1 Metodologia de determinação dos custos operacionais	48
5.2.2.2 Cálculo da Remuneração do Capital	50
5.2.2.3 Cálculo da Depreciação	52
5.3 Revisões tarifárias	52
5.3.1 Aspectos metodológicos da revisão tarifária.	54
5.3.2 A Revisão Tarifária Periódica da Celesc	55
5.3.2.1 Reposicionamento tarifário.	56
5.3.2.2 Resultado do Posicionamento	58
5.3.2.3 Cálculo do Fator X	59
5.3.2.4 Considerações Finais sobre a Revisão Tarifária Periódica 2008	63
6.3.3 Reajuste Anual 2010	64
<i>Resumo dos Componentes Financeiros</i>	<i>69</i>
5.5 Análise dos Resultados	69
5.6 CONCLUSÃO	75
REFERÊNCIAS	78
APÊNDICE 1	81
APÊNDICE 2 - Modalidades Tarifárias	88

CAPÍTULO I

1 INTRODUÇÃO

A utilização de energia elétrica tornou-se um recurso essencial e indispensável ao desenvolvimento social e econômico do Brasil. Nos últimos anos o setor elétrico sofreu diversas transformações, migrando do monopólio estatal para um modelo de mercado regulado.

Por este motivo foi criado em 1997 um órgão regulador do setor, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), cuja missão é proporcionar condições favoráveis para que o Mercado de Energia Elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade. Em 2004, o Governo Federal decidiu implantar um novo modelo institucional para o setor, criando novas entidades: a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, que se ocuparia do planejamento do setor elétrico a longo prazo, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, encarregado de avaliar a segurança do suprimento de energia elétrica e uma instituição para dar continuidade às atividades do MAE (Mercado Atacadista de Energia), relativas à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado (a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE).

Em relação às tarifas, objeto de estudo desta monografia, entre as décadas de 70 e 90, havia uma única tarifa de energia elétrica em todo o Brasil. Esse valor garantia a remuneração das concessionárias, independente de sua eficiência, e as empresas não lucrativas eram mantidas por aquelas que davam lucro e pelo Governo Federal.

Esta situação não incentivava as empresas à eficiência. Em 1993 surgiu a Lei 8631 pela qual a tarifa passou a ser fixada por concessionária, conforme características específicas de cada área de concessão.

A mudança na metodologia de cálculo e determinação das tarifas das concessionárias pode ser considerada como um dos elementos determinantes à consolidação do marco regulatório para este segmento do setor. São três as possibilidades de determinação das alterações tarifárias: reajuste anual, reajuste extraordinário e revisão periódica. A revisão tarifária na medida em que busca determinar os ganhos (ou perdas) de eficiência e uma forma de divisão entre a empresa

e consumidor, determinando, ao mesmo tempo, o equilíbrio econômico e financeiro da empresa e da prestação do serviço.

No presente trabalho, explicitaremos a Tarifa de energia Elétrica da empresa Concessionária de Energia Elétrica que atende o estado de Santa Catarina, a Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – Celesc.

No Capítulo 3 fazemos uma aproximação dos diferentes referenciais teóricos que melhor definem o setor, depois analisamos os diferentes modelos de regulação e terminamos o capítulo, fazendo uma análise do Setor Elétrico Brasileiro.

O capítulo 4 mostra a Evolução do Setor Elétrico no Brasil, e o setor na atualidade.

O Capítulo 5, fala sobre a empresa estudada, seu histórico, desde sua criação, suas mudanças estruturais, e sua atual estrutura.

O capítulo 6, explicita a Estrutura Tarifária da Celesc, o Processo de Revisão Tarifária de 2008 e o Processo de Reajuste Tarifário de 2010, os índices de reposicionamento das tarifas aplicadas pela Empresa Estuda Celesc através do órgão regulador.

O apêndice 1 é composto pelos Componentes Tarifários Externos à Revisão Tarifária de 2008, o apêndice 2 contém as Modalidades Tarifárias da Celesc.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

Analisar a composição tarifária da energia elétrica no Estado de Santa Catarina.

1.2.2 Objetivos Específicos

1. Apresentar um breve histórico do setor elétrico no Brasil.
2. Evidenciar o processo de reestruturação do setor, identificando a natureza da reforma, os novos agentes e as transformações nas estruturas organizacionais.
3. Apresentar a evolução da empresa Celesc Distribuição S.A.
4. Explicar o processo de revisão tarifária aplicado à esta empresa.

1.2.3 Justificativa

Energia é um insumo básico para o desenvolvimento e componente relevante da competitividade sistêmica de qualquer país. Pode ser fator de vantagem ou desvantagem competitiva, em particular para os setores intensivos em energia. Sem energia, ou com energia cara, a economia para e esses setores perderão sua competitividade.

Em todo o mundo se tem observado tendência ao aumento da eficiência e produtividade no setor, com ganhos para os consumidores, através de diminuição das tarifas. Não é o caso do Brasil, onde todas as categorias de consumo apresentam fortes aumentos de preços da tarifa média de fornecimento (R\$/MWh) como podemos ver na Tabela 1 a seguir.

Tabela 1 – Tarifa Média de Fornecimento (R\$/MWh)

Classe de Consumo	2003	2004	2006	2008	2010
Residencial	R\$ 242,00	R\$ 274,73	R\$ 299,91	R\$ 282,02	R\$ 298,53
Industrial	R\$ 131,59	R\$ 159,59	R\$ 215,60	R\$ 216,41	R\$ 234,28
Comercial, Serviços e Outras	R\$ 224,77	R\$ 255,89	R\$ 287,37	R\$ 273,26	R\$ 285,02
Rural	R\$ 138,64	R\$ 165,78	R\$ 185,61	R\$ 178,95	R\$ 194,37
Poder Público	R\$ 225,71	R\$ 261,51	R\$ 306,25	R\$ 296,12	R\$ 309,35
Iluminação Pública	R\$ 133,31	R\$ 152,05	R\$ 167,18	R\$ 158,59	R\$ 165,34
Serviço Público	R\$ 130,80	R\$ 154,29	R\$ 193,43	R\$ 195,07	R\$ 205,63
Consumo Próprio	R\$ 234,62	R\$ 259,71	R\$ 301,29	R\$ 276,33	R\$ 306,26
Rural Aquicultor	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 120,82	R\$ 122,83	R\$ 179,74
Rural Irrigante	R\$ 92,85	R\$ 111,50	R\$ 135,07	R\$ 139,33	R\$ 158,58
Média Geral	R\$ 155,43	R\$ 179,51	R\$ 221,25	R\$ 213,89	R\$ 233,71

Fonte: ANEEL

A Fundação Getúlio Vargas estima uma perda de 8,6 pontos percentuais no crescimento do PIB no período 2006- 2010, o que equivale a R\$ 214 bilhões a preços de 2005, se a tendência de elevação de preços da energia não for revertida.

Com o Programa Nacional de Desestatização iniciou-se em 1990 o processo de reformas do setor elétrico, que priorizou o segmento de distribuição. As empresas concessionárias deixaram de calcular a tarifa pelo custo do serviço e adotou-se a metodologia de *price cap*. Esta mudança foi precedida, em 1993, pelo fim da equalização tarifária que estabelecia uma tarifa única para todo país.

O assunto é de extrema relevância, pois 2015 é o ano das renovações de concessão das empresas de energia elétrica, e a composição tarifária é um dos principais itens analisados para a renovação da concessão.

1.3 Metodologia de Pesquisa

Ciência como forma de conhecimento é a tentativa de compreender racionalmente a realidade, na busca da verdade, das leis que potencializem a ação consciente do homem sobre o seu meio e sobre si mesmo. O conhecimento científico busca por meio da formulação de problemas, uma clareza de abordagem da realidade.

A economia caracteriza-se como ciência social ou humana porque tem objetos definidos: a produção, a distribuição e o uso de bens e serviços. Seu esforço consiste em estudar sistematicamente a ocorrência dos fenômenos que compõe seu objeto.

A ciência econômica volta-se para seu objeto de estudo, para a realidade da reprodução econômica.

A relação sujeito-objeto acontece tanto em projetos individuais como coletivos, sendo que determinar o quão de individual e de coletivo caracteriza a natureza mais profunda da ação do homem é um dos focos da investigação no âmbito da economia.

No estudo apresentado os agentes econômicos são:

- empresa - a empresa estudada, Celesc Distribuição S.A. A Agência Nacional de energia Elétrica ANEEL, agencia reguladora que estabelece a empresa de referência.
- famílias – consumidores.

Segundo Bochi (2004), os estudos de ciência econômica podem ter três finalidades principais:

- a) Descrição, o que inclui a mensuração, análise e projeção da produção, distribuição e consumo. Aqui se trata dos estudos mais empíricos da economia, utilizando-se de técnicas de pesquisa em Economia, com recurso aos métodos quantitativos e á história, além da própria teoria econômica aplicada;
- b) A compreensão e explicação dos mecanismos que atuam no processo econômico, bem como seu comportamento no tempo.

- c) Compreensão das condições institucionais e instrumentos de intervenção econômica, tanto no campo microeconômico, quanto no campo macroeconômico.

Desta forma podemos dizer que este trabalho atende as três finalidades;

- ao método descritivo ao descrever a estrutura tarifária da empresa estudada,
- a compreensão e explicação dos mecanismos que atuam no processo econômico, ao explicitar como ocorrem as revisões tarifárias e quais seus objetivos.
- a compreensão dos instrumentos de intervenção na atividade econômica, ao mostrar o papel do regulador na tarifa da empresa estudada.

A metodologia deste trabalho utiliza método descritivo, tendo como característica a observação da empresa estudada, a análise da revisão tarifária de 2008 e da revisão anual de 2010.

A pesquisa ainda pode ser classificada em qualitativa. A pesquisa qualitativa considera que há uma relação dinâmica entre o mundo real e o sujeito, isto é, um vínculo indissociável entre o mundo objetivo e a subjetividade do sujeito que não pode ser traduzido em números. A pesquisa que serve de suporte para o estudo, concentra-se numa revisão bibliográfica seguida de uma pesquisa documental. A primeira é fundamentada em material já elaborado, monografias, teses de mestrado, artigos científicos, livros, para explicar o histórico do setor elétrico no Brasil, o histórico da empresa Celesc, e principalmente a forma como o governo interfere na regulação econômica através da regulação dos mercados. A revisão documental é elaborada a partir de materiais que não receberam tratamento analítico; é a fonte dos dados e valores da empresa estudada e do órgão regulador.

Desta forma mostramos no trabalho o objeto das revisões tarifárias da empresa estudada e seus efeitos para a empresa e para os consumidores

CAPÍTULO II

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Cada modelo de regulação se adapta à realidade do setor regulado e a teoria, sempre que possível propõe mudanças nos modelos de forma a aperfeiçoá-los e reduzir os problemas que ainda possam persistir na regulação de infra-estrutura.

Definir uma política regulatória implica contar com um modelo de mercado ideal que sirva como guia. A concorrência é um dos mecanismos de mercado que melhor atende os objetivos de eficiência econômica e de bem-estar dos consumidores. A necessidade de regular um setor parte da inexistência de forças do mercado no mesmo, que garantam que esse setor seja competitivo.

O objetivo deste capítulo é apresentar o desenvolvimento recente em teoria de regulação, que serve como guia do setor elétrico brasileiro.

2.1 Teoria da Regulação

A economia da regulação refere-se tipicamente a restrições governamentais sobre as decisões das firmas a respeito do preço, quantidade e entrada e saída. A justificativa para a intervenção governamental é que sob determinadas condições a concorrência não funciona muito bem. Duas circunstâncias comuns são que uma indústria se caracterize por ser um monopólio natural ou que existam externalidades.

O problema com o **monopólio natural** é que existe um conflito entre eficiência distributiva e eficiência produtiva. A eficiência produtiva requer que uma única firma produza, pois só desta maneira os custos são minimizados, mas a eficiência distributiva não é alcançada já que o preço não é igual ao custo marginal. Na figura 1 a seguir, apresentamos este caso.

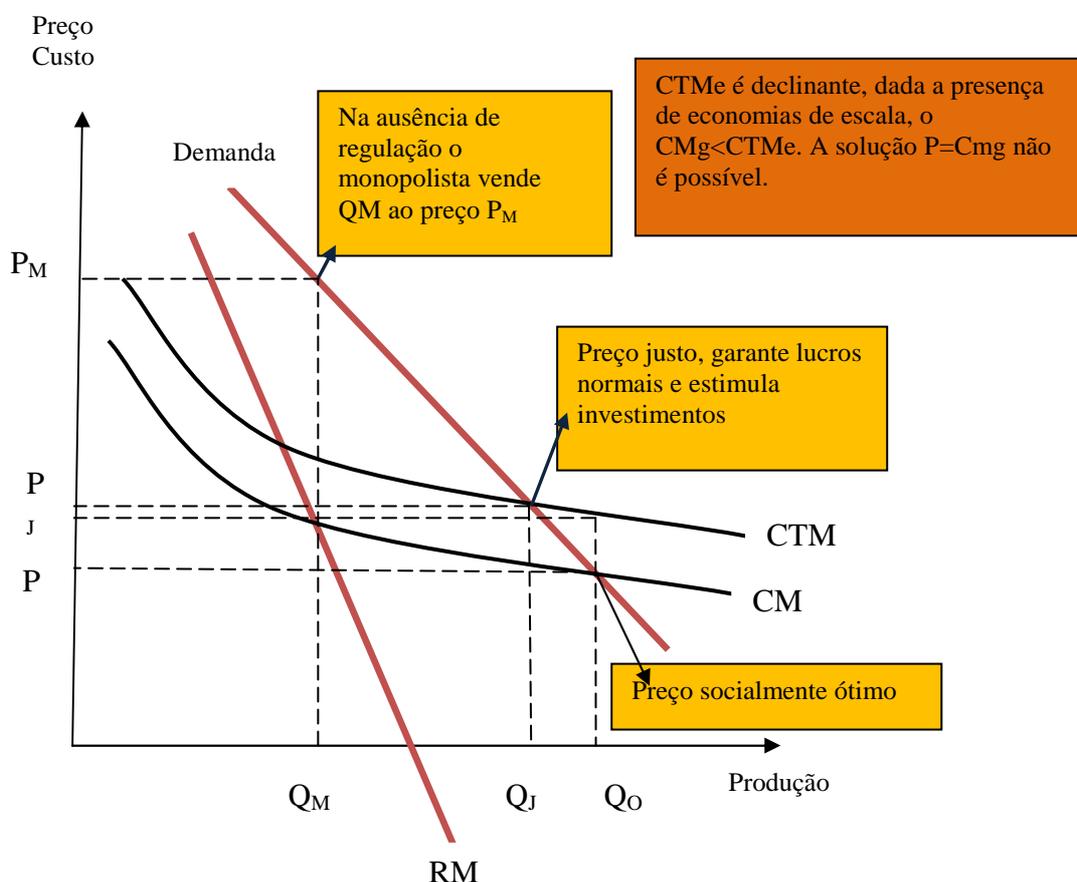
Formalmente, uma indústria é considerada monopólio natural se, sob um tipo relevante de produção, a função de custo da firma é subaditiva (Baumol et alli, 1982). A função de custo $C(y)$ será estritamente subaditiva em e se para qualquer quantidade de produto $y^1, \dots, y^k, y^j \neq y, j = 1, \dots, k$, tal que para: $\sum y^j = y$ temos que $C(y) < \sum C(y^j)$.

Determinada a subaditividade, que por definição implica que uma firma pode produzir um determinado produto de forma mais econômica que em qualquer combinação de muitas firmas, os autores introduzem a seguinte proposição:

- i) Custo Marginal decrescente no produto y implica que o custo médio decresce em y ;
- ii) Isto implica que a função de custo é subaditiva em y ;
- iii) Porém, a reversão desta conclusão não é verdadeira – subaditividade não implica custo médio declinante e custo médio declinante não implica custo marginal declinante.

Supondo o caso mais comum em que o preço = custo marginal não é lucrativo, apresenta-se um problema de política pública. O problema é de que maneira a sociedade pode-se beneficiar da produção ao menor custo – que requer a produção de uma firma só- sem sofrer o preço do monopólio.

Gráfico 1 - Monopólio Natural e Regulação



Fonte: Byrns (1996)

Acontece que se há economias de escala em toda a amplitude relevante da produção pode existir um problema típico de monopólio natural: se for estabelecido que a firma monopolista deve produzir com o preço ótimo desde o ponto de vista do bem-estar social (preço= custo marginal), esse preço não cobrirá os custos médios. O preço que permitirá obter um lucro normal por parte da firma, cobrindo os custos médios é superior ao preço ótimo social. Isto é devido ao fato de que como o custo médio (CMe) é declinante, pela presença de economias de escala, o custo marginal é inferior ao médio. Desta maneira, não é possível a solução socialmente ótima (Pinto e Fiani, 2002).

Uma **externalidade** existe quando a ação de um agente econômico afeta a utilidade ou a função de produção de um outro agente e o primeiro não se preocupa com que o seu comportamento afete o bem-estar do segundo.

Quando uma indústria é regulada, os resultados em termos de eficiência produtiva e alocativa são determinados tanto pelas forças do mercado quanto por processos administrativos (Viscusi *et alii*, 1995).

Até meados dos anos sessenta, a teoria da regulação prevalecente era aquela denominada como “análise normativa como teoria positiva”. “A idéia central, desde Adam Smith, era que as falhas de mercado seriam a justificativa para a intervenção reguladora. Monopólios naturais e a presença de externalidades encabeçavam a lista” (Salgado, 1997: 82)

Do momento em que o Estado deixou de ser visto como uma entidade cujo objetivo é o bem público, começaram a aparecer novas contribuições em relação à regulação econômica. A partir dos anos sessenta, dada a regularidade empírica acerca de que a regulação é pró-produtor, começou o desenvolvimento da Teoria da Captura, proposta em primeiro lugar por Stigler (1971) e Posner (1974) e desenvolvida por Peltzman (1976): a regulação não estaria correlacionada com a existência de falhas no mercado, senão que seria “capturada” por grupos de interesse de diversos tipos de indústrias – competitivas ou não - interessados em garantir rendas extraordinárias (Viscusi et al., 1995). Desta maneira, as agências reguladoras atenderão o interesse de grupos de produtores mais do que o interesse público (Chang, 1997).

O fato de que, dependendo da indústria regulada, o bem-estar de diferentes grupos de interesse fosse alcançado com a regulação, levou à necessidade de uma teoria que explicasse esse fenômeno. A primeira grande ruptura nesse sentido pode ser

encontrada na contribuição de Stigler. O autor tentava dar uma nova resposta à questão acerca da existência dos motivos que determinam que exista a regulação. E conseguiu dar um bom suporte à concepção do regulador como agente capturado por grupos privados. Dois pressupostos sustentam a hipótese no que se refere a que a regulação é oferecida em resposta a demandas de grupos de interesse que agem para maximizar a sua receita:

- i) o recurso básico do Estado é o seu poder de coerção e o grupo de interesse que convencer o Estado de usar esse poder para o seu benefício, aumentará o seu bem-estar;
- ii) os agentes são racionais no sentido de que as suas ações são maximizadoras de utilidade.

Os modelos de Stigler e de Peltzman, tentam prever quais os tipos de indústria serão regulados e que grupos de interesse controlarão essa regulação.

Três elementos importantes encontram-se nos modelos destes autores: i) a regulação redistribui riqueza; ii) o regulador tenta maximizar uma função objetivo de apoio político conjunto M , sendo definida como $M(P,r)$, onde P é o nível da tarifa do agente regulado e r sua taxa de lucro; iii) os grupos de interesse – consumidores e indústria -, concorrem por oferecer o máximo de apoio político em troca de legislação favorável.

A hipótese é que o agente regulador tenta conquistar o máximo apoio possível de duas maneiras: pelo lado dos consumidores, mantendo a tarifa o mais baixa possível; pelo lado da indústria, garantindo a maior taxa de lucro possível, supondo uma taxa integral decrescente entre P e r (na medida em que diminui a tarifa, uma maior taxa de lucro deve ser dada à indústria para ser “compensada” e vice-versa), o que determinará um limite para trocar o apoio de um grupo pelo de outro (Fiani, 1998a).

A primeira conclusão a ser feita, segundo esses pressupostos, diz a respeito da tarifa: o regulador implementará um preço intermédio entre o preço competitivo e o preço que existiria se a indústria se comportasse como monopólica.

Outra conclusão importante tem a ver com quais as indústrias que serão reguladas: devemos esperar que, dados os formatos de $M(P, r)$ e da função $r(P)$, as indústrias mais suscetíveis de serem reguladas são aquelas relativamente monopolísticas ou relativamente competitivas. Em ambos os casos, algum grupo de interesse terá lucros de importância: no primeiro caso os consumidores (pensar, por exemplo, no caso de

telecomunicações); no segundo caso, as empresas terão muito para ganhar da regulação (por exemplo, preços agrícolas subsidiados). “Assim, é estabelecido um critério para teste da hipótese acerca de quais as indústrias que serão reguladas, a partir da consideração explícita dos grupos de interesse.” (Fiani, 1998).

Como resultado geral, a regulação beneficiará aquele grupo de interesse mais bem organizado e que ganhe mais com a regulação. Especificamente, a regulação tende a beneficiar mais pequenos grupos com preferências fortes às custas de grandes grupos com preferências fracas. Isto porque quanto menor é o grupo, maior é o efeito de *free rider* já que a contribuição de recursos de cada membro tem um impacto proporcionalmente maior sobre o impacto total do grupo do que no caso de grandes grupos.

Essa revolução teórica culminou em uma reforma prática da regulação econômica nos anos oitenta, com várias inovações tais como o RPI-X na Inglaterra. Esta perspectiva mais prática será tratada a seguir, analisando em primeiro lugar os diferentes instrumentos da regulação e de aspectos chaves em relação ao surgimento de competência em determinados segmentos.

Se não existisse uma vantagem para a empresa regulada o problema seria de fácil resolução: em função da tecnologia (função de custos) e da demanda existentes, o regulador computaria quais são as tarifas e os níveis de qualidade que a empresa deve implementar com o fim de maximizar o superávit líquido dos consumidores, permitindo o autofinanciamento da empresa a longo prazo ou alguma outra função de bem-estar social.

Porém, tipicamente as empresas reguladas têm informação superior com relação às decisões que adotam e que afetam seus próprios custos, por um lado, e com relação à tecnologia ou demanda efetivamente existente, pelo outro. A primeira alternativa gera problemas de “*moral risk*” (Urbiztondo, 1998), isto é, dificuldades para induzir o esforço ótimo com a regulação. E a segunda alternativa, produz problemas de “seleção adversa”, isto é, inconveniente para identificar as características da empresa e assim extrair as rendas informativas das quais pudesse dispor.

2.1.1 Instrumentos de regulação

2.1.1.1 Empreendimento público

Um das soluções atuais para o monopólio natural é o empreendimento público, ou propriedade e operação do monopólio natural por parte do governo. Trata-se, em geral, de uma solução freqüente nos setores de serviços públicos. Por exemplo, energia elétrica, telecomunicações, gás e ferrovias são predominantemente públicos em países da Europa.

Em princípio, o empreendimento público pode ser visto como uma boa alternativa. Os administradores públicos podem maximizar diretamente o excedente econômico total, sem necessidade de regulações que tentem aproximar a procura pela maximização de lucros das empresas do interesse público.

Como resposta ao amplo consenso da década de noventa, a respeito da privatização a qualquer custo, Stiglitz (1998 e 2002) mostra que não sempre o caminho inevitável é a privatização de serviços públicos. Se, por exemplo, se outorgarem licenças a operadores privados que concorram com o empreendimento público, a pressão sobre a empresa estatal pode fazer que esta se torne mais eficiente sem necessidade de privatização. Sem dúvida, dois ingredientes essenciais de uma economia de mercado são a propriedade privada e a concorrência. Mas, a ordem em que esses ingredientes são introduzidos é sumamente importante. Se a privatização for introduzida antes que a concorrência, ou sem ela, o monopólio privado pode resultar mais eficiente em termos de bem-estar, que o empreendimento público.

2.1.1.2 Regulação por taxa de retorno ou pelo Custo de Serviço

Segundo Pires e Piccinini (1999) a regulação da taxa de retorno é o regime utilizado para a regulação tarifária dos setores de monopólio natural.

No processo de regulação por taxa de retorno, o regulador arbitra um vetor tarifário (tarifas para cada tipo de produto ou serviço da firma regulada), tentando

garantir para a firma regulada uma taxa de retorno sobre o capital investido que permita obter as receitas necessárias para cobrir os riscos assumidos e permanecer na atividade.

As receitas totais, derivados dos vários produtos ou serviços prestados pela firma regulada deve ser igual à soma dos custos operacionais de cada fornecimento (custos variáveis de cada produto ou serviço) mais a depreciação do capital, e ainda deve sobrar uma taxa de lucro normal sobre o capital investido.

A determinação prática desta proposição envolve uma série de inconvenientes, associados a conhecer os legítimos custos da firma, incluindo a taxa requerida sobre o investimento (Viscusi et al., 1997; Pinto & Fiani, 2002):

- Determinação do capital a depreciar: a inclusão indiscriminada de qualquer ativo incentivaria a empresa para investir excessivamente, não só em ativos de pouca utilidade para as tarefas produtivas, como inclusive a manter ativos úteis à atividade produtiva, sobredimensionados com relação à demanda, isto é, capacidade ociosa.
- Determinação da taxa de retorno: qual é a taxa de retorno normal ou adequada? A solução mais óbvia seria uma taxa de retorno igual ao custo de capital da empresa, de maneira que a empresa não obtenha lucros extraordinários nem teria obstáculos para continuar com as suas atividades. O problema é que obter o verdadeiro custo de capital de uma empresa é uma difícil tarefa.
- Determinação do custo variável: isto exige não só conhecer a fundo a contabilidade da empresa regulada, senão também o seu processo produtivo, o que requer um corpo técnico altamente especializado por parte dos reguladores.
- Determinação da receita da empresa: já que as próprias tarifas acabam influenciando a quantidade demandada (através das funções de demanda inversa), ao estabelecer as tarifas, o regulador acaba influenciando as quantidades vendidas e indiretamente o custo variável. É necessário, então, conhecimento preciso da demanda para evitar desequilíbrios entre receita e custos.

Segundo Pires e Piccinini (1999) a definição da taxa de retorno é uma forma indireta de determinação de preços, uma vez que, através da sua aplicação, estes serão reajustados sempre que for necessária a recomposição da receita de forma a garantir a taxa de retorno permitida pela agência reguladora. Para evitar o excesso de lucros, o regulador deve determinar a taxa de retorno através de um processo de negociação com

a prestadora do serviço. As autoridades devem adotar os princípios de “razoabilidade” para a remuneração dos acionistas e investidores, “atratividade” para os investimentos necessários e “simplicidade” para a administração dos serviços.

Dada a complexidade sua operação, é um método adequado apenas quando as condições de custos e demanda, não variam de maneira significativa em períodos relativamente curtos de tempo, isto é, quando mantém uma certa estabilidade. Além disso, se requer a observabilidade do custo ou do benefício, tecnologia da firma e esforços de redução de custos. Por outro lado, este método, na medida em que tenta garantir uma taxa de lucro mínima, não provê estímulos adequados ao aumento de eficiência, tão importante em fases de mudança tecnológica acelerada.

Por último, aponta-se outro problema desse tipo de regulação: o chamado efeito Averch-Johnson. Esse efeito deriva de que a agência reguladora, ao estabelecer a taxa de retorno adequada para a operação da firma regulada, que irá servir como base para o cálculo das tarifas, tende a estabelecer essa taxa de retorno acima do valor do mercado, tornando assim o capital para a empresa regulada mais barato do que realmente é. Assim, a firma tenderá a utilizar relativamente mais capital do que outros insumos, gerando desse modo um produto a um custo ineficientemente alto. A idéia chave é que já que os lucros variam diretamente com a taxa base (capital), a firma tende a substituir capital demais por outros insumos.

As críticas à falta de minimização do custo inerente à regulação da taxa de retorno levaram à Inglaterra e aos Estados Unidos à proposta de preços máximos. Basicamente foi produzido um movimento de regulação por custos a uma regulação de preços fixos.

Segundo Pires e Piccinini (1999) a preocupação de estabelecer preços não-discriminatórios fez com que, durante muito tempo, o regime tarifário pelo custo do serviço não abordasse devidamente as diferenças de custos existentes com relação às diversas categorias de consumidores, resultando em ineficiências alocativas. Se, por um lado, esse critério tinha um apelo social ao buscar preservar a garantia de universalidade e igualdade de tratamento entre os consumidores, por outro, arbitrava aleatoriamente a distribuição dos custos dos serviços prestados entre eles.

Em razão disso, Joskow e Schmalensee (1986) construíram uma nova versão para a tarifação pelo custo do serviço. Conhecido como *Sliding Scale Plane*,¹ o método

¹ Expressão derivada do sistema de tributação calculado com taxas que variam devido à mudança das condições originais, quando da sua estipulação.

acrescenta um parâmetro que socializa, entre produtores e consumidores, a diferença entre a taxa de retorno desejada e aquela observada na prática. Seu principal objetivo é criar mecanismos de incentivo à eficiência produtiva das firmas através do exercício de um sistema inovador de revisão tarifária pelo regulador. Este método tem a seguinte formulação:

$$r_e = r_i + h(r^* - r_i)$$

sendo:

r_e = taxa de retorno efetiva aos preços atuais;

r_i = taxa de retorno inicial;

r^* = taxa de retorno desejada; e

h = constante, variando entre 0 e 1.

O fator-chave da fórmula é o valor estipulado pelo regulador para a constante h nos processos de revisão tarifária. Se $h = 1$, as tarifas seguirão o critério *cost-plus* tradicional, pois as concessionárias terão a garantia da taxa de retorno esperada. Se $h = 0$, as tarifas estarão seguindo um critério *fixed-price*, com todos os ganhos (no caso de a taxa atual superar a taxa esperada) ou prejuízos (caso inverso) sendo incorporados pela firma. Caso o regulador opte por repartir lucros ou prejuízos entre firmas e consumidores, deverá adotar uma posição intermediária (entre 0 e 1).

Apesar de ser generalizado nos Estados Unidos, principalmente no setor de telecomunicações, seu uso é recente, não existindo ainda análises definitivas sobre seus efeitos práticos sobre o comportamento das firmas e a eficiência econômica.

Destaca-se, como vantagem desse método, a possibilidade de o regulador beneficiar os consumidores e minorar o risco dos investidores, ao reduzir os preços em função dos ganhos de produtividade e repassar os custos eventuais não previstos nos períodos de revisão das tarifas.

Sua desvantagem refere-se ao custo regulatório elevado, semelhante àquele incorrido na versão tradicional da tarifação pelo custo do serviço, já que é necessário um cálculo apurado de taxas de retorno das firmas e um monitoramento contábil, ambos sujeitos a todos os problemas oriundos das assimetrias informacionais de um mercado monopolista [Braeutigam e Panzar (1993)].

2.1.2 Procura pelo “preço ideal”: regulação tarifária

Existem várias alternativas a serem analisadas quanto a preço ideal. Em primeiro lugar, a solução de preço baseada em custo marginal linear. Em segundo lugar, será examinada a alternativa de Ramsey e depois, opções de preço não linear.

2.1.2.1 Preço baseado no custo marginal

O preço que se iguala ao custo marginal responde ao requisito de eficiência econômica, tanto alocativa (o preço igual ao custo marginal implica que toda a demanda é satisfeita ao preço eficiente), como produtiva (minimizam-se os custos de produção); porém, aparecem várias dificuldades.

Segundo Pires e Piccinini (1999), a tarifação pelo custo marginal procura transferir ao consumidor os custos incrementais necessários ao sistema para o seu atendimento. As tarifas são, então, diferenciadas de acordo com as distintas categorias de consumidores (residencial, comercial, industrial, rural etc.) e com outras características do sistema, tais como as estações do ano, os horários de consumo, os níveis de voltagem, as regiões geográficas etc.

Para definir uma estrutura tarifária que leve em conta os custos marginais, devem ser consideradas três requisitos básicos; *a*) a definição da potência requerida, em kW, expressa pela taxa do fluxo de energia por unidade de tempo; *b*) a energia total consumida em kWh; e *c*) a desagregação das diferentes características consideradas na definição da tarifa, a saber: categorias de consumidores, horários de utilização etc.

Estes requisitos qualificam e quantificam o comportamento da demanda, permitindo, assim, a identificação dos custos marginais de fornecimento. A partir dos dados sobre a potência requerida, a energia consumida e as características que compõem a demanda, torna-se possível modelar as curvas de carga típicas dos consumidores e do sistema, caracterizar os usos e hábitos de consumo e prever a evolução do comportamento da demanda de acordo com as categorias de consumidores.

Os principais tipos de tarifas, inspiradas no princípio do custo marginal, são:

- *monômias*: tarifas definidas apenas com base na energia consumida - tarifa de consumo;

- *binômias*: tarifas que incorporam dois componentes de faturamento, a saber: um referente ao consumo de energia (tarifa de consumo) e outro equivalente à demanda máxima de potência requerida no período de utilização de ponta do sistema (tarifa de demanda);
- *horosazonais*: tarifas diferenciadas para grandes consumidores, de acordo com as horas do dia e/ou estações do ano;
- *em blocos*: o preço unitário varia de acordo com o total de kWh consumido, e a tarifa é *progressiva* no caso de a estrutura conter preços mais reduzidos para os primeiros blocos de consumo, método utilizado para beneficiar consumidores de baixa renda (no caso em que o preço diminui com o aumento do consumo, a tarifa é *decrecente* e visa incentivar o aproveitamento das economias de escala do sistema);
- *interruptíveis*: modalidade tarifária em que o consumidor concorda em ser desconectado sempre que existir dificuldade de fornecimento de energia por parte da concessionária;
- *instantâneas*: tarifas cujos valores apresentam grandes variações em curtos períodos de tempo, normalmente usadas para estimular a utilização de eventuais sobras de energia do sistema e que compõem o mercado *spot* de energia elétrica.

Devido ao fato dos serviços de energia elétrica envolverem vultosos investimentos em capital fixo e, em geral apresentarem economias crescentes de escala, dificulta a aplicação do princípio de custo marginal. A tarifação pelos custos marginais geraria o risco de não remunerar nem mesmo a parcela de capital variável utilizada para o atendimento ao consumidor.

A alternativa seria a cobrança de uma taxa adicional para a cobertura dos custos fixos. Entretanto, como os consumidores têm preferências diferenciadas e desconhecidas, esta intervenção pode trazer ineficiências e, inclusive excluir do mercado consumidores de baixa renda [Armstrong, Cowan e Vickers (1994)].

A solução de *second-best* para a distribuição dos custos fixos, mas também prejudicada pela assimetria de informações, é a adoção da Regra de Ramsey (*Ramsey Pricing Rule*).

A tarifação pelo custo marginal, traz uma série de dificuldades para sua aplicação prática, cabendo destacar as seguintes: assimetrias informacionais;

penalização dos *peak-users* pelo acréscimo dos custos fixos; análise de custo-benefício para o desenvolvimento e adoção de medidores adequados (digitais); e aquisição de *expertise* para modelagem de previsão de elasticidades e de curvas de demanda. Além disso, esse método confronta-se com restrições regulatórias relacionadas às características de serviço público, tais como razoabilidade e preços não discriminatórios e geograficamente uniformes. (Pires e Piccinini, 1999)

O critério tarifário baseado no princípio do custo marginal representa uma evolução em termos de eficiência econômica. Para contornar as dificuldades, sua adoção tem ocorrido em conjunto com outros métodos tarifários.

A incorporação do conceito do custo marginal nos critérios tarifários tem levado a dois resultados relevantes no setor elétrico: um melhor gerenciamento da demanda e uma sinalização para os preços da energia nos segmentos desregulados da indústria (mercado *spot*).

O primeiro efeito está relacionado à implementação, por parte das *utilities*, de políticas de incentivo à eficiência energética, que teve início após a crise do petróleo dos anos 70. O método do custo marginal passou a ser utilizado para criar uma estrutura de preços que permitisse às empresas melhor aproveitamento da capacidade instalada e redução das necessidades de investimentos na expansão do sistema.²

O segundo resultado prático da aplicação do método de tarifação pelo custo marginal está relacionado à constituição de segmentos de mercado desregulados, tais como os mercados *spot* de eletricidade, onde a tarifação pelo custo marginal torna-se mais adequada para sinalizar as transações econômicas. Estes *pools*, implementados a partir da garantia de acesso à rede (*open access*), estão sendo constituídos na maioria dos países que vêm reestruturando seus setores elétricos, como no caso do Brasil.³

² A legislação norte-americana de 1978, conhecida como *Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA)*, incentivava, entre outras medidas, a tarifação pela carga de pico do sistema, viabilizando a otimização dos investimentos, a proteção do meio ambiente e a minimização dos custos dos sistemas elétricos [Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (1995)]. No Brasil, a partir do final da década de 80, foram incorporados alguns princípios tarifários com base no custo marginal. As tarifas foram diferenciadas por classes de consumidores e por níveis de tensão. Posteriormente, passaram, também, a ser diferenciadas de acordo com os períodos do ano, os horários de consumo e o nível de garantia do fornecimento. Apesar das dificuldades de conciliação com a tarifação pelo custo do serviço, a introdução de tarifas horárias teve impactos positivos na *curva de carga diária* do sistema.

³ No Brasil, a tarifa da energia do mercado *spot*, prevista no modelo de reestruturação do setor elétrico, terá como base o custo marginal de longo prazo (de expansão do setor).

2.1.2.2 Regra do Ramsey

A seguir é analisado o caso em que a conformação de uma indústria necessita da existência de um marco regulador, e para a qual a regra de fixação de preços que utiliza o modelo de concorrência perfeita implica que as empresas reguladas incorram em perdas.

A solução de Ramsey determina um preço que verifica o ótimo de Pareto, mas sujeito ao requisito de que as receitas da empresa cobrem os custos totais. Trata-se de uma solução para monopólios multiprodutos, onde os preços dos produtos ou serviços são estabelecidos de forma a minimizarem as perdas de bem-estar dos consumidores, resultante da necessidade do monopolista de cobrir os seus custos totais, considerando que sob monopólio natural os preços não se igualam aos custos marginais. Trata-se de uma solução de preços lineares, as despesas do consumidor variam na mesma proporção que a quantidade consumida.

O preço de Ramsey para o produto i vai ser dado pela seguinte equação:

$$\frac{p_i(q_i) - CMg_i}{p_i(q_i)} = \frac{-\lambda}{1+\lambda} \cdot \frac{1}{e_i}$$

Onde λ é uma constante e e_i é a elasticidade-preço da demanda por i .

O preço do produto i é inversamente proporcional à sua elasticidade: quanto maior esta é, menor será o preço. Ou, a diferença relativa entre preço e custo marginal guarda uma relação inversa com o valor absoluto da elasticidade da demanda desse bem (Beker et al., 2001).

A lógica da fórmula de Ramsey é a seguinte. O nível máximo de bem-estar econômico é atingido fixando o preço de cada produto igual ao custo marginal. Se estes preços gerarem receitas que não cobrem os custos totais da empresa, os preços devem ser modificados para que os bens continuem sendo oferecidos pelas empresas privadas, sem levá-las à falência e sem subsídios do Estado.

Porém, todo desvio de preços a respeito do custo marginal cria algumas ineficiências. O objetivo é revisar os preços de modo a ser minimizada a necessidade de se desviar do custo marginal e conseguir incrementar a receita total da empresa. Para isso, os preços daqueles produtos com menor elasticidade-preço devem ser mais

incrementados, já que neste caso a quantidade demandada diminui em menor magnitude que nos outros produtos e, então, permite incrementar em maior proporção a receita, de modo a eliminar o déficit.

2.1.2.3 Preço-teto (price cap)

Este método é baseado em reduções tarifárias preestabelecidas em relação a uma magnitude base. Este sistema consiste em estabelecer um limite superior para que a indústria regulada aumente seus preços. Este limite pode ser estabelecido para cada preço individualmente ou para a média de preços dos serviços providos pela indústria regulada.

O price-cap foi originalmente adotado na Inglaterra como uma alternativa ao método de tarifação pela taxa interna de retorno, tendo em vista a avaliação negativa deste critério por parte dos novos reguladores [Littlechild (1983)].

No caso da versão inglesa, chamada de Índice de Preços de Varejo Menos X, o teto de reajuste é estabelecido como sendo um índice geral de preços menos um valor X a título de produtividade. Este teto de reajuste vale entre os períodos de revisão tarifária, quando a tarifa que serve como base do reajuste é revalidada. Desta maneira, em um contexto inflacionário, pode ser entendido como um sistema de indexação parcial de preços.

Pinto & Fiani (2005) apontam várias vantagens no que se refere a outros métodos empregados em regulação. Em primeiro lugar, é um método que recai exclusivamente nos serviços em que a empresa regulada atua como monopolista. Assim, supondo uma empresa multiproduto, que atue também em mercados competitivos, o IPV – X incidirá apenas naqueles mercados em que a empresa efetivamente atua como monopolista. Nos outros mercados não há necessidade de regulação. Desta forma, evita-se ainda que a empresa utilize uma política de subsídios cruzados, subsidiando os preços dos segmentos competitivos com os lucros extraordinários obtidos no segmento monopolista, de modo a praticar preços predatórios contra os seus concorrentes.

Em segundo lugar, já que toda redução de custos é apropriada pela empresa, espera-se que este método estimule a eficiência produtiva e promova a inovação. A empresa regulada apropria-se integralmente do lucro resultante da diferença entre o reajuste ao qual tem direito, em função do aumento do índice de preços I, e o

crescimento inferior dos seus custos. Desta forma, cria-se um sistema de incentivos poderoso quanto ao número de produtividade, via maior eficiência produtiva ou inovações.

Por último, dada a simplificação do processo regulatório, o custo do aparelho regulatório será baixo, uma vez que este se limita ao cálculo de índice de preços, e o processo se encontra menos sujeito ao risco de ser manipulado pela empresa regulada, com informações falsas sobre demanda e custos.

O método do preço-teto também apresenta problemas, sendo o mais sério a possibilidade de baixos investimentos. É que uma das maneiras de aumentar a taxa de lucro quando há um teto de receita é reduzir a base de capital sobre a qual é calculada a taxa. O sistema de preço-teto tem, portanto, o resultado indesejável de promover os subinvestimentos. Para minimizar este problema é exigido à agência reguladora um esforço adicional para controlar os planos de investimento e qualidade dos serviços prestados pela firma regulada.

Para Laffont (1997), os lucros de eficiência prometidos pela regulação através de preços máximos têm que ser compensados com as inevitavelmente mais altas rendas de informação que devem ser cedidas.

2.3 Regulação Setor Elétrico: aplicação dos conceitos introduzidos.

Os setores de transmissão e distribuição de energia elétrica são monopólios naturais, e por este motivo estão sujeitos à regulação. Os modelos de regulação tarifária utilizados no setor elétrico são basicamente os seguintes: tarifação pelo custo do serviço ou regulação da taxa interna de retorno (historicamente adotado no Brasil), tarifação com base no custo marginal e o price-cap.

Além do modelo tarifário, as agências reguladoras desenvolveram mecanismos complementares, com o objetivo de mitigar os problemas surgidos. Merecem destaque o intervalo de revisão das tarifas, o mecanismo de *yardstick competition* (que estabelece padrões de eficiência) e as licitações para concessão de serviço público.

O processo de reestruturação da indústria elétrica brasileira tem como fundamento a Lei de Concessões que estabelece regras para tarifas, licitação,

autorização e permissão de concessão, bem como determina as cláusulas presentes nos contratos de concessão.

A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) disciplina o regime de concessões de serviço público de energia elétrica, onde são estabelecidos os princípios básicos para o processo de descentralização e delegação de atividades para os estados da federação. Como agência federal de regulação do setor, tem como função a regulação e a fiscalização das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. A ANEEL estabelece as condições gerais de acesso ao sistema de transmissão e de distribuição e regula as tarifas correspondentes.

Segundo Pires (2002) desde 1996 os contratos de concessão das Distribuidoras passaram a estabelecer o regime tarifário price cap (preço teto). Que consiste na estipulação pelo regulador de um limite inicial, a ser cobrado pelas concessionárias, a vigorar até a próxima revisão tarifária. Durante o intervalo das revisões tarifárias que são realizadas a cada quatro anos, o preço-teto será reajustado anualmente por um índice de preços (no Brasil IGPM) menos um fator X de produtividade.

Com a utilização deste método a empresa pode se apropriar de qualquer ganho de produtividade obtido no período entre as revisões tarifárias que seja superior ao fator de redução (fator X) estabelecido pelo regulador, funcionando como um incentivo à eficiência produtiva. Permite aos consumidores se apropriar de parte dos ganhos de produtividade obtidos pela concessionária, haja vista que quanto maior for o valor de X menor será o valor de reajuste anual das tarifas.

Além disto, o regime de price cap prevê o repasse para as tarifas de todos os custos provocados por eventos econômicos que fujam ao controle ou previsibilidade da concessionária. Estes custos compõem o fator Y da fórmula geral do price cap, conhecida como $IGPM - X+Y$. No caso Brasileiro, como resultado prático dessa previsão de repasse, as tarifas de fornecimento estão sendo majoradas por conta da elevação do custo do suprimento da energia adquirida de Itaipu, que por sua vez é calculado em dólares.

Como o redutor tarifário referente ao fator de produtividade a ser repassado para os consumidores (fator X) foi estipulado como zero, os consumidores só serão efetivamente beneficiados com a sua aplicação caso venha ocorrer a alteração do seu valor durante a revisão tarifária.

A definição do valor inicial do fator de produtividade refletiu a preocupação de se garantir o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão a longo prazo tendo em vista a sua estrutura tarifária inicialmente estabelecida.

CAPÍTULO III

3. EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL

3.1 Desenvolvimento Histórico

O Setor Elétrico Brasileiro se consolidou e viveu uma forte expansão a partir da segunda metade do século XX até o fim da década de 1970, sob a forma de monopólio estatal. Nesse período, o contexto de crescimento econômico sustentado induziu forte crescimento da demanda de eletricidade. Empresas estatais foram estruturadas para atender esta demanda crescente, com ganhos significativos de eficiência econômica devido especialmente, às economias de escala (ARAÚJO; DE OLIVEIRA, 2005).

Nesse ambiente, econômico favorável se desenvolveram diversos monopólios elétricos regionais que, atuando de forma cooperativa, aproveitaram a interconexão dos mercados elétricos para reduzir custos e melhorar a qualidade dos serviços. As concessionárias dos serviços elétricos gozaram de ampla margem de manobra para decisões empresariais, tanto no plano das escolhas tecnológicas quanto no ritmo adequado para a expansão da sua capacidade de suprimento. Isto era legitimado pela eficiência que as concessionárias apresentavam (DE OLIVEIRA, 1992).

Nos anos setenta houve uma grande expansão na infra-estrutura energética. A ampliação da base industrial e o incremento de importações, com a implantação do II PND – Plano Nacional de Desenvolvimento (1974-1978) levaram a utilizar as estatais para obter empréstimos e com estes recursos foi possível manter e incrementar a capacidade dos investimentos.

A partir de 1980, o contexto favorável para o desenvolvimento setorial foi desfeito. As causas básicas foram:

- 1) A entrada de Itaipu no mercado elétrico e a adoção do regime de tarifas nacionais unificadas em um contexto de crise econômica provocaram sensível aumento nos custos setoriais.
- 2) As condições favoráveis ao financiamento desapareceram, tanto no plano externo quanto interno. A queda da liquidez financeira internacional, subida das taxas de juros externas e as maxidesvalorizações cambiais, aceleraram o comprometimento financeiro do setor.

- 3) As tarifas elétricas passaram a ser contidas para combater o processo inflacionário. Após 1979, iniciou-se uma política de contenção tarifária para amortecer o impulso altista de preços, com o controle das tarifas públicas.

No fim da década de 1980, o setor elétrico converteu-se em gargalo limitante para o crescimento econômico do país. As concessionárias não reuniam condições econômico-financeiras que permitissem a obtenção dos financiamentos necessários para a expansão do sistema de forma a atender adequadamente o crescimento do consumo de eletricidade. A reforma do mercado elétrico foi deslançada na segunda metade da década de 1990 e teve a introdução da concorrência, sinalizada pela Constituição de 1988, como cerne do novo mercado elétrico:

“Com a Constituição de 1988, inaugurou-se um novo período na história brasileira da participação do Estado nos setores de infra-estrutura, restringindo sua intervenção sob o domínio econômico, dando lugar a um novo modelo institucional com previsão de participação ativa da iniciativa privada. Mas, diante da percepção de que poderia haver abusos na condução da atividade econômica pelos agentes privados e, visando à proteção do consumidor, estabeleceu-se a função regulatória sobre os mercados. A função regulatória se justifica tanto devido à presença de falhas estruturais, quanto devido ao interesse coletivo na prestação de serviços essenciais. Embutido nesta função, o papel desempenhado pelas agências reguladoras pode ser compreendido como possuidor de caráter normativo-mediador, composto pelos interesses dos usuários, agentes econômicos e autoridades públicas.” (Antunes, 2006, pag 21)

3.2 A Privatização do Setor e a Configuração Atual

A privatização do setor iniciou-se já no Governo de Itamar Franco (1992-1994), com a extinção da remuneração garantida, do regime tarifário pelo custo do serviço e o estabelecimento da desqualização das tarifas.

O Governo de Fernando Henrique Cardoso (1994-2002) vai acelerar este processo de privatizações. Foram definidos os novos regimes de concessão e o sistema Eletrobrás é inserido no Plano Nacional de Desestatização. Em São Paulo, foi lançado o Plano Estadual, com a desverticalização da Cesp, CPFL e Eletropaulo, dividindo-as em várias empresas para a sua posterior venda.

As mudanças introduzidas configurariam a ruptura final relativamente ao modelo estatal vigente por mais de 30 anos. O planejamento, antes normativo, passou a ser apenas indicativo; no lugar dos preços regulamentados de geração, estes passaram a se formar no Mercado Atacadista de Energia (o MAE); empresas que antes atuavam

integradas em regime de monopólio foram desverticalizadas, e as atividades de geração, transmissão e distribuição tornaram-se independentes, com instituição do livre acesso às malhas de transmissão; produtores independentes passaram a ser admitidos no sistema.

As novas regras têm como premissa a desverticalização das empresas, com a separação das áreas de geração, distribuição⁴, transmissão⁵ e comercialização. A regulação se dá apenas no transporte (transmissão e distribuição) da energia. O novo modelo introduz a geração competitiva, com o valor da energia definido pelo mercado, a transmissão independente e de livre acesso, a comercialização livre e a expansão do parque como responsabilidade dos agentes⁶ (ANEEL, 2010)

No cenário externo, entrava em pauta a reestruturação dos setores de infraestrutura, presidida pela visão do “Consenso de Washington”, através do qual foram consubstanciadas diretrizes ligadas à desregulamentação e liberalização a ser implementada pelo Banco Mundial, Fundo Monetário Internacional (FMI), Organização Mundial de Comércio (OMC) e Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) em países latino-americanos. Sob a justificativa de que o mercado deveria ter primazia sobre o Estado em função de sua maior eficiência na alocação de recursos, propugnava-se pela privatização, pela liberalização do mercado de capitais e dos preços e pelo livre comércio. Flexibilização de direitos trabalhistas e redução do funcionalismo também constavam no receituário básico.

Após o processo de privatização ficar completo, o mercado brasileiro de energia elétrica apresenta um funcionamento como indicado na Figura 1, cujas características-chave (IPEA, 2010) são:

1. Preservação do regime monopolista na gestão das redes de transporte (transmissão e distribuição).

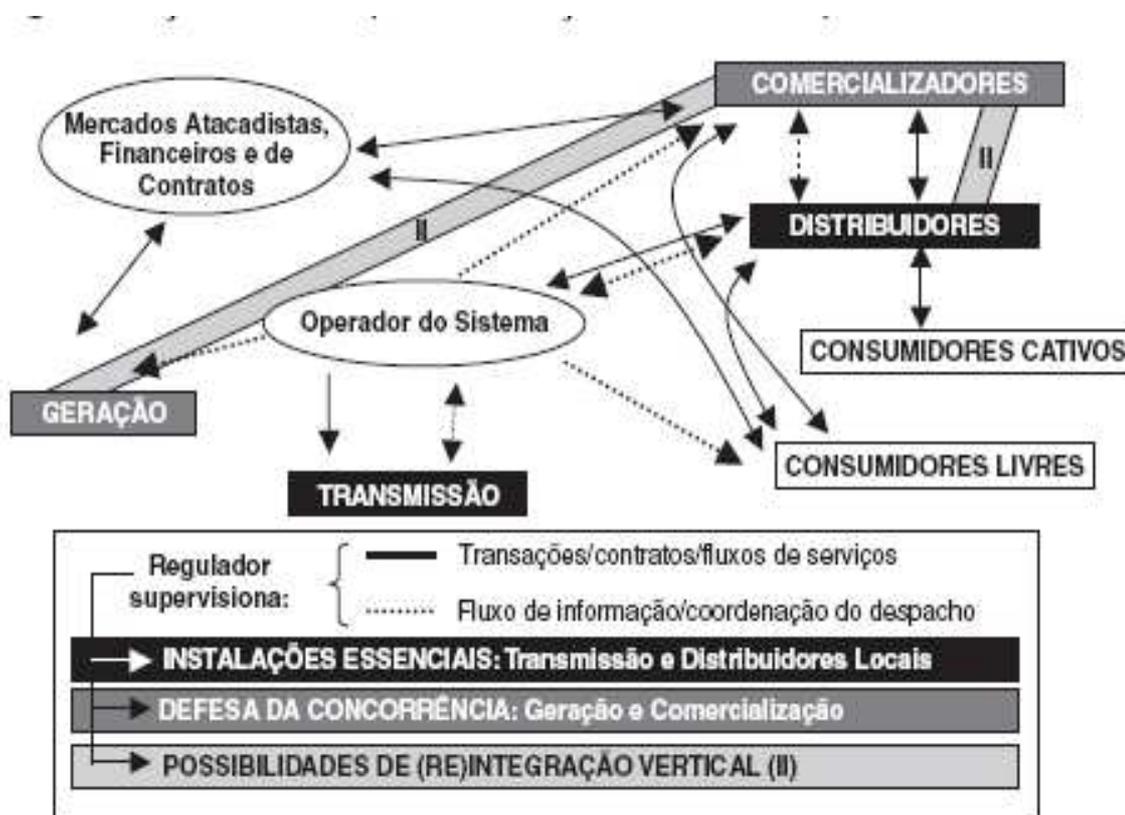
⁴ A rede de distribuição de energia elétrica é um segmento do sistema elétrico, composto pelas redes elétricas primárias (redes de distribuição de média tensão), e redes secundárias (redes de distribuição de baixa tensão).

⁵ Transmissão de energia elétrica é o processo de transportar energia entre dois pontos. O transporte é realizado por linhas de transmissão de alta potência, geralmente usando corrente alternada, que de uma forma mais simples conecta uma usina ao consumidor.

⁶ Boa parte deste modelo é resultado das sugestões apresentadas no Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico (RESEB), da consultoria inglesa Coopers & Lybrand, que culmina na edição da Lei nº 9.648 (27/05/1998)

2. Para as transações comerciais entre os agentes do mercado elétrico, foi criado um mercado atacadista no qual geradores e consumidores contratam bilateralmente os fluxos energéticos que transitam pelas redes de transporte.
3. No novo mercado elétrico, a coordenação do despacho físico foi centralizada no Operador Nacional do Sistema (ONS).
4. Um mercado de curto prazo (*spot*) foi criado para permitir o encontro de contas para as inevitáveis diferenças entre quantidades contratadas e quantidades efetivamente consumidas ou geradas.

Figura 1 – Funcionamento do Mercado Elétrico Brasileiro após privatizações



Fonte: Esposito (2000)

Assim houve a criação das seguintes instituições, que constituem a governança setorial:

1. ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica, foi criada para regular e fiscalizar as atividades dos agentes do mercado, sendo também sua atribuição a fixação de tarifas para os consumidores cativos e para o uso das redes de transporte.

2. ONS - Operador Nacional de Sistema, entidade sem fins lucrativos, tem como objetivos planejar e programar de forma centralizada a geração;
3. MAE – Mercado Atacadista de Energia, ambiente no qual passou a se processar a compra e venda de energia, através de contratos bilaterais e do mercado de curto prazo, que funciona até 2004, quando é substituído pela CCEE.
4. CCEE - A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica foi criada para promover a compensação de contratos e as transações no mercado de curto prazo dos agentes.

A crise do racionamento em 2001⁷ gerou dúvidas quanto à capacidade da reforma elétrica oferecer os benefícios econômicos anunciados pela introdução da concorrência. No entanto, os principais eixos da reforma não foram modificados.

As mudanças da década atual ficaram limitadas ao mercado atacadista, em que foi introduzida a sistemática de leilões na contratação de energia a fim de atender a demanda dos consumidores cativos (mercado regulado). Para evitar nova situação de risco no suprimento, foram criados o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

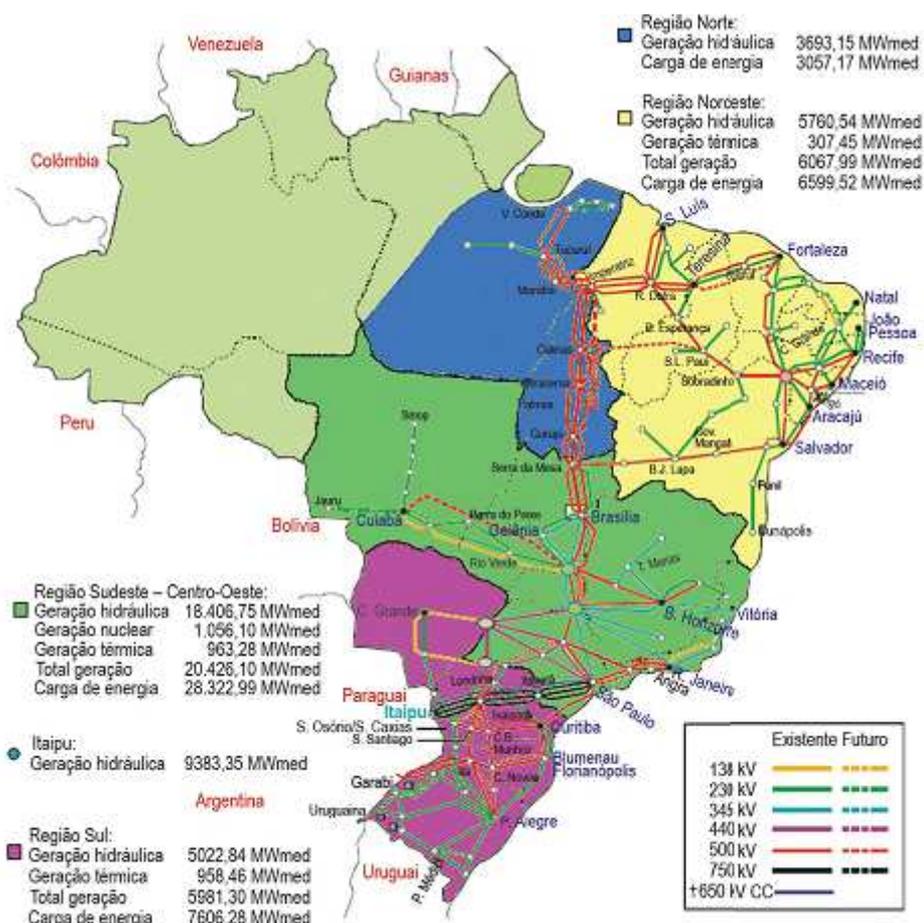
A Empresa de Pesquisa Energética, que tem como função formular o planejamento indicativo da expansão do sistema, incluindo a realização do inventário do potencial hidrelétrico. Já o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, tem a responsabilidade de supervisionar o risco de esgotamento dos reservatórios hidrelétricos, propondo as medidas necessárias para evitar que os níveis deles fiquem abaixo de valores previamente programados pelo ONS.

Em março de 2004, por meio da Lei no 10.848, o governo federal promoveu alterações significativas no marco regulatório do setor elétrico, destacadamente no que diz respeito à comercialização de energia elétrica em ambiente regulado ou livre.

Os objetivos anunciados para a nova organização do setor seriam a sua capitalização, em função da crise financeira por que passavam as empresas, e a redução de custos de geração e distribuição, via promoção da livre competição. Os comercializadores de energia passariam a ter livre trânsito entre os agentes produtores e consumidores, liberando-se o acesso às redes de transporte. Na figura 2 a seguir, apresenta-se o sistema integrado nacional de energia elétrica, assim como as fontes de energia em cada região.

⁷ O racionamento, com corte de 20% no consumo das regiões Nordeste, Sudeste e Centro-oeste e de 10% no Norte, foi decretado em 1º de junho pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGE).

Figura 2: Sistema Integrado Nacional - 2005



Fonte: IPEA (2010)

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado por empresas das regiões Sul, Sudeste, centro – Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

Segundo o IPEA (2010) a oferta de eletricidade no Brasil é dominada por empresas estatais (67%), a maior parte sob controle federal (23%), porém a demanda está sob controle de agentes privados (88%).

CAPÍTULO IV

4. A EMPRESA CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.

4.1 Breve histórico da Empresa

A CELESC Distribuição S.A. é uma sociedade de economia mista, responsável pela prestação de serviços de energia elétrica a mais de dois milhões de clientes, em 92% do território do estado de Santa Catarina, além do município paranaense de Rio Negro. A concessionária foi criada em 09 de dezembro de 1955, através do decreto nº 22, pelo então Governador do Estado Irineu Bornhausen, com a função de planejar, construir e explorar o sistema de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica no Estado.

Segundo Hamilton e Markun(2006), o decreto do Governador Irineu Borhausen pretendia facilitar o caminho para que Santa Catarina recebesse os recursos que o Governo Federal destinara ao setor elétrico, atendendo às exigências do BNDE (Banco Nacional de Desenvolvimento). Até então em todo o país, o sistema de energia elétrica era um setor tipicamente confiado à iniciativa privada, com forte participação de capital estrangeiro.

A Celesc canalizou os recursos públicos que o Governo Federal destinava à estatização do setor elétrico, para as empresas existentes no Estado, e posteriormente assumiu o controle acionário, passando a operar como Holding, operando através das seguintes subsidiárias:

- Empresas Luz e Força de Florianópolis S.A - ELFFA;
- Sul Brasileira de Eletricidade S.A - EMPRESUL de Joinville;
- Força e Luz Videira S.A - VIDELUZ de Videira;
- Companhia Pery de Eletricidade S.A - CIPEL de Curitiba;
- Companhia Serrana de Eletricidade S.A - COSEL de Lages; e
- Força e Luz de Santa Catarina - FORÇALUZ de Blumenau,
- Companhia Oeste de Eletricidade - Cioesteste de Concórdia

Em 1962, as subsidiárias da Celesc já operavam em 53 municípios, atendendo mais da metade do Estado que já recebia energia gerada e distribuída pela holding.

Segundo (Hamilton e Markun, 2006) a incorporação das subsidiárias tornou a empresa financeiramente auto-suficiente, pois conseguia a cobertura tarifária necessária para atender suas despesas, com garantia de rentabilidade geral dos investimentos.

Neste mesmo período, foi instalada a Eletrobrás (Centrais Brasileiras S.A.) que iniciou suas atividades como principal financiadora e executora dos empreendimentos realizados no Brasil, estruturando a intervenção do Estado de Santa Catarina no Setor Elétrico brasileiro.

Segundo May (1999), em 1963 a CELESC utiliza-se de um financiamento de U\$ 3,5 milhões do BID para a aquisição dos materiais necessários a implantação da infraestrutura básica para a distribuição de energia, ao invés de comprar o material pronto a CELESC comprou a matéria prima: alumínio e cobre do Japão e fez a trifilação (fabricar por estiramento) dos cabos em Santa Catarina, obtendo grande economia em relação à compra de material pronto.

No ano de 1964 a CELESC estava transformada numa organização complexa e poderosa, passando a operar por intermédio de Setores Regionais sediados em Florianópolis, Blumenau, Joinville, Lages, Curitiba, Videira e Concórdia, distanciando-se definitivamente das características de empresa do tipo-holding.

Em 1966 em convênio com a Eletrobrás por meio de Grupo de intercâmbio Técnico, a Celesc e a Solteca⁸ criaram o CATI (Centro de Aprendizagem e Treinamento de Ilhota). Neste mesmo ano, foi implantado o curso de Engenharia Elétrica na UFSC (Universidade Federal de Santa Catarina), na antiga Escola de Engenharia Industrial. Como a Celesc não pôde contribuir diretamente com a UFSC, foi criada a FEESC (Fundação para o Ensino de Engenharia em Santa Catarina). Sendo que, em seu primeiro ano a Celesc contribuiu com equipamentos, máquinas e instrumentos de laboratório, além de pagar os professores e ceder engenheiros da empresa como professores do curso.

Em 1968 a Celesc atendia 80% do território Catarinense. Os dez maiores municípios em consumo de energia eram: Joinville, Blumenau, Florianópolis, Itajaí, Brusque, Lages, Tubarão, Jaraguá do Sul, Concórdia e Rio do Sul (Hamilton e Markun, 2006).

Sob o governo de Ivo Silveira, no ano de 1969 o Estado de Santa Catarina chamava a atenção e servindo de exemplo para o país, pois, a expansão da rede elétrica

⁸ Usina termoeétrica localizada no município de Capivari de baixo, estado de Santa Catarina e que, na época, pertencia ao município de Tubarão.

estava acima da média nacional. O PIB (Produto Interno Bruto) do Estado chegou a 16,90%, enquanto o PIB Nacional foi de 9% e o da América Latina de 6,40%.

A expansão do setor elétrico entre as décadas de 70 e 80, através do milagre econômico foi responsável pela obtenção dos índices que colocaram a Celesc em lugar de destaque entre as empresas do setor energético. Nos anos 70, a empresa gerava 90% da energia que distribuía e comprava os 10% restantes da Solteca. Em 1973 foi assinado o tratado de Itaipu, cuja obra só ficou pronta em 1991.

Em 1970, iniciaram as atividades da Celesc em seu edifício-sede, o prédio abrigava a Administração Central: Diretoria, Assessorias e Departamentos. Em edifício anexo, funcionavam as instalações do Centro de Processamento de Dados. O número de empregados chegou a 3.278, considerando-se o pessoal efetivo e contratados.

Em 1971, a Eletrosul que funcionava no Rio de Janeiro, incorporou a Solteca, assumindo as usinas do Complexo Termoelétrico Jorge Lacerda, em Capivari de Baixo. Naquele ano, a Celesc deixou a geração e se configurou como empresa tipicamente distribuidora de energia, pois os setores de construção e geração foram atribuídos à Eletrobrás.

Em 1973 a Celesc busca lançar as bases para o equilíbrio dos custos tarifários no país o Governo Federal levou a aproximação das tarifas finais com as estabelecidas para a Região Sudeste, passando a compor no seu custo de energia adquirida, parcelas de cálculo dos custos de energia hidráulica, o índice de aumento tarifário resultante ficou aquém das projeções inflacionárias, com benefícios para a economia catarinense, com destaque para o consumo industrial.

Com a instalação da política energética federal a Celesc passou a fazer parte do Sistema Interligado Nacional e começou a comprar energia de outras empresas, assim em 1974, foi firmado o Contrato para interligação e fornecimento de energia elétrica entre a Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A - ELETROSUL, Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE, Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. - CELESC e Companhia Paranaense de Energia S.A. - COPEL.

Em 1978 o Estatuto da empresa foi adaptado para a nova Lei de Sociedades Anônimas. O ano de 1979 é um marco importante da empresa, dado que foi financeiramente muito difícil fruto da política global brasileira para superação da crise do petróleo, endividamento externo e combate à inflação levou a empresa a criar o PREORCEL (Programa de Reorganização da Celesc), um novo modelo organizacional com inovações na estrutura e alterações de funções em seus diversos campos de ação.

Neste momento a Celesc optou por ser uma empresa referência na distribuição de energia, renunciando à geração.

Ainda em 1979, foi alterado o objetivo social da CELESC pela Lei Nº 5.579 de 27 de setembro, que ampliou suas atribuições e permitiu a participação acionária em empreendimentos de entidades públicas e/ou privadas, relacionados com seus objetivos.

A CELESC, face a sua natureza de Empresa com predominância de capital estatal, desenvolvia todos os serviços ao seu alcance para minimizar ou até mesmo suplantar as dificuldades ocasionadas por fatores externos, com a melhoria dos índices internos de qualidade e produtividade. Mantendo sua visão social a CELESC constatou a existência, de expressivo número de famílias com poucos recursos financeiros que, embora morando nas proximidades das redes de distribuição, não possuíam instalações elétricas. Assim criou-se o —Programa de Atendimento a Consumidores de Baixa Renda, com recursos do Banco Mundial - BID.(May 1999).

No início dos anos 80, houve um resultado negativo no desempenho econômico e financeiro da Celesc, por insuficiência tarifária, em obediência à política de preços administrados e de combate à inflação, implementada pelo Governo Federal. De tal forma que, a receita auferida foi insuficiente para a cobertura dos custos da empresa.

A crise econômica, cíclica em sua incidência, vinha enternecendo profundamente a Empresa e modificando o seu perfil produtivo devido à escassez de recursos para novos investimentos. Na década de 1980 e início da década de 1990, o Brasil teve cinco moedas diferentes, cinco congelamentos de preços, nove programas de estabilização, onze índices diferentes para medir a inflação, doze ministros da Fazenda e dezesseis políticas salariais. (May, 1999).

Em 1990 a Celesc decidiu retomar sua capacidade de Geração, dentro de um modelo próprio de pequenas e médias usinas. Ampliou a Usina Pery e concluiu o projeto básico da Usina Hidrelétrica de Cubatão.

Em 1993, a Diretoria Administrativa lançava um programa de qualidade para atender as necessidades do cliente e da nova realidade do setor, através da reorientação técnica e gerencial das atividades básicas de suporte das áreas internas e externas à Diretoria Administrativa.

Em 1994 foi lançado o Programa CELESC de Qualidade Total – TQC. No ano seguinte, com a alternância política no governo do Estado, e a criação de uma Secretaria Extraordinária para implantação de programas de qualidade em toda a administração pública do Estado, o programa de qualidade ganha um forte estímulo.

A Celesc foi a primeira empresa brasileira a ter papéis negociados na Bolsa de Londres e a primeira a negociar ações no âmbito do Mercosul.

Em 1996 foram estabelecidas seis diretrizes permanentes para orientar o planejamento e a gestão empresarial para os próximos 10 anos: garantir a oferta de energia, melhorar a qualidade de fornecimento e atendimento; garantir a segurança do público e do funcionário; contribuir para o desenvolvimento social e preservação do meio ambiente; promover a valorização do corpo funcional; garantir a rentabilidade. (Hamiltom e Markun,2006).

Em 22 de julho de 1999 foi firmado o Contrato de Concessão nº. 056/1999 entre a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e a Centrais Elétricas de Santa Catarina - CELESC. Esse contrato tem por objeto a regulação da exploração, pela concessionária, de serviços públicos de distribuição de energia elétrica da concessão de que a mesma é titular. O mencionado contrato prevê a periodicidade anual do reajuste de tarifas de energia elétrica da concessionária, mediante aplicação de fórmula específica.

Em 2001 a Celesc quitou suas dívidas com os credores externos, Eletrobrás e fundo de pensão dos funcionários. Em 2002 foi firmado o acordo que criou o novo estatuto da Celesc que garantia o aumento da participação de todos os investidores independentemente do capital investido.

A mudança do estatuto deveria assegurar uma gestão livre de ingerências políticas, tendo validade até 2015, quando termina o prazo de concessão da Celesc fornecido pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). A empresa assumiu regras de governança corporativa, e se credenciou para entrar no Novo Mercado Bovespa (Bolsa de Valores de São Paulo), podendo reivindicar assim novos empréstimos pelo BNDES (Banco Nacional do Desenvolvimento) para fortalecer o caixa.

Em 11 de julho de 2005 foi assinado o Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº. 056/1999, o qual dá nova redação a – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, para atender às condições de eficácia constante do Decreto nº. 5.163, de 30 de julho de 2004, assunto que foi objeto da Audiência Pública 045/2004, realizada pela ANEEL na forma presencial em 20 de janeiro de 2005.

Em 2006 a Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. transferiu suas atividades para duas novas empresas subsidiárias e passou a operar conforme novo modelo societário e jurídico. Este novo modelo é constituído por uma holding (que mantém o

nome Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.) e duas subsidiárias integrais, uma para tratar das atividades de geração própria (Celesc Geração S.A.) e a segunda das atividades de distribuição de energia elétrica (Celesc Distribuição S.A.). A Holding é responsável pelo controle das duas subsidiárias e dos investimentos não afetos à Distribuição.

A transformação da Celesc em uma Holding implicou a transferência dos bens, dos direitos e das obrigações da concessionária Celesc para as empresas subsidiárias que entraram em operação com razão social, logomarca e endereço distintos, além de novos CNPJ e Inscrição Estadual.

Em 16 de março de 2010, foi assinado Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº. 056/1999, dando nova redação a – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, alterando a forma de cálculo dos reajustes tarifários anuais visando à neutralidade dos Encargos Setoriais da Parcela A.

Atualmente, a Celesc Distribuição é responsável pela prestação dos serviços de energia elétrica para uma carteira formada por mais de dois milhões de clientes e cada unidade consumidora utiliza, em média, 503,29 kWh/mês, o maior índice da região Sul do País. Trata-se de um mercado pródigo, de economia bastante diversificada. No total, a Empresa comercializa mais de 1 bilhão de kWh mensalmente e seu faturamento bruto anual está na casa dos R\$ 4,2 bilhões. Na figura 2 apresenta-se a área de concessão da empresa na atualidade.

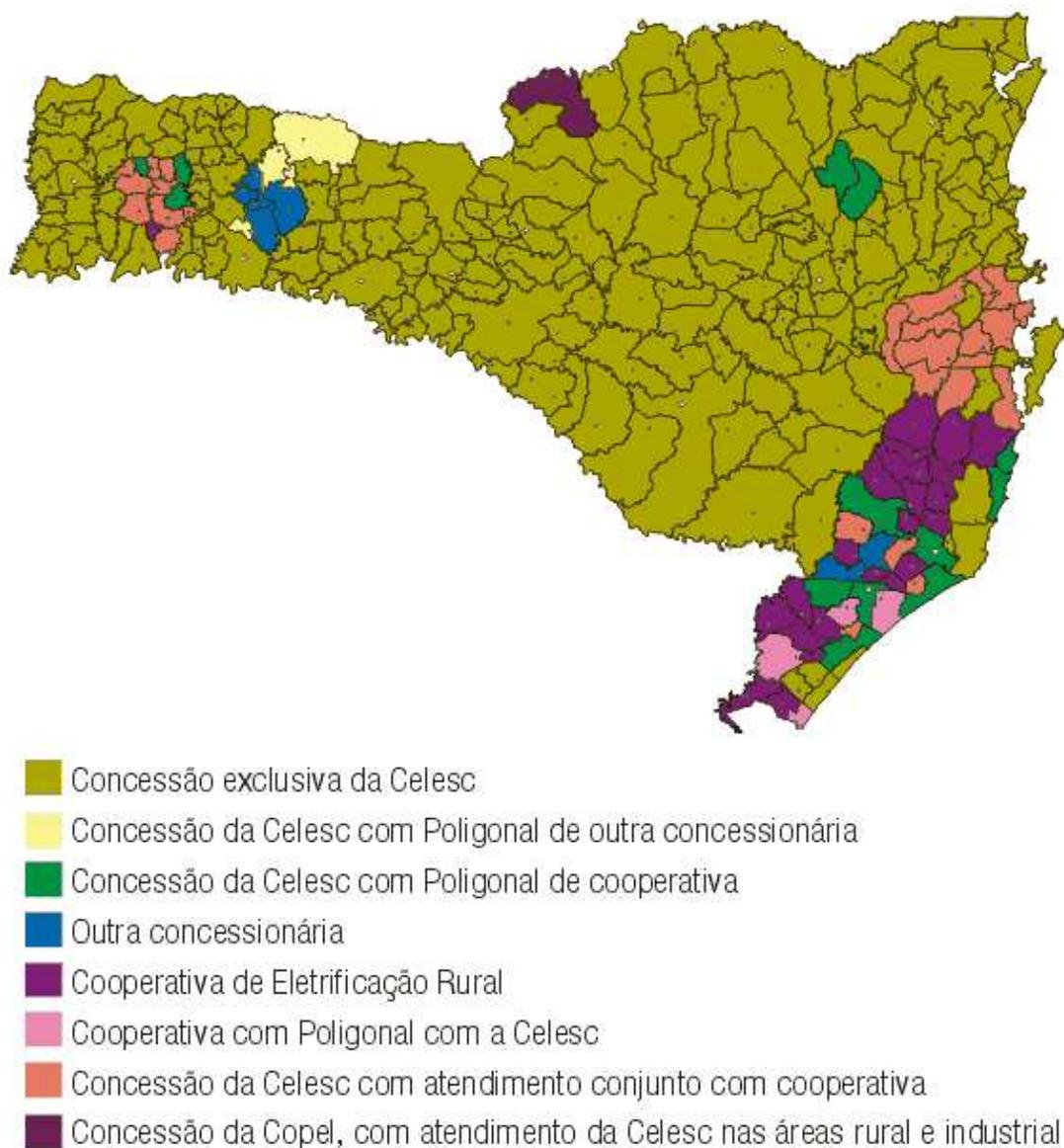
A empresa tem como missão distribuir energia elétrica de forma rentável, segura e sustentável, satisfazendo clientes, colaboradores e acionistas. A Visão da Empresa é atuar de forma mais eficiente que a empresa referência até o final de 2012, mantendo os padrões de qualidade da ANEEL.

Seus valores são:

- Satisfação (Clientes, acionistas, colaboradores e fornecedores);
- Confiabilidade (junto a todos os públicos com os quais a empresa se relaciona);
- Qualidade (de vida, dos processos e resultados);
- Ética
- Transparência
- Profissionalismo
- Responsabilidade Social e ambiental;
- Segurança e qualidade de vida.

A empresa busca aprimoramento da eficiência operacional e dos resultados financeiros, assim como a satisfação do público interno, provando aos potenciais investidores que suas ações estão baseadas nos princípios da profissionalização, governança corporativa, transparência da informação, extensão de direitos aos sócios minoritários e blindagem política às decisões empresariais (CELESC 2010).

Figura 3: Área de Concessão da Celesc



Fonte: ANEEL 2008

A subsidiária de geração, prestes a formar parceria com parceiros privados, administra a operação de 12 Pequenas Centrais Hidrelétricas, que formam o parque de geração própria, com potência instalada de 80,9MW.

Com presença consolidada entre as melhores do Setor Elétrico do País, a Celesc possui o mérito de ter a qualidade dos seus serviços reconhecida em nível nacional e internacional, sendo a segunda maior arrecadadora de ICMS de Santa Catarina (a primeira é a Petrobras) e a 6ª maior prestadora de serviço público de distribuição de energia elétrica do Brasil.

CAPÍTULO V

5. ESTRUTURA TARIFÁRIA DA CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.

5.1 Tarifa de Energia Elétrica

A tarifa de energia elétrica representa a soma de todos os componentes do processo industrial de geração, transporte (transmissão e distribuição) e comercialização de energia elétrica, com o acréscimo de encargos direcionados ao custeio da aplicação de políticas públicas. É esta junção que compõe o custo da energia elétrica que chega aos consumidores.

A tarifa visa:

- I) Garantir o fornecimento de energia elétrica,
- II) Assegurar aos prestadores de serviços ganhos suficientes para cobrir os custos operacionais eficientes,
- III) Remunerar adequadamente os investimentos imprescindíveis para a expansão da capacidade, e,
- IV) Assegurar a qualidade de atendimento.

Cabe a agência reguladora – no caso específico a ANEEL – validar as tarifas das empresas que assegurem ao consumidor o pagamento de uma tarifa justa bem como a garantia do equilíbrio econômico e financeiro da concessionária de distribuição, para que possa oferecer um serviço com qualidade, confiabilidade e continuidade necessárias.

Entretanto, na conta de luz de cada unidade consumidora, integram o preço final:

- i) a tarifa definida pela ANEEL; ii) Os impostos como ICMS, PIS e COFINS. O objetivo nesta unidade é apresentar a estrutura tarifária da Celesc, e os processos de revisão tarifária.

A seguir explicaremos em primeiro lugar a composição tarifária, para, posteriormente, detalhar os processos de revisão tarifária que garantem o equilíbrio da empresa e a melhor relação custo/benefício para os consumidores de energia elétrica.

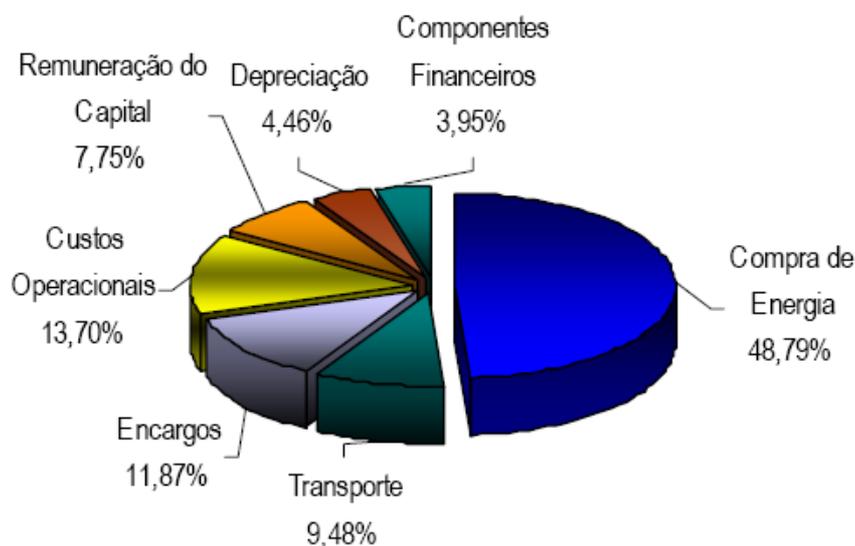
5.2 Composição da Receita e estrutura tarifária.

Segundo o Contrato de Concessão a receita inicial da empresa é dividida em duas parcelas:

- A Parcela A é composta pelos “custos não gerenciáveis” pela concessionária, que são: a Compra de Energia, os Custos de Transmissão (transporte de energia) e os Encargos setoriais, que são custos cujo montante e variação escapam à vontade ou influência da concessionária.
- A Parcela B é composta “custos gerenciáveis”. São custos próprios da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes, que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária, ou seja, os custos de operação (pessoal, material e serviços de terceiros), e a remuneração dos investimentos.

No gráfico 2, apresentam-se os percentuais dos diferentes custos da empresa Celesc.

Gráfico 2: Composição da Receita da Celesc



Fonte: ANEEL 2008

A seguir, será explicada a composição em detalhe destas duas parcelas que compõem a receita da empresa e, conseqüentemente, a tarifa de energia elétrica.

5.2.1 Determinação da parcela A

A Parcela A deve ser neutra para efeito tarifário, ou seja, se reconhece que a concessionária não deve ser beneficiada ou prejudicada por eventos que não pode controlar, dado que esta parcela inclui os custos não gerenciáveis pela empresa, detalhados na continuação.

5.2.1.1 Encargos Setoriais

Cota da Reserva Global de Reversão (RGR) - Trata-se de um encargo pago mensalmente pelas empresas de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação, dos serviços públicos de energia elétrica. Tem, também, destinação legal para financiar a expansão e melhoria desses serviços, bem como financiar fontes alternativas de energia elétrica para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de novos potenciais hidráulicos, e para desenvolver e implantar programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, é limitado a 3,0% de sua receita anual.

Cotas da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) - Refere-se ao encargo que é pago por todas as empresas de distribuição de energia elétrica para cobrir os custos anuais da geração termelétrica eventualmente produzida no país, cujo montante anual é fixado para cada empresa em função do seu mercado e da maior ou menor necessidade do uso das usinas termelétricas.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) - A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) foi criada, por lei, com a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura das suas despesas administrativas e operacionais. A TFSEE é fixada anualmente pela ANEEL e paga mensalmente, em duodécimos, por todos os agentes que atuam na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

Rateio de Custos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa). Refere-se ao encargo pago por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional (SIN) que comercializam energia com o consumidor final ou que recolhem tarifa de uso das redes elétricas relativa a consumidores livres, para cobertura dos custos da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa participantes do Proinfa.

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) - Refere-se a um encargo setorial, estabelecido em lei, e pago pelas empresas de distribuição, cujo valor anual é fixado pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para o desenvolvimento energético dos estados, para viabilizar a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas (vento), pequenas usinas hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados, e levar o serviço de energia elétrica a todos os consumidores do território nacional (universalização).

5.2.1.2 Encargos de uso das redes elétricas

Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão - Refere-se à receita devida a todas as empresas de transmissão de energia elétrica que compõem a Rede Básica (sistema interligado nacional composto pelas linhas de transmissão que transportam energia elétrica em tensão igual ou superior a 230 kV) e que é paga por todas as empresas de geração e de distribuição, bem como pelos grandes consumidores (consumidores livres) que se utilizam diretamente da Rede Básica.

Uso das Instalações de Conexão - Refere-se ao encargo devido pelas empresas de distribuição que se utiliza de linhas de transmissão que têm conexão com a Rede Básica.

Uso das Instalações de Distribuição - Refere-se ao encargo devido às empresas de geração, de distribuição e consumidores livres que se utilizam da rede de energia elétrica de uma empresa de distribuição.

Transporte de Energia Elétrica de Itaipu - Refere-se ao encargo devido pelas empresas de distribuição que adquirem cotas de energia elétrica produzida pela Usina Hidrelétrica de Itaipu.

Operador Nacional do Sistema (ONS) - Refere-se ao ressarcimento de parte dos custos de administração e operação do ONS (entidade responsável pela operação e coordenação da Rede Básica) por todas as empresas de geração, transmissão e de distribuição bem como os grandes consumidores (consumidores livres) conectados à Rede Básica.

5.2.1.3 Compra de energia

Para atender os consumidores localizados na sua área de concessão, a distribuidora efetua compras de energia de empresas geradoras distintas, e sob diferentes condições, em função do crescimento do mercado e dependendo da região em que está localizada. Os dispêndios com compra de energia para revenda constituem o item de custo não-gerenciável de significativo peso relativo para as concessionárias distribuidoras.

Contratos Iniciais - Parte da energia elétrica comprada para atendimento aos consumidores da empresa de distribuição é adquirida das empresas de geração de energia elétrica por meio dos contratos denominados “contratos iniciais” – com vigência definida até o final do ano de 2005, cujas quantidades e valores da energia comprada são homologados pela ANEEL.

Energia de Itaipu - Além da energia adquirida mediante “contratos iniciais” para fornecimento em sua área de concessão, empresas distribuidoras localizadas nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil, por imposição legal, pagam uma cota-parte dos custos referentes à energia elétrica produzida por Itaipu e destinada ao País.

Contratos Bilaterais de Longo ou Curto Prazo - Refere-se às despesas com compra de energia realizadas pelas empresas de distribuição, para eventualmente complementar a energia necessária para o total atendimento do seu mercado consumidor, efetivada por

meio de contratos bilaterais de longo ou curto prazo, com base nos mecanismos legais de comercialização vigentes.

5.2.2 Determinação da parcela B

A Parcela B é composta por custos gerenciáveis pela empresa. Estes custos, assim como a metodologia de cálculo, são detalhados a seguir.

5.2.2.1 Metodologia de determinação dos custos operacionais

A determinação dos recursos necessários para a composição dos custos operacionais deve contemplar o dimensionamento dos seguintes itens:

- Recursos humanos (administrativo e de operação e manutenção);
- Infra-estrutura física, envolvendo edificações, móveis e sistemas de informática;
- Materiais e serviços;
- Transporte.

A construção dos custos operacionais tem como fonte os custos de referência, que são baseados na Empresa Referência da ANEEL. Trata-se de uma empresa hipotética, criada pela ANEEL, que se supõe eficiente. A distribuidora deve cumprir suas funções básicas conforme a composição da Empresa Referência (ER)⁹, que inclui:

- Direção, Estratégia e Controle: Inclui atividades de: a) Direção Geral, no estabelecimento de estratégias e relacionamentos institucionais; b) Controle de Gestão, referidas ao monitoramento e ajuste do desempenho da gestão global da companhia; c) Assessoramento Legal, nos assuntos e situações onde for necessário;
- Administração: Contempla atividades de: a) Gestão de Recursos Humanos, incluindo o recrutamento, a capacitação e a administração dos empregados permanentes e temporários (se houver) da organização; b) Compras e Contratos

⁹ A Empresa Referência é uma empresa eficiente, estipulada pela ANEEL que define um referencial regulatório com a qual a empresa concessionária deve competir para melhorar seus resultados.

referentes à gestão (provisionamento e logística) dos produtos e serviços necessários; c) Informática e Comunicações, vinculadas ao desenvolvimento, implantação e a manutenção dos processos informatizados que suportam as atividades da concessionária;

- Finanças: Contempla as atividades referentes à gestão econômico-financeira de curto e longo prazos, incluindo, entre outros, aspectos tais como a obtenção dos recursos financeiros necessários para a operação da distribuidora, a gestão tributária e o controle do seu endividamento;
- Comercial: Contempla atividades de: a) Atendimento ao cliente, incluindo o atendimento personalizado e telefônico aos clientes; b) Serviço Técnico Comercial, incluindo a conexão de novos serviços, corte e religação, e controle de perdas “não técnicas”; c) Gestão Comercial, que inclui o planejamento, acompanhamento e controle da execução dos processos comerciais e atendimento aos clientes, acompanhamento das perdas “não técnicas”, laboratório de medidores e previsões de recursos; d) Compra de Energia e relacionamento com Grandes Consumidores que inclui atividades de comercialização de energia no atacado;
- Técnica: Inclui atividades relacionadas às instalações físicas do sistema elétrico físico e de seu controle: a) Operação das instalações elétricas de forma programada ou imprevista; b) Manutenção ou reparação programadas ou não programadas, inspeção e revisão, e adequação de instalações; c) Controle e supervisão das atividades de O&M, manejo dos sistemas de apoio, previsão de materiais e ferramentas, acompanhamento da qualidade do serviço.

Quanto aos custos incluídos nesse referencial, consideram-se os seguintes itens:

- Todos os gastos de pessoal, materiais, reposições para o equipamento elétrico e serviços;
- Todas as anuidades de investimento de curto período de recuperação, como por exemplo: hardware e software, veículos, etc;
- Toda a infra-estrutura de edifícios de uso geral, que se considera alugada.

Dessa forma, os custos calculados não incluem os investimentos em ativos associados especificamente à prestação do serviço, ou seja, à rede elétrica composta por linhas de distribuição e subestações.

O quadro abaixo apresenta os custos da Empresa Referência aos quais a Distribuidora está sendo comparada para prestar de forma eficiente os serviços de distribuição de energia elétrica.

Tabela 2: Custos da Empresa de Referência – 2008

DATA DA REVISÃO		07/ago/08		
SETORES DA EMPRESA	CUSTOS PESSOAL (R\$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)	% SOBRE O TOTAL
ESTRUTURA CENTRAL	66.892.786,64	11.804.540,74	78.697.327,39	16,94%
ESTRUTURA REGIONAL	67.059.978,41	10.378.355,85	77.438.334,26	16,67%
SISTEMAS	-	47.425.789,07	47.425.789,07	10,21%
PROCESSOS DE O&M	69.453.530,66	68.822.742,92	138.451.552,10	29,77%
PROCESSOS COMERCIAIS	58.664.163,42	49.787.388,68	108.451.552,10	23,35%
TAREFAS COMERCIAIS	23.239.368,43	4.009.466,02	27.248.834,45	5,87%
FATURAMENTO	21.840.722,42	37.227.592,41	59.068.314,84	12,72%
PERDAS NÃO-TÉCNICAS	5.817.610,96	1.107.879,80	6.925.490,76	1,49%
TELEATENDIMENTO	7.776.461,60	7.442.450,45	15.208.912,06	3,27%
CUSTOS ADICIONAIS	2.297.700,85	11.862.894,38	14.160.595,23	3,05%
CUSTOS TOTAIS POR ANO	264.368.160,00	200.081.711,64	464.449.871,63	100%

Fonte: ANEEL 2008

Desta forma os custos operacionais provisórios admitidos como eficientes, para o ano 2008, que podem ser cobrados na tarifa da Celesc equivalem ao valor de R\$ 464.449.871,63.

Com relação às Perdas de Receita Irrecuperáveis, será adotado, provisoriamente, o percentual de 0,60% da receita bruta de distribuição. Considerando uma receita igual a R\$ 4.527.378.981,39, inclusos PIS/COFINS com alíquota média de 5,05% e ICMS com alíquota de 20,68%, chega-se ao valor de R\$ 27.164.273,89 a ser atribuído a título de perdas de receita irrecuperáveis.

5.2.2.2 Cálculo da Remuneração do Capital

A determinação da remuneração sobre o capital investido requer três definições:

- i) a taxa de retorno adequada a ser aplicada sobre o capital próprio e de terceiros;
- ii) a participação do capital próprio e de terceiros no capital total (estrutura de capital); e
- iii) o próprio valor do capital a ser remunerado, ou base de remuneração.

Assim, a remuneração sobre o capital investido, que deve ser incluída nas tarifas, é o resultado da aplicação da taxa de retorno adequada para a atividade de distribuição no Brasil sobre o investimento a ser remunerado, ou base de remuneração.

A estrutura ótima de capital pressupõe que as empresas estão tentando reduzir o custo de seu financiamento buscando encontrar um ponto ideal de alavancagem financeira. Ela é definida como as proporções dos diversos tipos de capital próprio no ativo total da empresa.

Segundo a metodologia utilizada para o cálculo da estrutura ótima de capital das distribuidoras a determinação da estrutura ótima de capital baseia-se em dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica que utilizam o regime regulatório de preços máximos. A partir da análise da relação capital de terceiros/capital total dessas empresas, é obtida a estrutura ótima de capital para as concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica. O valor resultante foi então de 56,95% para a participação de dívida no capital total. Após o ajuste em função da participação da Reserva Global de Reversão na dívida das empresas, o valor final adotado foi de 57,16% para a estrutura de capital.

Para o cálculo da taxa de retorno utiliza-se a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (Weighted Average Cost of Capital - WACC), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda. Esse enfoque busca proporcionar aos investidores um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de risco comparáveis.

O custo de capital próprio, em termos nominais, é de 16,71%. O custo de capital de terceiros, em termos nominais, é de 14,97%. O Custo Médio Ponderado do Capital, ou seja, a taxa de retorno adequada para investimentos em distribuição de energia elétrica no Brasil é de 9,95%.

A base de remuneração regulatória foi estimada conforme:

- a)* O ativo Imobilizado em Serviço – a valores de 31 de julho de 2008, é de **R\$3.652.095.847,58**.
- b)* A base de remuneração líquida provisória deduzida do valor das obrigações Especiais, é de **R\$ 1.845.679.580,03**.
- c)* O valor das Obrigações Especiais é de **R\$ 693.103.812,70**
- d)* A Taxa de Depreciação média é de 4,38%.
- e)* A Quota Anual de Depreciação média é de **R\$ 159.961.798,12**.

A remuneração bruta de capital foi de RS 278.250.179,11.

5.2.2.3 Cálculo da Depreciação

A quota de reintegração regulatória é composta das quotas de depreciação e de amortização e representa a forma de recomposição dos investimentos realizados para prestação do serviço ao longo da vida útil desses bens.

A reintegração regulatória foi de 4,38% que reflete a taxa média de depreciação e amortização dos ativos da Celesc.

O valor apurado da quota de reintegração foi de **R\$ 159.961.798,12**.

Assim o valor total apurado para a Parcela B da CELESC baseado na empresa referência da ANEEL para o ano de 2008 é de **R\$ 929.826.122,76**.

5.3 Revisões tarifárias

Revisão tarifária é um processo estabelecido pela agência reguladora na qual é revisado os valores das tarifas cobradas aos consumidores pelas empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica. Podendo este valor ser alterado para mais ou para menos dependendo das mudanças ocorridas nos custos e nos mercados das empresas, da comparação destas tarifas com as tarifas das empresas do exterior, da eficiência da empresa distribuidora, da necessidade de obter tarifas mais justas e o retorno adequado para os empresários.

A revisão tarifária periódica constitui o instrumento regulatório do novo regime econômico e financeiro através da qual se assegura que os ganhos de eficiência empresarial se traduzam em modicidade tarifária. O atual modelo de concessão do serviço público estabelece o denominado regime de preços máximos, cuja finalidade principal é a eficiência na prestação do serviço e a modicidade tarifária, com vantagens para os usuários do serviço

A previsão de realização de revisão tarifária periódica está prevista em lei e nos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, ocorrendo a cada quatro anos.

Além da revisão tarifária, existe o Reajuste tarifário anual que tem por objetivo repassar os custos não gerenciáveis e atualizar monetariamente os custos gerenciáveis.

Se houver alterações significativas comprovadas nos custos da concessionária ou ainda modificação de tributos posteriores á assinatura do contrato pode ocorre uma revisão extraordinária quando comprovado o seu impacto sobre os custos da empresa.

O contrato de concessão contempla procedimento específico para reajuste dessas parcelas durante cada ano do período tarifário. Ao iniciar-se o período tarifário, a concessionária tem estabelecido no momento da revisão tarifária a estrutura tarifária com seus valores iniciais que, aplicados ao seu mercado, definem a receita anual do primeiro ano do período tarifário subsequente (RA). Em cada reajuste anual do período tarifário, o valor da Parcela A (VPA) é obtido pelas condições vigentes de cada um dos itens que compõem a citada parcela (compra de energia e outros). O novo valor da Parcela B (VPB) é obtido pela diferença entre RA e VPA, corrigido pela variação do IGP-M observada nos 12 meses anteriores à data do reajuste.

Tais regras estimulam a concessionária a reduzir os custos de operação (cobertos pela Parcela B da receita) ao longo do período anterior à próxima revisão tarifária, uma vez que custos menores para um mesmo nível real de tarifas implicam em maiores benefícios para a concessionária, sob a forma de maior remuneração do capital.

$VPB = (RA - VPA) * IGPM$, onde:

VPB = Valor da Parcela B

RA = Receita Anual do Período Anterior

VPA = Valor da Parcela A

O Objetivo da Revisão Tarifária é garantir uma tarifa justa tanto para os consumidores quanto para os investidores e estimular o aumento da eficiência e da qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica. A revisão traz benefícios para os consumidores porque ela prevê mecanismos que incentivam as concessionárias a reduzir custos e a ser mais eficientes na prestação dos serviços. Os ganhos de produtividade obtidos pela empresa durante o período tarifário são repassados, em parte, aos consumidores na revisão tarifária subsequente. Além disso, os ganhos de produtividade das empresas previstos para o período compreendido entre as revisões, decorrentes do crescimento do consumo de energia, são compartilhados com os consumidores.

A revisão tarifária é obrigatória. Está prevista em lei e nos contratos de concessão assinados entre as distribuidoras e a União.

5.3.1 Aspectos metodológicos da revisão tarifária.

O processo de revisão tarifária é realizado em duas etapas. Na primeira etapa, denominada **reposicionamento tarifário**, são estabelecidas tarifas compatíveis com a cobertura dos custos operacionais eficientes – para um dado nível de qualidade do serviço – e com uma remuneração justa e adequada sobre investimentos realizados. A segunda etapa consiste no cálculo do Fator X, que é o estabelecimento de metas de eficiência para o segundo período tarifário que serão expressas na tarifa (veja-se capítulo teórico, seção 5.1)

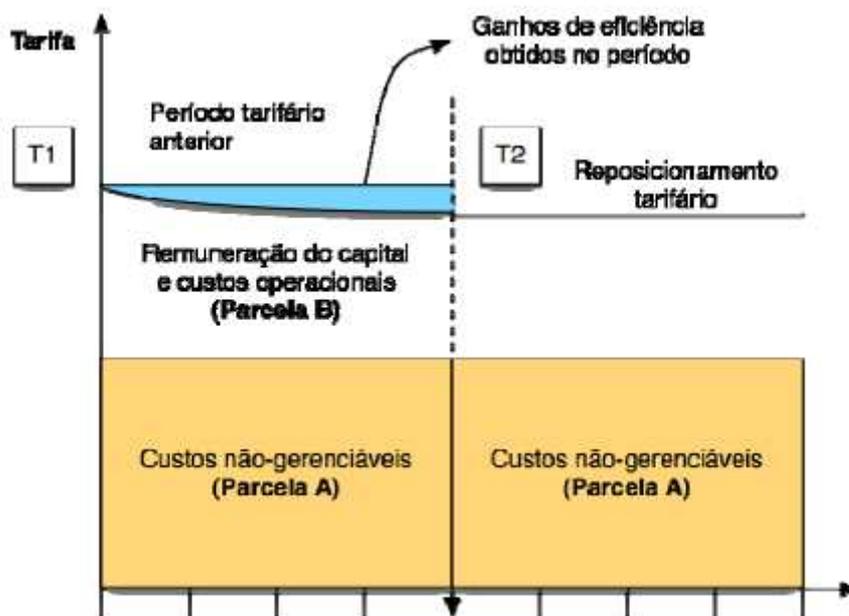
No momento da revisão tarifária são estabelecidas novas tarifas com base em custos eficientes, de forma que os consumidores sejam beneficiados pelas reduções de custos e pela maior eficiência que a concessionária teve a oportunidade de obter. Dessa forma, a remuneração do capital investido na prestação do serviço não é pré-determinada, mas pode ser acrescida como resultado da redução dos custos de operação, uma vez que os contratos prevêem mecanismos que procuram fazer as tarifas permanecerem constantes em termos reais.

As atuais regras jurídicas e econômicas relativas ao regime tarifário dos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica no Brasil constituem uma vertente do regime de regulação por incentivos. O contrato de concessão determina que sejam repassadas integralmente as variações anuais de custos observadas na Parcela A. Já a Parcela B – calculada por resíduo – é reajustada anualmente pelo IGP-M, com vistas à sua atualização monetária, sendo que o referido índice de preços é ajustado por um “Fator X”, determinado pela ANEEL na revisão tarifária periódica.

Supõe-se que as variações do índice que reajusta anualmente a Parcela B (IGP-M) e dos custos da Parcela A sejam iguais a zero ao longo do período tarifário anterior. A tarifa (ou “preço máximo”), inicialmente fixada em T1, permanece com seu valor fixo (em termos reais) no período tarifário, ou seja, até a próxima revisão tarifária periódica. Isso significa que a concessionária tem a oportunidade de reduzir custos de operação – o que está expresso pela área azul da figura – e, assim, aumentar sua remuneração ao longo desse período. Se a concessionária for eficiente, poderá se

apropriar do aumento da remuneração resultante de sua gestão ao longo desse período. As novas tarifas são estabelecidas no nível T2.

Gráfico 3 : Regime de Regulação por incentivos



Fonte: ANEEL (2008)

A determinação das variáveis do reposicionamento tarifário e o cálculo do Fator X devem ser realizados de forma a considerar que todos os procedimentos e análises fazem parte de um único processo, que é a revisão tarifária periódica. Em particular, deve-se assegurar a consistência entre o enfoque adotado para a definição e remuneração dos ativos necessários para prestar o serviço e a determinação do que se consideram como custos operacionais eficientes associados a essa prestação.

5.3.2 A Revisão Tarifária Periódica da Celesc

Como já foi estabelecida na seção anterior, a revisão tarifária periódica é realizada em duas etapas:

- a) Reposicionamento tarifário, e;
- b) Cálculo do Fator X.

Na continuação são tratados estes componentes da revisão tarifária periódica.

5.3.2.1 Reposicionamento tarifário.

No reposicionamento tarifário se trata de calcular a Receita Requerida da concessionária, que consiste na receita compatível com a cobertura de custos operacionais eficientes e com um retorno adequado sobre o capital prudentemente investido. Como a Receita Requerida é calculada em bases anuais, se trata de estabelecer um fluxo de receita compatível com os custos econômicos da prestação do serviço referenciados ao período de 12 meses subseqüentes à data da revisão tarifária. Para a concessionária CELESC esse período anual, denominado ano-teste, compreende os 12 meses de agosto/2008 a julho/2009.

O reposicionamento tarifário (RT) é o resultado da comparação entre a Receita Requerida (em R\$) para o ano-teste e a Receita Verificada (em R\$) da concessionária no mesmo período, conforme definido na fórmula a seguir:

$$RT = \frac{\text{RECEITA REQUERIDA} - \text{OUTRAS RECEITAS}}{\text{RECEITA VERIFICADA}}$$

- a) A **Receita Requerida** é composta pela Parcela A e Parcela B (cuja composição foi explicada previamente), referenciadas ao Ano-Teste.

Os custos da Parcela A são integralmente repassados às tarifas. O valor total apurado para a Parcela A da CELESC em 2008, é de R\$ 2.517.010.603,22, conforme detalhado No quadro abaixo.

Tabela 3: Valor Total da Parcela A (VPA)

VALOR TOTAL DA PARCELA A (VPA)	
COMPONENTE	VALOR (R\$)
Compra de Energia para Revenda	1.750.791.175,93
Encargos Setoriais	425.947.540,67
Custo com Transporte de Energia	340.271.886,62
Total	R\$ 2.517.010.603,22

Fonte: ANEEL 2008

O valor apurado de quota de reintegração foi de R\$ 159.961.798,12

Valor Total da Parcela B (VPB)

O valor total apurado para a Parcela B da CELESC, é de **R\$ 929.826.122,76**.

Tabela 4: Valor Total da Parcela B

VALOR TOTAL DA PARCELA B (VPB)	
COMPONENTE	VALOR (R\$)
Custos Operacionais	491.614.145,52
Remuneração do Capital	278.259.179,11
Quota de Reintegração Regulatória	159.961.798,12
Total	R\$ 929.835.122,76

Fonte: ANEEL 2008

Assim, o total da Receita Requerida é de R\$ 3.446.836.725,98 .

- b) A **Receita Verificada** corresponde à receita que seria auferida pela empresa com as tarifas vigentes antes da revisão tarifária periódica, aplicadas ao mercado de venda do ano teste.

A Receita Verificada¹⁰ é de **R\$ 3.745.895.651,33** . Esse valor é o resultado da aplicação das tarifas de fornecimento, suprimento e de uso do sistema de distribuição em vigor, aos mercados de venda de fornecimento, suprimento e de consumidores livres, respectivamente referenciados ao ano-teste(2008).

- c) **Outras Receitas** compreendem as receitas que não decorrem exclusivamente das tarifas, mas que mantêm relação, mesmo que indireta, com o serviço público prestado ou com os bens afetos à sua prestação. A apuração de outras receitas concentra-se na definição da receita regulatória de compartilhamento de infraestrutura e sua reversão parcial em prol da modicidade tarifária.

¹⁰ A receita verificada foi calculada considerando as tarifas “cheias”, sem a aplicação dos descontos para: consumidores da subclasse residencial baixa renda, atividade de irrigação no horário especial; gerador e consumidor livre de fonte incentivada; consumo próprio de auto-produtor e produtor independente; e cooperativas de eletrificação rural. A perda de receita da concessionária relativa à concessão desses descontos será compensada por meio de um componente financeiro, previsto nesta revisão, e apurado em definitivo no próximo reajuste.

Neste sentido, identificada a receita de compartilhamento e visando a implementação do incentivo de manter para a concessionária a remuneração sobre o capital próprio associado aos ativos compartilhados, deve ser considerado 90% (noventa por cento) do valor apurado como redutor tarifário a título de Outras Receitas, ou seja:

$$\text{Outras Receitas} = 0,90 \times \text{Rcomp}$$

Onde:

Rcomp = Receita de compartilhamento estimada para o ano – teste.

Para determinação da receita de compartilhamento, considerou-se o montante de receita informado pela concessionária, o que totalizou, para o Ano-Teste, o montante de R\$ 27.686.667,75. Desse total, considerou-se o percentual de 90% para apuração de outras receitas, resultando no valor de R\$ 24.918.000,97.

5.3.2.2 Resultado do Posicionamento

O reposicionamento tarifário (RT) 2008 da CELESC é de -8,65%. Dessa forma, para que a CELESC tenha receita capaz de cobrir custos operacionais eficientes e adequada remuneração sobre investimentos prudentes, suas tarifas de fornecimento de energia elétrica devem ser diminuídas em -8,65%. O cálculo do reposicionamento tarifário está expresso a seguir:

Tabela 5: Cálculo do Reposicionamento Tarifário

CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO		
COMPONENTE	CÁLCULO	VALOR (R\$)
Receita Requerida	(1)	3.446.836.725,98
Outras Receitas	(2)	24.918.000,97
Receita Verificada	(3)	3.745.895.651,33
REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO		
[(1) - (2)] / (3)		-8,65%

Fonte: ANEEL 2008

Esse reposicionamento assegura, no momento da revisão tarifária periódica, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de distribuição de que a CELESC é titular.

5.3.2.3 Cálculo do Fator X

Além do reposicionamento tarifário, a revisão tarifária periódica compreende uma segunda etapa, na qual se calcula o denominado Fator X. Os contratos de concessão das distribuidoras determinam que o valor da Parcela B da receita será ajustado anualmente no período tarifário entre revisões, aplicando-se ao valor vigente dessa parcela o índice “IGP-M – X”.

O fator X incide diretamente no Índice de Reajuste Tarifário (IRT), assim definido:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA_0}$$

Onde:

VPA1 - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”, aqui entendido como mercado de energia garantida da concessionária, nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento;

RA0 - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, não incluindo o ICMS;

VPB0 - Valor da Parcela B, considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior”, e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

Onde:

VPA0 - Valor da Parcela A referida na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”;

IVI - Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”. Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, o poder concedente estabelecerá novo índice a ser adotado;

X - Número índice definido pela ANEEL. Para os primeiros cinco reajustes anuais, o valor de X será zero. Uma vez determinado o valor da Parcela B no reposicionamento, este será reajustado anualmente por IGP-M – X até a próxima revisão tarifária. Assim, se os requisitos de eficiência associados à gestão dos custos operacionais já estão contemplados nos custos operacionais eficientes considerados no reposicionamento tarifário, o reajuste por IGP-M - X deve manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária. Isso requer que sejam considerados os efeitos sobre a produtividade derivados da mudança na escala do negócio por incremento da demanda da área servida (tanto por maior consumo dos clientes existentes como pela incorporação de novos usuários).

A determinação do Fator X mediante a aplicação desse procedimento contempla estritamente a produtividade derivada dos ganhos de escala que a (concessionária distribuidora) CELESC obtém ao atender uma maior demanda com custos incrementais menores que os reconhecidos no reposicionamento tarifário. , O Fator X assim calculado contempla o impacto que os investimentos associados ao atendimento desta demanda têm sobre a base de remuneração. Também se assegura que a concessionária poderá reter, durante o segundo período tarifário, aqueles benefícios que obtenha como consequência de uma gestão mais eficiente que a definida como referência no reposicionamento tarifário.

A abordagem adotada para o cálculo do Fator X é constituída de dois componentes:

- a) os ganhos de produtividade (X_e) que podem ser obtidos na gestão do serviço durante o próximo período tarifário.
- b) o X_a que tem como finalidade refletir a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, sobre a parcela mão-de-obra dos custos operacionais da concessionária.

Para fins de determinação do componente X_a , deve-se levar em conta que a Parcela B é composta por:

- i) Custos Operacionais da concessionária – CO; e

ii) Remuneração sobre o capital e a depreciação - RC. A soma desses dois itens é denominada PB.

A adoção do modelo da Empresa de Referência para a determinação dos custos operacionais da concessionária permite estabelecer as parcelas correspondentes a materiais e equipamentos – COME e a mão-de-obra – COMO, sendo que a soma das parcelas COME e COMO representa a totalidade dos custos da Empresa de Referência.

O IGP-M é o índice adequado para refletir a variação dos custos operacionais com materiais e serviços, enquanto que o IPCA é o índice que busca refletir a evolução dos custos operacionais com mão- de- obra. Assim, o Índice de Ajuste dos Custos Operacionais – IACO, específico para cada concessionária, é dado pela seguinte fórmula:

$$IACO = \left(\frac{CO_{ME}}{CO} \right) \times IGPM + \left(\frac{CO_{MO}}{CO} \right) \times IPCA$$

Onde:

IGPM = Número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”;

IPCA: Número índice obtido pela divisão dos índices do IPCA, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”;

COME: Parcela referente a materiais e equipamentos dos custos operacionais; e

COMO: Parcela referente à mão-de-obra dos custos operacionais.

Em relação à remuneração de capital e à depreciação, é aplicado o IGP-M sobre a totalidade dos custos.

A aplicação do componente Xa é dada de acordo com a fórmula a seguir:

$$Xa = IGPM - \left\{ \left[\frac{CO}{PB} \times IACO \right] + \left[\frac{RC}{PB} \times IGPM \right] \right\}$$

Onde:

IGPM: Número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”;

CO: Custos operacionais da concessionária;

RC: Soma da remuneração do capital e da quota de depreciação;

PB: Parcela B da concessionária definida no momento da revisão tarifária; e

IACO: Índice de Ajuste dos Custos Operacionais.

Cada um dos componentes descritos é aplicado a cada reajuste tarifário anual de forma a ajustar em termos reais a Parcela B da receita da concessionária. O Fator X tal que $(IGPM - X)$ é aplicado à Parcela B da receita da concessionária em cada reajuste tarifário anual do próximo período tarifário, de modo de contemplar o exposto nas seções anteriores, resulta da seguinte igualdade:

$$VPB \times (IGPM - X) = [VPB \times (1 - X_e)] \times (IGPM - X_a)$$

Ou seja, o Fator X será estabelecido de acordo com a fórmula a seguir:

$$\text{Fator X} = X_e \times (IGPM - X_a) + X_a$$

Onde:

X_e = componente que reflete a expectativa de ganho de produtividade decorrente da mudança na escala do negócio por incremento do consumo de energia elétrica na área servida, tanto por maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias;

X_a = componente que reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, sobre a parcela mão-de-obra dos custos operacionais da concessionária; e

IGPM = número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas - FGV, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”.

5.3.2.4 Considerações Finais sobre a Revisão Tarifária Periódica 2008

As etapas do processo de revisão tarifária periódica são compostas por duas etapas:

- i) fixação de tarifas (reposicionamento) no início do novo período tarifário, atendendo ao conceito de “custos eficientes de operação”;
- ii) fixação do Fator X, de forma a contemplar mudanças na produtividade não associadas à gestão da concessionária distribuidora durante o período tarifário que se inicia com a revisão, permite obter todos os objetivos fundamentais de um regime de regulação por incentivos,

Após a aplicação das metodologias definidas para a implementação da revisão tarifária periódica, os índices de reposicionamento tarifário considerando-se a receita com efeitos financeiros é de – 8,65%. Isto significa que a Celesc teve que baixar sua tarifa de energia elétrica em 8,65%.

Pode-se observar nesta revisão que não existe um relacionamento direto entre as estruturas, tarifas desenvolvidas pelas áreas, os itens contábeis e outros custos da Empresa Referência e da Celesc.

A filosofia do funcionamento da estrutura da Empresa Referência é uma empresa virtual focado no resultado global, além disso, neste período a Empresa Referência estava em aperfeiçoamento pela ANEEL.

Comparando-se os valores contábeis das despesas operacionais da Celesc do ano 2007 com os Valores da Empresa Referência (ER) constata-se uma diferença de 250 milhões de reais. Neste mesmo período a despesa com pessoal da concessionária Celesc está 120 milhões de reais acima dos valores admitidos como eficientes pela ER. Os benefícios pagos pela Celesc estão 140 milhões acima dos determinados como eficientes pela ER.

Com relação ao número de funcionários a concessionária tinha 2.000 empregados a mais do que os estabelecidos pela ER.

A revisão tarifária periódica de 2008 da Celesc D teve bons resultados, pois foram obtidas algumas conquistas significativas, como o reconhecimento do volume de investimentos até a próxima revisão, o total de ativos reconhecidos, o fator X que ficou em torno de 1%, o reconhecimento da ANEEL das projeções da Celesc D para o seu

mercado de energia. A dificuldade esteve como já exposta acima com o reconhecimento dos custos operacionais, pois a ANEEL reconheceu um valor compatível com as outras concessionárias que têm sistema elétrico e número de consumidores semelhantes ao da Celesc D, o valor regulatório estabelecido, foi menor que o valor real praticado.

Assim a Celesc D foi penalizada por ter seus custos operacionais acima dos estabelecidos pela Empresa Referência. Sendo que a próxima Revisão Tarifária periódica acontecerá no ano de 2012.

Portanto a Revisão Tarifária de 2008 resultou em mudança na estrutura tarifária, gerando economia para o consumidor. Segundo Resolução Homologatória 848/2009, as tarifas da Celesc após passarem pela Revisão Tarifária Periódica de 2008, passaram por aprimoramentos metodológicos e ficaram estabelecidas em – 9,16%.

A variação decorrente da receita decorrente da diferença entre o reposicionamento provisório e o definitivo será considerada no reajuste de 2009.

6.3.3 Reajuste Anual 2010

Em 7 de agosto de 2009, as tarifas da CELESC foram, em média, reajustadas em 11,31%, sendo 4,80% do reajuste econômico e 6,51% dos componentes financeiros, conforme a Resolução Homologatória n.º 856/2009.

Conforme a Resolução Homologatória n.º 848, de 14 de julho de 2009, que divulgou o resultado definitivo da Revisão Tarifária Periódica de 2008 da CELESC, foi estabelecido, para o atual ciclo tarifário da distribuidora, o valor do componente Xe em **0,50%**.

O componente Xa do “Fator X” é recalculado em cada reajuste tarifário anual sendo considerado para o atual reajuste o valor de **0,35%**, resultando, para a CELESC, um Fator X de **0,88%**, conforme tabela abaixo:

Tabela 6: Fator X

FATOR X		
COMPONENTES	CÁLCULO	VALOR (R\$)
IGP-M	g	5,79%
IPCA	c	4,72%
Xe	e	0,50%
Xa	a	0,35%
Total	[(1) - (2)] / (3)	0,88%

Fonte: ANEEL 2010

Para 2010 a CELESC encaminhou à ANEEL solicitação de Reajuste Tarifário Anual médio de **18,46%**, a ser aplicado às suas tarifas de fornecimento de energia elétrica a partir de 7 de agosto de 2010, sendo **12,50%** relativo ao cálculo econômico e **5,96%** referente aos componentes financeiros.

O Reajuste Tarifário Anual da CELESC, calculado pela SRE, para aplicação em 7 de junho de 2010, resultou no percentual total de **16,75%**, sendo **9,25%** relativo ao cálculo econômico e **7,50%** referente aos componentes financeiros pertinentes.

O índice médio final do reajuste, de **16,75%**, foi calculado considerando-se o IGP-M acumulado para o período de referência e o Fator X, resultando um percentual de **4,91%** a ser aplicado para atualizar a Parcela B da receita da concessionária. O índice compreende também a atualização de custos relativos à compra de energia, aos encargos setoriais e ao transporte de energia.

No cálculo da Receita Anual – RA0 da CELESC, na Data de Referência Anterior – DRA do período de referência, foi considerado o valor de **R\$ 3.853.720.432,22**, obtido do banco de dados Gerenciador de Tarifas de Fornecimento – GTF enviado pela concessionária.

Em relação ao P&D, considerou-se o adicional de 0,30%, destinado ao ressarcimento de Estados e Municípios que tiverem eventual perda de receita decorrente da arrecadação de ICMS incidente sobre combustíveis fósseis utilizados para geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados.

Os encargos associados às instalações de transmissão foram informados pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT. Os valores dos encargos relacionados ao transporte de energia a serem considerados neste reajuste tarifário (em DRA e DRP) estão demonstrados no quadro abaixo:

Tabela 7: Encargo de Uso de Conexão da Rede Básica

Encargo de Uso e Conexão da Rede Básica			
COMPONENTE	DRS (R\$)	DRP (R\$)	DISPOSITIVO LEGAL
Transporte de Itaipú	34.367.138,71	36.473.397,89	REH1022/2010
Rede básica	257.721.970,00	249.579.360,50	REH1022/2010
Rede básica fronteira	47.180.576,00	48.495.998,00	REH1022/2010
REDE BÁSICA ONS (A2)	948.343,52	875.425,91	REH1023/2010
MUST ITAIPÚ	31.428.846,18	29.578.932,88	REH1022/2010

Conexão	31.277.891,68	34.284.287,65	REH1022/2010
Usos do sistema de distribuição	6.249.832,26	6.924.288,54	REH1015/2010
Total dos Custos de Transporte	409.174.598,35	406.211.691,37	

Fonte: ANEEL 2010

O encargo de conexão da CELESC DIS com a transmissora ELETROSUL foi reajustado pelo IGP-M. Sendo que todos os valores da estimativa dos encargos de uso da Rede Básica contemplam as tarifas de uso do sistema de transmissão, para o ciclo 2010-2011.

A tabela abaixo apresenta os valores de perdas da Rede Básica, técnicas e não-técnicas,¹¹ para o atual reajuste tarifário da CELESC.

Tabela 8: Perdas Rede Básica, Técnicas e Não Técnicas

Perdas Rede Básica, Técnicas e Não-técnicas – DRA & DRP		
DESCRIÇÃO	DRS	DRP
Perdas Técnicas	6,17%	6,17%
Perdas na Rede Básica	2,42%	2,50%
Perdas não Técnicas sobre BT	4,27%	4,27%
Mercado Baixa Tensão (MWh)	7.695.881	7.695.881

Fonte: ANEEL 2010

Para a obtenção da energia requerida a ser considerada, tanto na Data de Reajuste Anterior – DRA como na Data de Reajuste em Processamento – DRP, é necessário proceder ao cálculo das perdas físicas (MWh) regulatórias, de acordo com as respectivas perdas percentuais determinadas na última revisão tarifária e somar o mercado de venda da concessionária. Sendo assim são apresentadas as energias requeridas em DRA e em DRP na tabela abaixo.

¹¹ O Regulador determina, para cada ano de um período tarifário, o nível máximo de perdas a serem admitidas sobre as quantidades de energia elétrica que a concessionária distribuidora prevê vender para atender seu mercado. AS Perdas Técnicas de Energia são as perdas inerentes ao transporte de energia elétrica na rede da distribuidora, e as de Perdas Não Técnicas o restante da diferença entre a Energia Injetada (Suprida mais Geração Própria) na rede da distribuidora e a Energia Fornecida por meio dessa rede.

Tabela 9: Energia Requerida – DRA & DRP

Perdas Rede Básica, Técnicas e Não-técnicas – DRA & DRP		
DESCRIÇÃO	DRA	DRP
Fornecimento (MWh)		15.599.745
Suprimento (MWh)		457.612
Consumidores Livres (MWh)		1.836.063
Consumidores Rede Básica (MWh)		0
Mercado total		
Perdas Rede Básica (MWh)	425.538	439.605
Perdas na Distribuição (MWh)	1.526.844	1.526.844
Perdas Técnicas (MWh)	1.198.230	1.198.230
Perdas não Técnicas (MWh)	328.614	328.614
Perdas totais	1.952.382,00	1.966.449,00
Energia Requerida	18.009.739,00	18.023.807,00

Fonte: ANEEL 2010

O requisito de energia elétrica da CELESC para atendimento ao seu mercado de referência calculado no item anterior é de 18.023.807 MWh, formado por 16.057.357 MWh para atendimento ao mercado de fornecimento e suprimento e 1.966.449 MWh para cobertura das perdas regulatórias de energia elétrica.

A seguir, na Tabela 10 estão relacionados os contratos de compra de energia elétrica da CELESC, os seus respectivos montantes bem como as despesas de cada contrato.

Tabela 10: Contratos de Compra de Energia Elétrica da Celesc e respectivas Tarifas

Contratos de Compra de Energia Elétrica da CELESC e respectivas Tarifas			
Contratos	Custo total (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Compra (MWh)
AMBIENTE REGULADO			
CCEAR			
1º Existente 2006-08	52.345.200,94	87,41	598.824
2º Existente 2008-08	125.665.152,22	105,11	1.195.540
4º Existente 2009-08	558.409.410,35	117,66	4.746.152
MCS D 1º Existente 2005-08	27.948,38	73,83	379
MCS D 1º Existente 2006-08			1.396

	120.671,55	86,44	
MCS D 1º Existente 2007-08	19.186,60	96,88	198
(VR) 1º Nova A-5 2010-15 T	76.730.916,97	145,41	527.685
(VR) 1º Nova A-5 2010-30 H	79.134.321,35	145,41	544.213
(VR) 4º Nova A-3 2010-15 T	28.878.871,00	142,76	198.602
(VR) 6º Nova A-3 2011-OF 5	30.815.030,33	145,60	215.849
1º Nova A-3 2008-15 T	140.938.650,31	145,60	967.985
1º Nova A-3 2008-30 H	16.094.749,80	131,38	122.508
1º Nova A-4 2009-15 T	64.964.582,30	144,07	450.924
1º Nova A-4 2009-30 H	4.960.602,55	140,38	35.336
2º Nova A-3 2009-15 T	185.507.114,38	147,35	1.258.956
2º Nova A-3 2009-30 H	375.910.966,00	153,36	2.451.148
CONTRATOS BILATERAIS			
EOL Bom Jardim	157.549,29	225,07	700
CEESAM Santa Maria	1.833.680,75	76,40	24.000
Lages Bioenergética	38.503.710,46	199,79	192.720
CENAEEL	2.118.124,13	235,35	9.000
CGH Roncador	617.194,64	98,91	6.240
ITAIPÚ	427.883.176,34	94,79	4.513.783
PROINFA	0,00	0,00	498.733
Sobras (-) / Déficit (+)	70.200.925,15	130,71	537.065
Total dos Custos de Transporte	2.141.435.885,48	118,81	18.023.806,55

Fonte: ANEEL 2010

Para os contratos bilaterais (com terceiros e com parte relacionada – fornecedores que pertencem ao mesmo grupo controlador da distribuidora) firmados anteriormente a Lei nº. 10.848/2004 foram utilizados os preços de repasse e regra de reajuste informados pela Superintendência de Estudos de Mercado - SEM por meio do Memorando nº. 167, de 6 de julho de 2010, obedecendo a data de reajuste prevista em cada contrato.

O valor da despesa com compra de energia elétrica de Itaipu é apurado com base na tarifa de repasse de potência de Itaipu Binacional e nos montantes de potência e

energia associada para os próximos doze meses. Para valoração dessa despesa, considera-se a taxa de câmbio, em R\$/US\$, em data próxima ao reajuste tarifário anual. A tarifa de Itaipu é fixada em dólares.

Resumo dos Componentes Financeiros

A tabela seguinte consolida os valores considerados como componentes financeiros.

Tabela 11: Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	
COMPONENTE	VALOR (R\$)
CVA em Processamento Total	2.490.887,63
Neutralidade – Total	-6.750.198,79
Saldo a Compensar CVA ano anterior	-227.638,99
Repasse da sobrecontratação de energia REN ° 255/2007	32.854.437,49
Exposição CCEAR entre Submercados	663.039,99
Ajuste Financeiro ref. Recálculo Reajuste/Revisão ano anterior	9.099.039,27
Subsídio, Revisão e Previsão Irrig./Aquicultura - Res. 207/2006	-62.155,44
Subsídio, Revisão e Previsão Cons./ Livre Fonte Inc. - Res. 077/2004	17.507.626,68
Subsídio, Revisão e Previsão Ger. Font. Inc. - Res. 077/2004	2.830.901,53
Subsídio, Revisão e Previsão Baixa Renda	7.254.311,08
Subsídio, Revisão e Previsão Cooperativas	166.675.972,45
Subsídio, Revisão e Previsão TUSD-Fio B-Suprida Res. 243/2006	50.419.823,66
Previsão da sobrecontratação de energia	-416.127,06
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	6.171.954,91
Consumidor A1 - Ativos de Conexão/DIT já considerados na Parcela A	-789.635,96
Déficit - Programa Luz para Todos	1.745.745,00
Ajuste ref. Equilíbrio econômico financeiro T USDg (A2)	3.671.099,03
Total	R\$ 316.285.588,62

Fonte: ANEEL 2010

5.5 Análise dos Resultados

A diferença entre o reajuste solicitado pela CELESC, de **18,46%**, e o reajuste tarifário calculado pela SRE, de **16,75%**, está demonstrada a seguir.

Tabela 12: Diferenças entre o pleito da CELESC e cálculo da SRE¹²

Diferenças entre o pleito da CELESC e cálculo da SER			
DESCRIÇÃO	EMPRESA	ANEEL	MOTIVO
IGP-M Fator X	5,39%	4,91%	A empresa utilizou índices de IGP-M projetados
RA	3.787.883.464	3.862.453.474	A ANEEL utilizou tarifas sem desconto
Encargos Setoriais	656.276.934	620.144.123	
Reserva Global de Reversão - RGR	33.037.615	13.286.003	A ANEEL utilizou os valores calculados pela SFF
Conta de Consumo de Combustíveis - CCC	250.495.315	250.495.315	
Taxa de Fisc. De Serviço de E.E - TFSEE	8.229.634	9.080.194	A ANEEL utilizou os valores calculados pela SRE
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	167.210.667	167.210.667	
Compensação financeira - CFURH	-	-	
EES/EER	60.670.484	43.439.570	A ANEEL utilizou os valores projetados pela SRG e SRE
PROINFA	87.778.836	87.778.836	
P&D, Efic Energ e Ressarc. ICMS Sist Isol.	48.690.358	48.664.607	A empresa utilizou receita líquida diferente
ONS	164.026	168.931	
Custo com Transporte de Energia	425.913.017	406.211.691	
Transporte de Itaipu	36.473.398	36.473.398	
Rede básica	251.780.754	249.579.361	
Rede básica fronteira	48.492.830	48.495.998	
Rede básica ONS	-	875.426	A empresa não apresentou valores
MUST Itaipu	29.798.994	29.578.933	
Conexão	52.442.752	34.284.288	A ANEEL utilizou os valores calculados pela SRT
Uso do Sistema de Distribuição	6.924.289	6.924.289	
Compra de Energia	2.200.034.993	2.141.435.885	
Energia Comprada	1.754.408.472	1.713.552.709	A ANEEL utilizou montantes e tarifas diferentes
Itaipu	445.626.520	427.883.176	A ANEEL utilizou montante e cotação do dólar diferentes
VPB	979.042.524	1.051.976.089	Valores diferentes de RA0, IGP-M - Fator X, VPA0
IRT	12,50%	9,25%	
CVA	28.775.672	(4.486.950)	
CVA em Procesamento - Enc. Set + Neutralidade	95.154.853	105.981.671	A ANEEL utilizou os valores fiscalizado pela SFF
CVA em Procesamento - Energia comprada	(69.965.561)	(117.850.406)	A ANEEL utilizou os valores fiscalizado pela SFF

¹² Superintendência de Regulação Econômica – SER/ANEEL

CVA em Processamento - Transmissão	3.586.380	7.609.424	A ANEEL utilizou os valores fiscalizado pela SFF
Saldo a compensar CVA - Ano Anterior + Ajustes	-	(227.639)	A empresa não apresentou o cálculo
Subsídios	220.352.514	244.626.480	
Subsídio, Reversão e Previsão Irrig./Aquic. - Res207/2006	(67.087)	(62.155)	A ANEEL utilizou os valores fiscalizado pela SFF
Subsídio, Reversão e Previsão CLC Fonte Inc. Res077/2004	17.515.060	17.507.627	A ANEEL utilizou os valores fiscalizado pela SFF
Subsídio, Reversão e Previsão Ger. FI - Res077/2004	3.715.327	2.830.902	A ANEEL utilizou os valores fiscalizado pela SFF
Subsídio, Reversão e Previsão Baixa Renda	-	7.254.311	A ANEEL utilizou os valores fiscalizado pela SFF
Subsídio, Reversão e Previsão Cooperativas	151.000.577	166.675.972	A ANEEL utilizou os valores fiscalizado pela SFF
Subsídio, Reversão e Previsão TUSD - Fio B - Suprida	48.188.636	50.149.824	A ANEEL utilizou os valores fiscalizado pela SFF
Outros Componentes Financeiros	4.763.977	76.146.059	
Repasse de sobrecontratação de energia REN nº 255/2007	-	32.854.437	A empresa não pleiteou sobrecontratação
Previsão da sobrecontratação de energia	-	16.450.538	A empresa não pleiteou sobrecontratação
Exposição CCEAR entre Submercados	508.557	663.040	
Parcela Ajuste RB Fronteira	-	(416.127)	A empresa não pleiteou parcela de ajuste RB fronteira
Parcela Ajuste Conexão/DIT	-	6.171.955	A empresa não pleiteou parcela de ajuste de conexão
Consumidor A1 - Ativos de Conexão/DIT na Parcela A	-	(789.636)	
Ajuste Financeiro P&D	-	6.695.968	A empresa não pleiteou ajuste de P&D
Déficit - Programa Luz Para Todos	1.755.420	1.745.745	
Ajuste ref. Equilíbrio econômico - financeiro TUSDg (A2)	-	3.671.099	Decorrente de provimento parcial do recurso do URT 2009
Ajuste Financeiro ref. Recálculo Reajuste ano anterior	-	9.099.039	Decorrente de provimento parcial do recurso do URT 2009
Provisão despesas oriundas da Resolução nº 376/2009	2.500.000	-	Despesas referentes à Parcela B analisadas na revisão
CVA	0,68%	-0,11%	
Subsídios	0,06%	5,80%	
Outros Componentes Financeiros	0,11%	1,80%	
Reajuste Tarifário com Financeiros	18,46%	16,75%	

Fonte: ANEEL 2010

Apuração do IRT da CELESC:

1) O cálculo do Índice de Reajuste Tarifário – IRT da CELESC resultou em um ajuste médio das tarifas de **16,75%**. Este valor é composto pelo Índice de Reajuste Tarifário – IRT econômico de **9,25%** acrescidos os componentes financeiros, no total de 7,50%, resultando um efeito médio para os consumidores cativos de **9,85%** para o reajuste tarifário anual de 2010 da CELESC.

2) O Valor da Parcela A – VPA apresentou uma variação de **10,77%** no período de referência, representando um percentual de **7,98%** na composição do IRT da concessionária. Dentre os diversos itens de custos considerados, cabe destacar:

i) **Encargos Setoriais**. Variação de **125,18%** da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, provocando um aumento tarifário de **3,61%**;

ii) **Custos de Transporte**. Variação de **-0,72%** do custo total com transporte de energia, refletindo uma redução tarifária de **-0,08%**, decorrente da queda nas tarifas as tarifas de uso do sistema de transmissão;

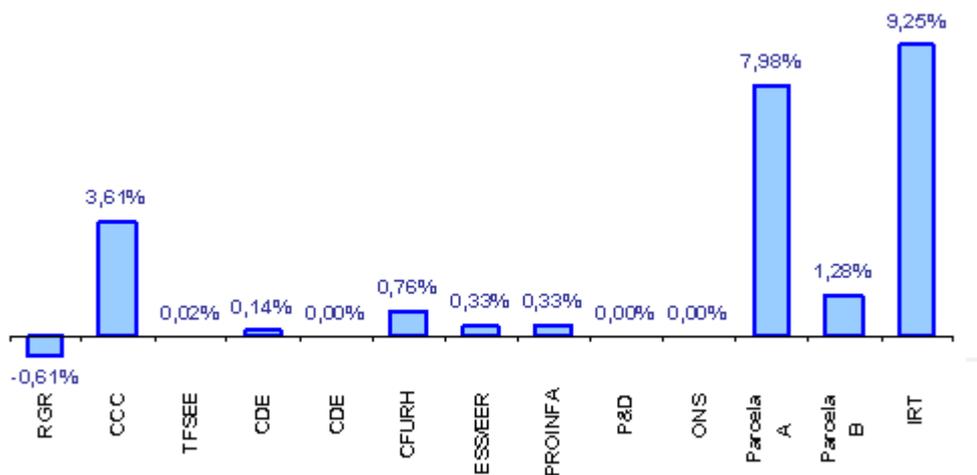
i) **Mix de Compra**. Variação de **6,73%**, contribuindo com aumento de **3,49%** na formação do índice de reajuste tarifário, devido principalmente à entrada de novos CCEARs no mix de compra da CELESC.

O índice utilizado para reajustar a Parcela B reflete a variação acumulada do IGP-M no período de agosto de 2009 a julho de 2010, de **5,79%**, que deduzido do Fator X de **0,88%** atingiu o percentual final de **4,91%**, representando um percentual de **1,28%** na composição do IRT da concessionária.

Do ponto de vista dos componentes financeiros, merece destaque o subsídio dado às cooperativas de eletrificação rural e os descontos TUSD (Fio B) para supridas, contribuindo respectivamente com **3,95%** e **1,19%** na composição do IRT da concessionária.

Abaixo se apresenta o gráfico da participação percentual dos itens não gerenciáveis (VPA) e dos gerenciáveis (VPB) na composição do IRT.

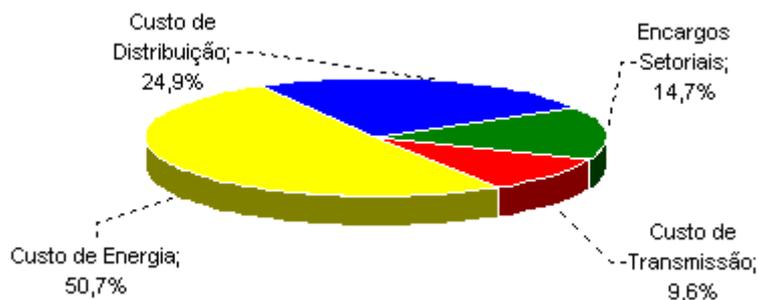
Gráfico 4: Composição Percentual do Índice de Reajuste Tarifário IRT Econômico



Fonte : ANEEL 2010

A seguir demonstra-se a participação dos itens não gerenciáveis (VPA – Custos de Energia, Custos de Transmissão e os Encargos Setoriais), e dos gerenciáveis (VPB), na composição da nova Receita Anual da CELESC.

Gráfico 5: Participação dos Itens da Parcela “A” e “B” na Receita Atual

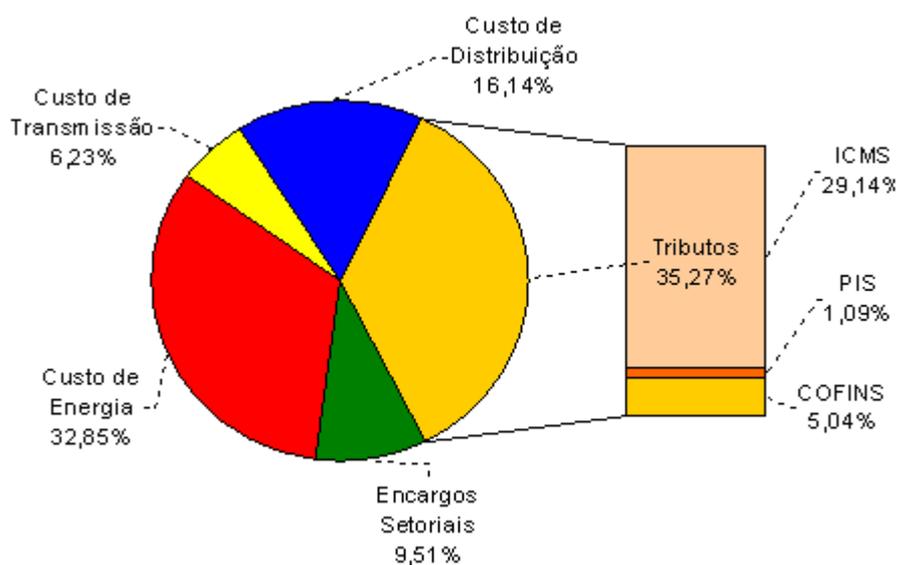


Fonte: ANEEL 2010

O gráfico abaixo demonstra a participação de cada segmento na composição da receita da CELESC, ou seja, quanto de cada conta de energia elétrica se destina aos segmentos de geração, transmissão e distribuição, aí inclusos os custos de operação e manutenção (O&M), a depreciação dos ativos e a remuneração do capital investido, bem como quanto se destina ao pagamento dos encargos setoriais e dos tributos. Apenas

os tributos incidentes diretamente sobre o valor faturado pela concessionária foram considerados, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 29,14% para o ICMS, de 1,09% para o PIS e de 5,04% para a COFINS (total de 35,27% – por dentro), incidentes sobre a fatura contendo os tributos em sua base de cálculo, conforme estabelecido na legislação pertinente, o que representa uma majoração de 54,48% (por fora) sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

Gráfico 6: Composição da Receita



Fonte: ANEEL 2010

Como podemos ver no decorrente trabalho, o objetivo da regulação econômica é reproduzir, no desempenho da empresa monopolista regulada, os efeitos da pressão da concorrência (efetiva e potencial) observados em mercados competitivos. No regime tarifário aplicado, regime de preços máximos, os serviços são regulados pelo preço.

Sendo aplicado em duas etapas como foi exposto, primeiramente pelo reposicionamento tarifário, que em 2010 foi 16,75% e em 2008 foi de – 8,65%, que estabeleceram tarifas compatíveis com a cobertura de custos operacionais eficientes e com uma remuneração justa e adequada sobre investimentos realizado com prudência – com base na empresa de referência da ANEEL.

A segunda etapa foi o cálculo do fator X que é o estabelecimento de metas de eficiência para o segundo período tarifário que serão expressas nas tarifas. As novas tarifas são estabelecidas com base em custos eficientes para que os consumidores sejam beneficiados pelas reduções de custos e pela maior eficiência que a concessionária obteve.

A análise dos custos operacionais eficientes pela Celesc sujeita o regulador aos efeitos de assimetria de informação, pois a Celesc gerencia todas as informações (técnicas, operativas, financeiras, contábeis, etc) vinculadas à prestação do serviço regulado. Assim o regulador (ANEEL) tem acesso parcial e limitado às informações que, em geral, são fornecidas pela Celesc que está sendo regulada.

Desta forma a ANEEL não se baseou somente em informações fornecidas pelas concessionárias, mas na definição de parâmetros de eficiência através da empresa referencia.

5.6 CONCLUSÃO

A empresa estudada, Celesc Distribuição S.A. após passar pela revisão tarifária em 2008, teve que reposicionar sua Tarifa de Energia Elétrica em – 8,5%, pois de acordo com a empresa de referência da ANEEL seus custos estavam acima dos estabelecidos por esta, não atendendo aos princípios de modicidade tarifária exigidos pelo regulador.

Em 2010 a Celesc encaminhou à ANEEL solicitação de Reajuste Tarifário Anual médio de 18,46%, o que não foi aceito pela ANEEL que reposicionou a tarifa em 16,75%.

O Índice de Reajuste Tarifário é Calculado conforme exposto no capítulo quatro na seção 4.3.2.3. Sendo Composto pelo valor da parcela A, valor da parcela B, valor do IGP-M menos Fator X, e pela Receita Anual.

A diferença entre o pleito da Celesc e o calculado na ANEEL pode ser visto no quadro 11, diferenças entre o Pleito da Celesc e Calculo SER seção 5.3.3..

O Cálculo do IGP-M menos Fator X da Celesc foi de 5,39%, enquanto a ANEEL repassou o valor de 4,91%; a concessionária utilizou índices de IGP- M projetados.

Os valores repassados referente à Receita Anual, sendo que o do regulador teve um valor maior, foram divergentes, pois, a ANEEL utilizou tarifas sem desconto.

O valor da Parcela A apresentou uma variação de 10,77% no período de referência representando um valor percentual de 7,98% na composição do IRT. Dentre os custos da Parcela A, o custo Encargos Setoriais que obteve uma variação de 125,18% da Conta Consumo Combustíveis provocando um aumento tarifário de 3,61%. Os valores solicitados pela Celesc não foram totalmente aceitos pela ANEEL, enquanto a Celesc repassou o valor de 656.276.934 a ANEEL reconheceu apenas 620.144.123.

O Custo de Transporte teve uma variação de -0,72% do custo total com transporte de energia; que refletiu uma redução tarifária de 0,08%, decorrente da queda nas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão conforme a ANEEL. Neste valor também houve divergência por parte da concessionária e do regulador, enquanto a Celesc repassou o valor de 425.913.017, a ANEEL admitiu apenas 406.211.691.

O mix de compra teve uma variação de 6,73% contribuindo com um aumento de 3,94% no índice de reajuste Tarifário. Os valores da compra de energia foram divergentes entre Celesc e ANEEL pois a ANEEL utilizou montantes e tarifas diferentes para calcular a energia comprada, e utilizou montantes cotação do dólar diferentes para calcular a energia comprada de Itaipu que é calculada em dólares.

A parcela B que é o único custo gerenciável da concessionária Celesc, é calculada pela variação do IGP-M no período de agosto de 2009 a julho de 2010, foi de 5,79% que deduzido do fator X atingiu um percentual final de 4,91%; resultando em uma variação de 1,28% na composição da IRT da concessionária.

Em relação aos componentes financeiros, o Subsídio dado as cooperativas de eletrificação rural, que segundo a concessionária tiveram uma variação de 0,06; segundo a ANEEL esta variação foi de 5,80% resultando em 3,95% na composição do IRT. Os descontos de TUSD contribuíram com 1,19% na composição da IRT da concessionária.

O cálculo do Índice de Reajuste Tarifário IRT da Celesc resultou em um ajuste médio das tarifas de 16,75%. Composto pelo Índice de Reajuste Tarifário econômico de 9,25% acrescido dos componentes financeiros de 7,5%. O efeito para os Consumidores Cativos (aqueles que são obrigados a comprar a energia da Celesc) foi de 9,85%, ou seja, a tarifa para os consumidores cativos aumentou 9,85% a partir de agosto de 2010. Como já exposto no presente trabalho, os Custos de Energia, Custos de Transmissão e Encargos Setoriais fazem parte da parcela A e não são gerenciáveis pela concessionária.

Ficou claro que o processo de Assimetria de Informação, foi contornado pela agência reguladora através da construção de uma empresa virtual. A Celesc gerencia todas as informações vinculadas à prestação do serviço regulado; porém o regulador define parâmetros de eficiência através da empresa referência.

Com base no referido exposto a empresa reguladora ANEEL não se enquadra na Teoria da Captura na qual a regulação não estaria correlacionada com a existência de falhas no mercado, e sim para atender o interesse de grupos de produtores mais que o interesse público.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução ANEEL nº 456, 2000.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução ANEEL nº 234, 2006.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) Relatório ANEEL 10 anos / Agência Nacional de Energia Elétrica. – Brasília: ANEEL, 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Nota Técnica nº225/2008 SRE/ANEEL, 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Nota Técnica nº230/2010 SRE/ANEEL, 2010.

ARAÚJO, J. L.; DE OLIVEIRA, A. Reforma do setor elétrico. *In: Diálogos da energia: reflexões sobre a última década – 1994-2004*. Rio de Janeiro: 7 Letras, 2005.

ANTUNES, Flavia Mesquita A Institucionalização do Modelo Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro – O Caso das Distribuidoras de Energia Elétrica RJ, 2006.

ARAÚJO, J. L.; DE OLIVEIRA, A. Reforma do setor elétrico. *In: Diálogos da energia: reflexões sobre a última década – 1994-2004*. Rio de Janeiro: 7 Letras, 2005.

ARMSTRONG, COWAN e VICKERS . Regulatory reform: economic analysis and British experience. 1994

BRASIL. Lei Federal nº 8031, de 12 de abril de 1990.

BRASIL. Lei Federal nº 8987, de 13 de fevereiro de 1995

BAUMOL, W.J., PANZAR, J.C., WILLIG, R.D. Contestable Markets and the Theory of Industry Structure Orlando/ Harcourt Brace Jovanovich. 1982

BOCCHI, João Ildebrando. Monografia para Economia. 2004.

BYRNS, Ralph Microeconomia. São Paulo: MAKRON BOOKS, 1996.

CATELA, Eva Yamila A. da Silva. Indústria das Telecomunicações na Argentina, privatização e desregulação de capital. 2004.

CHANG, H.J, The economics and politics of regulation. Cambridge Journal of Economics N° 21, 1997.

ESPOSITO A. S, Privatização da Light: a repartição dos ganhos de produtividade. Rio de Janeiro: UFRJ, 2000.

FIANI, R. Teoria da Regulação Econômica: Estado Atual e Perspectivas Futuras. Teoria Política e Instituições de Defesa da Concorrência. Rio do Janeiro/Editora de UFRJ.1998

HAMILTON E MARKUN, Celesc 50 anos de História. Florianópolis.2006.

IPEA Setor Elétrico: desafios e oportunidades. Serie Eixos do Desenvolvimento, comunicado N 51. 2010.

JOSKOW, P.L.; SCHMALENSEE, R., Incentive Regulation for Electric Utilities, Yale Journal on Regulation, N4, 1986.

LANDAU, E. (organizadora) Regulação Jurídica no Setor Elétrico. Rio de Janeiro, R.J., 2006.

LAFFONT, J.J., Llevando los principios a la práctica en teoría de la regulación. Texto de discusión N° 1, Centro de Estudios Económicos de la Regulación, UADE. 1999

LITTLECHILD. The official history of privatisation. 1983

MAY, PAULO ROBERTO. A Implantação de Modelos de Gestão em uma Empresa Pública: O modelo de Gestão Participativa e o Modelo de Controle da Qualidade Total Na Centrais Elétricas de Santa Catarina – Celesc, Florianópolis 1999.

NADER, VALÉRIA Setor Elétrico: uma História de Descaminhos – 2007.

OLIVEIRA, A. Privatização do setor elétrico: dilemas e opções. Rio de Janeiro, 1996.

PINDYCK, R. S.; RUBINFELD, D. L. Microeconomia. 6a ed. São Paulo: Prentice Hall, 2005.

PIRES, JOSÉ CLAUDIO LINHARES. Desafios da Reestruturação do setor Elétrico Brasileiro. Rio de Janeiro 2000.

PIRES e PICCININI, Modelos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico 1999.

PINTO, H.Q. y FIANI, R. Regulação econômica. In KUPFER, D. y HASENCLEVER, L. (org.) Economia Industrial São Paulo/ Editora Campus.2002

SALGADO, L.H. A economia política da ação antitruste. São Paulo/Editora 1997.

STIGLITZ, J., Promoting Competition in Telecommunications. Working Paper N° 2, Centro de Estudios Económicos de la Regulación, UADE. 1998.

STIGLITZ, J., Information and the Change in the Paradigm in Economics. American Economic Review, 92 (3) – Nobel Lecture, 2002.

VISCUSI, W.K., VERNON, J., HARRINGTON,J.R. Economics of regulation and antitrust. 3 ed. Cambridge/Mass.: MIT Press. 1997

APÊNDICE 1

Componentes Tarifários Financeiros Externos à Revisão Tarifária (2008)

O valor da tarifa de fornecimento de energia elétrica encerra um conceito de custo econômico. Entretanto, foram criados componentes tarifários financeiros que não fazem parte da base tarifária, ou seja, não fazem parte da tarifa econômica, pois se referem a valores pagos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias.

Os componentes financeiros consistem em:

Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, para compensar os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A. O valor da CVA da CELESC foi calculado em R\$ 50.193.463,17 . Esse valor é composto pelo montante computado nos últimos 12 meses. Tais valores são provisórios, pois dependem de fiscalização da ANEEL.

Repasse de Sobrecontratação de Energia. No repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até cento e três por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição.

Nesta revisão tarifária está sendo considerado o valor definitivo de R\$(33.585.605,42), calculado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE com base nos dados do ano civil de 2007. No reajuste tarifário de 2007 foi concedido como adiantamento de Repasse de Sobrecontratação o valor de R\$ 1.655.011,11, que atualizado para agosto de 2008 resulta no financeiro de Sobrecontratação de Energia para este ano de R\$ (35.347.396,68).

Exposição por Diferenças de Preços entre Submercados. As regras de comercialização prevêem mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados, eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR na modalidade de quantidade

de energia. Conforme informação encaminhada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, está sendo reconhecido neste reposicionamento tarifário o valor de R\$ (139.918,24), que contempla às contabilizações efetuadas no período de janeiro a dezembro de 2007.

Parcela de Ajuste da Rede Básica – Fronteira. Está sendo considerada a Parcela de Ajuste – PA da Rede Básica Fronteira, de R\$ (6.467.596,39), referente ao valor utilizado pelo ONS na contabilização dos encargos de uso dos sistemas de transmissão do período 2006-2007. Este valor deve ser adicionado ou subtraído da receita anual permitida do mesmo período, de modo a compensar, respectivamente, déficit ou superávit de arrecadação do período anterior (2005- 2006) e os encargos financeiros decorrentes da majoração das alíquotas do PIS/PASEP e da COFINS. Além disso, na PA Fronteira deste ciclo foi considerado um valor correspondente ao passivo financeiro obtido em função da revisão tarifária das transmissoras retroativa a 2005.

Parcela de Ajuste Conexão – PIS/COFINS e Revisão Transmissora. Da mesma forma que no item anterior, as parcelas de conexão (PIS/PASEP e COFINS) referem-se ao impacto financeiro do acréscimo associado às instalações de conexão de uso próprio (RPC) que, devem ser aplicados na data de reajuste/revisão tarifária da concessionária de distribuição. Também está sendo considerado o impacto financeiro da revisão tarifária das transmissoras no repasse dos encargos de conexão, relativos às DIT's (Demais Instalações de Transmissão) em operação. O valor total do componente financeiro resultou em R\$ (1.894.711,42).

Passivo Transmissora STC. Novos pontos de conexão da CELESC com a STC entraram em operação comercial e com isso existe um passivo de R\$ 915.000,00 (valor histórico) a ser reconhecido na tarifa da CELESC. Esse passivo foi calculado considerando que 4 Entradas de Linhas (EL) de 138 kV, sendo duas na SE Lages e outras duas na SE Rio do Sul, tiveram as linhas da CELESC conectadas em novembro de 2007 e que a partir de março de 2008 a terceira EL de 138 kV na SE Rio do Sul teve a linha da distribuidora conectada. Esse passivo foi calculado conforme o art.4º-B da Resolução Normativa nº 068/2004 que estabelece que não deverá ser repassado o encargo de conexão das EL para as tarifas dos consumidores finais enquanto a

distribuidora não fazer uso dessas EL. O valor atualizado para agosto de 2008 resulta no montante de R\$ 945.789,20.

Passivo do Programa Luz para Todos. Foi calculado um passivo de R\$ 20.166.108,94. Tendo em vista que na composição do reajuste tarifário de abril de 2007 foi considerado um reembolso financeiro no valor de R\$ 8.050.454,92 , com atualização do IGP-M, o valor que resta nessa revisão tarifária é de R\$12.115.654,02

Recálculo do IRT ano anterior – Proinfa. Está sendo considerado o valor de R\$ (7.495.647,02) relativo ao recálculo da IRT 2007 em razão do tratamento tarifário da energia do PROINFA, o qual deve constar da valoração da tarifa média dos contratos de energia da concessionária.

Previsão e Recuperação de Desconto em Irrigantes. Consiste na perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos aos consumidores da classe rural com atividade de irrigação no horário especial, de R\$ 223.032,74 . Sendo o valor referente à previsão para os próximos 12 meses de R\$ 192.677,96 , calculado conforme previsão de mercado informado pela concessionária, e R\$ 30.354,78 referente ao passivo dos meses de julho de 2007 a abril de 2008.

Previsão e Recuperação de Desconto em Fonte Incentivada. Consiste na perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos à geradoras e consumidores livres de fonte incentivada, de R\$ 24.280.754,96 .

Desconto TUSD Autoprodutor. Não está sendo considerado no atual cálculo tarifário da CELESC o valor pleiteado pela concessionária a título de recuperação dos descontos concedidos aos agentes de autoprodução (APE) e produção independente de energia (PIE), referentes às componentes CCC, CDE e PROINFA da TUSD, haja vista que após análise do comportamento do mercado da concessionária no período de agosto de 2007 a julho de 2008, verificou-se que o universo de consumidores pagantes proporcionou uma receita relativa aos encargos em questão suficiente para compensar o montante do subsídio tarifário dado aos autoprodutores e produtores independentes.

Custo de realização de campanha de medidas. Decorre do atendimento ao disposto, que solicita o encaminhamento de tipologias que representem a totalidade das unidades

consumidoras e das instalações de transformação de tensão. O custo referente a este item totaliza R\$185.130,78, conforme informado pela concessionária. Em razão de não ter sido realizada a fiscalização deste componente financeiro, este valor está sendo considerado provisoriamente, devendo ser validado pela fiscalização da ANEEL no próximo reajuste tarifário.

Custo de reavaliação de ativos. Consiste no reconhecimento de custos adicionais associados à avaliação de ativos para o 2º Ciclo de Revisões Tarifárias. Em razão de não ter sido realizada a fiscalização deste componente financeiro, o valor contemplado nesta revisão tarifária, de R\$ 520.000,00, está sendo considerado provisoriamente, devendo ser validado pela fiscalização da ANEEL no próximo reajuste tarifário.

Recomposição REN nº 243/2006. Decorre da alteração da metodologia de cálculo das tarifas de suprimento de energia aplicadas às concessionárias com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano. Após a realização da Audiência Pública nº 013/2006. As tarifas de suprimento foram segregadas em Tarifa de Energia - TE e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD, considerando para a primeira o custo médio de compra de energia da supridora e para a segunda os custos de transporte de energia relativos aos componentes Fio A, perdas técnicas e encargos do serviço de distribuição, sendo aplicado desconto de 100% na parcela Fio-B. As tarifas calculadas originalmente pela ANEEL, por meio da REN nº 206/2005, consideravam a manutenção do subsídio existente nos Contratos Iniciais, vigentes em dezembro de 2005, na tarifa de energia, e a TUSD fora calculada sem a aplicação de qualquer desconto, não observando as diretrizes do Dec. 4.541/02. A alteração da metodologia implicou alteração na condição de equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias supridoras, estabelecida no 1º ciclo de revisões tarifárias. No Reajuste Tarifário de 2007 foi calculado o passivo referente ao suprimento da CELESC, o qual foi diferido em cinco parcelas, de acordo com o diferimento considerado pelas empresas supridas pela CELESC. A parcela correspondente ao ano de 2008 é de R\$170.766,40, que atualizado para agosto de 2008 totaliza R\$ 193.184,32.

Subsídio Cooperativas de Eletrificação Rural. Trata-se da previsão de recuperação do desconto dado às cooperativas de eletrificação rural no período de agosto de 2008 a julho de 2009, no valor de R\$ 96.694.367,03.

PIS/COFINS sobre Componentes Financeiros. No período de agosto de 2004 a julho de 2005 a CELESC teve reconhecida em suas tarifas apenas a contribuição para PIS e COFINS sem adicionais financeiros mesmo sendo a base de cálculo das contribuições o faturamento da companhia. Neste sentido, como já concedido a outras concessionárias, foi considerado o passivo financeiro no valor de R\$ 7.450.419,34.

P&D sobre Componentes Financeiros. Foi considerado no Reajuste Tarifário de 2007 o valor de R\$ 3.706.569,81, referente ao repasse de P&D incidente sobre os valores dos componentes financeiros da receita anual da concessionária, no período de 2004 a 2006. Portanto, tal ajuste já foi considerado às tarifas da CELESC, não cabendo mais a concessão deste item nesta Revisão Tarifária.

Previsão Subsídio Baixa Renda. Trata-se da previsão de complemento de receita ao valor da subvenção da CDE destinado a cobertura dos descontos concedidos aos consumidores da subclasse residencial Baixa Renda, no valor de R\$ 2.764.343,17. No reajuste tarifário de agosto de 2009 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado.

Concatenação CUSD. A SRE apurou o ajuste financeiro do CUSD firmado entre a CELESC e a COPEL, a fim de capturar a diferença entre o valor contemplado na tarifa no reajuste de 2007 e o realizado nos últimos dozes meses. O valor apurado pela SRE, com base nas tarifas praticadas e na demanda de uso do sistema de distribuição, resultou em R\$ (40.921,28).

Passivo Geradora – TUSD G. Decorre do passivo financeiro relativo ao encargo de uso do sistema de distribuição devido pela geradora UTE Jorge Lacerda à CELESC no período de julho de 2004 a julho de 20087. O valor total foi atualizado monetariamente pela variação acumulado do IGP-M até agosto de 2008, resultando no montante total de R\$(1.203.650,75).

Recurso Reajuste Tarifário de 2007. Em razão de recurso interposto face o Reajuste Tarifário de 2007 e deliberação do colegiado de diretores da ANEEL realizada no dia 29

de julho de 2008, está sendo considerado o cálculo dos seguintes itens, conforme pleiteado pela CELESC e o que consta do Processo nº48500.003218/2007-96:

- i. a diferença entre a tarifa que seria obtida pela abertura tarifária considerada pela ANEEL para atingir sua receita requerida entre agosto de 2007 e julho de 2008 e aquela que foi calculada com base na metodologia da Resolução 243/2006, cujo componente financeiro era divergente. O pleito da empresa foi constatado pela SRE. Com isso, está sendo considerado o montante de R\$ 113.370,11 , devidamente atualizado até agosto de 2008;
- ii. o recálculo da TUSD cobrada pela CELESC à IGUAÇU de agosto de 2006 a julho de 2007, uma vez que na época foi utilizada a metodologia provisória da Audiência Pública nº 13/2006, ao invés da que foi determinada na Resolução Homologatória nº 243/2006. A ANEEL apurou a TUSD que deveria ter sido cobrada no período nos valores de R\$ 8,49/kW no horário de ponta e de R\$ 1,29/kW no horário fora de ponta (valores que já incorporam os componentes financeiros). O recálculo das tarifas gerou um passivo a ser devolvido pela Iguaçu à CELESC no período no valor de R\$ 1.371.434,85 , valor que conta com a atualização monetária até agosto de 2008 e incorpora o PIS/COFINS. Por outro lado, esse aumento de receita no uso do sistema de distribuição pela Iguaçu deverá refletir na modicidade tarifária dos outros consumidores da CELESC. O montante que será considerado na revisão tarifária da empresa em 2008 será o valor negativo de R\$ (1.371.434,85) (base: agosto de 2008), o que não incorpora o custo do PIS/COFINS, uma vez que a ANEEL não faz o cálculo da receita da empresa considerando esse tributo.
- iii. a reconsideração de montantes utilizados no cálculo do passivo referente à mudança de metodologia de cálculo das tarifas para as concessionárias menores do que 500 GWh/ano introduzida pela Resolução 243/2006. Conforme a empresa alega, esses montantes estavam diferentes do que foi efetivamente faturado pela CELESC à Iguaçu no mês de janeiro de 2006. O recálculo do passivo gerou uma diferença de R\$ 67.420,89; já atualizado para agosto de 2008.
- iv. Passivo de R\$ 47.177,02, já atualizado para agosto de 2008, relativo aos montantes referentes às ultrapassagens de até 5% do contratado originalmente, para efeito do cálculo do desconto na TUSD, decorrente da Resolução Homologatória nº 77/2004, nos termos do Memorando nº 1056/2008-SFF/ANEEL, de 28/07/2008.

v. a reconsideração do cálculo do valor da CVA Rede Básica do ano anterior. Este componente financeiro foi considerado, no último reajuste, em duplicidade, sendo feita a correção, nesta revisão tarifária, por meio da CVA a compensar sem a duplicidade da CVA Rede Básica.

APÊNDICE 2 - Modalidades Tarifárias

Modalidades Tarifárias.

Segundo disposição da ANEEL, os consumidores são identificados, para efeito da aplicação das tarifas, por classes e subclasses de consumo em:

- Residencial;
- Industrial;
- Comercial, serviços e outras atividades (e.g. serviços de transporte, comunicação, telecomunicação e outros afins);
- Rural;
- Poder Público (e.g. atividades do Poder Público – esferas federal, estadual e municipal);
- Iluminação Pública;
- Serviço Público (e.g. água, esgoto e saneamento);
- Consumo Próprio (fornecimento destinado ao consumo de energia elétrica da própria empresa de distribuição).

As tarifas de fornecimento de energia elétrica são definidas com base em dois componentes: a) demanda de potência; e b) consumo efetivo, denominada também como estruturação tarifária binômia.

A demanda de potência é medida e expressa em kW. Corresponde à potência elétrica solicitada pelo consumidor à empresa distribuidora durante o período de fornecimento mensal. O consumo efetivo é medido e expresso em kWh, o qual corresponde ao real consumo ao longo do período faturado, normalmente de 30 dias. Para o faturamento do fornecimento/prestação de serviço de distribuição de energia elétrica, as unidades consumidoras podem ser enquadradas em dois grupos tarifários, conforme características a seguir descritas:

1) Grupo A: Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição e optantes pelo enquadramento neste Grupo,

caracterizado pela estruturação tarifária binômia, e subdividido em diferentes subgrupos¹³.

2) Grupo B: Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão superior a 2,3 kV e faturadas neste Grupo por opção, desde que atendidos os critérios definidos na legislação, caracterizado pela estruturação tarifária monômia.

As modalidades tarifárias disponíveis às unidades consumidoras enquadradas no Grupo A, consideram, por sua vez, a época do ano e o momento do dia em que a energia é consumida, e são divididas neste sentido em:

- Modalidade tarifária convencional: estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica (kWh) e/ou de demanda de potência (kW) independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano.
- Modalidade tarifária horo-sazonal: estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia(a) e dos períodos do ano(a):

1) Modalidade tarifária horo-sazonal verde: é aplicada uma única tarifa de demanda (kW) e as tarifas de consumo (kWh) variam conforme o horário do dia e o período do ano.

2) Modalidade tarifária horo-sazonal azul: as tarifas de demanda (kW) variam de acordo com as horas de utilização do dia e as tarifas de consumo (kWh) variam conforme o horário do dia e o período do ano.

Por outro lado, são divididos dois horários dentro do dia:

1) Horário de Ponta (p): Período definido pela Celesc Distribuição e composto por até 3 (três) horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de Carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi, Finados e os demais feriados definidos por lei federal, considerando as características do seu sistema elétrico. A Celesc

¹³ a) Subgrupo A1- tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV; b) Subgrupo A2 - tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV; c) Subgrupo A3 - tensão de fornecimento de 69 kV; d) Subgrupo A3a - tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV; e) Subgrupo A4 - tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV; f) Subgrupo AS - tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição e enquadradas neste grupo em caráter opcional.

Distribuição adota como Horário de Ponta o período compreendido entre 18h30 e 21h30.

2) Horário Fora de Ponta (fp): Período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta.

Uma última consideração refere-se ao período do ano que é atravessado e que também influencia a tarifa. Neste sentido, dois períodos são considerados:

1) Período Úmido (U): Período de 5 (cinco) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.

2) Período Seco (S): Período de 7 (sete) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro.

Finalmente, com base na legislação em vigor, fazem jus ao benefício da tarifa Social de baixa renda todos os consumidores residenciais com consumo mensal inferior a 80 kWh ou aqueles cujo consumo esteja situado entre 8 m e 220 kWh/mês e inscritos no Cadastro Único de Programas Sociais do Governo Federal.