



UNICAMP

**Aplicação da metodologia de elaboração de projetos de investimentos
na expansão das operações de empresas distribuidoras de energia elétrica
como meio de alavancar a taxa de retorno sobre ativos.**

Aluno: Rafael Bandeira de Almeida

RA: 045841

Orientador: Prof. Dr. Miguel Juan Bacic

Campinas, Instituto de Economia da Unicamp, Dezembro de 2008.

Rafael Bandeira de Almeida



**Aplicação da metodologia de elaboração de projetos de investimentos
na expansão das operações de empresas distribuidoras de energia elétrica
como meio de alavancar a taxa de retorno sobre ativos.**

Monografia apresentada como requisito parcial para a
conclusão do Curso de Ciências Econômicas da Universidade
Estadual de Campinas-Unicamp, Instituto de Economia
Orientador: Prof. Dr. Miguel Bacic

Campinas, Instituto de Economia da Unicamp, Dezembro de 2008.

Sumário

Introdução.....	5
Capítulo I – Elaboração de Projetos de Investimento.....	7
1.1 Planejamento	7
1.1.1 Conceito de Planejamento.....	7
1.1.2 As filosofias de planejamento	7
1.2 O projeto no processo de planejamento	9
1.3 As etapas de um projeto de investimento	11
1.3.1 Os investimentos, as receitas e os custos operacionais.....	11
1.3.2 O estudo de mercado	13
1.3.3 A engenharia	13
1.3.4 Tamanho e localização.....	14
1.3.5 Análise da rentabilidade e sensibilidade do projeto.....	14
1.4 O papel do projeto na decisão de investir	15
Capítulo II – Estrutura de Regulação Tarifária em Empresas	
Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil.....	19
2.1 A construção de uma empresa de referência.....	22
2.2 Parcela A Parcela B.....	23
2.3 Fator X.....	25
Capítulo III – Descrição do funcionamento de uma empresa distribuidora	
de Energia Elétrica – Estudo de Caso.....	27
3.1 Características Gerais - ELEKTRO	27
3.2 A determinação da Parcela A.....	29
3.2.1 Compra de Energia Elétrica	30
3.2.2 Encargos Tarifários	32
3.2.3 Custos com Transporte de Energia	33
3.2.4 Valor Total da Parcela A.....	35

3.3 A Determinação da Parcela B	35
3.3.1 Custos Operacionais.....	35
3.3.2 Remuneração do Capital	37
3.3.3 Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	38
3.3.4 Valor Total da Parcela B (VPB).....	39
3.4 Aspectos Metodológicos da Revisão Tarifária	39
3.4.1 Cálculo do Reposicionamento Tarifário	39
3.4.2 Cálculo Fator X – ELEKTRO.....	41
Cap IV – Expansão da demanda de energia elétrica e seus impactos em uma empresa distribuidora de energia elétrica – Estudo de Caso	44
4.1 Estudo de Caso: aumento e redução da demanda de energia elétrica na área de concessão da ELEKTRO.....	44
4.1.1 Análise de Viabilidade	44
4.1.1 Impactos Financeiros.....	45
V. CONCLUSÃO	49
Referências Bibliográficas	52

Introdução

O modelo regulatório do Preço-Teto é considerado um regime com alto poder de incentivo, pois não impede que a remuneração do capital varie conforme o desempenho de gestão da empresa; dá a possibilidade de as empresas aumentarem seus lucros ao longo de um período de tempo previamente determinado, o que incentivaria os investimentos e a ampliação das atividades por parte das distribuidoras.

Ou seja, apesar de ser um setor cujas tarifas são reguladas, nota-se a possibilidade de aumentos dos lucros. Assim a proposta deste estudo consiste em investigar possibilidades de melhorias da lucratividade das empresas distribuidoras de energia elétrica, através da expansão de suas operações. Para verificar a *viabilidade ou não* de ganhos crescentes com essa expansão será usada a técnica de elaboração de projetos de investimentos.

Desta forma, o problema fundamental que o presente estudo busca analisar está no fato de que com a utilização de um projeto de investimento e dada a atual estrutura de regulação tarifária seria possível uma empresa de distribuição de energia elétrica melhorar seu retorno sobre ativos, e assim melhorar seus índices financeiros?

Frente a este problema, a hipótese inicial adotada pelo estudo e que buscaremos comprovar, consiste na possibilidade de melhoria do retorno sobre os ativos à medida que as operações aumentam devido à existência de fatores que permanecem fixos, apesar da presença da agência reguladora (ANEEL) que controla a tarifa a ser adotada pelas distribuidoras de energia elétrica. Neste aspecto, a metodologia de elaboração de projetos de investimentos será fundamental e permitirá planejar antecipadamente os níveis de rentabilidade a serem atingidos com a expansão. Por outro lado há que considerar que o regulador possui condições de criar mecanismos que dificultem esta possibilidade, e no caso do Brasil, tal mecanismo encontra-se no uso do Fator X.

Dada a orientação do trabalho em estudar a importância da elaboração de projetos de investimentos na possibilidade de melhorias no retorno sobre os ativos de uma empresa de distribuição de energia elétrica no Brasil, o presente trabalho apresenta no capítulo, uma investigação sobre o processo de elaboração de um projeto de investimento, que foi realizada por meio da revisão bibliográfica. A seguir, o estudo se volta, no capítulo II, para uma análise mais específica do mercado de distribuição de energia elétrica, com ênfase na estrutura de regulação tarifária vigente no setor. Para este estudo de mercado do setor energético as

principais fontes de dados e informações encontram-se nos sites da ONS, ANEEL, EPE e CCEE¹.

Na sequência, no capítulo III, é feita uma descrição do funcionamento de uma distribuidora de energia elétrica (Elektro) com base no modelo usado pelo regulador (empresa referência), evidenciando a estrutura física e financeira (equipamentos, operações, subsistemas, rede, pessoal, custos, receitas...) servindo como base para o estudo uma empresa referência do setor. No capítulo IV é simulada uma situação de aumento e de redução de demanda e estudado o impacto sobre a rentabilidade da empresa. Finalmente apresentam-se as conclusões deste trabalho.

¹ Operador Nacional do Sistema (ONS); Empresa de Pesquisa Energética (EPE); Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

1.1 Planejamento

1.1.1 Conceito de Planejamento

O processo decisório na empresa é um processo que se dá sob condições de *informação parcial*. Nestas condições, a fim de garantir que as decisões tomadas conduzam a empresa na direção desejada, é necessário um processo de coleta e seleção de informações para realimentar o processo decisório. Tal processo faz parte integrante do planejamento empresarial.

Pode-se entender planejamento como sendo um processo de tomada de decisão interdependentes, decisões estas que procuram conduzir a empresa para uma situação futura desejada. Neste processo é necessário que haja coerência entre as decisões atuais e aquelas tomadas no passado e que haja realimentação entre as decisões e os resultados. Como subproduto da atividade de planejar tem-se o aprendizado que os executivos obtêm do funcionamento interno da firma, bem como das relações entre a mesma e o meio ambiente.

1.1.2 As filosofias de planejamento

A atividade de planejar pode ser executada segundo três diretrizes distintas: satisfação, otimização e adaptação.

a- Satisfação

Procura-se atingir certo nível de satisfação que seja viável. O processo de planejamento começa pelo estabelecimento de objetivos factíveis. Tais objetivos terão número reduzido e, sendo objetivos que encontraram menor resistência à sua implementação, poderão inclusive não ser os mais adequados à empresa.

A preocupação básica do administrador que busca satisfazer está centrada no aspecto financeiro, sendo dada grande ênfase ao orçamento e às suas projeções. Os planos tenderão a ser conservadores e raramente se afastarão das práticas usuais da empresa.

A grande vantagem desta filosofia é que o processo de planejar pode ser realizado em menor tempo, custando menos e exigindo menor capacitação técnica. Há também menor resistência interna ao planejamento por parte da organização, fato que pode ser muito importante se a empresa está iniciando o aprendizado do processo de planejar.

b- *Otimização*

O administrador que segue esta filosofia de planejamento formula os objetivos da empresa em termos quantitativos. Os diversos objetivos são reduzidos a uma medida comum(em geral monetária) e combinados em uma medida geral e ampla de desempenho. A seguir, procura-se formular um ou mais modelos matemáticos que, ao serem otimizados, indicarão como a empresa deverá ser gerida.

A grande vantagem deste modo de conduzir o planejamento é a automatização do processo decisório. Isto é particularmente verdadeiro naquelas decisões onde os modelos desenvolvidos são muito eficientes, ou seja, principalmente nas decisões operacionais (controle de estoques, manutenção...)

Por outro lado, o otimizador tenderá a ignorar aquelas decisões que ele não pode modelar porque envolvem objetivos qualitativos e/ou porque os modelos matemáticos não são capazes de fornecer uma solução plausível.

c- *Adaptação*

A adaptação é a procura de equilíbrio por parte da firma após uma mudança. Tal equilíbrio (interno ou externo) pode resultar da necessidade de compensar um desequilíbrio que estava reduzindo a eficiência do sistema empresa.

Assim, a firma ao procurar a adaptação, estará reagindo a um estímulo. Esta reação poderá ser *passiva* ou *antecipatória*.

O planejador que procura adaptar poderá fazê-lo de modo *passivo* se a resposta programada pela empresa for defasada e dentro dos padrões normais de operação. Já a resposta *antecipatória* envolve a preocupação por antecipar as mudanças do meio e por adaptar a empresa a estes novos estados. Pode ser também que a resposta seja *auto-estimulada*, quando há uma preocupação constante pela busca de novas oportunidades para crescimento e/ou expansão da empresa.

O ponto básico na filosofia de planejamento adaptativo é que a firma deve responder de modo adequado às mudanças externas, por serem as mesmas as principais responsáveis pelos problemas internos. Isto é conseguido através da estrutura administrativa, ou seja, principalmente através dos recursos humanos de que a empresa dispõe. Do ponto de vista adaptativo, as respostas da empresa serão mais adequadas e flexíveis se os executivos e as demais pessoas estiverem preparados.

A grande vantagem desta filosofia é focalizar a atenção nos recursos humanos e no processo de aprendizado. A desvantagem está na dificuldade de fazer com que o enfoque tradicional seja abandonado.

1.2 O projeto no processo de planejamento

“Evidentemente, más alto será el nivel de racionalidad del proceso de inversión cuanto maior sea el numero de decisiones que se basen en alternativas de proyectos bien estudiados” Roland McKEAN, **Efficiency in Government Through Systems Analysis**, N. York, John Wiley and Sons, 1967, p.15.

Para Holanda (1983), em termos estritamente econômicos, quando falamos em projeto geralmente temos em vista um plano de investimento. Por sua vez, um investimento pode ser definido como um comprometimento de recursos realizado com o objetivo ou a esperança de obtenção de benefícios futuros, durante um período razoável de tempo.

Dessa forma, um projeto pode ser entendido como um conjunto de informações, sistemática e racionalmente ordenadas, que nos permite estimar os custos e benefícios de um determinado investimento, convém ressaltar, as vantagens e desvantagens de utilizar recursos para a criação de novos meios de produção ou para o aumento da capacidade ou melhoria do rendimento dos meios de produção já existentes.

A elaboração de qualquer projeto de produção futura de bens e serviços implica no equacionamento de um complexo número de variáveis, relacionadas com os diversos aspectos técnicos, econômicos, financeiros, administrativos e legais das empresas.

Com a finalidade de atender a necessidade de racionalização do processo decisório, na escolha entre alternativas de investimento, que surgiu a técnica de elaboração e análise de projetos de investimento. Esta técnica trata-se de uma combinação dos princípios básicos de economia, engenharia, finanças e administração, que proporciona a definição de critérios objetivos que indicarão a melhor escolha entre as diversas possibilidades de decisão de investimento.

A realização do projeto, desde a idéia inicial até o seu funcionamento como uma unidade de produção, é um processo contínuo no tempo, através de sucessivas fases, nas quais se combinam considerações de caráter técnico, econômico e financeiras estudadas através de diferentes etapas.

O projeto começa com a idéia de investir uma determinada quantidade de capital na produção de certo bem ou serviço. Essa idéia tem que ser desenvolvida por um estudo que

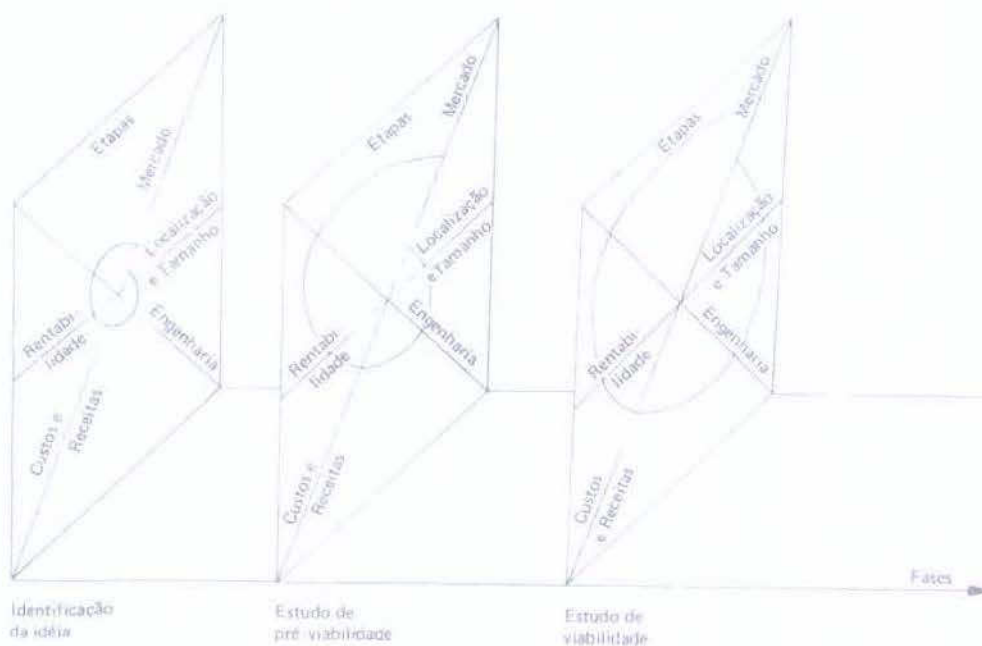
inclui as várias etapas, inclusive a etapa final onde devem ser consideradas as operações de execução do projeto.

De acordo com Mathias (1996) o processo de elaboração e execução do projeto deve seguir, basicamente, cinco fases distintas: a identificação da idéia, o estudo de previabilidade, o estudo de viabilidade, o detalhamento da engenharia e por fim a execução. As três primeiras dessas fases são as que interessam no quadro de um estudo de projeto de investimento.

Ao longo da fase de identificação da idéia, os responsáveis pelo projeto devem avaliar a concepção da idéia, questionando se a mesma justifica ser estudada. Em caso da resposta ser positiva, deve-se aprofundar na idéia original realizando um estudo de previabilidade, fundamentados em dados não necessariamente definitivos. Assim, caso essa previabilidade indique a necessidade de um estudo definitivo é que se inicia a elaboração do estudo da viabilidade.

Em cada uma dessas fases que compõem um projeto, deve conter, no mínimo, as seguintes etapas básicas: um estudo de mercado, um estudo de tamanho e localização, a engenharia, uma análise de custos e receitas e uma análise detalhada de rentabilidade do investimento.

Figura 1.1 - Fases de um Projeto



Fonte: Clemente (1998)

1.3 As etapas de um projeto de investimento

A *idéia inicial* pode surgir de uma oportunidade que a empresa tenha detectado. Esta *idéia inicial* é traduzida numa análise de viabilidade superficial para verificar se vale a pena fazer a análise de *pré-viabilidade*. Caso a resposta seja positiva, passa-se a fase de *pré-viabilidade*, e a seguir, atinge a fase de *viabilidade*. Quantias crescentes serão gastas conforme se avança nos estágios até alcançar o projeto final.

Figura 1.2 - Os gastos acumulados em elaboração e análise em função do tempo.



Fonte: Mathias (1996)

1.3.1 Os investimentos, as receitas e os custos operacionais

O projeto, através de um fluxo físico, transforma insumos em produtos novos. Esses fluxos físicos têm necessariamente uma contrapartida financeira, onde aos insumos comprados e às máquinas usadas correspondem saídas de dinheiro, e aos produtos que são produzidos correspondem a entradas de dinheiro. As saídas são denominadas por custos e as entradas por receitas. Há duas formas de custos: aqueles que são realizados antes que a empresa comece a funcionar são os chamados investimentos; e há aqueles que se repetem a cada período de tempo considerado, são os custos operacionais.

a-) Os Investimentos

O objetivo da etapa de investimentos é determinar as necessidades de recursos financeiros para executar o projeto. Os investimentos necessários para a instalação e o funcionamento do projeto dividem-se em: investimentos fixos e investimentos circulantes.

Os investimentos fixos dependem do nível de produção projetado, e são calculados simplesmente a partir dos dados definidos pela engenharia.

Os investimentos circulantes dependem do nível efetivo de produção da empresa, e seu cálculo exige o conhecimento dos recursos financeiros necessários para colocar em funcionamento a unidade de produção, garantir este funcionamento sem risco de escassez de insumos, nem de liquidez (dinheiro), necessários para todas as suas atividades.

b-) As Receitas

Se a rentabilidade é o que determina a sua viabilidade, o cálculo das receitas e dos custos é fundamental, pois a rentabilidade é uma função direta dessas duas variáveis:

$$r = \frac{R - C}{I}, \text{ onde } r : \text{rentabilidade}$$

R : receita
C : custos
I : investimentos.

O cálculo das receitas depende diretamente do programa de produção, isto é, da previsão de quanto será produzido e vendido pela unidade de produção, assim como dos preços que terão os produtos no mercado.

$$R = \sum q_i * P_i, \text{ onde } R: \text{receita}$$

q_i : quantidade que será produzida
 P_i : preço de cada produtos no mercado.

Para determinar as quantidades e os preços dos produtos, o cálculo da receita utiliza os dados do estudo de mercado.

c-) Os Custos Operacionais

Os custos estão divididos em custos fixos e custos variáveis. Os custos fixos são aqueles que não dependem, em cada momento, do nível de produção da unidade. Por exemplo: o custo da mão-de-obra constante, custos financeiros do investimento, etc. Os custos variáveis são os que dependem diretamente do nível de produção que a unidade produz num período dado, por exemplo, os custos das matérias-primas.

Além dessas duas classificações dos custos, é importante conhecer os custos unitários (custo para produzir uma unidade do produto) e o custo marginal (custo para produzir uma unidade adicional do produto) em diferentes níveis de produção.

As receitas e os custos são determinados dentro de um conjunto de hipóteses bem definidas quanto ao tamanho da unidade, os preços, o programa de produção, os coeficiente técnicos, os preços de matérias-primas etc.

1.3.2 O estudo de mercado

O objetivo central do estudo de mercado é estimar em que quantidade, a que preço e quem comprará o produto a ser produzido pela unidade de produção em estudo.

Das respostas a estas perguntas dependem todas as etapas seguintes: as formas de comercialização, o tamanho, a localização, a engenharia, o programa de produção, as receitas etc.

Para se obter as respostas devem ser considerados os seguintes aspectos:

a- Quem comprará o produto:

Ou seja: a área geográfica onde se situam os compradores, a situação econômica, a faixa etária, o sexo etc. dos consumidores.

b- Por qual preço:

O estudo de mercado deve determinar por qual preço o produto pode ser vendido, de acordo com a concorrência e com as quantidades passíveis de serem produzidas.

c- Quanto comprará:

A resposta a esta pergunta exige o conhecimento da procura do produto por parte dos consumidores e da oferta da concorrência que produz bens similares ou substitutos.

d- A importância do estudo do mercado:

Além de ser uma etapa determinante, o mercado tem uma importância particular pela quase impossibilidade de ser corrigido, depois que o projeto for executado. Dentro de certos limites, os erros em outras etapas, como por exemplo no dimensionamento do Investimento ou na Engenharia, corrigem-se por um aumento do capital ou mudança de equipamentos, respectivamente.

Mas o erro no mercado pode ser crítico para o funcionamento da empresa, se o estudo projeta uma procura superior à realidade. No caso de projetar uma procura bastante inferior o estudo de mercado será responsável por uma redução do lucro possível caso fosse utilizada uma maior escala de produção.

1.3.3 A engenharia

Os objetivos da engenharia são basicamente dois:

- determinar o processo de produção, os equipamentos e as instalações e, assim,
- tornar possível o cálculo dos custos de investimento e de operação.

Estas funções proporcionam ainda informações para outras etapas, como por exemplo:

- reorientar o estudo de mercado (indicando outros tipos de artigos que se podem produzir com as mesmas instalações;
- orientar as decisões sobre tamanho e localização da unidade de produção;
- orientar o esquema de financiamento (com a informação do tempo necessário para a execução e o funcionamento das instalações);
- definir o tipo de mão-de-obra requerida e os serviços auxiliares necessários;
- orientar quanto a problemas legais (patentes, marcas...)

Para que uma opção de engenharia seja aprovada é necessário que, os cálculos indiquem que a receita é superior aos custos e que o lucro ($R - C$) dividido pelos investimentos seja máximo.

1.3.4 Tamanho e localização

Por tamanho entende-se a capacidade de produção que deve ter a unidade de produção.

Nos países subdesenvolvidos, a determinação do tamanho depende de duas funções, geralmente contraditórias: a capacidade mínima dos equipamentos e a potencialidade do mercado, conforme ilustra a figura a seguir.

Figura 1.3 – Tamanho e seus determinantes em países subdesenvolvidos



Fonte: Clemente (1982)

Algumas indústrias apresentam a característica de ter o tamanho com possibilidades de modulação, isto é, de crescer de acordo com as necessidades, graças ao acréscimo de novos equipamentos; por exemplo: indústrias têxteis. Outras têm um tamanho que não pode ser aumentado depois da execução do projeto sem profundas modificações nas suas instalações, por exemplo: as indústrias químicas, as refinarias de petróleo.

1.3.5 Análise da rentabilidade e sensibilidade do projeto

A rentabilidade de um projeto está em função das receitas e custos (tanto investimentos quanto operacionais).

$r = f(R, C, I)$, onde R: receita

C: custos

I: investimentos

Entretanto, pode-se calcular em função de outras variáveis, das quais dependem R e C.

$$R = f(q_1 * p_1, q_2 * p_2, \dots, q_n * p_n)$$

$$C = f(Q_1 * P_1, Q_2 * P_2, \dots, Q_n * P_n, I, F, S_c, S_{nc} \dots)$$

onde:

q_i = a quantidade produzida do bem i

p_i = os preços de venda do bem i

Q_i = a quantidade gasta de matéria-prima i

P_i = o preço de compra da matéria-prima i

F = os juros do financiamento

S_c = o salário da mão-de-obra qualificada

S_{nc} = o salário da mão-de-obra não-qualificada.

Assim a função da rentabilidade pode ser:

$$r = f(q_1 * p_1, \dots, q_n * p_n, Q_1 * P_1, \dots, Q_n * P_n, I, F, S_c, S_{nc}, \dots)$$

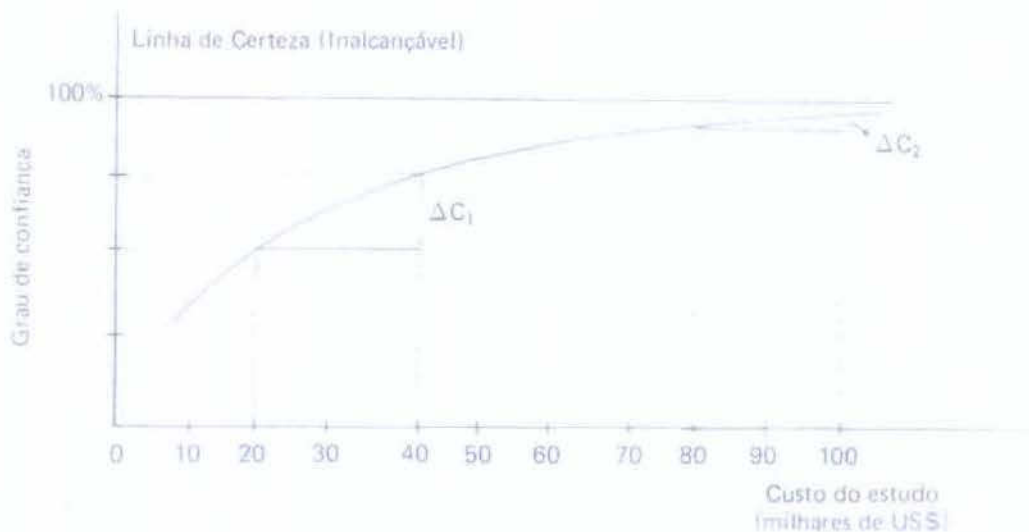
Ao expressar r em função de todas as variáveis, pode-se determinar como deve mudar a rentabilidade caso varie as receitas e os custos. A essa variação chama-se sensibilidade do projeto a tal variável.

O estudo da sensibilidade é muito importante principalmente no caso de projetos cuja taxa de rentabilidade não é grande. A sensibilidade informa aos responsáveis pelo projeto qual é o comportamento da rentabilidade, caso há por exemplo um aumento de 10% no preço da matéria-prima principal, ou uma redução de 5% no preço do produto. Dessa maneira, conhecida a sensibilidade do projeto com relação às variáveis principais, pode-se conhecer os riscos que sofrem os investidores. Ao comparar essa rentabilidade com outras alternativas, pode-se determinar se o projeto em estudo representa uma decisão acertada para o investimento.

1.4 O papel do projeto na decisão de investir

Na elaboração de um projeto, é necessário decidir a cada momento se é conveniente gastar mais tempo, esforço e dinheiro em reunir antecedentes mais completos e realizar estudos mais refinados. Para isto é necessário confrontar o custo adicional com o principal objetivo de um estudo mais aprofundado: a redução das incertezas do investimento, sendo que devemos lembrar que em um projeto a certeza absoluta jamais é alcançada.

Figura 1.4- Grau de confiança X Custo do Estudo

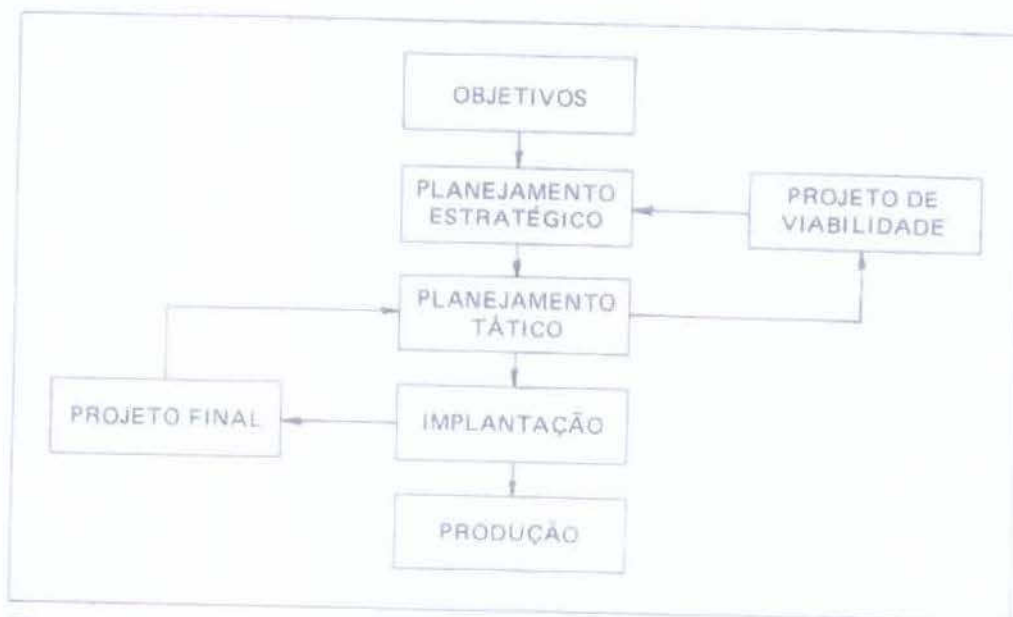


Fonte: Mathias (1996)

Não há nenhum critério que possibilite saber exatamente até onde deve chegar a profundidade do estudo. Usualmente o custo do estudo do projeto deve representar sempre uma parte pequena do total dos investimentos. Assim para amenizar os riscos sem que seja necessário elevar os custos com estudos, é considerado para cada variável valores conservadores desfavoráveis à rentabilidade do projeto.

O projeto é parte integrante do processo decisório de uma empresa, desde a idéia de investir até o momento de sua execução. O projeto enquadra-se em um processo de planejamento, conforme a figura a seguir.

Figura 1.5 – Processo de Planejamento



Fonte: Holanda (1982)

Os diversos grupos que detêm alguma parcela de poder na empresa irão definir os objetivos. Os objetivos fixados nortearão o planejamento estratégico da empresa. Neste momento, e antes que as decisões estratégicas sejam operacionalizadas, tem-se o processo de elaboração e análise de projetos, como um simulador e realimentador das decisões estratégicas, particularmente das decisões de investimento. Antes que do planejamento estratégico resultem as decisões de investimento e antes que estas sejam implementadas, é necessário testar sua viabilidade e verificar se são compatíveis com os objetivos. Esta verificação de viabilidade é de fundamental importância nesta fase, porque as decisões estratégicas de investimento, em geral, envolvem grandes volumes de recursos, são de longas durações, inflexíveis e, conseqüentemente, exercem um impacto profundo na empresa. Ademais, o risco envolvido na decisão de investimento pode ser muito grande para a empresa, sendo necessário ter-se uma medida do mesmo e do seu impacto.

Ou seja, com a evolução das etapas do projeto, o processo de planejamento estratégico sofre uma transição para planejamento tático. Desta forma, quando a empresa constatar a viabilidade do investimento e decidir pela sua implementação, o planejamento passa de estratégico para tático e o *projeto de viabilidade* cede seu lugar para o *projeto final*. Neste estágio o projeto já deve estar definido em seus grandes aspectos, começando o trabalho de detalhamento e de implantação.

A etapa de análise de viabilidade é fundamental, podendo o projeto não ser aceito em qualquer ponto desta etapa. Contudo, conforme a implementação avança, chega-se a um estágio chamado de *ponto de não-retorno*. A partir deste ponto, os custos associados à desistência são maiores do que os custos relativos à continuação da implantação. Daí a necessidade de uma análise de viabilidade consistente e bem estruturada, a fim de evitar prejuízos futuros para a empresa.

O estudo de viabilidade é de vital importância para a decisão de investir. Isto ocorre não só ao se analisar e selecionar as oportunidades de investimento que sejam mais convenientes, como também ao se evitarem investimentos antieconômicos e/ou mal dimensionados. Além disso, a decisão estratégica de investimento apresenta-se como pouco flexível, de difícil reversão, de impacto demorado no tempo, requerendo grandes volumes de recursos. Importante salientar, que as decisões tomadas nesta fase de viabilidade irão influir sobre toda a vida útil da empresa, de modo que o grau de liberdade operacional tende a ser muito menor, ou seja, por melhor que seja a administração operacional, esta pode não ser

capaz de compensar pelos erros de projeto. Este fato tende a ser mais decisivo em setores intensivos em capital, como os setores de siderurgia, química, papel e celulose, elétrico...

O fato de que a análise de viabilidade é feita com base em projeções, além de ser utilizadas informações parciais com limites mal definidos fazem com que a coleta e o processamento de informações custem tempo e recursos. Assim, a empresa tende a despender recursos na análise de viabilidade de modo proporcional ao risco que o projeto apresenta, conforme ilustra o gráfico a seguir.

Figura 1.6 - Os gastos em elaboração e análise em função do risco.



Fonte: Pomeranz (1983)

A leitura do gráfico mostra que se a opção do investimento apresentar um grau de risco elevado, que provavelmente afetará a rentabilidade e/ou estabilidade da empresa, quantias maiores de recursos devem ser gastos para a análise de viabilidade.

Após essa breve descrição sobre a elaboração de projetos de investimento, pode-se afirmar que o processo de avaliação e geração de alternativas de investimento é um dos aspectos mais importantes no processo de desenvolvimento dos negócios de toda empresa. Este processo representado pelo conceito Projeto de Investimento, remete à idéia da execução de algo futuro, de modo a aproveitar ou satisfazer necessidades. As etapas a serem desenvolvidas são dinâmicas, o que caracteriza a necessidade de um trabalho interdisciplinar e de equipe. Com intuito de garantir a otimização dos recursos disponíveis pela empresa, a velocidade da tomada de decisão deve estar cada vez mais próxima da velocidade em que as informações são transportadas, e o espaço para possíveis erros praticamente não existe, daí a necessidade da elaboração de projetos de investimentos, a fim de diminuir os custos e aumentar a receita da empresa, ou seja, maximizar os lucros.

Capítulo II – Estrutura de Regulação Tarifária em Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil

As recentes reformas introduzidas no setor elétrico têm como objetivo principal a tentativa de estabelecer um modelo tarifário que preserve os interesses dos consumidores (menores tarifas e qualidade dos serviços prestados), garanta a rentabilidade dos investidores e incentive a eficiência setorial.

A existência de assimetria de informação entre firma e regulador limita a eficiência do processo regulatório. Em economia são identificados dois tipos de restrições informacionais: seleção adversa e conduta moral (*moral hazard*).

Conduta moral é o tipo de assimetria que, em regulação, se refere as variáveis endógenas à firma e que não são observáveis pelo regulador. Assim, é possível que a firma adote comportamentos indesejáveis, mas que o regulador não os perceba. Um exemplo trata-se do esforço: número baixo de horas trabalhadas, número excessivo de funcionários para executar uma tarefa, ineficiência na compra de matéria prima.

Seleção adversa ocorre quando a firma tem mais informação que o regulador sobre algum parâmetro exógeno. A presença da seleção adversa permite um ganho extra para empresa. Uma distribuidora com baixo custo pode divulgar custos maiores para ter acesso a uma maior tarifa e assim apresentar maiores lucros.

No âmbito de informação assimétrica pró-produtores, a regulação tarifária tem como característica fundamental evitar possíveis abusos do poder de monopólio, buscando amenizar as tensões entre a eficiência alocativa, distributiva e produtiva e inserir mecanismos de indução de eficiência dinâmica².

Os agentes reguladores devem escolher o critério tarifário a ser adotado, ou seja, a forma de controle e ajuste dos preços a ser cobrados, o grau de liberdade de variação destes preços de acordo com as diferentes categorias de consumidores, também deve ser considerado mecanismos complementares que incentivem a eficiência das empresas e beneficiem os consumidores.

Desde a década de 70, as tarifas de energia elétrica no Brasil foram as mesmas, independente da concessionária, distinguindo apenas por grupo tarifário (residencial, industrial, comercial, rural, demais). Os consumidores destas classes tarifárias pagavam o

² O conceito de eficiência dinâmica trata o mercado como um ambiente seletivo, desta forma o mercado teria a capacidade de induzir e de selecionar inovações de produto e de processo que possibilitem uma redução de custos e preços ao mesmo tempo em que há uma melhoria da qualidade dos produtos. [Possas *et al* (1997)].

mesmo valor pela energia consumida, desta forma essas tarifas não captavam os diferentes custos de atendimento para as diferentes regiões.

No início dos anos 90, período de altas taxas inflacionárias, o governo prejudicou o regime tarifário do setor elétrico, pois com intuito de utilizar as tarifas para o controle inflacionário não validou uma série de custos incorridos pelas empresas do setor no período.

Em meados dos anos 90 inicia uma série de discussões sobre possíveis reformas no setor. A partir de 1997 esse processo assume um caráter mais abrangente e consistente, sendo implantado um conjunto de medidas legislativas ou executivas, incluindo, por exemplo, a alteração da política tarifária; a privatização de distribuidoras federais (Escelsea/ES, Light/RJ).

O novo modelo institucional foi inaugurado pela Lei nº 9.427, de 1996, que instituiu a como órgão regulador a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), e pela Lei nº 9.648, de 1998, que definiu, principalmente, as regras de entrada, tarifas e estrutura de mercado. A ANEEL passou a ter a função de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. A reforma setorial ocorreu de forma paralela à privatização de ativos federais e estaduais e, além da criação da agência independente, baseando-se em dois pilares: a introdução de competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica e a criação de um instrumental regulatório para a defesa da concorrência nos segmentos competitivos de transmissão e distribuição de energia.

A política tarifária do setor elétrico passou a ser atribuição da agência reguladora que, a partir de sua fundação, celebra e faz a gestão dos contratos de concessão, ditando a regulação tarifária.

Desde 1996, os contratos de concessão das distribuidoras privatizadas passaram a estabelecer o regime tarifário *price-cap* (preço-teto). Na opção pelo regime de preço-teto, proposto inicialmente por Littlechild (1983) para o setor de telecomunicações no Reino Unido, o foco está na tarifa. Nesse regime tarifário o regulador tem a função de determinar um preço limite inicial a ser cobrado pelas concessionárias, e este preço terá vigência até a próxima revisão tarifária que ocorre, na maioria das concessionárias, em um intervalo de quatro anos (podendo ser um intervalo maior que quatro anos em algumas concessionárias). Ao longo deste período, o preço-teto é reajustado anualmente (“reajuste tarifário”) por um índice de preços, no caso brasileiro utiliza-se o IGP-M/FGV, descontado o chamado fator X,

que reflete os ganhos de produtividade decorrentes do aumento de mercado a serem repassados para aos consumidores.

O fator X é um dos mecanismos utilizados para controle de tarifas no setor elétrico, com intuito de possibilitar que os agentes integrantes desse mercado (ofertantes, as concessionárias e demandantes, consumidores) de alguma maneira participem dos ganhos de produtividade. O pressuposto é que apesar de parte do aumento de produtividade (caso tenha) seja reflexo dos esforços de gestão das empresas, parte também pode ser explicado por aumentos da demanda devido a aumento da extensão do mercado, e/ou aumento da demanda do mesmo volume de consumidores. Esse aumento de demanda levaria a maior produtividade pelos ganhos de escala, diluição dos custos fixos por maior volume (dentro do limite da capacidade produtiva instalada). Assim, a partir do cálculo do fator X, especialmente do componente relativo à produtividade, ganhos de eficiência das concessionárias são repassadas, por intermédio das tarifas que beneficiam o consumidor.

Em relação ao fator de produtividade X, sua definição deve considerar as características tecnológicas do setor, a necessidade das concessionárias autofinanciarem suas operações, o incentivo à eficiência (devido à obtenção dos ganhos acima do determinado para o fator X), e a defesa do interesse dos consumidores, garantindo-lhes participação nos ganhos de eficiência. A definição do fator X é diferente de setor para setor, porém basicamente envolve: a análise dos valores dos ativos existentes, do custo do capital, da taxa esperada de crescimento da produtividade, do plano de investimentos das empresas, do comportamento da demanda e do mercado em que a empresa atua. Ademais, Pires e Piccinini (1998) afirmam que a aplicação desse redutor de preços envolve certo grau de subjetividade, desta forma, sua definição é realizada através de negociação entre o regulador e as concessionárias dos serviços.

Existe uma série de dificuldades para a aplicação do preço-teto, especialmente as relacionadas ao conjunto de informações necessárias, ou seja, há assimetrias das informações entre o órgão regulador (ANEEL) e as empresas distribuidoras. Uma opção adotada trata-se da Regulação por Teto de Preço Aperfeiçoada por Comparação (benchmarking ou Yardstick Regulation). Através desse método busca-se facilitar a determinação do valor de X. Para tanto, utiliza-se da construção da chamada “empresa de referência”, dotada de características operacionais e custos que permitam sua atuação de forma eficiente, e que sirvam de referência para as demais empresas do setor em questão. Trata-se também de um instrumento de auxílio às decisões do agente regulador, que dessa forma ameniza os efeitos da informação adversa.

Este método possibilita estimar os ganhos de produtividade para o setor, servindo de referência para as empresas sob regulação, que deverão se aproximar desse modelo.

O esperado pela adoção do fator X é que possibilite incentivo à obtenção de ganhos de produtividade, pois reduções abaixo do fixado serão apropriadas no período entre as revisões tarifárias. Para isso, os critérios adotados para se estimar as características da empresa modelo devem ser bem estabelecidos, as metas devem ser viáveis e os parâmetros de custo e base de capital devem ser legitimados pelo conjunto de empresas.

O método de regulação através da adoção de uma empresa de referência é considerado o mais adequado, pelo fato de possibilitar a conciliação da proteção ao consumidor com a garantia de rentabilidade, em posição de menor exposição às assimetrias de informação.

2.1 A construção de uma empresa de referência

A montagem da empresa de referência começa com a definição de sua estrutura organizacional, na qual é dividida da seguinte forma: direção, estratégia e controle; administração; finanças; operação e manutenção das instalações; comercial. A cada estrutura organizacional são associados processos e atividades, e definidas as estruturas físicas, de equipamentos e de pessoal. Os custos de cada estrutura são somados até chegar aos custos de cada unidade de negócios, e da concessionária. A receita requerida para atingir o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária é aquela necessária para cobrir os custos de operação da empresa de referência e remunerar o capital investido.

De acordo com a ANEEL, para a determinação de todos os custos que surgem dos processos e atividades de operação e manutenção (O&M) e comercialização (COM), as etapas envolvidas no procedimento são:

- Identificação dos processos e atividades (P&A) que devem ser cumpridos pela empresa de referência tanto em O&M como em COM;
- Determinação dos recursos requeridos para o cumprimento eficiente de cada P&A;
- Definição de critérios para a determinação de custos associados a cada P&A e a frequência respectiva de ocorrência;
- Aplicação dos custos de P&A ao volume de instalações (para O&M) e clientes (para COM) da concessionária.

Para a determinação dos custos que surgem das atividades de gerenciamento, supervisão e controle (SGC), as etapas contempladas no procedimento desenvolvido incluem:

- Definição de critérios geográficos de zoneamento para os diferentes processos e atividades;
- Definição dos critérios de dimensionamento dos recursos de GSC em função do volume de instalações e clientes.
- Aplicação dos custos correspondentes aos recursos dimensionados;
- Definição dos recursos centralizados de suporte

Assim a ANEEL calcula os seguintes gastos associados à empresa de referência:

- Todos os gastos de pessoal, materiais e serviços;
- Todas as unidades de investimento de curto período de recuperação, como por exemplo: hardware, software, ferramentas e equipes;
- Todos os gastos relativos à infra-estrutura de edifícios de uso geral, que se considera alugada.

Essa empresa virtual criada pela ANEEL para concorrer com a empresa real e assegurar a coerência entre a remuneração dos ativos para prestar os serviços de distribuição e os custos do que considera “custos operacionais eficientes” associados a essa prestação. Desta forma, a ANEEL estabelece de forma indireta uma estrutura mínima para as empresas se referenciarem. Assim, neste modelo, os custos acima do estabelecido pela Empresa de Referência não são repassados para a tarifa e devem ser assumidos pela empresa real.

Cabe ainda ressaltar que quanto mais próxima for a Empresa de Referência das condições reais da economia em questão, maior o incentivo para que as distribuidoras alcancem a eficiência desejada. A imposição de parâmetros além da eficiência desejada para o setor pode afetar negativamente a qualidade do serviço. Ou seja, caso os parâmetros da Empresa de Referência estejam muito distantes da realidade, a estrutura de incentivos do *benchmarking* pode prejudicar a prestação dos serviços. Dessa forma, deve-se ter como Empresa de Referência a empresa mais eficiente do setor ou parâmetros próximos a essa realidade.

2.2 Parcela A Parcela B

O modelo de regulação do Preço- Teto é considerado um regime com grande poder de incentivo, pois não impede que a remuneração do capital varie conforme o desempenho da gestão da empresa. Esse modelo dá a possibilidade das empresas aumentarem seus lucros ao longo de um período previamente determinado.

Para definir os níveis tarifários a serem cobrados dos consumidores residenciais e das demais classes de consumo, a ANEEL cria uma empresa fictícia conhecida como empresa de referência (conforme explicitado na seção anterior) para avaliar os custos gerais e a receita requerida para distribuir energia em uma determinada região.

A ANEEL divide a estrutura de custos das empresas em gerenciáveis e não gerenciáveis. O custo gerenciável, também denominada como Parcela B, compreende os serviços de manutenção de rede, distribuição, atendimento ao cliente, cobrança e remuneração dos investimentos. O custo não gerenciável, ou também denominado por Parcela A, é composto pela energia comprada, serviços de transmissão e encargos setoriais. A soma dessas duas parcelas irá compor a tarifa de energia ao consumidor, conforme ilustra a tabela a seguir.

Recelta do serviço de distribuição	
Custo não gerenciável – Parcela A	Custo gerenciável – Parcela B
Compra de energia	Custos operacionais
Transmissão	Cota de depreciação
Encargos setoriais	Remuneração dos investimentos
Tarifa de Energia – Parcela A + Parcela B	

Com base na Empresa de Referência e na distinção entre custos não gerenciáveis (Parcela A) e custos gerenciáveis (Parcela B), a ANEEL define os valores máximos das tarifas de energia elétrica (preço-teto) de cada uma das concessionárias de distribuição do Brasil. É importante ressaltar que cada concessionária ao final desse processo de avaliação, apresentará uma tarifa de energia distinta da outra, devido às particularidades presentes em cada contrato de concessão, ou seja, neste modelo não há nenhum mecanismo de equalização tarifária, o que faz com que as tarifas sejam distintas para os consumidores de diferentes concessionárias.

Devido à falta de um mecanismo de equalização das tarifas dentro do atual modelo, a influência de características locais como tamanho da malha de distribuição, densidade de consumidores na área de concessão, entre outros diferenciais de custo, passou a ter impacto significativo no preço da tarifa. Ou seja, a não existência de um mecanismo de equalização, faz com que as tarifas das diferentes concessionárias do país passaram a ter uma lógica de correção própria, sendo que a característica do mercado local passou a compor a realidade tarifária de cada concessionária.

Determinada as tarifas de uma concessionária, o modelo tarifário vigente permite três possibilidades de correção:

1. Reajuste Tarifário Anual (RTA): realizado anualmente, ao completar o ciclo de um ano da assinatura do contrato de concessão. Nesse caso as alterações nos custos

não gerenciáveis são repassadas as tarifas, ao mesmo tempo em que são atualizados monetariamente os custos gerenciáveis. Essa correção dá-se pela variação do Índice Geral de Preços do Mercado, da Fundação Getúlio Vargas (IGP-M/FGV) dos doze meses anteriores à data do reajuste.

2. Revisão Tarifária Extraordinária (RTE): aplicada em qualquer momento, sempre que verificar mudanças significativas que alterem a estrutura de custo da empresa.
3. Revisão Tarifária Periódica (RTP): realizada, na maioria das concessionárias, a cada quatro anos³, com objetivo de redefinir o nível das tarifas, com o objetivo de preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e, ao mesmo tempo, transferir aos consumidores eventuais ganhos de eficiência, praticando assim a modicidade tarifária.

No ano que ocorrer a revisão tarifária periódica (RTP), não será realizado o reajuste tarifário anual. A metodologia de Empresa de Referência será usada como base pela ANEEL durante o período de revisão tarifária periódica. Essa metodologia permite avaliar o comportamento do mercado na área de concessão da empresa, o comportamento dos custos no período, fazer a comparação com a concessionária em questão e assim, definir a receita requerida da concessionária, base para a definição das tarifas da concessionária distribuidora.

2.3 Fator X

O fator X é formado por duas parcelas, X_a e X_e . O X_a é introduzido porque o custo do pessoal é reajustado pelo IPCA, portanto o X_a desconta a diferença entre o IGP-M e o IPCA, que corrige os salários.

$$X = X_e \times (\text{IGP-M} - X_a) + X_a$$

Os ganhos de produtividade aparecem na equação via fator X_e (ganhos de produtividade previstos). Como os custos considerados na parcela B vêm da empresa de referência, os ganhos resultantes do atendimento de uma maior demanda, seja pela expansão do mercado, seja pelo maior consumo dos mesmos clientes com uma mesma capacidade instalada e com o montante de custos previstos pela empresa de referência. Ou seja, ganhos pela diluição dos custos. Caso a empresa reduza os custos abaixo dos fixados na empresa de referência, os ganhos serão ainda maiores; a taxa de retorno superará a fixada pela ANEEL durante a revisão, isto ocorre devido à presença de ganhos de eficiência. Como esses ganhos ocorreriam sem que fossem necessários esforços da concessionária, seria justa a apropriação

³ algumas concessionárias possuem um intervalo de revisão superior a quatro anos

desses ganhos por parte dos consumidores via tarifa. A partir disso, surge um possível conflito de interesses quanto ao incentivo das concessionárias em aumentar sua eficiência. Caso a expectativa for de que o peso maior será do repasse aos consumidores, o incentivo para aumento da eficiência diminuirá, o que geraria perdas futuras tanto para os consumidores quanto para as concessionárias impactando dessa forma o bom funcionamento deste modelo de regulação.

O Xe é calculado para o próximo período utilizando um conjunto de dados como: projeção do capital de giro; programação dos investimentos para o próximo; receitas e despesas projetadas; estimativa do PIB; etc. Desta forma, trata-se de um Xe *ex-ante*, em que as variáveis utilizadas são todas projeções, ou seja, estão suscetíveis a alterações por fatores inesperados. Ademais este modelo precisa garantir a viabilidade econômico-financeira da empresa. Assim uma taxa de retorno fixada em um nível inferior ao que seria considerado adequado, levaria a empresa a arcar com as conseqüências de uma tarifa menor do que a necessária e de um redutor elevado nos ajustes anuais. A situação inversa ocorreria caso a empresa seja beneficiada com uma rentabilidade superior ao que seria considerado adequado.

Quanto ao Xa, refere-se ao ajuste da componente mão-de-obra dos custos operacionais da concessionária pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

Por fim na fórmula da determinação do Fator X temos o IGP-M, no qual se trata de um 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 a “Data de Referência Anterior”.

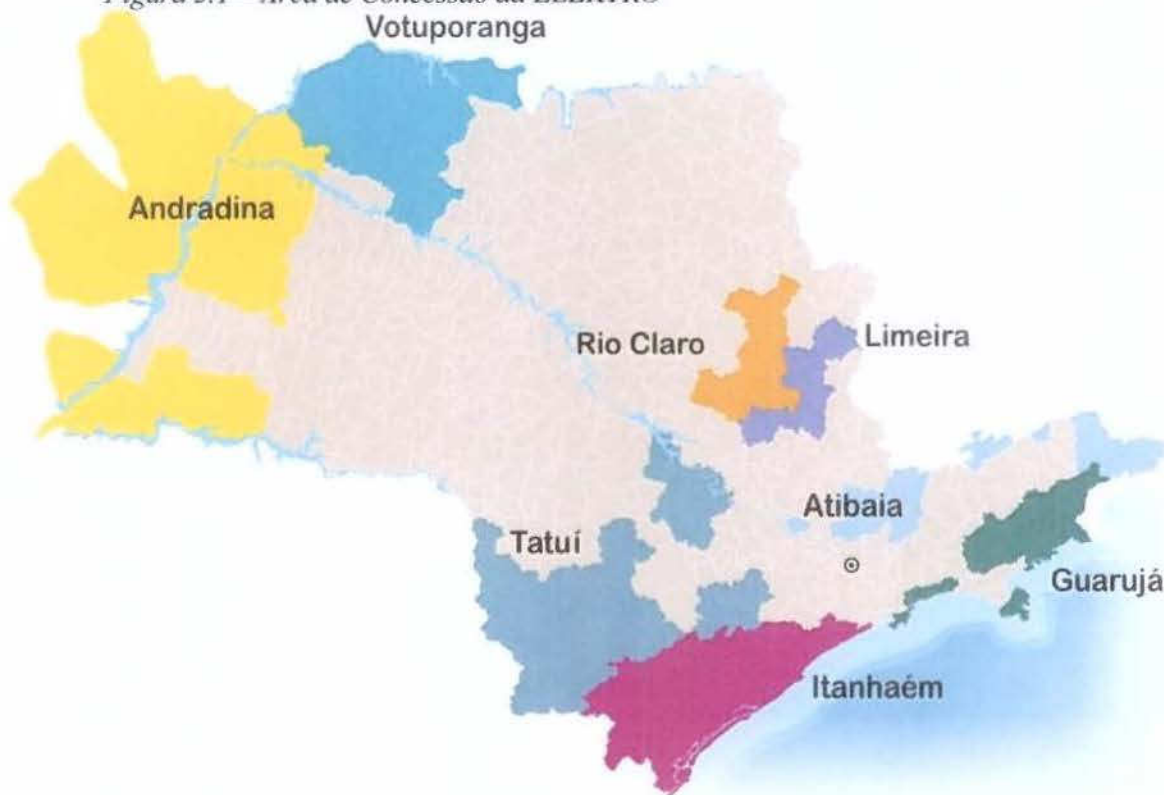
Capítulo III – Descrição do funcionamento de uma empresa distribuidora de Energia Elétrica – Estudo de Caso.

Este capítulo tem como objetivo a descrição do funcionamento de uma empresa distribuidora de energia elétrica. Para isso será usado como estudo de caso a distribuidora ELEKTRO Eletricidade e Serviços S/A. A fim de facilitar o entendimento tomaremos como base as informações da última Revisão Tarifária pela qual esta concessionária passou em agosto de 2007.

3.1 Características Gerais - ELEKTRO

A ELEKTRO Eletricidade e Serviços S/A é uma sociedade anônima aberta, concessionária de serviço público de energia elétrica, com suas atividades fiscalizadas e regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Figura 3.1 – Área de Concessão da ELEKTRO



O mercado da ELEKTRO corresponde a 12% do total de energia elétrica consumida no Estado de São Paulo e 4% no total do Brasil. O mercado cativo da empresa movimentou em 2006 cerca de 9.568 GWh, distribuídos para as classes de consumidores residenciais (33%), industriais (34%), comerciais (14%) e rurais (8%). As demais classes, que incluem o

setor público, consumo próprio e iluminação pública, somam 10% do mercado. Os consumidores livres respondem por mais 3.057 GWh e totalizam os 12.626 GWh de energia na área de concessão da ELEKTRO.

Figura 3.2 – Mercado da ELEKTRO por Classe de Consumo



Segundo o contrato de concessão, a receita inicial da concessionária é dividida em duas parcelas. A Parcela A envolve os chamados “custos não gerenciáveis” pela concessionária, relacionados à atividade de distribuição de energia elétrica. São custos que fogem do controle ou influência da concessionária, como por exemplo a energia elétrica adquirida para atendimento aos clientes, os custos de transmissão e os encargos setoriais. A Parcela B compreende o valor remanescente da receita, envolvendo, portanto os chamados “custos gerenciáveis”. São custos próprios da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes, que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária, ou seja, os custos de operação (pessoal, material e serviços de terceiros) Além destes, a Parcela B inclui a remuneração do capital. A composição de cada parcela pode ser vista no quadro a seguir.

Tabela 3.1- Composição da Receita de uma Distribuidora

COMPOSIÇÃO DA RECEITA REQUERIDA	
PARCELA A (custos não-gerenciáveis)	PARCELA B (custos gerenciáveis)
Encargos Setoriais	Despesas de Operação e Manutenção
Reserva Global de Reversão (RGR)	Pessoal
Conta de Consumo de Combustível (CCC)	Materiais
Taxa de Fiscalização de Serviço de EE (TFSEE)	Serviços de Terceiros
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de EE (Proinfa)	Despesas Gerais e Outras
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	
P&D e Eficiência Energética	
Operador Nacional do Sistema (ONS)	
Custo com transporte de Energia	Despesas de Capital
Uso das Instalações de Transmissão (RB + DIT)	Quota de Reintegração Regulatória
Uso das Instalações de Conexão	Remuneração do Capital
Uso das Instalações de Distribuição	
Transporte de Energia Elétrica proveniente de Itaipu	
Compra de Energia Elétrica para Revenda	
Contratos Bilaterais	
Energia de Itaipu	
Contratos de Leilões	

Os contratos de concessão contemplam procedimento específico para reajuste dessas parcelas durante cada ano do período tarifário. No momento da revisão tarifária, cada concessionária tem estabelecida 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 a próxima revisão tarifária, uma vez que custos menores para um mesmo nível real de tarifas implicam maiores benefícios para a concessionária, sob a forma de maior remuneração do capital.

3.2 A determinação da Parcela A

A parcela A inclui os denominados custos “não-gerenciáveis” da concessionária, isto é, custos cujos montantes e variação não são administradas pela concessionária. Tais custos referem-se à **compra de energia elétrica, encargos tarifários e custo com transporte de energia**. Para se determinar o montante de compra de energia é necessário calcular o balanço

energético da empresa que implica, em primeiro lugar, na determinação do valor regulatório das perdas de energia elétrica.

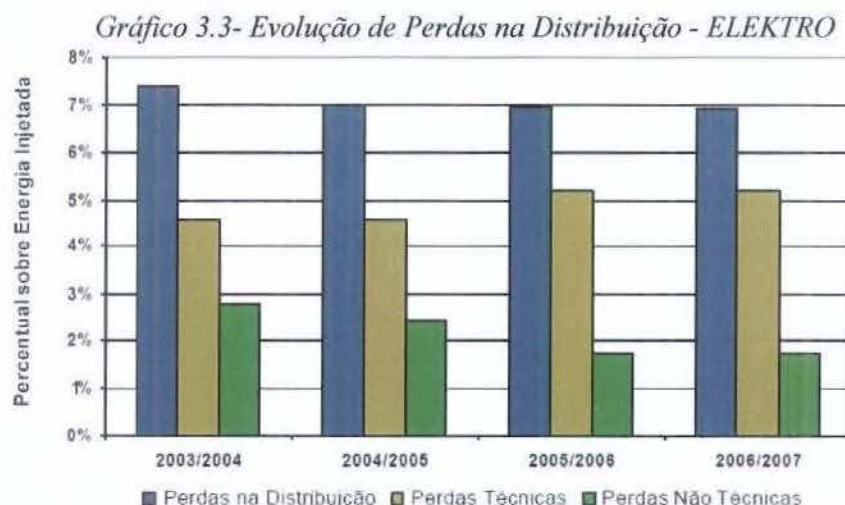
3.2.1 Compra de Energia Elétrica

3.2.1.1 Perdas de Energia Elétrica

A priori convém ressaltar alguns conceitos que serão utilizados a seguir. Em relação as perdas de energia elétrica, denomina-se Perdas na Distribuição o somatório de Perdas Técnicas e Comerciais, considerando Perdas Técnicas de Energia as perdas inerentes ao transporte de energia elétrica na rede da distribuidora, e de Perdas Não Técnicas o restante da diferença entre a Energia Injetada (Suprida) na rede da distribuidora e a Energia Fornecida por meio dessa rede (considerados o mercado cativo e consumidores livres), conforme a seguinte equação, com as variáveis expressas em KWh.

$$\text{Perdas de Energia de Distribuição} = \text{Perdas Técnicas} + \text{Perdas Comerciais}$$

A figura a seguir apresenta a evolução das perdas totais na rede de distribuição da ELEKTRO nos últimos anos, englobando as perdas técnicas e não-técnicas.



A análise histórica das perdas da ELEKTRO mostra que o montante global das perdas na área de distribuição foi reduzido de 7,37% em 2003/2004 para 6,90% em 2006/2007. Com este número a ELEKTRO apresenta um dos menores índices de perdas do país, ficando assim estabelecido a meta de 6,92% para as perdas regulatórias na distribuição da ELEKTRO.

3.2.1.2 Balanço Energético

Após a definição das perdas regulatórias, é preciso elaborar um balanço energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits de energia elétrica considerando o ano-teste em questão.

As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e energia requerida, ambos do ano-teste. A energia disponível é igual ao somatório das seguintes informações físicas: geração própria, Contratos de Comercialização em Ambiente Regulado (CCEAR), compra de energia de contratos bilaterais e quotas de energia de ITAIPU e PROINFA. A energia requerida é obtida a partir do mercado de venda da concessionária, adicionado das perdas regulatórias, já calculadas no item anterior.

Os requisitos de energia elétrica da ELEKTRO para atendimento ao seu mercado de referência no ano-teste é de 11.410.959 MWh, formado por 10.144.479 MWh para atendimento ao mercado de fornecimento e 1.266.480 MWh para a cobertura das perdas de energia elétrica.

A ELEKTRO apresentou, para o ano-teste, sobras de energia elétrica no montante de 394.644 MWh. Na tabela a seguir estão relacionados os contratos de compra de energia elétrica da ELEKTRO, com a quantidade de energia (MWh) e as respectivas tarifas. A sobra líquida, já mencionada de 394.644 KWh foram valoradas pelo preço médio dos CCEAR existentes, apurado em R\$69,70/ MWh.

Tabela 3.2 – Balanço Energético

DESCRIÇÃO	CÁLCULO	TARIFA (R\$/ MWh)	ENERGIA (MWh)	CUSTO TOTAL
GERAÇÃO PRÓPRIA	(1)		0	
PROINFA	(2)		142,165	
ITAIPU	(3)	93,20	3.105.883	289.471.924
COMPRAS	(4)		8.557.555	
CCEAR – Produto 2005-2012		64,12	4.521.568	290.024.149
CCEAR – Produto 2006-2013		75,10	2.904.783	218.162.210
CCEAR – Produto 2007-2014		84,17	333.561	28.074.525
CCEAR – Produto 2008-2015		90,31	263.714	23.815.485
MCSD - Produto 2005-2012		64,14	195.053	12.511.149
MCSD - Produto 2006-2013		75,10	42.793	3.213.960
MCSD - Produto 2007-2014		84,17	288	24.231
CCEAR 2007 (A-1)		104,74	34.743	3.638.953
CCEAR 2008 – Energia Nova Hidráulica (H30)		112,87	11.944	1.348.198
CCEAR 2008 – Energia Nova Térmica (T15)		139,58	94.378	13.173.647
Furnas Centrais Elétricas		109,10	87.730	9.571.106
Coimbra-Cresciumal		125,61	67.000	8.415.883
ENERGIA DISPONÍVEL	(5) = (1) + (2) + (3) + (4)	77,29	11.805.603	901.445.422
Fornecimento	(6)		10.144.479	
Suprimento	(7)		0	
TOTAL DE VENDAS	(8) = (6) + (7)		10.144.479	
TOTAL DE PERDAS REGULATÓRIAS	(10) = (8) % PERDAS		1.266.480	
ENERGIA REQUERIDA (Mercado Regulatório)	(11) = (8) + (10)		11.410.959	
DISPONIBILIDADE LÍQUIDA	(12) = (5) – (11)	69,70	394.644	27.506.687
TOTAL	(13) = (5) - (12)		11.410.959	873.939.664

Ou seja, com isso chegamos a um custo total de compra de energia da ELEKTRO em R\$ 873.939.664,02, que será computado na determinação do Valor Total da Parcela A.

3.2.2 Encargos Tarifários

Os Encargos Setoriais, RGR, CCC, CDE, CFURH, TFSEE, NOS, PROINFA e ESS são definidos em Leis, tem destinação específica e resultam de políticas de Governo para o setor elétrico nacional. Seus valores são estabelecidos pela ANEEL, e não representam receita para a concessionária. A seguir será feita uma breve explicação a respeito desses encargos setoriais.

- a- **A Reserva Global de Reversão – RGR** refere-se a um valor anual estabelecido pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, implantação de 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, limitado a 3% de sua receita anual.
- b- **A Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC** tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para geração de energia termoeleétrica. Os valores da CCC são fixados anualmente pela ANEEL, com base no Plano Anual de Combustíveis.
- c- **A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE** refere-se ao valor anual estabelecido pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos Estados; ii) a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas; gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados; e iii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional.
- d- **A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH** o cálculo baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula: $CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%$, em que TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência estabelecida anualmente pela ANEEL (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica.

- e- **A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – TFSEE** equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades.
- f- **O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA**, tem objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica.
- g- **O Encargo de Serviços do Sistema – ESS** representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e estabilidade do Sistema para o atendimento da carga, apurado mensalmente pela CCEE e pago pelos agentes da categoria de consumo aos agentes de geração que prestarem serviços não remunerados pelo Preço da Liquidação de Diferenças – PLD.
- h- **A Pesquisa e Desenvolvimento Energético (P&D)** estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética.

Após essa breve explicação dos encargos setoriais, segue abaixo os valores destes encargos referentes à ELEKTRO, valor esse que comporá a Parcela A.

Tabela 3.3 – Encargos Setoriais da ELEKTRO

Encargos Dispositivo	Valor (R\$)
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	98.302.048,96
Conta de Desenvolvimento Energético –	108.655.857,55
Taxa de Fisc. De Serviços de E.E – TFSEE	8.988.675,21
Reserva Global de Reversão – RGR	18.228.145,41
PROINFA 23.656.881,75 Resolução Homologatória nº 405/2006	23.656.881,75
nos 115.285,71 Valor 2007 - SFF	115.285,71
Compensação financeira - Não se aplica	0,00
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	1.827.325,05
P&D e Eficiência Energética	21.536.672,65
Total de Encargos Tarifários	281.310.892,29

3.2.3 Custos com Transporte de Energia

O Uso das Instalações da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às Transmissoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com o ONS , para acesso à

rede de transmissão do sistema interligado. São calculados mensalmente com base nos valores de demanda de potência multiplicados pela tarifa específica estabelecida pela ANEEL. Essa tarifa, por sua vez, depende da receita anual permitida para as concessionárias de transmissão para cobrir os custos decorrentes da atividade de transmissão.

Quanto ao Uso das Instalações de Conexão refere-se ao uso, pelas distribuidoras, das instalações de conexão não integrantes da rede básica e pertencentes às transmissoras, para conectar-se às instalações da rede básica de transmissão. As instalações de conexão são disponibilizadas diretamente aos acessantes pelas proprietárias, mediante contrato de conexão ao sistema de transmissão. Os valores desses encargos são estabelecidos pela ANEEL e têm reajuste anual juntamente com as tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

Há também o Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu, refere-se ao custo de transporte da quota parte de energia elétrica adquirida, pela concessionária, daquela geradora. A despesa com transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é o resultado da multiplicação do montante de demanda de potência (MW) adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela ANEEL, em R\$/MW.

A receita referente às demais instalações de transmissão e às instalações de conexão, deve ser concatenada na data da revisão ou reajuste tarifário, como encargos de conexão e transmissão. No caso da ELEKTRO, o encargo anual de conexão foi atualizado pelo IGP-M chegando ao valor de R\$ 25.678.874,80.

O custo de transporte de Itaipu foi identificado mediante aplicação da tarifa vigente, de R\$ 3.012,28/MW, sobre a quota parte da ELEKTRO, representando o custo para o ano teste de R\$ 19.170.149,39.

Os valores dos encargos relacionados ao transporte de energia da ELEKTRO seguem discriminados no quadro abaixo.

Tabela 3.4 - Encargo de Transportes

Encargos	Valor (R\$)
Rede Básica	170.153.058,79
Rede Básica – Fronteira	123.669.337,70
Conexão	25.678.874,80
MUST – Itaipu	16.524.970,39
Transporte de Itaipu	19.170.149,92
Uso dos Sistemas de Distribuição	16.708.691,92
Total de Encargos de Transporte	371.905.083,52

3.2.4 Valor Total 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. Assim, os custos da Parcela A são integralmente repassados às tarifas. Desta forma não é com base na Parcela A que as empresas distribuidoras de energia elétrica poderão aumentar seus retornos com uma possível expansão de mercado. O valor total da Parcela A da ELEKTRO é de R\$1.527.155.639,84, conforme explicitado na tabela abaixo.

Tabela 3.5 – Valor Total da Parcela A

Componente	Valor (R\$)
Compra de Energia para Revenda	873.939.664,02
Encargos Setoriais	281.310.892,29
Custo com Transporte de Energia	371.905.083,52
Total	1.527.155.639,84

3.3 A Determinação da Parcela B

A determinação da Parcela B se dá através do somatório de três componentes: **Custos Operacionais, Remuneração do Capital e Quota de Reintegração Regulatória.**

3.3.1 Custos Operacionais

A construção dos custos operacionais passa pela elaboração dos custos de referência utilizando-se a ferramenta da Empresa de Referência e, posteriormente, pela análise de consistência dos resultados obtidos de forma a determinar os custos operacionais eficientes e que sejam aderentes às reais condições geo-econômicas do ambiente no qual a concessionária desenvolve sua atividade de prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica.

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

- Recursos Humanos
- Infra estrutura física
- Materiais e Serviços
- Transporte

3.3.1.1 Processos e Atividades (P&A)

Para a determinação das capacidades internas e externas requeridas para o cumprimento eficiente dos Processos e Atividades (P&A), deve-se analisar uma estrutura organizacional referencial, contemplando a definição dos postos de trabalho que a integram, a dotação dos recursos humanos de cada um deles e a remuneração dos mesmos.

De uma forma geral, e independente do modelo estrutural que possa ser adotado em função de estratégias específicas, a organização da distribuidora requer o cumprimento de funções básicas, como descrito a seguir:

- **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.
- **Administração:** Contempla atividades de: a) Gestão de Recursos Humanos, incluindo o recrutamento, a capacitação e a administração dos empregados permanentes e temporários da organização; b) Compras e Contratos referentes à gestão 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:** Atividades referentes à gestão econômico-financeira de curto e longo prazos, incluindo, a obtenção dos recursos financeiros necessários para a operação da distribuidora, a gestão tributária e o controle do seu endividamento.
- **Comercial:** a) Atendimento ao cliente; b) Serviço Técnico Comercial; c) Gestão Comercial, que inclui o planejamento, acompanhamento e controle da execução dos processos comerciais e atendimento aos clientes, acompanhamento das perdas não técnicas; d) Compra de Energia e relacionamento com Grandes Clientes.

3.3.1.2 Operações e Manutenções (O&M)

Interpretam-se como atividades de Operação e Manutenção (O&M) a manutenção corretiva e preventiva dos equipamentos e instalações que constituem as redes de distribuição, bem como as operações necessárias em tarefas programadas e para repor a continuidade 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 (hardware e software, veículos...)
- Toda a infra-estrutura de edifícios de uso geral, que se considera alugada.

Com relação as Perdas de Receita Irrecuperáveis, será adotado o percentual definido pela ANEEL de 0,5% da receita bruta de distribuição, chegando assim a um valor de R\$15.792.726,08 a ser atribuído a títulos de perdas de receita irrecuperáveis. Desta forma segue abaixo o resumo dos custos operacionais da ELEKTRO para Julho de 2007.

Tabela 3.6 – Custos Totais por Ano

UNIDADE	FUNÇÃO	CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)	CUSTO TOTAL ANUAL (R\$)
Estrutura Central	CONSELHO E PRESIDÊNCIA	8.410.029	3.471.075	11.881.104
	DIRETORIA ADMINISTRATIVA	12.252.992	11.748.675	24.001.667
	DIRETORIA FINANCEIRA	6.832.377	748.460	7.580.838
	DIRETORIA DE DISTRIBUIÇÃO	18.290.651	13.993.624	32.284.274
	DIRETORIA COMERCIAL	15.947.787	12.958.187	28.905.974
Estrutura Regional	GERÊNCIAS REGIONAIS	63.975.487	12.540.224	76.515.711
	ESCRITÓRIOS COMERCIAIS	39.256.092	10.736.758	49.992.850
Processos e Atividades	P&A COMERCIAIS	19.575.447	35.216.876	54.792.323
	P&A DE O&M	95.460.722	38.355.694	133.816.415
Outros	CUSTOS ADICIONAIS	16.932.922	27.563.080	44.496.002
CUSTOS TOTAIS POR ANO (1)		296.934.505	167.332.652	464.267.157
Perdas de Receitas Irrecuperáveis (2)				15.792.726
CUSTOS OPERACIONAIS TOTAL (1) + (2)				480.059.883

3.3.2 Remuneração do Capital

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.

O custo do capital (WACC) considerado foi de 9,95% definido pela ANEEL, e que é válido para todo o segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil.

Para o montante de investimento a ser remunerado (base de remuneração) a ANEEL está considerando o valor dos ativos necessários para prestar o serviço de distribuição, nos termos da Resolução ANEEL nº234, de 31 de outubro de 2006. Assim para ELEKTRO chegamos ao Resumo da Base de Remuneração apresentado a seguir.

Tabela 3.7 – Resumo da Base de Remuneração Regulatória

Descrição	Valor da BRR [R\$]
Ativo Imobilizado em Serviço - AIS(1)	4.613.713.910
Depreciação Acumulada (2)	2.379.009.964
AI SLíquido (3) = (1) - (2)	2.234.703.945
Amoxarifado em Operação (4)	3.321.750
Ativo Diferido (5)	0
Obrigações Especiais (6)	510.360.289
Terrenos e Servidões (7)	68.524.015
Bens 100% Depreciados (8)	203.404.951
Base de Cálculo da QRR = (1) - (6) - (7) - (8)	3.831.424.654
Base de Remuneração Líquida = (3) +(4) + (5) -(6)	1.727.665.406

A partir do custo médio ponderado de capital (WACC) de 9,95%, podemos calcular a remuneração líquida do capital (RLC):

$$RLC = BRRl * r_{wacc}$$

onde:

BRRl= base de remuneração líquida

r_{wacc} = custo médio ponderado de capital

E, a remuneração bruta do capital (RBC) é dada pela equação a seguir, onde T é a alíquota do imposto (34%)

$$RBC = RLC / (1 - T)$$

O valor da remuneração bruta do capital apurado de acordo com as equações anteriores para a ELEKTRO foi de R\$260.458.648.

3.3.3 Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

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.

Para este foi considerado o percentual de 4,93% sobre o valor do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) menos Terrenos. Este percentual reflete a taxa média de depreciação e amortização dos ativos da ELEKTRO.

Assim o valor obtido da quota de reintegração foi de R\$ 177.394.961, conforme explicita a tabela a seguir.

Tabela 3.8 – Quota de Reintegração Regulatória

Descrição	Cálculo	Valor
Taxa de Depreciação	(1)	63%
Base de Cálculo para a QRR	(2)	R\$ 3.831.424.654
Valor Total da QRR	(3) = (1) x (2)	R\$ 177.394.961

3.3.4 Valor Total da Parcela B (VPB)

Conforme já mencionado, a Parcela B é composta pelos **custos operacionais**, **Remuneração do Capital** e pela **Quota de Reintegração Regulatória**. Desta forma, após o cálculo desses componentes chegamos ao valor total da Parcela B da ELEKTRO de R\$917.913.493, detalhado na tabela abaixo.

Tabela 3. 9 – Valor Total da Parcela B (VPB)

Componente	Valor (R\$)
Custos Operacionais	480.059.883
Remuneração do Capital	260.458.648
Quota de Reintegração Regulatória	177.394.961
Total	917.913.493

3.4 Aspectos Metodológicos da Revisão Tarifária

O processo de revisão tarifária se da em duas etapas. Na primeira etapa, denominada **reposicionamento tarifário**, são estabelecidas tarifas compatíveis com a cobertura dos custos operacionais eficientes. A segunda etapa consiste no **cálculo do Fator X**, que é o estabelecimento de metas de produtividade para o segundo período tarifário. Na sequência será descrito o **reposicionamento tarifário** e o **fator X** da ELEKTRO obtido na revisão tarifária de 2007.

3.4.1 Cálculo do Reposicionamento Tarifário

3.4.1.1 Receita Requerida

A receita requerida pela concessionária é formada pela soma das Parcelas A e B (já obtidas na seção anterior). A Parcela A composta pela Compra de Energia, Encargos Setoriais e Custo com Transporte de Energia totalizam R\$1.527.155.639,84. A Parcela B é composta por Custos Operacionais Eficientes, Remuneração do Capital e Quota de Reintegração totalizando R\$917.913.493,38.

Desta forma a Receita Requerida da ELEKTRO é de R\$2.445.069.133,22

3.4.1.2 Receita Verificada

A receita verificada corresponde à receita que seria auferida pela concessionária com as tarifas vigentes antes da revisão tarifária periódica, aplicados ao mercado de venda do ano-teste.

Assim, a Receita Verificada para a ELEKTRO no ano-teste é de R\$2.937.736.367,36. Esse valor é o resultado da aplicação das tarifas de fornecimento e de uso do sistema de distribuição em vigor, aos mercados de venda de fornecimento e de consumidores livres, de 13.364.744 MWh conforme previsão da concessionária, sintetizada na tabela abaixo.

Tabela 3.10 – Receita Verificada para o Ano-Teste

Classe de Consumo	Mercado Ano - Teste (MWh)	Total (R\$)
Fornecimento	10.144.479	2.693.191.686
A1 (230 kV ou mais)	0	0
A2 (88 a 138 kV)	229.026	40.181.772
A3 (69 kV)	793	321.973
A3a (30 kV a 44 kV)	55.152	9.690.258
A4 (2,3 kV a 25 kV)	4.234.793	849.218.776
AS	0	0
BT (menor que 2,3 kV)	5.624.715	1.793.778.906
Consumidores Livres	3.220.265	244.544.680
TOTAL	13.364.744	2.937.736.367

3.4.1.3 Outras Receitas

Outras receitas compreendem as receitas que não decorrem exclusivamente das tarifas, mas que mantêm relação, mesmo que indireta, com o serviço público prestado. A receita de compartilhamento de infra-estrutura deve ser identificada, para cada concessionária de distribuição, a partir dos contratos de compartilhamento firmados.

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% do valor apurado como redutor tarifário a título de Outras Receitas.

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

R_{comp} : Receita de compartilhamento estimada para o ano-teste.

Para determinar a receita de compartilhamento da ELEKTRO, considerou-se o montante de receita informada pela concessionária, previsto para o ano-teste, na ordem de

R\$14.066.138,92. Desse total considerou-se 90% para a determinação das Outras Receitas, atingindo um valor de R\$12.659.525,03.

3.4.1.4 Resultado do reposicionamento

O cálculo do reposicionamento tarifário se dá por meio da seguinte fórmula:

$$(Receita\ Requerida - Outras\ Receitas) / Receita\ verificada$$

Dessa forma para que a ELEKTRO tenha receita capaz de cobrir custos operacionais eficientes e adequada remuneração sobre investimentos prudentes, suas tarifas de fornecimento de energia elétrica devem ser reposicionadas em -17,2%.

Tabela 3.11 – Cálculo do Reposicionamento Tarifário

Descrição	Cálculo	Valor
Receita Requerida	(1)	R\$ 2.445.069.133
Outras Receitas	(2)	R\$ 12.659.525
Receita Verificada	(3)	R\$ 2.937.736.367
Reposicionamento Tarifário	[(1) – (2)] / (3)	-17,20%

3.4.2 Cálculo Fator X – ELEKTRO

O Fator X é composto das parcelas Xa e Xe. A parcela Xa reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), sobre a parcela mão-de-obra dos custos operacionais da concessionária. Já a parcela Xe reflete a expectativa de ganho de produtividade decorrente da mudança na escala do negócio, por incremento do consumo de energia elétrica na área atendida, tanto por maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias.

No cálculo do fator X, primeiramente, apresenta-se a projeção de mercado que, de acordo com as tarifas médias calculadas, resultam na receita estimada para o período tarifário, sem aplicação do Fator X. De acordo com os estudos de mercado feitos pela ANEEL e as informações de projeção de crescimento enviadas pela concessionária junto com as premissas sugeridas, chegou-se a um consenso, sendo adotado o mercado, em MWh, discriminado por classe de consumo para o período tarifário, conforme previsto na tabela a seguir.

Tabela 3.12 – Projeção de Mercado da ELEKTRO

Mercado (MWh)	Ago 2007 - Jul 2008	Ago 2008 - Jul 2009	Ago 2009 - Jul 2010	Ago 2010 - Jul 2011
Residencial	3.326.496	3.447.042	3.570.233	3.695.344
Industrial	6.259.793	6.409.090	6.555.758	6.703.541
Comercial	1.536.977	1.628.282	1.723.361	1.822.217
Rural	800.628	819.735	839.090	858.677
Demais	1.440.850	1.475.873	1.515.392	1.555.795
Total	13.364.744	13.780.023	14.203.833	14.635.575

A partir desta projeção é possível alcançar a receita projetada, multiplicando o consumo previsto por uma tarifa média, sendo que a tarifa média adotada neste estudo foi de R\$68,68. Desta forma encontra-se a receita, sem a aplicação do Fator X, conforme mostra a tabela abaixo.

Tabela 3.13 – Projeção de Receita

Receita (R\$)	Ago 2007 - Jul 2008	Ago 2008 - Jul 2009	Ago 2009 - Jul 2010	Ago 2010 - Jul 2011
Residencial	228.469.439	236.748.771	245.209.684	253.802.580
Industrial	429.933.280	440.187.251	450.260.703	460.410.657
Comercial	105.562.211	111.833.219	118.363.379	125.152.985
Rural	54.988.501	56.300.826	57.630.129	58.975.418
Demais	98.960.062	101.365.471	104.079.692	106.854.696
Total	917.913.493	946.435.538	975.543.586	1.005.196.335

Utilizando os valores projetados da receita, investimentos e custos operacionais (conforme explicitado na tabela abaixo), a taxa interna de retorno do serviço de distribuição da ELEKTRO é de 10,57%

Tabela 3.14 – Fluxo de Recursos do Negócio SEM Fator X

FLUXO DE CAIXA	Cálculo	ago/ 07	ago/ 07 - jul/ 08	ago/ 08 - jul/ 09	ago/ 09 - jul/ 10	ago/ 10 - jul/ 11
1.Receita de Distribuição Bruta	(1)	917.913.493	946.435.538	975.543.586	1.005.196.335	
2.Despesas Operacionais	(2)	(657.454.845)	(675.733.541)	(694.167.300)	(712.630.454)	
2.1.O&M	(2.1)	(464.267.157)	(475.592.476)	(487.110.609)	(498.665.285)	
2.2.Receitas Irrecuperáveis	(2.2)	(15.792.726)	(16.283.449)	(16.784.253)	(17.294.430)	
2.3.Depreciação dos Ativos	(2.3)	(177.394.962)	(183.857.616)	(190.272.438)	(196.670.740)	
3.Tributos	(3)	(88.555.940)	(92.038.679)	(95.667.937)	(99.472.400)	
4.Investimento	(4)	(139.582.169)	(138.549.076)	(138.192.256)	(137.899.455)	
5.Mudança no capital de giro	(5)	0	(1.426.102)	(1.455.402)	(1.482.637)	
6.Fluxo de Caixa	(6) = (1)+(2)+(3)+(4)+(5)-(2.3)	209.715.601	222.545.756	236.333.129	250.382.129	
7.Base Líquida	(7)	(1.773.561.081)	0	0	0	1.583.952.424
8.Fluxo do Negócio	(8) = (1)+(2)+(3)+(4)+(5)-(2.3)+(7)	(1.773.561.081)	209.715.501	222.545.756	236.333.129	1.834.334.553

Frente a isso, para que a rentabilidade estabelecida regulatoriamente, de 9,95%, seja estabelecida, a receita da ELEKTRO deve ser ajustada, mediante a subtração do componente

Xe no valor de 1,24%, conforme demonstrado na tabela a seguir, na qual é considerado o Fator X, garantindo desta forma a rentabilidade de 9,95%.

Tabela 3.15 – Fluxo de Recursos do Negócio COM Fator X

FLUXO DE CAIXA	Cálculo	ago/ 07	ago/ 07 - jul/ 08	ago/ 08 - jul/ 09	ago/ 09 - jul/ 10	ago/ 10 - jul/ 11
1.Receita de Distribuição Bruta	(1)	917.913.493	934.724.553	951.550.630	968.341.916	
2.Despesas Operacionais	(2)	(657.454.845)	(675.532.053)	(693.754.501)	(711.996.373)	
2.1.O&M	(2.1)	(464.267.157)	(475.592.476)	(487.110.609)	(498.665.285)	
2.2.Receitas Irrecuperáveis	(2.2)	(15.792.726)	(16.081.961)	(16.371.454)	(16.660.348)	
2.3.Depreciação dos Ativos	(2.3)	(177.394.962)	(183.857.616)	(190.272.438)	(196.670.740)	
3.Tributos	(3)	(88.555.940)	(88.125.450)	(87.650.684)	(87.157.485)	
4.Investimento	(4)	(139.582.169)	(138.549.076)	(138.192.256)	(137.899.455)	
5.Mudança no capital de giro	(5)	0	(840.553)	(841.304)	(839.564)	
6.Fluxo de Caixa	(6) = (1)-(2)+(3)-(4)+(5)-(2.3)	209.715.501	215.535.037	221.384.323	227.119.780	
7.Base Líquida	(7)	(1.773.561.081)	0	0	0	1.582.109.703
8.Fluxo do Negócio	(8) = (1)-(2)+(3)-(4)-(5)-(2.3)+(7)	(1.773.561.081)	209.715.501	215.535.037	221.384.323	1.809.229.482

Cap IV – Expansão da demanda de energia elétrica e seus impactos em uma empresa distribuidora de energia elétrica – Estudo de Caso

4.1 Estudo de Caso: aumento e redução da demanda de energia elétrica na área de concessão da ELEKTRO.

A partir dos expostos deste trabalho é possível identificar a possibilidade de alavancar a taxa de retorno sobre ativos devido a uma expansão das operações das empresas distribuidoras de energia elétrica. Para isso será simulado expansões fictícias no mercado de energia e seus impactos nos ganhos da distribuidora de energia elétrica, para tanto continuaremos analisando o caso específico da distribuidora ELEKTRO, aproveitando dos dados da sua última revisão tarifária realizada em agosto de 2007.

4.1.1 Análise de Viabilidade

No momento em que a concessionária recebe uma solicitação de aumento de carga e/ou conexão de unidade consumidora no sistema elétrico, inicia o processo de elaboração dos projetos de investimentos necessários para o atendimento a requisição do cliente. Esse processo seguirá basicamente as etapas descritas no capítulo 1 deste trabalho e resumidas no diagrama abaixo.

Figura 4.1 – Principais etapas de um projeto de expansão e as atividades envolvidas



O setor elétrico, por ser um setor regulado, tem várias especificidades, desta forma o estudo de viabilidade e a elaboração de projetos de investimento devem seguir alinhadas com

as exigências do órgão regulador⁴ (ANEEL), no qual delimita uma série de exigências para o atendimento desses clientes.

4.1.1 Impactos Financeiros

Para facilitar o entendimento e analisar os impactos do aumento do consumo na receita das empresas, a seguir temos o consumo estimado, as tarifas e as receitas previstas para a ELEKTRO, valores esses que foram consolidados ao longo do processo de revisão tarifária. Também foi calculado o fator X da ELEKTRO para o período de agosto de 2007 a julho de 2012, obtendo a taxa de 1,24%. Convém lembrar que conforme explicitado no capítulo, a rentabilidade estabelecida regulatoriamente, de 9,95%.

Tabela 4.1- Resumo da Revisão Tarifária da ELEKTRO realizada em agosto de 2007.

FATOR X	1,24%				
Ano-Teste					
TARIFAS MEDIAS [Reais/MWh]	Ago 2007 - Jul 2008	Ago 2008 - Jul 2009	Ago 2009 - Jul 2010	Ago 2010 - Jul 2011	Ago 2011 - Jul 2012
Residencial	68,68	67,83	66,99	66,16	65,34
Industrial	68,68	67,83	66,99	66,16	65,34
Comercial	68,68	67,83	66,99	66,16	65,34
Rural	68,68	67,83	66,99	66,16	65,34
Demais	68,68	67,83	66,99	66,16	65,34
MERCADO (MWh)	Ago 2007 - Jul 2008	Ago 2008 - Jul 2009	Ago 2009 - Jul 2010	Ago 2010 - Jul 2011	Ago 2011 - Jul 2012
Residencial	3.326.496	3.447.042	3.570.233	3.695.344	
Industrial	6.259.793	6.409.090	6.555.758	6.703.541	
Comercial	1.536.977	1.628.282	1.723.361	1.822.217	
Rural	800.628	819.735	839.090	858.677	
Demais	1.440.850	1.475.873	1.515.392	1.555.795	
Total	13.364.744	13.780.023	14.203.833	14.635.575	
RECEITA (R\$)	Ago 2007 - Jul 2008	Ago 2008 - Jul 2009	Ago 2009 - Jul 2010	Ago 2010 - Jul 2011	Ago 2011 - Jul 2012
Residencial	228.469.439	233.819.294	239.178.887	244.497.187	
Industrial	429.933.280	434.740.471	439.186.789	443.530.206	
Comercial	105.582.211	110.449.419	115.452.297	120.564.388	
Rural	54.988.501	55.604.172	56.212.748	56.813.149	
Demais	98.960.062	100.111.197	101.519.909	102.936.986	
Total	917.913.493	934.724.553	951.550.630	968.341.916	

CUSTOS OPERACIONAIS

CUSTOS OPERACIONAIS		Ago 2007 - Jul 2008	Ago 2008 - Jul 2009	Ago 2009 - Jul 2010	Ago 2010 - Jul 2011	Ago 2011 - Jul 2012
Custos de O&M	Pessoal	191.642.397	196.529.791	201.494.763	206.450.123	
	Material e Serviços	89.862.125	92.654.383	95.504.010	98.406.963	
Custos de Gestão Comercial	Pessoal	82.212.017	84.308.643	86.438.550	88.564.333	
	Material e Serviços	60.740.265	62.289.304	63.862.932	65.433.512	
Custos de Administração	Pessoal	23.080.092	23.080.092	23.080.092	23.080.092	
	Material e Serviços	16.730.262	16.730.262	16.730.262	16.730.262	
Geração Própria	Total	0	0	0	0	
TOTAL		464.267.157	475.592.476	487.110.609	498.665.285	

TIR	9,95%
-----	-------

Fonte: anexos da Nota Técnica

⁴ A resolução nº456 da ANEEL trata das disposições legais específicas quanto a prazos e responsabilidades da concessionária no processo de aumento de carga e/ou conexão de unidade consumidora no sistema elétrico.

Com base nesses dados e nos cálculos do Fator X elucidados ao longo deste trabalho é possível realizar simulações de aumentos no consumo de energia elétrica e seus respectivos impactos na receita auferida pela empresa.

A priori vamos simular uma expansão de 10% em relação ao projetado na tabela acima por ano na demanda de energia elétrica do consumo total da Elektro. Lembrando que estamos considerando que foi realizado um estudo prévio de viabilidade que permitiu que a empresa atendesse a esse aumento de demanda sendo adotadas todas as medidas técnicas que possibilitasse o suprimento desta demanda. Os resultados obtidos encontram-se na tabela abaixo.

Tabela 4.2- Expansão em 10%^a ao ano do consumo previsto e os impactos nos custos operacionais

CUSTOS OPERACIONAIS		Ago 2007 - Jul 2008	Ago 2008 - Jul 2009	Ago 2009 - Jul 2010	Ago 2010 - Jul 2011	Ago 2011 - Jul 2012
Custos de O&M	Pessoal	209.235.169	214.571.226	219.991.982	225.402.244	
	Material e Serviços	98.111.468	101.160.056	104.271.278	107.440.722	
Custos de Gestão Comercial	Pessoal	89.759.080	92.048.177	94.373.609	96.694.538	
	Material e Serviços	66.316.221	68.007.462	69.725.549	71.440.309	
Custos de Administração	Pessoal	25.198.845	25.198.845	25.198.845	25.198.845	
	Material e Serviços	18.266.100	18.266.100	18.266.100	18.266.100	
Geração Própria	Total	0	0	0	0	
TOTAL		506.886.882	519.251.865	531.827.363	544.442.758	

Fonte: Simulação feita a partir dos anexos da Nota Técnica

O aumento do consumo de energia elétrica em 10% acima do previsto al na área de concessão da ELEKTRO, impacta em um aumento nos custos operacionais da empresa, esse aumento não é proporcional ao aumento de consumo de energia elétrica exatamente por haver um ganho de escala resultante da diluição dos custos fixos com a expansão das operações. Desta forma, caso o setor não fosse regulado certamente a concessionária aumentaria sua margem de lucro com esse aumento nas vendas.

Porém por se tratar de um setor regulado, nota-se que a fim de evitar ganhos acima do estipulado pela ANEEL para o setor (9,95%) nesta revisão tarifária, o aumento em 10% do consumo de energia acima do previsto é captado pelo Fator X que passou de 1,24% para 4,73% após a simulação de crescimento de mercado, assim em ambos os casos manteve a taxa interna de retorno (TIR) em 9,95%, conforme ilustra a tabela a seguir.

Tabela 4.3- Expansão em 10%^a ao ano do consumo previsto e os impactos nas receitas

FATOR X

4,7357%

Ano-Teste

TARIFAS MÉDIAS (Reais/MWh)	Ago 2007 - Jul 2008	Ago 2008 - Jul 2009	Ago 2009 - Jul 2010	Ago 2010 - Jul 2011	Ago 2011 - Jul 2012
Residencial	68,68	65,43	62,33	59,38	56,57
Industrial	68,68	65,43	62,33	59,38	56,57
Comercial	68,68	65,43	62,33	59,38	56,57
Rural	68,68	65,43	62,33	59,38	56,57
Demais	68,68	65,43	62,33	59,38	56,57

MERCADO (MWh)	Ago 2007 - Jul 2008	Ago 2008 - Jul 2009	Ago 2009 - Jul 2010	Ago 2010 - Jul 2011	Ago 2011 - Jul 2012
Residencial	3.659.146	3.791.747	3.927.256	4.064.879	
Industrial	6.885.772	7.049.999	7.211.334	7.373.895	
Comercial	1.690.675	1.791.111	1.895.697	2.004.439	
Rural	880.691	901.709	922.999	944.545	
Demais	1.584.935	1.623.460	1.666.931	1.711.375	
Total	14.701.218	15.158.025	15.624.217	16.099.132	.

RECEITA (R\$)	Ago 2007 - Jul 2008	Ago 2008 - Jul 2009	Ago 2009 - Jul 2010	Ago 2010 - Jul 2011	Ago 2011 - Jul 2012
Residencial	251.316.383	248.090.745	244.788.264	241.367.700	-
Industrial	472.926.608	461.275.396	449.486.880	437.853.158	-
Comercial	116.118.432	117.190.836	118.159.958	119.021.201	-
Rural	60.487.352	58.998.041	57.531.086	56.085.959	-
Demais	108.856.068	106.221.608	103.900.819	101.619.425	-
Total	1.009.704.843	991.776.627	973.867.006	955.947.443	-

TIR	9,95%
-----	-------

Fonte: Simulação feita a partir dos anexos da Nota Técnica

A fim de ilustrar com mais um exemplo, será simulado o movimento contrário do mercado, ou seja, uma diminuição de 10% do consumo previsto total na área de concessão da Elektro.

Tabela 4.4- Simulação de redução em 10% do consumo previsto para a área de concessão da Elektro.

		0,6444%			
		Ano-Teste			
TARIFAS MEDIAS (Reais/MWh)	Ago 2007 - Jul 2008	Ago 2008 - Jul 2009	Ago 2009 - Jul 2010	Ago 2010 - Jul 2011	Ago 2011 - Jul 2012
Residencial	68,68	68,24	67,80	67,36	66,93
Industrial	68,68	68,24	67,80	67,36	66,93
Comercial	68,68	68,24	67,80	67,36	66,93
Rural	68,68	68,24	67,80	67,36	66,93
Demais	68,68	68,24	67,80	67,36	66,93
MERCADO (MWh)	Ago 2007 - Jul 2008	Ago 2008 - Jul 2009	Ago 2009 - Jul 2010	Ago 2010 - Jul 2011	Ago 2011 - Jul 2012
Residencial	2.993.846	3.102.338	3.213.209	3.325.810	
Industrial	5.633.813	5.768.181	5.900.182	6.033.187	
Comercial	1.383.279	1.465.454	1.551.025	1.639.995	
Rural	720.565	737.762	755.181	772.809	
Demais	1.296.765	1.328.286	1.363.852	1.400.216	
Total	12.028.270	12.402.020	12.783.450	13.172.017	-
RECEITA (R\$)	Ago 2007 - Jul 2008	Ago 2008 - Jul 2009	Ago 2009 - Jul 2010	Ago 2010 - Jul 2011	Ago 2011 - Jul 2012
Residencial	205.622.495	211.700.859	217.853.670	224.034.898	-
Industrial	386.939.952	393.615.640	400.028.845	406.410.583	-
Comercial	95.005.990	100.001.315	105.158.557	110.474.196	-
Rural	49.489.651	50.344.224	51.200.813	52.058.382	-
Demais	89.064.056	90.641.050	92.468.382	94.322.055	-
Total	826.122.144	846.303.089	866.710.268	887.300.114	-
CUSTOS OPERACIONAIS					
CUSTOS OPERACIONAIS	Ago 2007 - Jul 2008	Ago 2008 - Jul 2009	Ago 2009 - Jul 2010	Ago 2010 - Jul 2011	Ago 2011 - Jul 2012
Custos de O&M	Pessoal	157.146.765	161.154.429	165.225.706	169.289.101
	Material e Serviços	73.686.943	75.976.594	78.313.288	80.693.709
Custos de Gestão	Pessoal	67.413.854	69.133.088	70.879.611	72.622.753
	Material e Serviços	49.807.017	51.077.230	52.367.604	53.655.480
Custos de Administração	Pessoal	18.925.675	18.925.675	18.925.675	18.925.675
	Material e Serviços	13.718.815	13.718.815	13.718.815	13.718.815
Geração Própria	Total	0	0	0	0
TOTAL		380.699.069	389.985.830	399.430.699	408.905.533
TIR	9.95%				

Fonte: Simulação feita a partir dos anexos da Nota Técnica

No caso de diminuição do consumo total em 10%, verifica-se uma leve diminuição dos custos operacionais. Quanto ao fator X nota-se uma queda passando de 1,24% para 0,64% impactando desta forma na tarifa média a ser praticada pela concessionária e conseqüente sua receita, porém com a diminuição do Fator X a taxa interna de retorno prevista pela ANEEL em 9,95% manteve-se intacta.

Com base nessas simulações foi possível constatar que aumento ou diminuição no consumo de energia elétrica é captado pelo Fator X, que por fim estipula tarifas que permitam a rentabilidade prevista pela ANEEL. Porém convém ressaltar que as revisões do Fator X ocorrem, no caso da Elektro, a cada quatro anos, ou seja, entre os períodos de revisão a concessionária pode auferir ganhos ou perdas por conta de crescimento de mercado acima do previsto, entretanto esses ganhos/perdas serão captados e repassados aos consumidores na próxima revisão tarifária pela qual a concessionária passar.

V. CONCLUSÃO

O período compreendido entre as revisões de preços na prestação de serviços públicos é conhecido como intervalo regulatório, caracterizado por incertezas tanto para as firmas como para os consumidores, pois as condições inicialmente estabelecidas podem se alterar com o decorrer do tempo, resultando em benefício ou em prejuízo para ambas as partes.

A definição do intervalo revisional está diretamente relacionada ao grau de aversão ao risco dos agentes econômicos. Por exemplo, um menor intervalo é desejável no caso de uma grande aversão ao risco, o que melhora a eficiência alocativa, uma vez que os preços estariam sempre próximos aos custos. Entretanto, isto traria baixos incentivos à eficiência produtiva, visto que a firma não seria estimulada a reduzir custos devido ao curto intervalo de revisão tarifária.

No método tarifário price-cap, por sua vez, o intervalo regulatório não deve ser muito extenso, tendo em vista as dificuldades do regulador em fiscalizar as empresas e observar mudanças que possam gerar lucros ou prejuízos excessivos. A definição da extensão do intervalo regulatório, juntamente com o nível do preço-teto, é um instrumento importante para reduzir os riscos e balancear os benefícios entre os agentes. Por exemplo, a redução do lag regulatório para intervalos muito curtos pode aumentar o risco regulatório das firmas, ao reduzir sua oportunidade de apropriar lucros acima do estipulado pela ANEEL, enquanto que a fixação de um price-cap elevado beneficiaria as firmas mas não permitiria a apropriação, pelos consumidores, de uma baixa imprevista de custos.

A regulação econômica necessita de instrumentos que propiciem criar condições adequadas para o aumento da eficiência econômica e do fornecimento dos serviços a preços e qualidade compatíveis com as exigências do consumidor, garantindo um retorno justo ao investidor. Sob essas condições, dentro de cada período regulatório, tal que esses possam ser apropriados pela empresa antes que sejam transferidos aos consumidores através da redução das tarifas. O horizonte em que esses ganhos poderão ser acumulados está definido contratualmente, sendo que quanto menor o período revisional, menores serão os ganhos esperados e, conseqüentemente, menores serão os incentivos à busca de maior eficiência.

Os mecanismos de compartilhamento desses ganhos de eficiência estão previstos nos contratos de concessão e resultam do reposicionamento tarifário e da determinação do Fator X. Pelo reposicionamento o ganho de eficiência auferido, no período de revisão anterior, é transferido para consumidor por meio da redução das tarifas. Na determinação do Fator X,

que requer da concessionária esforços adicionais na busca de maior eficiência, o compartilhamento ocorre de forma parcelada, por ocasião dos reajustes tarifários anuais.

Considerando que no reposicionamento tarifário está sendo utilizado o conceito de Empresa de Referência, presume-se que toda a eficiência refletida pela variável X_e do Fator X esteja associada aos ganhos de escala que uma distribuidora de energia elétrica possa alcançar ao satisfazer uma maior demanda, com custos iguais ou menores do que aqueles reconhecidos pela Empresa de Referência no momento do reposicionamento tarifário. Além disso, o fator X_e contempla também o impacto que os investimentos associados ao aumento de demanda provocam sobre a base de remuneração.

Neste trabalho buscou mostrar que no setor de energia elétrica, as empresas distribuidoras frente a um aumento de demanda, são obrigadas a realizar estudos de viabilidade e de expansão da rede elétrica, para isso utilizam dos conceitos da metodologia de elaboração de projetos de investimentos descrita no capítulo I. Porém, por ser um setor regulado, este estudo de viabilidade, deve estar alinhado com as exigências do órgão regulador (ANEEL).

Por fim o estudo buscou mostrar a possibilidade de aumentos na taxa de retorno sobre os ativos a partir de um aumento de demanda de energia elétrica. Porém verificou que esses retornos acima do previsto pela Empresa de Referência criada pela ANEEL, são limitados ao período entre as revisões tarifárias, isto ocorre devido à presença do Fator X que busca equalizar a taxa de retorno de modo a repassar os ganhos de produtividade ao consumidor através das tarifas.

Logicamente que este é um cenário teórico visto que na prática há o problema da assimetria das informações entre a agência reguladora e as concessionárias, sendo que muitos autores afirmam que o modelo de Empresa de Referência acentua este problema ao invés de contorná-lo.

Ou seja, na teoria o modelo regulação tarifária vigente no Brasil busca captar os ganhos de produtividade e repassá-los para o consumidor por meio do Fator X, porém na prática devido a presença da assimetria de informações, este repasse não se dá de forma integral, o que torna este modelo alvo de algumas críticas. Por outro lado, é importante ressaltar, que esta assimetria de informações esta presente nos dois lados, tanto da agência reguladora em relação às concessionárias quanto das concessionárias em relação à agência reguladora. Ou seja, as concessionárias na prática buscam manipular suas previsões a fim de obter uma tarifa maior, porém os agentes reguladores caso detectem que os custos praticados

foram aquém dos declarados pela concessionária poderão “corrigir” esta disparidade por meio do fator X da próxima revisão tarifária, ou até mesmo através da chamada Revisão Tarifária Extraordinária.

Referências Bibliográficas

ANEEL (2007) Nota técnica nº248/2007 – SER / ANEEL. **Segunda Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica Elektro**, ANEEL, Brasília- DF, agosto de 2007.

ANEEL (2007) Nota técnica nº248/2007 – SER / ANEEL, Anexo I. **Determinação dos Custos Operacionais da Elektro**, ANEEL, Brasília- DF, agosto de 2007.

ANEEL (2007) Nota técnica nº248/2007 – SER / ANEEL, Anexo II. **Determinação da Base de Remuneração Regulatória**, ANEEL, Brasília- DF, agosto de 2007.

ANEEL (2007) Nota técnica nº248/2007 – SER / ANEEL, Anexo III. **Análise dos Investimentos**, ANEEL, Brasília- DF, agosto de 2007.

ANEEL (2007) Nota técnica nº248/2007 – SER / ANEEL, Anexo IV. **Metodologia e Cálculo do Fator X**, ANEEL, Brasília- DF, agosto de 2007.

ANEEL (2007) Nota Técnica nº58/2007. **As tarifas de energia elétrica no Brasil: sistemática de correção e evolução de valores**, ANEEL, Brasília-DF, dezembro de 2007.

BERG, S. and TSCHIRHART. **Natural Monopoly Regulation**. Cambridge: Cambridge Univesity Press, 1998.

BITU, R., BORN, P. **Tarifas de energia elétrica, aspectos conceituais e metodológicos**. MM Editora, 1993.

CLEMENTE, A. **Projetos Empresariais e Públicos**. Atlas. São Paulo, 1998.

CONTADOR, Cláudio R. **Avaliação Social de Projetos**. Atlas. São Paulo, 1981.

COUTINHO,P.C., OLIVEIRA,A.R. **Determinação da taxa de retorno adequada para concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil**. Fundação Universitária de Brasília – Fubra, 2003.

GITMANN, L.J. **Princípios de Administração Financeira**. Harper & Row do Brasil, 1984.

HOLANDA, Nilson. **Planejamento e Projetos**. UFC. Fortaleza, 1982.

LAFFONT, J., TIROLE, J. **A theory of incentives in procurement and regulation**. Cambridge: MIT Press, 1993.

MATHIAS, W.F & Woiler, S. **Projetos, Planejamento, Elaboração e Análise**. Atlas. São Paulo, 1996.

McKEAN, Roland N, **Efficiency in Government Through Systems Analysis**, N. York, John Wiley and Sons, 1967.

MELNICK, J. **Manual de Projetos de Desenvolvimento Econômico**. Unilivros. Rio de Janeiro, 1994.

OLIVEIRA, G. **Parecer sobre a metodologia de cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica**. 2004.

PEANO, C.R. **Regulação tarifária do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil: uma análise da metodologia de revisão tarifária adotada pela ANEEL**. Dissertação de mestrado, Universidade Estadual de São Paulo, 2005.

PIRES, J. C. L.; PICCINI, M. S. **Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro**. Rio de janeiro: IPEA, 1998.

POMERANZ, Lenina. **Elaboração e Análise de Projetos**. Editora Hicitec. São Paulo, 1983.

REBELATTO, Daisy. **Projeto de Investimento**. Editora Manole, 2004.

SANTANA, E. A.(org.). **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro**. Porto Alegre: Sagra Luzzato, 1999.

SANTOS, A. H. M. **Metodologia de cálculo do Fator X para a concessionária de energia elétrica**. 2003.

SECOMANDI, Isaque. **Regulação atual no setor de distribuição de energia elétrica no Brasil**, UNICAMP, 2006.

TOZZINI, Sidney. **As conseqüências da Regulação Econômica sobre a Estratégia das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil (IP/FEA/IEE/IF)**, 2006.

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaResultado.cfm?attAnoAud=2007&attIdAud=273&attAnoFasAud=2007&id_area=13