

**UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
CENTRO TECNOLÓGICO
MESTRADO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO**

ROBERTO PAULO DA SILVA PINTO JUNIOR

**ANÁLISE DO FLUXO DE CAIXA DE EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA NO MERCADO BRASILEIRO**

NITERÓI

2008

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

ROBERTO PAULO DA SILVA PINTO JUNIOR

ANÁLISE DO FLUXO DE CAIXA DE EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA NO MERCADO BRASILEIRO

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Engenharia de Produção, da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia de Produção. Área de Concentração: Estratégia, Gestão e Finanças Empresariais.

Orientador: RUDERICO FERRAZ PIMENTEL, PhD

Niterói

2008

ROBERTO PAULO DA SILVA PINTO JUNIOR

ANÁLISE DO FLUXO DE CAIXA DE EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA NO MERCADO BRASILEIRO

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Engenharia de Produção, da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia de Produção. Área de Concentração: Estratégia, Gestão e Finanças Empresariais.

Aprovada em: 15 de agosto de 2008.

BANCA EXAMINADORA

Prof. RUDERICO FERRAZ PIMENTEL, PhD - Orientador
Universidade Federal Fluminense

Prof. Dr. JOÃO CARLOS SOARES DE MELLO
Universidade Federal Fluminense

Prof. ELTON FERNANDES, PhD
Universidade Federal do Rio de Janeiro

Niterói

2008

Dedico este trabalho às mulheres da minha vida:
a minha mãe e minha noiva.

AGRADECIMENTOS

A Deus em primeiro lugar.

Ao Orientador Ruderico Ferraz Pimentel e ao Professor João Carlos Soares de Mello que trouxeram grandes avanços para esta Dissertação.

“... mas muitos dos primeiros serão os últimos e os últimos serão os primeiros.”

(Marcos, 10:31)

RESUMO

Este trabalho apresenta o mercado brasileiro de transmissão de energia elétrica e suas diversas peculiaridades. Sendo um mercado remunerado apenas pela sua disponibilidade, as indisponibilidades podem causar penosas multas e até mesmo inviabilizar um empreendimento, por outro lado, os empreendimentos de transmissão de energia podem receber adicionais de receita imprevistos durante o projeto e início da operação comercial. Com o auxílio deste trabalho, se pode avaliar a taxa interna de retorno de empreendimentos deste setor através da descrição dos custos associados ao empreendimento e as futuras receitas auferidas. Os modelos desenvolvidos para o cálculo do valor presente e taxa interna de retorno, com o auxílio das teorias de análise de investimentos e qualidade em serviços, assim como a identificação de fatores críticos do segmento, podem auxiliar na dedução do valor de receita a ser solicitado pela empresa que pretende construir uma linha de transmissão ou na escolha do valor de investimento para a aquisição de uma linha de transmissão construída por um terceiro agente. Tais modelos podem ser ainda utilizados na estimativa do valor necessário de receita para alguma empresa concorrente conhecida, informação que pode ser utilizada como vantagem competitiva.

Palavras-chave: Transmissão de Energia. Taxa Interna de Retorno. Valor Presente. Receita. Custos.

ABSTRACT

This document presents the market of Brazilian electric energy transmission and its diverse peculiarities. Being a market remunerated just by its availability, the non-availability can cause heavy fines and make the enterprise impracticable. However, energy transmission ventures can receive an additional income, unexpected at the time of project and at the beginning of the commercial transaction. This work can enable us to evaluate the profitability of enterprises in this sector through the description of the costs associated to the enterprise and future gains. The models developed with the aid of the theories of investment analysis and quality in services, as well as the identification of critical factors of the segment, can assist in the choice for the ideal value of prescription to be requested for the company intending to build a transmission line or in the choice of the ideal amount of the investment for the acquisition of transmission line built by another agent. These models can also be used in the estimate of the necessary revenue amount for some known competitor, which can be used as a competitive advantage.

Key-words: Energy Transmission. Internal Rate of Return. Present Value. Prescription. Costs.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

- Figura 1 - Mapa do Sistema Brasileiro de Transmissão de Energia, p. 17
- Figura 2 - Ilustração das Modalidades de Negócio de Energia Elétrica, p. 18
- Gráfico 1 - Brasil - Projeção do Consumo Total de Eletricidade, p. 18
- Gráfico 2 - Proporções de uma Conta de Luz, Média Brasileira de 2006, p. 19
- Figura 3 - Classificação das Instalações de Transmissão, p. 50
- Figura 4 - Contratos de Transmissão e da Distribuição, p. 54
- Figura 5 - Apuração e Contabilização do Uso da Transmissão, p. 55
- Figura 6 - Fluxo de Custo de Construção de Linhas de Transmissão Padrão,
p. 60
- Figura 7 - Fluxo de caixa dos empreendimentos de transmissão – Leilões antigos, p. 66
- Figura 8 - Fluxo de caixa dos empreendimentos de transmissão – Leilões novos, p. 66
- Gráfico 3 - Deságio Médio Anual nos Leilões de Linha de Transmissão, p. 71
- Figura 9 - Custos Ideais de Operação e Manutenção das Empresas de LT, p. 75
- Gráfico 4 - Gráfico da Receita Recebida ao Longo dos Anos, p. 76
- Figura 10 - Fluxo de caixa da empresa “B”, p. 77
- Figura 11 - Curva de Receita da Linha de Transmissão sem Descontos de Parcela Variável –
Leilões Antigos, p. 82
- Figura 12 - Curva de Receita da Linha de Transmissão sem Descontos de Parcela Variável –
Leilões Novos, p. 82
- Figura 13 - Curva de Receita da Linha de Transmissão com Descontos de Parcela Variável –
Leilões Antigos, p. 83
- Figura 14 - Curva de Receita da Linha de Transmissão com Descontos de Parcela Variável –
Leilões Novos, p. 83

LISTAS DE TABELAS

- Tabela 1 - Quadro Comparativo dos Modelos Antigo e Novo do Setor Elétrico Brasileiro, p. 38
- Tabela 2 - Classificação das Instalações em Função da Propriedade, p. 50
- Tabela 3 - Resultados Financeiros de Operação do Setor de Transmissão de Energia Elétrica Brasileiro, p. 63
- Tabela 4 - Despesas Operacionais por Quilometragem de Linha de Transmissão, p. 64
- Tabela 5 - Receitas por Quilometragem das Empresas Proprietárias de Concessões de Linhas de Transmissões Licitadas no ciclo 2006/2007, p. 65
- Tabela 6 - Parcela Variável Paga em relação à RAP no ciclo 2006/2007, p. 68
- Tabela 7 - Alguns Resultados de Leilões de Linhas de Transmissão, p. 72
- Tabela 8 - Comparação das Taxas de Retorno ao Deságio de Alguns Empreendimentos de Transmissão de Energia, p. 73
- Tabela 9 - Comparação das Taxas de Retorno ao Deságio de Alguns Empreendimentos de Transmissão de Energia com Aumento de 10% no Deságio, p. 79
- Tabela 10 - Comparação das Taxas de Retorno ao Deságio de Alguns Empreendimentos de Transmissão de Energia com Aumento de 20% no Deságio, p. 79
- Tabela 11 - Comparação das Taxas de Retorno ao Deságio de Alguns Empreendimentos de Transmissão de Energia com Redução de 20% no Deságio (para a LT Interligação Norte Sul o deságio foi reduzido em apenas 2,95%), p. 79
- Tabela 12 - Comparação das Taxas de Retorno ao Deságio de Alguns Empreendimentos de Transmissão de Energia com Aumento de 10% no Custo de Construção, p. 80
- Tabela 13 - Comparação das Taxas de Retorno ao Deságio de Alguns Empreendimentos de Transmissão de Energia com Aumento de 20% no Custo de Construção, p. 80
- Tabela 14 - Comparação das Taxas de Retorno ao Deságio de Alguns Empreendimentos de Transmissão de Energia com Redução de 20% no Custo de Construção, p. 80
- Tabela 15 - Comparação das Taxas de Retorno ao Deságio de Alguns Empreendimentos de Transmissão de Energia com Aumento de 10% no Custo de Administração, Operação e Manutenção, p. 81

Tabela 16 - Comparação das Taxas de Retorno ao Deságio de Alguns Empreendimentos de Transmissão de Energia com Aumento de 20% no Custo de Administração, Operação e Manutenção, p. 81

Tabela 17 - Comparação das Taxas de Retorno ao Deságio de Alguns Empreendimentos de Transmissão de Energia com Redução de 20% no Custo de Administração, Operação e Manutenção, p. 81

Tabela 18 - Comparação das Taxas de Retorno ao Deságio de Alguns Empreendimentos de Transmissão de Energia com a Introdução de Descontos por Parcela Variável, p. 84

Tabela 19 - Comparação das Taxas de Retorno para Diferentes Valores de Descontos por Parcela Variável, p. 84

LISTAS DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
AVC	Avisos de Crédito
AVD	Avisos de Débito
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CCD	Contrato de Conexão à Distribuição
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCG	Contratos de Constituição de Garantia
CCI	Contrato de Compartilhamento de Instalações
CCT	Contrato de Conexão à Transmissão
CL	Consumidor Livre
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CND	Conselho Nacional de Desestatização
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONAMA	Conselho Nacional de Meio Ambiente
CPST	Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
CVP	Ciclo de Vida do Produto
DIT	Demais Instalações de Transmissão
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCS	Fatores Críticos de Sucesso
FT	Função Transmissão
Gc	Gerador Despachado de Forma Centralizada
Gd	Gerador não Despachado de Forma Centralizada
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IGPM	Índice Geral de Preços de Mercado
IL	Índice de Lucratividade
LT	Linha de Transmissão
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PAR	Plano de Ampliações e Reforços
PET	Programa de Expansão da Transmissão
PIB	Produto Interno Bruto
PIS	Programa de Integração Social
Procel	Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica
RAP	Receita Anual Permitida
RB	Rede Básica
RBNI	Rede Básica para Novas Instalações
RBSE	Rede Básica do Sistema Existente
RGR	Reserva Global de Reversão
SIN	Sistema Interligado Nacional
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
VP	Valor Presente
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	Weighted Average Cost of Capital

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO, p. 16

2 OBJETIVOS DO TRABALHO, p. 20

3 REFERENCIAL TEÓRICO, p. 21

3.1 ANÁLISE DE INVESTIMENTOS, p. 21

3.1.1 Taxa Interna de Retorno (TIR), p. 26

3.1.2 Valor Presente Líquido (VPL), p. 27

3.1.3 Índice de Lucratividade, p. 29

3.1.4 Modelos de Fluxo de Caixa Descontado, p. 30

3.1.5 Abordagem da Taxa de Desconto Ajustada, p. 30

3.2 QUALIDADE EM SERVIÇOS, p. 31

4 REVISÃO DA LITERATURA, p. 32

4.1 PRINCIPAIS TRABALHOS SOBRE REGULAÇÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO, p. 32

4.2 PRINCIPAIS TRABALHOS SOBRE GERENCIAMENTO DE EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA, p. 33

4.3 PRINCIPAIS TRABALHOS SOBRE CUSTOS E RECEITAS DE EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA, p. 34

5 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO, p. 35

5.1 CARACTERÍSTICA ESTRUTURAL DO SETOR NO NOVO MODELO, p. 39

5.2 PRINCIPAIS AGENTES INSTITUCIONAIS, p. 40

6 O SETOR DE TRANSMISSÃO, p. 43

7 MODELO DE AVALIAÇÃO, p. 59

7.1 CUSTO DE CONSTRUÇÃO, p. 59

7.2 CUSTO DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO, p. 62

7.3 RECEITA ANUAL PERMITA, p. 65

7.4 FLUXO DE CAIXA SIMPLIFICADO DOS EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO, p. 66

7.5 VARIAÇÕES IMPREVISTAS DE RECEITA, p. 67

8 FLUXO DE CAIXA DOS EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO COM VARIAÇÕES IMPREVISTAS DE RECEITA, p. 70

8.1 ANÁLISE DA RENTABILIDADE DE LINHAS DE TRANSMISSÃO, p. 71

9 ATUAÇÃO NO MERCADO SECUNDÁRIO, p. 74

9.1 ANÁLISE DE MERCADOS SECUNDÁRIOS DO RAMO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA, p. 75

10 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE COM ALTERAÇÃO NAS VARIÁVEIS CRÍTICAS DO PROCESSO, p. 78

10.1 ALTERAÇÃO NOS DESÁGIOS DOS LEILÕES, p. 78

10.2 ALTERAÇÕES NOS CUSTOS DE CONSTRUÇÃO, p. 80

10.3 ALTERAÇÕES NOS CUSTOS DE ADMINISTRAÇÃO, OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO, p. 81

10.4 INTRODUÇÃO DAS PERDAS DE RECEITA PELA COBRANÇA DE PARCELA VARIÁVEL, p. 82

11 CONCLUSÕES, p. 85

12 REFERÊNCIAS, p. 87

ANEXOS, p. 99

ANEXO 1 - Exemplo de Cálculo de Custo de Construção, p. 100

ANEXO 2 - Principais Marcos Legais da Regulação de Energia, p. 107

1 INTRODUÇÃO

Nos tempos de hoje, a energia elétrica é amplamente utilizada pelos homens em suas residências, seus trabalhos e em seus momentos de lazer. Frequentemente essa energia é gerada em usinas situadas em locais distantes dos locais de uso e transmitida dos centros de geração até os centros de carga (empresas de distribuição de energia elétrica ou grandes consumidores de energia) pelas redes de transmissão.

No Brasil, grande parte da energia gerada é de origem hidráulica. Como as hidroelétricas são construídas em grandes rios que estão geograficamente distantes dos centros urbanos, fez e faz-se necessário a construção e interligação de inúmeras linhas de transmissão de energia elétrica em território nacional.

Os outros tipos de geração de energia elétrica, como térmica e nuclear, por exemplo, também precisam de linhas de transmissão para escoar a sua energia até o cliente, embora tais linhas possam ser menores, porque tais usinas são construídas bem mais próximas aos centros de consumo.

Segundo o Decreto número 24.643, de 10 de julho de 1934 que estabelece o Código de Águas, a definição de instalações de transmissão é:

Instalações de transmissão são aquelas que se destinam ao transporte proveniente do sistema produtor às subestações distribuidoras, ou na interligação de dois ou mais sistemas geradores. Compreendem também as linhas de subtransmissão ou de transmissão secundárias que existirem entre as subestações de distribuição.

A figura 1 apresenta um mapa do sistema brasileiro de transmissão de energia.

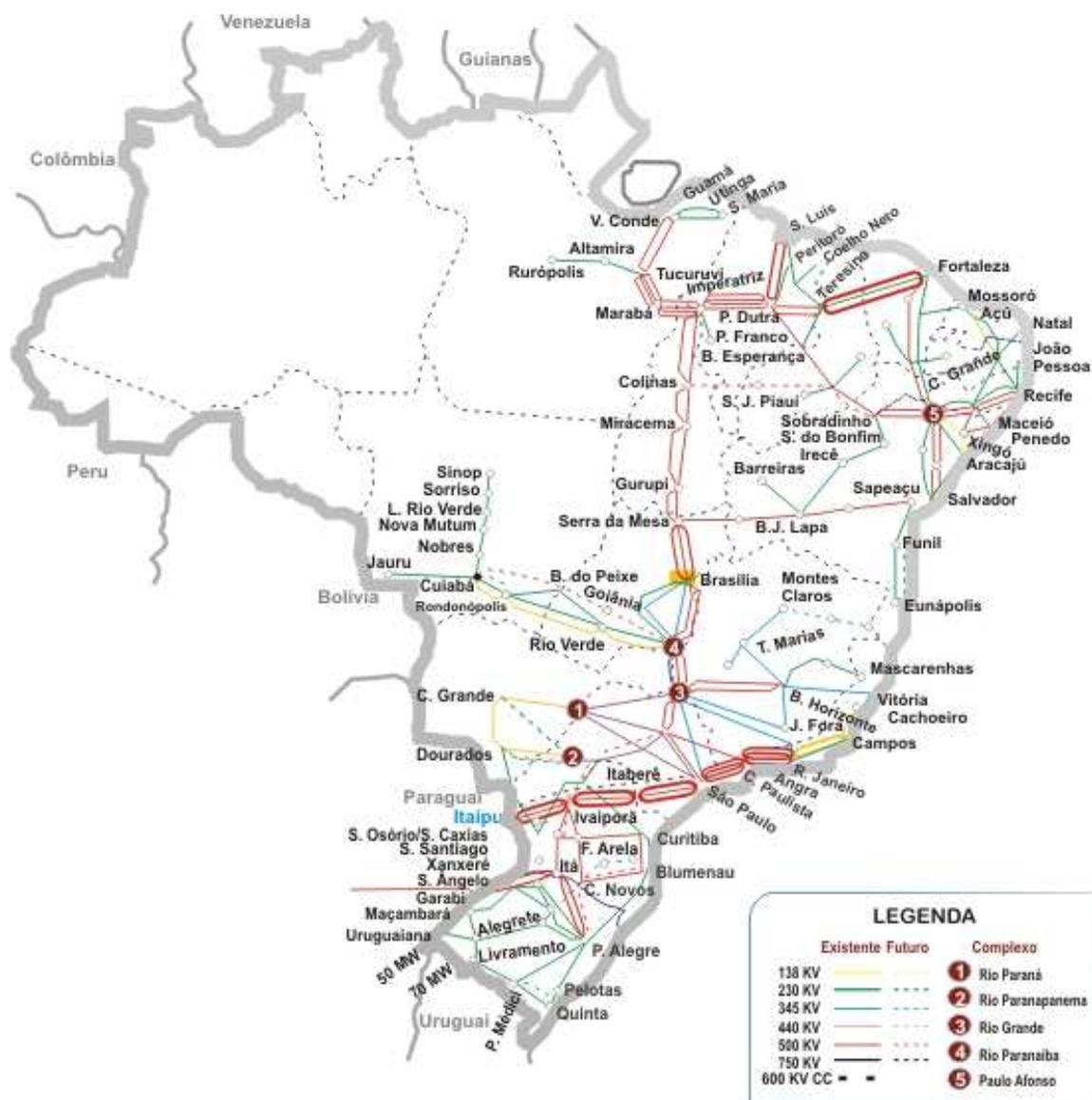


Figura 1 - Mapa do Sistema Brasileiro de Transmissão de Energia
Cópia de EPE (2005)

Na figura 2, podem ser identificados os mercados de energia, bem como o mercado de transmissão de energia e sua relação com os outros mercados.

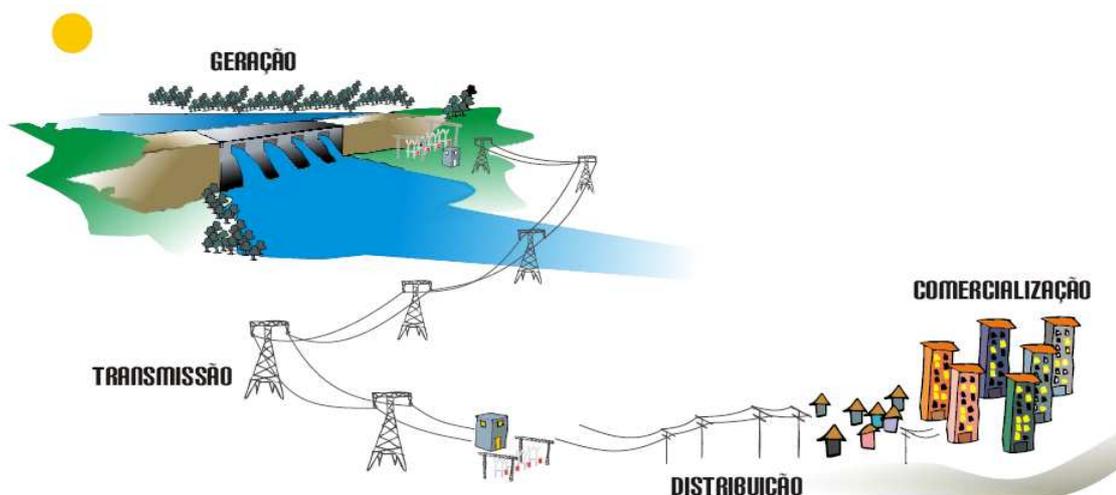


Figura 2 - Ilustração das Modalidades de Negócio de Energia Elétrica
Cópia de ANEEL (2007)

O gráfico 1 apresenta uma projeção do consumo de energia elétrica no Brasil, elaborada pela EPE. Como o aumento da transmissão de energia elétrica é diretamente proporcional ao aumento de consumo, podemos concluir que o setor de transmissão irá evoluir muito.

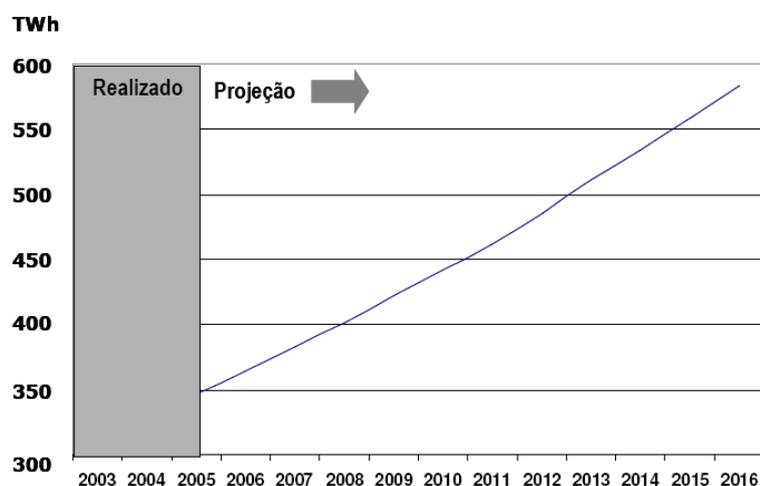


Gráfico 1 - Brasil - Projeção do Consumo Total de Eletricidade
Cópia de EPE (2005)

No gráfico 2 pode ser verificado o percentual das contas de energia elétrica domiciliar que remunera também as empresas de transmissão de energia.

Veja quanto se paga para cada um dos componentes em uma conta de luz de R\$ 100,00 (média/Brasil 2006)

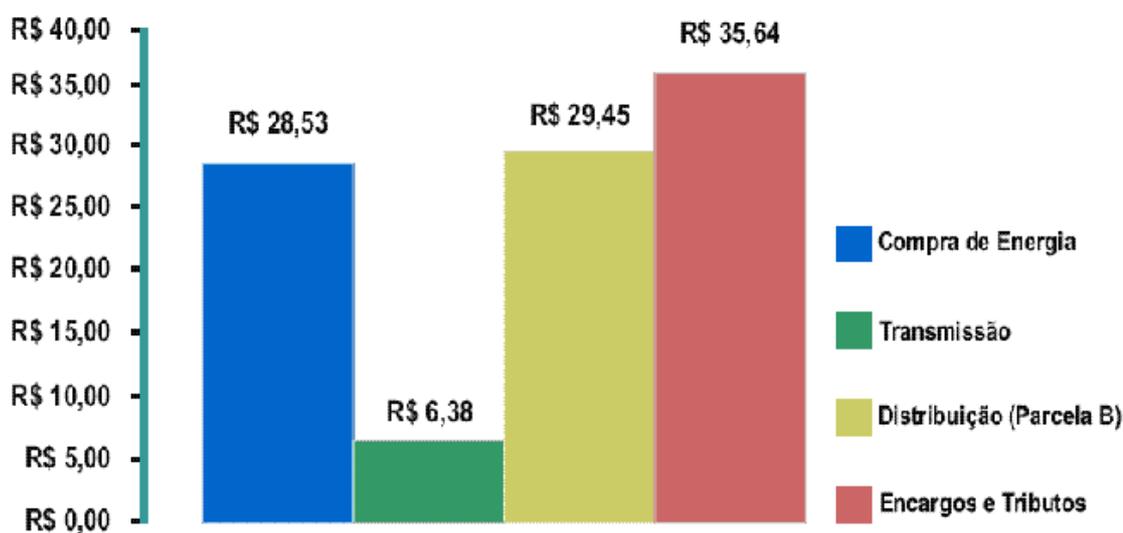


Gráfico 2 - Proporções de uma Conta de Luz, Média Brasileira de 2006
Cópia de ANEEL (2007)

De acordo com o gráfico 2, cerca de R\$6,38 (que é equivalente a 6,38%) do valor pago na conta de energia elétrica domiciliar remunera o setor de transmissão de energia.

Segundo Monteiro (2007), o segmento de transmissão de energia elétrica tem garantido nos últimos anos as maiores margens de retorno de toda a cadeia energética brasileira. Mesmo ainda não sendo considerado um setor tão maduro no Brasil como já é considerado nos outros países da América do Sul, segundo Spiller e Martorel (1996) e Wolak (2003).

As empresas já existentes antes da abertura do mercado estão perdendo cada vez mais mercado para as empresas estrangeiras, mesmo tendo mais infra-estrutura e estando a muito mais tempo no mercado.

Este trabalho trata do fluxo de caixa e taxa interna de retorno dos empreendimentos de transmissão de energia no mercado brasileiro.

2 OBJETIVOS DO TRABALHO

Este trabalho possui os seguintes objetivos:

- Apresentar o funcionamento atual do mercado de transmissão de energia elétrica brasileiro, mencionando suas características estruturais, os fatores regulatórios pertinentes e os principais agentes do setor;
- Levantar e descrever as variáveis de interesse e os fatores críticos para os cálculos do valor presente e da taxa interna de retorno de empreendimentos do setor de transmissão de energia, como os custos e receitas associadas ao negócio. A relação entre eles e suas influências;
- Descrever a equação do valor presente típico de empreendimentos do setor;
- Analisar os resultados dos leilões de linhas de transmissão realizados e comparar os resultados de deságios e taxas internas de retorno obtidas em leilões ocorridos em épocas diferentes;
- Analisar a atuação no mercado secundário de transmissão de energia, quando uma empresa do setor adquire uma linha de transmissão de outra empresa que ganhou o leilão e como as empresas podem estimar o valor de venda do empreendimento;
- Realizar a análise de sensibilidade comparando os valores de deságios e taxa interna de retorno com variações nos valores de custos identificados neste trabalho, simulando alterações nos resultados reais de leilões passados e verificar quais alterações aconteceriam nas taxas internas de retorno dos empreendimentos.

3 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo serão abordados os referenciais teóricos utilizados para o desenvolvimento e análise do tema. Tais referenciais são:

- Análise de Investimentos, que é o principal referencial teórico e base deste trabalho;
- Qualidade em Serviços, referencial de apoio para a compreensão de um item específico deste trabalho, ao qual apresenta a monitoração da qualidade (expressa em disponibilidade) neste segmento.

3.1 ANÁLISE DE INVESTIMENTOS

A análise de investimentos está centrada nos aspectos quantitativos e conceituais da avaliação de projetos e de investimentos em geral, ou seja, basicamente no apoio instrumental ao tratamento das decisões sobre em que projetos e em que condições investir.

Vale ainda lembrar, no que se refere a projetos, que os problemas de avaliação, elaboração e implantação dos mesmos se interpenetram. A elaboração é sempre orientada por critérios (de avaliação) e na medida em que se avança na implantação, previsões anteriores são frequentemente revistas, assim como, novas alternativas se abrem requerendo constantes reexames.

Normalmente busca-se avaliar uma decisão de investimento que poderá gerar uma seqüência de custos e benefícios futuros e cujo impacto conjunto deve ser comparado para orientar o decisor. Três maiores questões são exploradas ao longo de uma avaliação de investimento:

- Identificação de que benefícios e de que custos devem ser considerados na análise;
- Como estes devem ser comparados entre si (como devem ser medidos);
- Que critérios devem ser adotados para comparar benefícios e custos a serem usufruídos e ou incorridos em diferentes períodos de tempo.

Está usualmente examinando-se situações futuras sobre as quais o melhor que podemos fazer é especificarmos nossas expectativas sobre os custos e sobre os benefícios que deverão ser gerados por uma dada decisão de investimento, ou seja, sobre valores esperados sobre os quais temos que lidar com diferentes graus de incerteza.

Os critérios de avaliação dependem do ponto de vista de quem avalia, um mesmo projeto pode ser bom para alguns atores e péssimo para outros. Em particular se distingue o enfoque público, que procura englobar o conjunto completo de atores afetados por um dado projeto, e privado, voltado para o interesse de um dado ator específico.

Como, entretanto, depois de quantificados os valores associados ao projeto, o instrumental quantitativo é o mesmo, seja para avaliações públicas ou privadas, a questão da avaliação pública tem como pré-requisito a discussão dos instrumentos de análise, inicialmente pensados como aplicados a fluxos meramente financeiros.

A análise de um dado projeto deve envolver pelo menos cinco áreas de estudo principais:

- Análise do quadro setorial em que o projeto se enquadra, tendo em vista aspectos macroeconômicos, relacionamentos com o resto da economia, situação atual e tendências futuras daquele setor;
- Análise de mercado dos produtos (bens ou serviços) resultantes do projeto, incluindo sua evolução histórica e tendências, considerando quantidades, preços e participações de mercado das empresas que atuam no setor;
- Análise técnica (ou de engenharia), sobre os aspectos tecnológicos e ambientais envolvidos, incluindo disponibilidades de matérias primas, custos, etc.; análise dos aspectos gerenciais, de recursos humanos e de organização do projeto, incluindo a análise do quadro regulador em que o projeto se insere;
- Análise econômico-financeira;
- Análise econômico-social.

Os métodos quantitativos de avaliação de projetos se relacionam à análise do Fluxo de Benefícios e Custos ao longo da vida útil do projeto. Seja por uma ótica privada, seja por uma ótica social, à medida que os benefícios e custos esperados forem quantificados no horizonte de planejamento, aplicam-se indistintamente os mesmos métodos quantitativos.

Conhecidos os custos e benefícios associados a um dado projeto, estes valores não podem ser simplesmente somados, já que se referem usualmente a receitas ou despesas efetuadas em diferentes períodos de tempo. Mesmo quando expressos em valores reais, isto é, deflacionados, ainda assim receitas recebidas mais tarde são menos “úteis” que outras recebidas mais cedo. O oposto é verdade para as despesas. É necessário levar-se então em conta a preferência temporal do empreendedor do projeto.

Qualquer análise de um investimento, só pode ser realizada à luz dos objetivos a serem perseguidos. Na ótica privada, avalia-se o projeto segundo o objetivo maior de maximização do valor da firma para seus acionistas.

O instrumento básico para a avaliação privada de um dado projeto é a análise do fluxo de caixa descontado associado ao projeto. Este fluxo é para isso expresso em valores reais (deflacionados). É importante que estejam incluídas todas as despesas e receitas associadas ao projeto, incluindo todos os efeitos provocados pelo projeto sobre os demais negócios da empresa como um todo.

Na montagem do Fluxo de Caixa, deve-se considerar também os valores residuais (“*Residual*” ou “*Salvage Value*”) dos ativos. Deve-se incluir no ano terminal do projeto, geralmente como uma receita, o valor residual do ativo implementado para a realização do projeto.

Inserida num contexto de crescente competitividade, de fusões, aquisições e privatizações, a área de avaliação de investimentos tornou-se, nas últimas décadas, uma das mais importantes e palpitantes na comunidade financeira mundial. Diversos teóricos e analistas de mercado têm se dedicado amplamente ao desenvolvimento e aprimoramento de técnicas que possam avaliar, com a melhor precisão possível, o verdadeiro valor e as melhores escolhas entre projetos de investimento.

Dentre as diversas razões que justificam tal demanda por precisão está à compra e venda de negócios, a dissolução de sociedades e a liquidação de empreendimentos através de fusões e aquisições e privatizações. Ainda mais usual é a necessidade de avaliação para monitoramento das decisões de gestão, advinda da estrutura do mercado de capitais que normalmente separa a figura do acionista da figura do gestor (ou agente), sugerindo formas

objetivas de controle e acompanhamento do trabalho desenvolvido pelos executivos na obtenção do valor mais alto possível para cada ação pertencente aos acionistas da companhia.

A disciplina de avaliação de investimentos, utilizada nas decisões de alocação de capital, preocupa-se com a distribuição no longo prazo dos recursos disponíveis dentre os diversos projetos de investimentos existentes. Estas decisões implicam no sacrifício do consumo hoje, em troca de consumo em períodos futuros, representando o centro das escolhas que devem ser feitas diariamente por uma empresa ou indivíduo.

Como regra geral, os indivíduos buscam tomar decisões de investimentos que maximizem sua satisfação ou consumo ao longo do tempo. Analogamente, as empresas preocupam-se em maximizar a riqueza de seus acionistas, ajudando-os a atingir o seu objetivo de consumo máximo.

A análise financeira, assim, almeja fornecer os meios para tornar flexíveis e corretas as decisões de investimento no momento mais apropriado e mais vantajoso, com a compensação mais equilibrada entre risco e retorno.

Ao se avaliar um investimento real, buscam-se obter o valor que representa de modo equilibrado as potencialidades e os custos de determinado projeto. Entretanto, vale notar que não há um valor “correto” para um investimento, pois o seu valor deve ser determinado considerando-se as diferentes perspectivas e incertezas existentes. Isto significa que o preço do ativo em questão somente será definido a partir da interação dos desejos, da flexibilidade dos diversos participantes e do desenrolar dos fatos desconhecidos com o passar do tempo.

Acrescente-se, ainda, que o processo de avaliação envolve uma série de avaliações subjetivas que influenciam sobre o valor a ser obtido. As percepções sobre o valor de um projeto podem ser variadas. Eventualmente alguns podem perceber no investimento sérias restrições, enquanto outros podem visualizar possibilidades de implementação de ajustes estratégicos e assegurar bons retornos.

Da mesma forma, diversos fatores influem nas decisões de investimento, tais como condições de demanda, ofertas e preços, distintos cenários macroeconômicos, crescimento demográfico, alterações na legislação tributária e pressões de novas tecnologias, taxas de juros, câmbio e inflação.

Como resposta a este ambiente conturbado e à crescente necessidade de avaliação e escolha entre diversas alternativas de projetos, a disciplina financeira tem oferecido, ao longo de sua evolução, vários métodos para calcular o valor de um investimento, não existindo, contudo, uma fórmula exata. Idealmente, se desejaria obter um valor científico e perfeito, mas nenhum método parece ser absolutamente adequado para todas as situações possíveis no

mundo corporativo real. É possível, todavia, classificar os métodos que são mais ou menos formais, de acordo com as premissas implícitas de avaliação, revelando os tecnicamente mais robustos de acordo com o escopo do projeto.

Embora não conclusivos, os métodos de avaliação oferecem um importante instrumento para auxiliar aqueles que estão envolvidos num processo de avaliação de projetos, prestando-se, principalmente, como suporte a importantes decisões estratégicas. De fato, conforme afirma Damodaran (1999):

O valor de uma empresa pode ser diretamente relacionado às decisões que toma, relativa à que projetos que empreende, como os financiam e sua política de dividendos. A compreensão deste relacionamento é a chave para a tomada de decisões que adicionam valor e reestruturação financeira sensata.

Esta terminologia engloba um conjunto de técnicas de avaliação em seu estado mais básico, sob a pressuposição de que o risco, ou a incerteza, não são considerados numa primeira análise para os tomadores de decisão. As principais metodologias sob este enfoque são:

- Taxa Média de Retorno Contábil;
- Período de *Payback*;
- Taxa Interna de Retorno;
- Valor Presente Líquido;
- Índice de Lucratividade.

É importante ressaltar que esses mesmos métodos também podem ser utilizados considerando-se o fator risco.

Para problemas que exigem grande flexibilidade administrativa podem ser utilizadas ainda as teorias de opções reais, como o setor de transmissão de energia possui comportamento uniforme durante o período de concessão e baixo risco, os métodos de valor presente e taxa interna de retorno foram considerados mais úteis para este trabalho.

A regra do *payback* define o número de períodos (medidos em anos) necessários para a recuperação do investimento inicial. Usualmente, o projeto com o menor *payback* será selecionado em detrimento aos outros, desde que o período encontrado para este projeto seja considerado aceitável pela empresa.

A diferença principal entre este método e a taxa média de retorno contábil é que no último são utilizados lucros líquidos contábeis, enquanto a regra do *payback* faz uso das entradas de caixa para o cálculo do período de recuperação do investimento.

O cálculo do *payback* é extremamente simples e rápido, e por isso este método tornou-se amplamente conhecido e utilizado entre analistas financeiros. No entanto, o método tradicional não leva em consideração o valor do dinheiro no tempo (ex.: não há diferença entre uma entrada de caixa hoje ou daqui a dois anos) e, tal como a taxa média de retorno contábil, não serve como medida de lucratividade, uma vez que as entradas e saídas de caixa após o período de recuperação do investimento inicial são ignoradas.

Para amenizar tal deficiência, recomenda-se calcular *payback* a valor presente, ou *payback* ajustado. Este método considera o espaço de tempo entre o início do projeto e o momento quando os fluxos de caixa trazidos a valor presente tornam-se positivos. Esta aplicação ajustada é largamente utilizada e traduz em unidades de tempo o mesmo resultado fornecido pela técnica do valor presente líquido.

3.1.1 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A taxa interna de retorno é uma medida da taxa de rentabilidade. Por definição, a TIR é uma taxa de desconto que iguala o valor presente dos fluxos de caixa futuros ao investimento inicial.

Na análise de investimentos, costuma-se comparar a TIR do projeto em questão à taxa mínima ou a taxa desejada de retorno. As empresas determinam suas taxas mínimas de retorno com base em seus custos de financiamento e no risco do projeto. Em seguida, são projetados os fluxos de caixa futuros e é calculada a TIR.

O método da TIR é extremamente popular, pois é intuitivo, e possibilita a comparabilidade entre projetos distintos. No entanto, apesar de incorporar o valor do dinheiro no tempo, e portanto, tratar-se de uma clara evolução perante a taxa média de retorno contábil e da regra do *payback* simples, uma análise de projetos puramente pela TIR pode levar a resultados não-realistas. Muitas vezes, a TIR calculada não é razoável para o reinvestimento de fluxos de caixa futuros, e não serve como parâmetro de aceitação ou rejeição de um projeto.

3.1.2 Valor Presente Líquido (VPL)

Na ausência de flexibilidade gerencial, o conceito do VPL é considerado o método mais consistente com o objetivo da empresa de maximizar a riqueza do acionista. Outros métodos alternativos (tais como a regra do *payback*, taxa média de retorno contábil e taxa interna de retorno), apesar de amplamente utilizados no universo corporativo, têm sido julgados como inferiores ao VPL na literatura padrão de finanças.

O valor presente líquido de um investimento é a diferença entre o valor presente das entradas e saídas de caixa presentes e futuras, descontadas a taxa de juros (taxa de desconto). Desta forma, e uma vez que os VPLs são aditivos, a riqueza dos acionistas é maximizada ao escolherem-se todos os projetos com VPL de valor positivo. Nas empresas em que há restrição de capital, buscam-se os projetos com maior VPL.

A fórmula do VPL das receitas líquidas futuras pode ser escrita conforme a seguir:

$$VPL = \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} - I \quad 3.1$$

onde:

r = taxa de desconto

C_t = é o fluxo de caixa líquido para o período t

I = investimento inicial

T = número de períodos do projeto

As vantagens principais do método VPL são:

- Ao contrário da taxa média de retorno contábil, o método do VPL usa fluxos de caixa ao invés de lucros líquidos, incluindo a depreciação como fonte de recursos. Esta característica torna a abordagem do VPL consistente com a teoria financeira moderna;
- O VPL, ao contrário da taxa média de retorno e do *payback* simples reconhece o valor do dinheiro no tempo;
- Ao aceitar projetos com VPL positivos, a empresa também aumentará o seu valor (visando à maximização da riqueza dos acionistas) e não correrá o risco de aceitar

um projeto com retorno negativo, num projeto onde existam múltiplas taxas internas de retorno;

- Na comparação entre dois projetos de investimentos, o método do VPL permite que seja encontrada uma taxa de desconto ajustada ao risco de cada projeto, eliminando o problema de comparação entre projetos com perfis de risco diferenciados;
- Na escolha entre dois projetos de investimentos mutuamente excludentes (ou independentes), nos quais distintas taxas de desconto podem inverter a ordem de preferência entre os projetos, o método do VPL é sempre o mais adequado, pois evita que decisões erradas sejam tomadas com base na TIR individual dos projetos.

O ponto crítico da abordagem do VPL está na decisão de qual taxa de desconto utilizar. As taxas de desconto são influenciadas pelo nível de risco e duração do projeto, e tendem a subir acompanhando taxas de juros e inflação.

Outra limitação da abordagem do VPL reside na necessidade de se assumir que a administração é capaz de fazer previsões dos fluxos de caixa dos anos futuros, e que as premissas adotadas permanecerão estáticas durante todo o projeto, sem qualquer intervenção dos gerentes em caso de resultados inesperados e desfavoráveis.

No mundo corporativo real, quanto mais distante for o horizonte de tempo, maiores serão as incertezas e mais imprecisas serão as previsões de fluxo de caixa, uma vez que estes fluxos são diretamente influenciados pelas vendas futuras, custos em geral (mão-de-obra, materiais, custos indiretos de fabricação), taxas de juros, políticas governamentais, aspectos climáticos, mudanças demográficas, políticas internacionais, gostos dos consumidores, novas tecnologias, e assim por diante. Desta forma, no método VPL, erros na previsão de fluxos de caixa podem levar à aceitação de um projeto que deveria ser rejeitado ou vice-versa. Além disso, apesar da estimativa de taxas de juros futuras ser tanto difícil como incerta, a premissa adotada pelo método de que a taxa de desconto é a mesma durante todo o projeto pode não ser realista. Esta situação, inclusive, também ocorre nos métodos da TIR e do *payback* ajustado, que partem do mesmo pressuposto básico.

Não obstante tais limitações, a abordagem do VPL é considerada, num cenário de ausência de flexibilidade gerencial, a mais consistente com o objetivo da empresa de maximizar a riqueza do acionista pela literatura financeira moderna e por seus praticantes.

3.1.3 Índice de Lucratividade

O método do índice de lucratividade compara o valor presente das entradas de caixa futuras com investimento inicial de um projeto, conforme a fórmula abaixo:

$$IL = \frac{VPdoFluxodeCaixa}{InvestimentoInicial} \quad 3.2$$

Neste método, apenas projetos com Índice de Lucratividade maior ou igual a 1 são aceitos. Desta forma, o mesmo resultado é encontrado através da abordagem do valor presente líquido e do IL, devendo ser tomadas as mesmas precauções quanto à taxa de desconto utilizada para o cálculo do valor presente dos fluxos de caixa.

Os modelos de avaliação apresentados anteriormente, inclusive na abordagem do VPL, as alternativas de investimento são apresentadas em sua forma básica, sem o ajuste ao risco, com base na premissa de que os valores de fluxo de Investimento Inicial $IL = VP$ do Fluxo de Caixa estimados são absolutamente precisos, sem qualquer possibilidade de erros em sua elaboração, e nem de mudança de planos (flexibilidade) durante a vida do projeto.

Buscando abordar as relações entre custo de capital, investimento e risco, se divide as diferentes abordagens em três categorias principais:

- Modelos de avaliação que se enquadram no conceito genérico do “fluxo de caixa descontado”, acrescentando à tradicional análise do valor presente líquido o conceito de risco;
- Modelos baseados no valor econômico residual, que perseguem o conceito de resultado econômico numa abordagem de gestão;
- Abordagens probabilísticas que analisam as incertezas na avaliação de investimentos e propõem soluções matemáticas para acrescentar a flexibilidade gerencial e a possibilidade de decisões futuras aos modelos de análise.

3.1.4 Modelos de Fluxo de Caixa Descontado

Esta abordagem fundamenta-se na regra do “valor presente”, ou no conceito do valor do dinheiro no tempo, onde o valor de qualquer ativo é o valor dos fluxos de caixa futuros deles esperados, descontado por seu custo de oportunidade no tempo.

Conforme podemos analisar, os métodos baseados no “fluxo de caixa descontado” (TIR, VPL e Índice de Lucratividade) são significativamente superiores aos que não se baseiam neste conceito (Taxa Média de Retorno Contábil e *Payback* simples), pois incorporam a noção de que é importante saber o momento exato em que ocorrerá uma entrada ou saída de caixa. Dentre os métodos de fluxo de caixa descontado, destaca-se o VPL como o mais adequado e recomendado pela literatura de finanças tradicional para a análise de alocação de capital, objetivando a maximização da riqueza dos acionistas e do valor da empresa no mercado.

Todavia, assumiu-se até então um universo livre de riscos e incertezas no cálculo do valor presente líquido de alternativas de investimento. Esta suposição é claramente muito distante da realidade das decisões de investimento, e ressalta a necessidade de se incorporar o conceito de risco na análise de investimentos através dos métodos de fluxo de caixa descontado.

Sob incerteza, o valor dos fluxos de caixa individuais deve ser substituído por uma distribuição de probabilidades dos valores possíveis, cuja dispersão reflete o grau de risco da variável.

3.1.5 Abordagem da Taxa de Desconto Ajustada

No cálculo do VPL num ambiente sem risco, o objetivo de maximização da receita do acionista é atingido ao se escolher projetos que, após o desconto dos fluxos de caixa futuros pelo seu custo de oportunidade (taxa de juros livre de risco ou a taxa de retorno requerida pela empresa ou mercado em investimentos compatíveis), apresentem VPL positivo.

Ao introduzirmos incertezas, a mesma idéia básica permanece inalterada, porém o conceito de “investimentos compatíveis” passa a significar investimentos com as mesmas características de risco. Assim, Trigeorgis (1993) sugere que a taxa de desconto r passa a ser substituída por k , que representa a soma de r (taxa de juros livre de risco) mais um prêmio de

risco (p) usado para compensar o risco associado ao projeto. Assim, $k = r + p$, e a nova fórmula do VPL passa a ser:

$$VPL = \sum_{t=1}^T \frac{E(C_t)}{(1+k)^t} - I \quad 3.3$$

Onde:

k = taxa de desconto ajustada ao risco

C_t = é o fluxo de caixa líquido para o período t

I = investimento inicial

T = número de períodos do projeto

3.2 QUALIDADE EM SERVIÇOS

O conceito de qualidade engloba um campo muito vasto. Algumas definições sobre o que é qualidade no serviço são bem conhecidas. Para Jenkins (1971) qualidade é o grau de ajuste de um produto à demanda que pretende satisfazer. Juran (1974) afirmou que qualidade é a adequação ao uso.

Atingir a qualidade é dispendioso, exceto quando comparado com o não atendimento dela. A partir da década de 1980 o conceito de serviços começou a ser tratado seriamente e assim, a questão da qualidade está se tornando cada vez mais importante no setor de serviços. Muitos são os autores que tratam sobre a qualidade nos serviços em suas obras.

O Mercado de transmissão de energia utiliza o conceito de qualidade em serviços para explicar a “parcela variável”, que é representada por descontos na receita oriundos da “falta de qualidade” na prestação do serviço. O custo da qualidade (custo para evitar a “parcela variável”) é um dilema para o investidor, pois tal custo pode inviabilizar um projeto caso seja maior que o necessário ou pode fazer com que o empreendimento não seja bem sucedido caso seja inferior ao necessário.

4 REVISÃO DA LITERATURA

Nesta seção apresentam-se os principais trabalhos utilizados nesta dissertação.

4.1 PRINCIPAIS TRABALHOS SOBRE REGULAÇÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

Os trabalhos de Barros (1999), Bezerra (2000), Fittipaldi (2005), Puente (2005) e Xavier (2005) explicam como funcionam atualmente os diferentes segmentos do mercado de energia elétrica do ponto de vista regulatório, especialmente o setor de transmissão de energia. Já em Baggio (2002) e em Castro (2007), são feitas comparações entre os mercados antes e depois da abertura do setor elétrico e fim dos monopólios no setor. Em Pessanha (2007) além da explanação sobre o funcionamento dos setores de energia elétrica, é feita uma análise de compra de montante de energia pela empresa Ampla Energia e Serviços S. A.

Em Tigrinho (2002), é feita uma análise das empresas nacionais e estrangeiras que entram no setor e as necessidades da sociedade. O trabalho de Jordani (2003) apresenta como a Companhia Energética de São Paulo – CESP vem se adaptando à abertura de mercado no setor elétrico. Em Amaral (1996), Takahara (1997) e Araújo (2002) são comparadas a abertura e o comportamento do mercado de energia no Brasil ao realizado em outros países.

Os trabalhos de Cezario (2007), Fittipaldi (2007) e Silva (2007) apresentam e analisam o funcionamento dos leilões de linhas de transmissão de energia realizados pela ANEEL.

4.2 PRINCIPAIS TRABALHOS SOBRE GERENCIAMENTO DE EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA

O trabalho de Barbosa (2004), discute a otimização do sistema elétrico do ponto de vista do gerenciamento estratégico do empreendimento. Santos (2002) afirma em seu trabalho que as empresas do setor de transmissão de energia, assim como todas as empresas que atuam em mercados competitivos, devem apresentar rentabilidade, qualidade e eficiência, utilizando muitas vezes processos inovadores.

Martorano (2002) examina a taxa de retorno de empreendimentos de transmissão de energia e os riscos envolvidos neste negócio. Já Soares (2002) apresenta uma avaliação do valor presente dos empreendimentos de transmissão. Rocha (2001) analisa as tarifas de energia elétrica segundo a ótica da Companhia Hidrelétrica do São Francisco.

Almeida (2006) identifica os principais fatores que influenciam na formação de parcerias público-privadas no setor de transmissão de energia.

Rosal (2004) discute os processos de aprendizagem e acumulo de competências no âmbito da transmissão de energia elétrica na empresa Centrais Elétricas do Norte do Brasil. Salles Filho (2001) apresenta as mudanças nas estruturas organizacionais nas empresas com a abertura do setor elétrico.

Hirota (2006) analisa e compara os leilões de linhas de transmissão de energia elétrica realizados.

O trabalho de Bezerra Neto (2005) propõe uma metodologia para a análise de riscos no setor de transmissão de energia. Já em Galvani (2003) é apresentada uma metodologia para otimizar a distribuição dos recursos de manutenção com o foco para a mínima penalização por indisponibilidade não programada do sistema de transmissão.

Fidalgo (2007) apresenta as principais características a serem consideradas por gestores das concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica no tocante a política de manutenção das empresas.

Os trabalhos de Marreco (2007) e Caporal (2006) utilizam a metodologia das opções reais para avaliar projetos de energia elétrica, porém são direcionados para o setor de geração de energia, que possui características diferentes do setor de transmissão de energia.

4.3 PRINCIPAIS TRABALHOS SOBRE CUSTOS E RECEITAS DE EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA

O trabalho de Moura (2005) propõe um algoritmo que objetiva minimizar os custos de construção de linhas de transmissão. Em Jar (2005) é apresentada a necessidade de minimizar e acompanhar os custos, propondo a implantação de um sistema informatizado que consiga rastrear as informações desde o orçamento do investimento até a conclusão da obra.

Junqueira (2005) apresenta uma metodologia de alocação de custos de transmissão de energia baseada na teoria dos jogos cooperativos e mostra que não existe uma maneira única de alocar esses custos de maneira justa e eficiente. Lima (2007) também propõe alocação dos custos com a utilização de teoria dos jogos e discute o problema da alocação das perdas.

Marquesi (2000) discute as penalidades tarifárias e os desperdícios nos setores de energia elétrica. Ribeiro (2006) analisa custos e fatores que afetam a eficiência das empresas do setor de transmissão de energia.

Oliveira (2003) discute a utilização das linhas de transmissão de energia com fins de comunicação de dados, o que pode gerar adicionais de receita para a empresa detentora da linha.

5 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A legislação básica do setor elétrico se formou ao longo de quase 70 anos de história. É uma soma de artigos da Constituição, leis complementares e ordinárias, decretos, portarias interministeriais, portarias do Ministério de Minas e Energia e do extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), resoluções da ANEEL e CONAMA, inclui os atos legislativos atualizados diariamente e suas eventuais alterações, republicações, retificações, inclusões e revogações, efetivadas pelo centro de documentação. Os principais marcos da modernização deste segmento, quando se reformula o papel do Estado e se procurar ampliar os espaços de concorrência, são as Leis de Concessões de Serviços Públicos, de fevereiro de 1995 e a Lei 9.427/1996, que trata da criação da ANEEL.

A lei 10.848 de 15 de março de 2004 dispôs as novas regras sobre a comercialização de energia, que foram regulamentadas pelo decreto 5.163 de 30 de julho de 2004. Tais regras dizem respeito às condições de contratação livre e regulada, processos de definição de preços, contabilização e liquidação de operações, e convenção de comercialização de energia.

Segundo Teixeira (2006), da década de 40 até a década de 60, o sistema elétrico brasileiro funcionava em razão de um modelo institucional decorrente da ordem mundial estabelecida após a 2ª Grande Guerra, e se caracterizava por ser privado e verticalizado. A partir da década de 60 até a metade da década de 90, o setor elétrico brasileiro essencialmente se caracterizava por ser estatal, regulado e verticalizado.

Neste ambiente, os agentes setoriais locais eram tipicamente empresas estaduais, de capital integralmente estatal, que detinham o monopólio sobre determinadas regiões geográficas e atuavam ao mesmo tempo como geradoras, transmissoras e distribuidoras ou somente distribuidoras, repartindo entre si todos os ônus do sistema nacional, os quais acabavam, em regra, sendo repassados às tarifas pagas pelos consumidores.

O modelo antigo limitava a realização das obras necessárias, pelas naturais restrições à livre contratação e pela própria limitação da capacidade de investimento do Estado.

Este modelo se esgotou quando, a exemplo do que ocorreu em outros países, o Estado brasileiro passou a enfrentar as mesmas dificuldades de crédito para obter diretamente os recursos financeiros necessários para assegurar, principalmente, o desenvolvimento econômico nacional e por isso, tomou medidas de contenção geral de investimentos que dificultam a expansão da capacidade de geração de energia elétrica, que seria necessária para fazer frente ao crescente consumo, na ordem de 6% ao ano.

Com a ocorrência de crises de liquidez em países como o México e a Rússia, os investidores internacionais passaram a impor condições ainda mais severas para a concessão de financiamentos, principalmente a de que os novos projetos deveriam ser essencialmente privados, cumprindo ao Estado um papel de planejamento e de regulação, mas também de parceiro motivador dos investimentos. Nesse sentido, buscaram-se mecanismos que viabilizassem a transposição de um modelo que se tornara inviável para uma nova solução, que estivesse em sintonia com o que se realiza em outros países desenvolvidos.

O setor elétrico brasileiro ainda se encontra em uma fase de transição para um modelo aderente à ordem econômica mundial para, mediante um profundo processo de reformulação, migrar para um novo ambiente, que prevê a desverticalização da indústria de energia elétrica e a competição nos segmentos de geração e de comercialização, mantendo-se totalmente regulados apenas os segmentos de transmissão e de distribuição. Desta forma, mais e mais agentes tem condições de gerar, vender e comprar eletricidade, movimentando e dando liquidez ao mercado de energia.

Neste novo modelo, a expansão do sistema passou a ser responsabilidade dividida entre o Estado e a iniciativa privada. Assim, o Estado não mais exerce o papel de investidor direto, sendo a sua missão regular o mercado de forma que haja equilíbrio entre os interesses dos consumidores, disporem de energia a um preço módico, e os interesses dos geradores, obterem justo retorno sobre os investimentos realizados.

Em julho de 2003, o Ministério de Minas e Energia - MME publicou o documento “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”. A partir de sua divulgação, o MME incentivou, conduziu reuniões e participou de seminários com representantes dos diversos níveis de governo, de empresas, dos consumidores e dos sindicatos.

O Modelo proposto pelo MME tem três objetivos principais:

- Garantir a segurança de suprimento de energia elétrica;
- Promover a modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados e;
- Promover a inserção social no Setor Elétrico, em particular pelos programas de universalização de atendimento.

Como apontado antes, os principais marcos institucionais que deram início ao processo de desregulamentação do setor elétrico brasileiro foram a Lei nº 8.631 de 04 de março de 1993, que fixou dois níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica e extinguiu o regime de remuneração garantida, a Lei nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, a Lei nº 9.074 de 07 de junho de 1995, que modificou as normas para a outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, e a Lei 9.427 de 26 de dezembro de 1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e disciplinou o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica. Estas duas últimas leis foram posteriormente ajustadas pela Lei nº 9.648 de 27 de maio de 1998, que também autorizou o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras e de suas subsidiárias.

A partir destas leis, o arcabouço jurídico setorial foi incrementado por uma série de outros regramentos, todos tendo como objetivo principal aumentar a eficiência econômica da indústria de energia elétrica através da competição, mediante incentivos à participação da iniciativa privada, diante a reconhecida necessidade de atração de novos investimentos. Adicionalmente, para incrementar o grau de competição entre os agentes, foram criadas as figuras dos produtores independentes e dos consumidores livres.

Portanto, o novo modelo institucional em sua versão inicial tem como meta principal criar, onde possível, um ambiente de competição, como mecanismo indutor de eficiência econômica. A estrutura da indústria, antes um monopólio estatal, regulado e verticalizado, seguindo a tendência mundial, foi segmentada em atividades em que há competição (geração e comercialização), nas quais a remuneração dos investidores deve se dar por preço formado no mercado, e em atividades não-competitivas (transmissão e distribuição), em que a remuneração ocorre através de tarifas definidas pelo Estado, através do seu órgão regulador, no caso, a ANEEL.

A tabela 1 apresenta uma comparação do novo modelo do setor elétrico com o antigo modelo.

Modelo Antigo	Modelo Novo
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos (BNDES) e privados
Empresas estatais verticalizadas	Concessionárias divididas por atividades: geração, transmissão, distribuição e comercialização
Monopólios sem competição	Livre concorrência – competição na geração e comercialização
Consumidores cativos	Consumidores livres.
Preços regulados pelo DNAEE.	Preços livremente negociados.

Tabela 1 - Quadro Comparativo dos Modelos Antigo e Novo do Setor Elétrico Brasileiro
Fonte: Teixeira (2006)

A introdução de um ambiente competitivo desencadeou um processo de ajustes regulatórios e a criação de novos entrantes, em razão da necessidade de estruturação de regras comerciais para regular o relacionamento entre os agentes. Este é um processo ainda em andamento, cuja primeira fase, marcada como de transição entre um e outro modelo, se propunha que fosse encerrada até meados de 2003, meta que se esperava alcançar mesmo com o processo de revitalização que teve como origem a crise de abastecimento de 2001.

Para atuar como um ambiente em que os agentes que operam em um mercado competitivo possam contabilizar e liquidar seus contratos foi estruturado e implantado o Mercado Atacadista de Energia - MAE (hoje substituído pelo CCEE). E, em decorrência das características do sistema elétrico brasileiro, predominantemente hidrelétrico e com grande capacidade de regularização plurianual, o novo modelo institucional manteve o despacho centralizado, visando à otimização do sistema, sob responsabilidade de um novo órgão, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

A próxima fase, a partir de 2003, em que as novas regras foram consolidadas, marcando a maturidade do novo modelo institucional, foi regida por um mercado livre totalmente organizado, com produtos e contratos padronizados sendo negociados em ambientes de alta liquidez, extremamente propício à adequada capitalização necessária para expandir a oferta de forma a atender a crescente demanda por energia.

Regularmente, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, emite e publica no Diário Oficial da União resoluções voltadas as atividades do setor de energia elétrica. Estas resoluções são numeradas sequencialmente por ano e tem caráter normativo, pois, são atos regulamentares de alcance ou interesse geral, voltados às atividades do setor elétrico e têm por objeto o estabelecimento de diretrizes, obrigações, encargos, condições, limites, regras, procedimentos, requisitos ou quaisquer direitos e deveres dos agentes e usuários desse serviço público.

São procedimentos gerais que fixam padrões reguladores visando garantir o funcionamento, a ordem dos trabalhos e os processos da Diretoria da ANEEL, nas matérias relativas à regulação e à fiscalização dos serviços e instalações de energia elétrica; gestão e acompanhamento das atividades descentralizadas da Agência; política de gestão de documentos de arquivo; política de segurança da informação; reuniões deliberativas públicas da diretoria etc.

5.1 CARACTERÍSTICA ESTRUTURAL DO SETOR NO NOVO MODELO

A desverticalização das atividades setoriais apresentou os seguintes aspectos:

- Preserva a identidade de cada concessão e a da própria atividade;
- Evita qualquer contaminação na formação dos custos e da própria base de remuneração de cada atividade de serviço público;
- Proporciona transparência da gestão de cada atividade, permitindo ao mercado e à sociedade o pleno conhecimento dos resultados da concessão;
- Permite a identificação da “Base de Remuneração” de cada atividade ou concessão;
- Evita que os recursos de uma atividade de serviço público sejam utilizados em atividades competitivas ou em outras, comprometendo a expansão e a melhoria da prestação do serviço concedido;
- Evita que captações de recursos, com finalidade de financiar uma atividade de serviço público, comprometam captações necessárias a outras atividades de serviço público, exercidas conjuntamente.

A atividade de geração constitui-se como atividade competitiva. As atividades de transmissão e distribuição, monopólio natural no âmbito de desenvolvimento tecnológico atual, revestem-se claramente do caráter de serviço público. A formação de preços para o *pool*, relacionada unicamente com as atividades de geração e transmissão, feita a partir de licitações e leilões, de forma competitiva, minimiza a questão de transferência de custos de uma atividade para outra.

O conceito de *pool* exige que todas as distribuidoras venham a ter, em conjunto, um portfólio de contratos de geração igual, para que todos os consumidores regulados do País tenham acesso ao mesmo conjunto de geradores de energia em benefício da modicidade tarifária, com exceção apenas dos sistemas isolados.

As Concessionárias de Serviço Público não poderão exercer atividades atípicas ao Setor Elétrico, exceto em casos específicos aprovados pela ANEEL.

Concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição não poderão exercer atividades de geração, transmissão e comercialização a consumidores livres. A única exceção a essa regra será a atividade de geração por meio de geração distribuída, na modalidade de serviço público, para destinação exclusiva ao mercado consumidor próprio.

Ao se considerarem as situações peculiares de cada estado que compõe o Sistema Isolado (Acre, Rondônia, Amazonas, Roraima e Amapá), as regras de desverticalização das concessionárias de serviço público de energia elétrica, nestes Estados, serão regulamentadas por meio de decreto do Poder Executivo, observadas as características individuais de cada concessionária.

5.2 PRINCIPAIS AGENTES INSTITUCIONAIS

- **Conselho Nacional de Política Energética – CNPE:** órgão responsável pela proposição de política energética nacional, em articulação com as demais políticas públicas; pela proposição da licitação individual de projetos especiais do setor elétrico, recomendados pelo MME, e pela proposição critério de garantia estrutural de suprimento.
- **Ministério de Minas e Energia – MME:** órgão responsável pela formulação e implementação de políticas para o Setor Energético, de acordo com as diretrizes do CNPE; pelo Exercício da função de planejamento setorial; pelo exercício do poder

concedente; pelo monitoramento da segurança de suprimento do Setor Elétrico, por intermédio do CMSE e pela definição de ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda, tais como gestão da demanda e/ou contratação de reserva conjuntural de energia do sistema interligado.

- **Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL:** órgão responsável pela mediação, regulação e fiscalização do funcionamento do Sistema Elétrico; pela realização de leilões de concessão de empreendimentos de geração e transmissão por delegação do MME e pela Licitação para aquisição de energia para os distribuidores.
- **Operador Nacional do Sistema Elétrico:** órgão responsável pelas atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão da energia elétrica nos sistemas interligados, criado nos termos da Lei nº 9.648/98.

Dois novos agentes institucionais foram criados e constituídos novo comitê no MME, respectivamente:

- **Empresa de Pesquisa Energética – EPE:** instituição técnica especializada, com o objetivo principal de desenvolver os estudos necessários ao exercício, pelo MME, da função de efetuar o planejamento energético;
- **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE:** instituição que sucedera ao Mercado Atacadista de Energia – MAE, incorporando as estruturas organizacionais e operacionais relevantes, em particular a contabilização e a liquidação de diferenças contratuais no curto prazo, além de assumir o papel de administrar os contratos de compra de energia para atendimento aos consumidores regulados e;
- **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE:** instituído no âmbito do MME, com a função de avaliar permanentemente a segurança de suprimento. No caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda, causados, por exemplo, por atrasos no cronograma de construção de geradores, o CMSE poderá propor

medidas preventivas, inclusive de preço, para restaurar os níveis adequados de segurança, ao menor custo para o consumidor.

Foram feitas também algumas alterações e reforços no papel de alguns dos agentes institucionais existentes, destacando-se a atribuição do exercício do Poder Concedente ao MME e a ampliação da autonomia do ONS, que passa a ter uma diretoria com mandato fixo e não coincidente, semelhante ao das agências reguladoras.

6 O SETOR DE TRANSMISSÃO

Segundo Teixeira (2006), instalações de transmissão são aquelas que se destinam ao transporte proveniente do sistema produtor às subestações distribuidoras, ou na interligação de dois ou mais sistemas geradores. Compreendem também as linhas de subtransmissão ou de transmissão secundária que existirem entre as subestações de distribuição.

Os serviços de transmissão incluem também as instalações de transformação e de conversão de corrente elétrica, de correção de fator de potência e de seccionamento, por meio de subestações, dos circuitos quando acessórios da transmissão.

As tensões padronizadas para transmissão e subtransmissão são: 750; 500; 230; 138; 69; 34,5; 13,8 kV.

O serviço de transmissão pode compreender o fornecimento de energia à consumidores em alta tensão, mediante suprimentos diretos das linhas de transmissão e subtransmissão.

A Lei das Concessões (Lei nº 8.987/95) trata da concessão e da permissão dos serviços públicos de forma geral, mas é a Lei nº 9.074/95 que dá a maior parte do regramento específico para a outorga dos serviços de energia elétrica, considerando além da concessão e da permissão o instituto da autorização, sendo complementada pela Lei nº 9648/98 e pelo Decreto nº 2655/98.

A Lei 9.074/95 em seu art. 17, *caput*, diz que o Poder Concedente deve definir a classe das instalações de transmissão dentre as seguintes:

- As que se destinam à formação da Rede Básica;
- As de âmbito próprio do concessionário de distribuição e;
- As de interesse exclusivo das centrais de geração.

As instalações de transmissão definidas pelo Poder Concedente como pertencentes à Rede Básica (acima de 230 kV) devem ser objeto de concessão mediante licitação. Hoje, a Resolução Normativa ANEEL 67/04 define os critérios para inclusão das instalações de transmissão na Rede Básica.

As instalações de transmissão que se caracterizem como “de âmbito próprio de concessionária de distribuição” podem ser consideradas pelo Poder Concedente como parte integrante da concessão de distribuição.

A lei não define o que sejam “instalações de transmissão de âmbito próprio do concessionário de distribuição”, mas pelas regras das Resoluções Normativas 67/04 e 68/04, pode se deduzir que hoje seriam as seguintes: Instalações com tensão menor ou igual a 138 kV, que não sejam de propriedade de uma concessionária de transmissão, ou de interesse exclusivo ou compartilhado de centrais geradoras, ou ainda interligações internacionais de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia;

A Lei 10.848/04 veda às concessionárias de distribuição o desenvolvimento de atividades de transmissão, enquanto que admite que “instalações de transmissão de âmbito próprio do concessionário de distribuição” possam ser consideradas como integrantes da respectiva concessão de distribuição. A rigor, em conformidade com o Decreto 41.019/57, as instalações de distribuição são somente algumas daquelas com tensão igual ou menor que 34,5 kV. Assim, instalações de 69 ou 138 kV (e até, indevidamente, de qualquer tensão no caso de uso exclusivo de consumidor livre) estariam sendo, excepcionalmente, consideradas como “instalações de transmissão de âmbito próprio do concessionário de distribuição”. Não resta dúvida, porém, que as concessionárias de distribuição não podem ser titulares de instalações da Rede Básica por força da vedação do art. 4º, § 5º, inciso 11 da Lei 9.074/95. Entende-se que a consideração das instalações de transmissão em tensão maior ou igual a 230 kV destinadas ao uso exclusivo de consumidor livre, foge do espírito da excepcionalidade admitido pela lei, que não deve ser excessivamente abrangente.

Outra antinomia, esta verdadeira, ocorre entre a norma do art. 4º, § 5º, inciso II da Lei 9.074/95, acrescentado pela Lei 10.848/04, que veda a atuação das distribuidoras nas atividades de transmissão, e o que dispõe o art. 15 desta última lei:

Art 15. Conforme disciplina a ser emitida pela ANEEL, as concessionárias de distribuição deverão incorporar a seus patrimônios as redes particulares que não dispuserem de ato autorizativo do Poder Concedente até 31 de dezembro de 2005 ou, mesmo dispondo, desde que exista interesse das partes em que sejam transferidas.

Tratando-se de instalações com tensão maior ou igual a 230 kV, a concessionária de distribuição estaria incorporando a seu patrimônio instalações de transmissão que não poderiam ser qualificadas como “do âmbito próprio da distribuição”, mas da Rede Básica. Parece-nos, salvo melhor juízo, que a incorporação ao patrimônio da distribuidora deva ocorrer apenas nos casos em que as instalações não se enquadrem nos critérios de inclusão da Rede Básica. Se assim não fosse, o intuito do legislador de vedação da atuação das distribuidoras em atividades de transmissão, um dos princípios básicos da reforma do modelo institucional, estaria muito debilitado.

Quanto às instalações de transmissão de interesse restrito aos aproveitamentos de produção independente, o art. 14 da Lei 9.074 dispõe que poderão ser concedidas ou autorizadas, simultânea ou complementarmente aos respectivos contratos de uso de bem público. Mais adiante, no art. 17, § 3º a lei generaliza ao dispor que “as instalações de transmissão de interesse restrito das centrais de geração poderão ser consideradas integrantes das respectivas concessões, permissões ou autorizações”. Assim, a regra vale tanto para a produção independente como para todas as outras formas de uso restrito por centrais de geração. Registre-se aqui também que o legislador empregou o termo “poderão”, nada impedindo que o Poder Concedente considere estes empreendimentos como novas concessões de transmissão ou parte de concessões de transmissão existentes.

Observa-se que a Lei 9.074/95 não trata dos casos de instalações de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia. Conforme o *caput* do art. 17, apenas três categorias de instalações de transmissão em enumeração taxativa foram oferecidas ao Poder Concedente visando à regulamentação:

- As destinadas à formação da Rede Básica;
- As de âmbito próprio do concessionário de distribuição e;
- As de interesse exclusivo das centrais de geração.

Entretanto, a Lei 9.427/96, que instituiu a ANEEL, em seu art. 26 dispõe:

Art. 26. Cabe ao Poder Concedente, diretamente ou mediante delegação à ANEEL, autorizar: (Redação dada pela Lei nº 10.438, de 26.4.2002).

...

III - a importação e exportação de energia elétrica, bem como a implantação dos respectivos sistemas de transmissão associados; (Inciso acrescentado pela Lei nº 9.648, de 27.05.98).

Assim, as instalações de transmissão destinadas ao uso da importação e/ou exportação de energia, que deveriam ser enquadradas numa das classes previstas na Lei 9.074/95, dependendo do caso específico, acabaram constituindo-se numa nova classe com o advento da lei da ANEEL, uma vez que a outorga das mesmas será por autorização juntamente com a da própria importação/exportação.

As concessões e permissões não têm, em princípio, o caráter de exclusividade, tendo em vista o que dispõe o art. 16 da Lei 8.987/95 (Lei das Concessões). No caso da distribuição, isto também se aplica, mas, por considerações técnicas e econômicas, como preceitua este mesmo art. 16, normalmente a outorga é feita com exclusividade para determinada área. Contudo, isto não é obrigatório. Como se dispõe na Lei 10.438/02, em seu art. 15:

Art. 15, Visando à universalização do serviço público de energia elétrica, a Aneel poderá promover licitações para outorga de permissões de serviço público de energia elétrica, em áreas já concedidas cujos contratos não contenham cláusula de exclusividade.

As tarifas de uso do sistema de transmissão - TUST são fixadas anualmente em 1º de julho, data em que ocorre o reajuste contratual das receitas anuais permitidas de todas as concessionárias de transmissão.

Essas receitas são pagas às transmissoras pela disponibilização de suas instalações integrantes da Rede Básica para o sistema, sob coordenação do Operador Nacional do Sistema Elétrico.

A expansão da Rede Básica ocorre por determinação do planejamento setorial, sob coordenação do Ministério de Minas e Energia - MME, e com a participação do ONS. É elaborado um plano de expansão, de caráter determinativo, cabendo à ANEEL, por delegação do Poder Concedente, promover as licitações das concessões de transmissão – novas linhas de transmissão e subestações, após aprovação pelo Conselho Nacional de Desestatização – CND, publicada em Decreto presidencial. Os reforços nas instalações existentes são autorizados pela ANEEL, também por delegação do Poder Concedente.

De acordo com a Constituição Federal, art. 21, inciso XII, é de competência da União explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão, os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos.

Ela cita, em seu art. 175, que incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Consta no Ato das Disposições Constitucionais Transitórias, em seu art. 34, § 9º:

Até que lei complementar disponha sobre a matéria, as empresas distribuidoras de energia elétrica, na condição de contribuintes ou de substitutos tributários, serão as responsáveis, por ocasião da saída do produto de seus estabelecimentos, ainda que destinado a outra unidade da Federação, pelo pagamento do imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias incidente sobre energia elétrica, desde a produção ou importação até a última operação, calculado o imposto sobre o preço então praticado na operação final e assegurado seu recolhimento ao Estado ou ao Distrito Federal, conforme o local onde deva ocorrer essa operação.

A privatização de parcelas da distribuição e da geração de energia elétrica, empreendida pelo Governo, determinou uma menor presença do Estado na prestação dos serviços públicos de energia elétrica, quebrando monopólios e introduzindo a competição na comercialização de energia.

Em todos os países onde houve reestruturação do setor elétrico, ao se instituir a competição foi necessário garantir o livre acesso às redes de transmissão e distribuição. No Brasil não foi diferente, e com esse intuito dispôs a Lei nº 9.074/1995, art. 15, § 6º:

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

Esse é um dos pilares de sustentação de um modelo onde existe uma multiplicidade de agentes e consumidores, e sob o qual foi construída toda uma regulação que trata do livre acesso às redes de transmissão e distribuição.

Em um sistema onde existe uma multiplicidade de agentes comercializando energia de diferentes fornecedores, independente das suas localizações físicas, o acesso e uso das redes elétricas indistintamente constitui elemento essencial para viabilizar o transporte desse bem, garantindo o exercício da competição.

O termo “livre acesso”, no entanto, pode levar a outro tipo de entendimento, ou seja, que o acesso poderia se dar de forma pretendida pelo acessante, mesmo que isso acarretasse ônus e conseqüências para os demais. Na realidade, o acesso e uso das redes elétricas é um

direito de todo usuário interessado, estabelecido em lei, implementado de forma planejada, mediante o pagamento dos encargos correspondentes.

No caso de grandes consumidores, que adquirem energia elétrica diretamente de produtores ou comercializadores, o livre acesso se constitui no direito de conexão e utilização das redes para transportar a energia adquirida. Na hipótese de haver um novo consumidor localizado em área não servida pela malha de transmissão ou de distribuição, o planejamento define a melhor solução para sua integração. Quando essa integração acontece exclusivamente em área de sua propriedade, ele detém a responsabilidade pela sua implementação, conforme consta nas Resoluções Normativas n^{os} 67 e 68, de 2004.

Conforme consta na Lei n^o 9.074/95, artigos. 15 e 16 são considerados acessantes dos sistemas de transmissão e distribuição todos os agentes regulados do setor elétrico e os consumidores livres, ligados ao sistema interligado nacional.

Os agentes regulados são os prestadores de serviços de energia elétrica – concessionários, permissionários e autorizados – aí incluídos os produtores independentes, comercializadores, autoprodutores e os importadores e exportadores de energia elétrica.

Os consumidores livres são caracterizados por aqueles que exerceram o direito, estabelecido em lei, de se desvincular do fornecimento da distribuidora local e adquirir energia de outro fornecedor.

O autoprodutor é o agente do setor que gera energia elétrica para seu próprio consumo, podendo, eventualmente, comercializar a energia excedente. Do ponto de vista de acesso à rede elétrica, quando as unidades de geração e de consumo de um autoprodutor se encontram em regiões distintas, a primeira equivale-se a um gerador comum, enquanto a última é equivalente a um consumidor livre.

De acordo com a Lei n^o 9.074/1995, art. 17,§ 1^o, a prestação de serviço público de transmissão (Rede Básica) se dá apenas mediante concessão. Diferentemente da concessionária de distribuição, que explora o serviço em uma determinada área, a concessão de transmissão é dada para cada nova instalação agregada ao sistema.

A outorga da concessão de transmissão, sempre precedida de licitação, induz à competição na entrada, ganhando o direito de explorar o serviço o empreendedor que se dispuser a prestá-lo pela menor receita permitida, homologada no contrato de concessão. Constitui obrigação constante dos editais de licitação a disponibilização das instalações de transmissão à operação integrada do sistema elétrico interligado, sob a supervisão e coordenação do Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Todos os equipamentos dos sistemas de distribuição e transmissão estão submetidos ao controle de qualidade disciplinado nas normas técnicas e nos regulamentos e procedimentos de rede aprovados pela ANEEL, tendo como contrapartida a receita auferida pelas concessionárias.

Para o caso das concessões de transmissão, as instalações integrantes da Rede Básica respondem, diretamente, pela sua disponibilidade, sendo que a eventual saída de operação resulta em desconto na receita estabelecida, já que é dada a concessionária a liberdade para elaboração do projeto das instalações.

Conforme citado no art. 17 da Lei nº 9.074/95, as instalações de energia elétrica são classificadas em instalações de transmissão e de distribuição, sendo estas últimas sempre de propriedade de uma concessionária ou permissionária de distribuição e vinculadas à prestação de serviço público. As instalações de transmissão podem ser classificadas dentre aquelas que se destinam à formação da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, as de âmbito próprio da concessionária de distribuição e as de interesse exclusivo das centrais de geração.

Caso sejam de propriedade de uma concessionária de transmissão, as instalações de transmissão estão vinculadas à prestação de serviço público, e, neste caso, o livre acesso é garantido mediante o pagamento dos encargos correspondentes.

No caso de serem de propriedade de agentes de geração, conforme Lei nº 9.074/95, art. 17, § 3º, importação ou exportação de energia, o acesso não é livre, conforme Decreto nº 5.163/2004, art. 60, § único, mas pode ser negociado com o proprietário, se necessário com a interveniência da ANEEL.

A Resolução Normativa nº 67, de 8 de junho de 2004, estabelece os critérios para classificação das instalações de propriedade das concessionárias de transmissão.

Os critérios observados são aqueles descritos pelo art. 17 da Lei nº 9.074/95, conjugado com o art. 6º, § 3º do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, ou seja, as instalações são classificadas como integrantes da Rede Básica ou como Demais Instalações de Transmissão - DIT's, sendo estas últimas disponibilizadas para os geradores e importadores e/ou exportadores de energia, em caráter exclusivo ou compartilhado, e para as distribuidoras, como instalações de âmbito próprio da distribuição.

A figura 3 representa, simplificada, como são classificadas as instalações de propriedade de uma concessionária de transmissão.

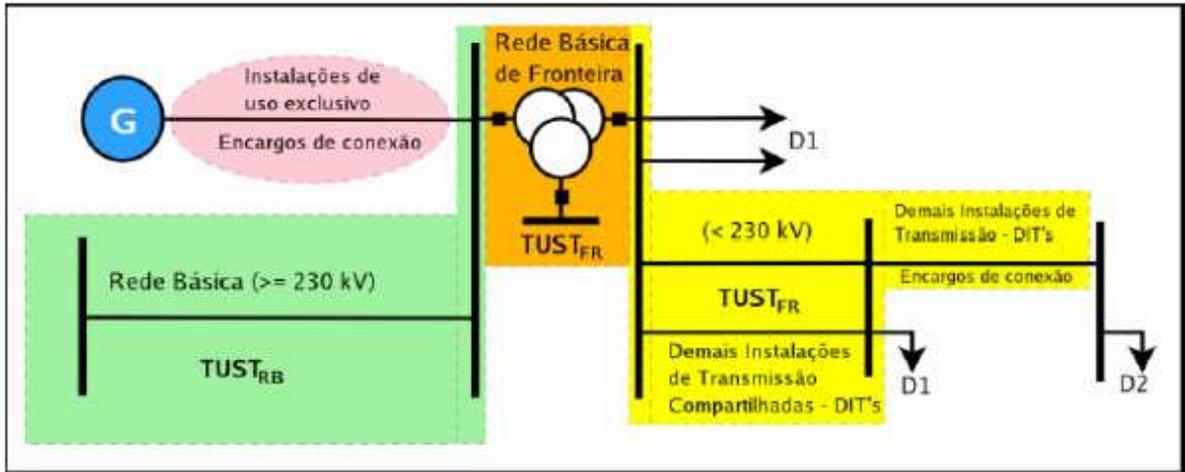


Figura 3 - Classificação das Instalações de Transmissão
 Fonte: Teixeira (2006)

A tabela 2 apresenta a classificação das instalações de energia elétrica em função de sua propriedade.

		PROPRIEDADE		
		Gerador, Autoprodutor (geração) ou Importador de Energia	Distribuidora	Transmissora
FUNÇÃO	Uso exclusivo da geração	Instalação autorizada no ato específico ou integrante do contrato de concessão	Instalação disponibilizada ao gerador mediante o pagamento de encargos de conexão	Instalação disponibilizada ao gerador mediante o pagamento de encargos de conexão
	Âmbito próprio da distribuição	Não se aplica	Prestação do serviço público de distribuição	Instalação disponibilizada aos agentes do setor mediante o pagamento dos encargos correspondentes
	Integrante da Rede Básica	Não se aplica	Não se aplica	Prestação do serviço público de transmissão

Tabela 2 - Classificação das Instalações em Função da Propriedade
 Fonte: Teixeira (2006)

A receita anual permitida - RAP corresponde ao pagamento recebido pelas concessionárias de transmissão pela disponibilização de suas instalações, integrantes da Rede Básica ou das Demais Instalações de Transmissão - DIT's, para prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica.

Como as concessões de transmissão são obtidas mediante processo licitatório, em regime de concorrência, a RAP fixada pela ANEEL para estes casos refere-se ao preço máximo, ou receita teto, dos leilões de transmissão. As adições às concessões existentes, referentes ao aumento da capacidade de linhas de transmissão ou subestações em operação, são obtidas por meio de autorização específica, com o correspondente estabelecimento da parcela adicional da RAP.

Em ambas as situações, receita-teto ou parcela adicional, os critérios e parâmetros observados pela ANEEL para o cálculo da RAP são os mesmos:

- Investimentos compostos por custos-padrão dos equipamentos associados;
- Taxa média de depreciação ponderada por cada tipo de equipamento;
- Custos padronizados de operação e manutenção, correspondentes a um percentual do investimento;
- Custo de capital próprio e de terceiros, obtidos por modelos CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) e WACC (*Weighted Average Cost of Capital*);
- Estrutura ótima de capital para o negócio transmissão;
- Tributos e encargos, de acordo com a legislação.

A partir desses dados, pelo método de fluxo de caixa descontado, calcula-se a série de pagamentos anuais que, em um período de 30 anos, amortizando os investimentos associados. De modo a contribuir para a modicidade tarifária, a série é ajustada para que os pagamentos anuais reduzam-se à metade do décimo sexto ano em diante nos leilões antigos.

Os agentes regulados do setor que quiserem acessar as redes de serviço público de transmissão e distribuição devem implementar suas próprias instalações até o ponto de conexão com a rede. No caso de geradores, autoprodutores (geração) e importadores e/ou exportadores de energia elétrica, essas instalações, bem como os pontos de conexão, são estabelecidas nos próprios atos autorizativos ou nos contratos de concessão, após definidos pelo planejamento setorial.

As concessionárias e as permissionárias de distribuição detêm responsabilidade pela extensão das redes de distribuição para se conectarem as subestações rebaixadoras integrantes da Rede Básica, às Demais Instalações de Transmissão - DIT's e às redes de outras distribuidoras.

Previamente à conexão, é requerida a solicitação de acesso pelo agente setorial regulado, que deve ser feita ao ONS ou à transmissora quando as instalações acessadas forem

integrantes da Rede Básica, ou à concessionária proprietária das instalações, quando estas forem em tensão inferior a 230 kV. Portanto, para acessar as DIT's, a solicitação deve ser dirigida à transmissora, enquanto o acesso a instalações de distribuição será solicitado à distribuidora local.

O ONS ou a concessionária analisa a solicitação do acesso em prazos de 30 ou 120 dias, dependendo da necessidade ou não de reforços na rede a ser acessada, conforme Resolução nº 281/99.

A solicitação de acesso por consumidor livre pode ser feita ao ONS ou à transmissora, caso o ponto de conexão pretendido seja na Rede Básica e todas as instalações de conexão do consumidor estejam em terreno de sua propriedade.

Caso a conexão seja nas DIT's, nas instalações de distribuição ou mesmo na Rede Básica, mas de forma que requeira instalações de conexão atravessando áreas públicas ou propriedades que não sejam do consumidor, a solicitação de acesso deve ser feita à concessionária ou permissionária de distribuição local.

O documento que estabelece as condições do acesso pretendido pelo agente regulado ou pelo consumidor livre é o parecer de acesso, que é emitido pelo ONS caso o ponto de conexão seja na rede básica, pela transmissora caso seja nas demais instalações de transmissão – DIT's, ou pela distribuidora caso seja em instalações de sua propriedade. Quando o ponto de conexão for em barramentos com tensão inferior a 230 kV localizados em subestações integrantes da Rede Básica, que são instalações de fronteira classificadas como DIT's, o Parecer de Acesso será, também, emitido pelo ONS.

O Parecer de Acesso, de acordo com o Módulo 3 dos Procedimentos de Rede do ONS (que pode ser encontrado na internet), tem 90 dias de validade, período no qual devem ser celebrados os contratos que firmam a intenção de conexão e uso da rede.

Como agentes setoriais regulados, as distribuidoras, os geradores, os autoprodutores (geração) e os importadores e/ou exportadores de energia celebram os seguintes contratos para acessar a Rede Básica ou as DIT's:

- Contrato de Conexão à Transmissão - CCT com a transmissora proprietária das instalações e;
- Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST com o ONS.

As centrais geradoras despachadas de forma centralizada também firmam CUST com o ONS, mesmo que se conectem a instalações de distribuição. As centrais geradoras não despachadas de forma centralizada, somente celebram CUST com o ONS caso se conectem diretamente à Rede Básica.

Os consumidores livres celebram os seguintes contratos para acessar a rede:

- Contrato de Conexão à Transmissão - CCT com a transmissora proprietária das instalações e;
- Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST, com o ONS, caso acesso se dê à rede básica ou;
- Contrato de Conexão à Distribuição - CCD, com a distribuidora local e;
- Contrato de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD, caso o acesso seja às DIT's ou em instalações de distribuição, em qualquer tensão.

Por sua vez, o acesso de consumidor livre às DIT's faz com que a distribuidora local adite seu CCT (ou celebre novo) com a transmissora proprietária das instalações e também adite seu CUST com o ONS.

A figura 4 representa tais contratos, indicando o consumidor livre (CL), o gerador despachado de forma centralizada pelo ONS (Gc), o não despachado de forma centralizada (Gd), a distribuidora (D) e a transmissora (RB ou DIT).

Os contratos de uso do sistema de transmissão e de distribuição especificam, em MW, os montantes de uso associados ao ponto de conexão, ou seja, a potência máxima demandada ou injetada no ponto. Sobre esses montantes é aplicada a tarifa de uso de sistema de transmissão - TUST ou a tarifa de uso do sistema de distribuição - TUSD, havendo penalidades para o caso de ultrapassagem dos valores contratados.

Os contratos de conexão dizem respeito às condições técnicas e contratuais das instalações de conexão e do ponto de conexão. Os agentes regulados do setor são responsáveis pelas próprias instalações de conexão, inclusive aquelas necessárias para conectar suas instalações com as da outra parte, podendo implementá-las diretamente ou contratá-las junto à concessionária acessada. Neste último caso, o CCT ou CCD deverá dispor sobre os encargos de conexão devidos pelo acessante para o ressarcimento dos investimentos feitos pela acessada.

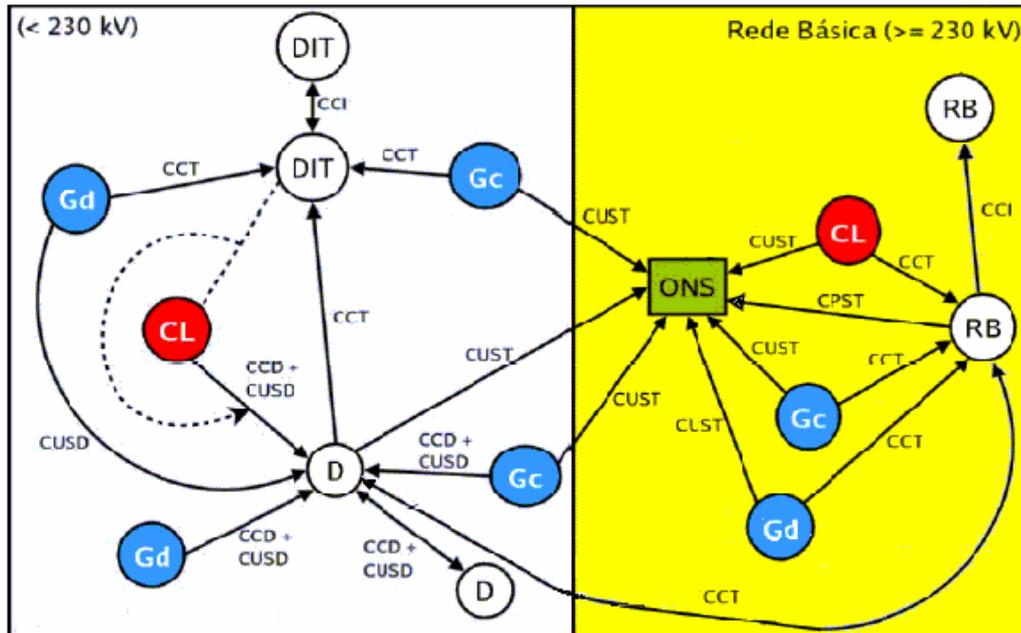


Figura 4 - Contratos de Transmissão e da Distribuição
Fonte: Teixeira (2006)

Caso o acessante seja uma concessionária ou permissionária de distribuição, os encargos cobrados pela acessada são objeto de aprovação da ANEEL para fins de reconhecimento nos reajustes e revisões das tarifas de distribuição. Nos outros casos, os valores de encargos de conexão são livremente negociados entre as partes.

Associados aos contratos de conexão e aos contratos de uso são celebrados Contratos de Constituição de Garantia - CCG ou exigidas Cartas de Fiança Bancária, de modo a assegurar o pagamento dos encargos devidos.

Caso haja capacidade remanescente nos sistemas, é possibilitada a contratação temporária do uso da transmissão ou distribuição. Essa contratação pode ser feita por períodos de até 3 anos, não tendo prioridade sobre aquelas de caráter permanente.

Os acessantes dos sistemas de transmissão estão sujeitos ao pagamento de encargos de uso desses sistemas, estabelecidos com base em tarifas fixadas pela ANEEL, em conformidade com diretrizes emanadas da lei e dos contratos celebrados.

Uma parcela dessas tarifas representa o custo do transporte da energia gerada ou consumida e está associada aos investimentos feitos pelas concessionárias para construção dessas redes. Essa parcela é comumente conhecida como tarifa-fio.

As concessionárias de transmissão disponibilizam ao ONS as instalações integrantes da Rede Básica via Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST. Neste contrato

constam as condições da prestação do serviço, que se dá de acordo com os padrões de desempenho estabelecidos no Módulo 2 dos Procedimentos de Rede, e também a delegação da concessionária ao ONS para que este a represente na celebração dos contratos de uso do sistema de transmissão - CUST, a ser feita com os usuários da Rede Básica.

Essa delegação gera um sistema matricial de contratação que, na prática, faz com que cada usuário da Rede Básica tenha um contrato com cada concessionária de transmissão e vice-versa.

A apuração e contabilização dos encargos de uso do sistema de transmissão são feitas mensalmente pelo ONS, que emite Avisos de Débito - AVD aos usuários e Avisos de Crédito - AVC às transmissoras, informando os valores a serem faturados. Com base nesses Avisos, as concessionárias de transmissão enviam as faturas aos usuários, que devem liquidá-las em três pagamentos mensais, realizados nos dias 15 e 25 do mês subsequente e 5 do segundo mês após a apuração.

A figura 5 esquematiza a forma de apuração e liquidação dos encargos de uso do sistema de transmissão.

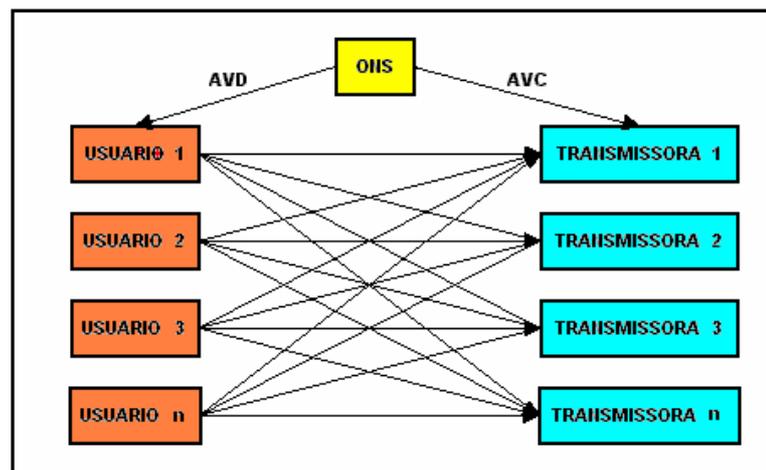


Figura 5 - Apuração e Contabilização do Uso da Transmissão
Fonte: Teixeira (2006)

A apuração dos encargos de conexão é feita diretamente entre as transmissoras e distribuidoras e os respectivos usuários, em relação bilateral.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, licitou e contratou até 2007, 19,7 mil quilômetros de linhas de transmissão nas tensões de 230, 345, 440 e 500 kV, algumas delas associadas a elementos de transformação, num total de 17,5 mil MVA e/ou elementos

de compensação reativa , num total de 19,3 mil MVAR, importando em investimentos que montam R\$ 13,3 bilhões.

O Programa de Expansão da Transmissão - PET, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, e o Plano de Ampliações e Reforços - PAR, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, indicam as linhas de transmissão e subestações necessárias para a adequada prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica pela Rede Básica (RB) do Sistema Interligado Nacional (SIN). Conduzido pelo Ministério de Minas e Energia - MME, o PAR e o PET foram consolidados, o que resultou num conjunto de empreendimentos de transmissão necessário para o atendimento da geração e da carga do SIN, e para o adequado desempenho do sistema no período de 2007 a 2009.

Por sua vez, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL está elaborando para os anos de 2007/2008, os editais de licitação, na modalidade de leilão, de 14 novas linhas de transmissão somando uma extensão aproximada de 4.258 quilômetros, que deverá requerer um volume de investimento da ordem de R\$ 4,9 bilhões. Essas novas linhas contribuirão para a interligação elétrica e energética das regiões Sul, Sudeste, Centro - Oeste, Norte e Nordeste.

Os editais de licitação de concessões de instalações de transmissão da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional - SIN, procedidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) possibilitam que empresas nacionais e estrangeiras, isoladamente ou em consórcio, participem da disputa. Os grupos interessados precisam preencher os requisitos de pré-qualificação jurídica, fiscal, técnica e econômico-financeira exigidos por cada edital. O que significa comprovar que se encontram em dia com suas obrigações frente ao governo brasileiro, especialmente no que diz respeito aos tributos, e que possuem patrimônio líquido e capacitação técnica para construir, manter e operar as instalações, para as quais oferecerão proposta.

A participação no leilão está franqueada a qualquer interessado (pessoa jurídica), mesmo a investidores ou empresas não atuantes no setor elétrico, caso em que deverão demonstrar capacidade técnica para operar e manter o empreendimento, mediante apresentação de responsável técnico qualificado.

Os participantes deverão ser previamente qualificados nos termos do edital de licitação, devendo constituir, se vencedores, sociedade de propósito específico para explorarem a concessão, caso não sejam titulares de concessão de transmissão.

Somando os empreendimentos licitados e autorizados, a ANEEL contratou, desde 1998, 28.407,3 quilômetros de novas linhas, ampliando a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional - SIN. Os empreendimentos licitados, que contemplam 19.688 quilômetros de linhas

de transmissão contam com investimentos da ordem de R\$ 13,3 bilhões. Do total de empreendimentos contratados, 23.132,10 quilômetros de linha estão em operação e 5.275,2 quilômetros estão em construção, com previsão de entrada em operação ainda em 2007 de 2.692,4 quilômetros e em 2008 de 2.419,4 quilômetros de linhas. Estes empreendimentos atraíram investidores nacionais e internacionais, principalmente de países como Espanha, Itália, Colômbia, Portugal e Argentina.

Serão consideradas vencedoras do Leilão as propostas que consignaram, para cada lote individualmente, a menor receita anual permitida para a prestação do serviço público de transmissão. As propostas não poderão exceder os montantes estabelecidos neste edital, que considera uma taxa interna de retorno sobre o capital próprio mínimo.

A empresa ou consórcio que apresentar proposta correspondente à menor Receita Anual Permitida, pela prestação do serviço público de transmissão terá o direito à outorga da concessão e a celebrar o contrato de concessão.

O prazo para entrada em operação do empreendimento de transmissão varia de contrato para contrato, e é geralmente de 1 a 2 anos.

Os contratos de concessão são de 30 anos. A partir do 16º ano, a receita do empreendimento é reduzida à metade nos leilões realizados até 2007. Os leilões realizados após 2007 mantêm a receita constante durante todo o período de concessão.

A resolução ANEEL nº 270 de 26 de junho de 2007 estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica associada à disponibilidade das instalações da Rede Básica.

Esta resolução estabelece o conceito de “parcela variável” que nada mais é do que um índice de qualidade do serviço de transmissão. Como tal serviço é remunerado pela disponibilidade, um bom indicador será seu índice de indisponibilidade medido em tempos pelo ONS. O valor de tempo apurado pela indisponibilidade é descontado em 10 vezes o seu valor de receita do período caso o operador do sistema seja comunicado com antecedência mínimo de 1 mês, caso contrário o período associado à indisponibilidade causará um desconto na receita de 150 vezes a remuneração do período.

Por estas razões, a disponibilidade é identificada como um fator crítico deste empreendimento, pois a sua falta pode causar graves problemas econômicos para os empreendimentos e até mesmo levar as empresas à falência.

É possível que uma empresa que possua a concessão de uma linha de transmissão receba adicionais de receita imprevistas durante seu período de concessão, que não foram consideradas em seus projetos.

Trata-se de aproveitar oportunidades de negócio nas quais outras empresas precisem se conectar a linha de transmissão da empresa ou possa aproveitar a infra-estrutura da linha de transmissão para outros negócios.

Os contratos de concessão com a ANEEL estabelecem que as empresas podem auferir receitas adicionais com contratos bilaterais com usuários diversos, agregando receitas e encargos adicionais (receitas ou encargos de conexão, de manutenção, de operação e manutenção ou ressarcimento de custos, atualizados pelo IGP-M conforme o disposto em cada contrato), possibilitando a expansão da sua área de atuação.

Neste caso, esta receita não viria do ONS e não seria estabelecida pela ANEEL, é negociada entre as próprias empresas, sendo que 50% destas receitas seriam capturados pela ANEEL e aplicados à diminuição do valor da conta de energia domiciliar (modicidade tarifária).

Os dois tipos de contrato que podem auferir tais receitas são o Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) e o Contrato de Compartilhamento de Instalações (CCI).

O contrato de conexão ao sistema de transmissão é feito quando uma empresa, como consumidor de energia livre, produtor independente de energia, outra linha de transmissão, entre outros; se conecta a uma linha de transmissão já construída. Neste caso, a linha de transmissão precisa fazer ajustes de infra-estrutura para receber a nova conexão e é remunerada por isso. A ANEEL recolhe 50% da receita extra adquirida neste tipo de negócio.

O contrato de compartilhamento de instalações é feito quando uma empresa quer aproveitar a infra-estrutura de uma linha de transmissão já construída para realizar o seu negócio, pode ser o caso de uma empresa de telecomunicações por exemplo.

7 MODELO DE AVALIAÇÃO

Este capítulo descreve as variáveis de interesse para o cálculo do fluxo de caixa e taxa interna de retorno dos empreendimentos de transmissão de energia. Inicialmente são apresentadas as variáveis básicas, como custo de construção, operação e manutenção e receita anual permitida, após são inseridas novas variáveis que nem sempre entram no cálculo de tal fluxo de caixa, pois em alguns casos podem ser ignoradas. Tais variáveis são chamadas de variações imprevistas de receita.

A base de tempo para os cálculos efetuados é anual, porém para o setor de transmissão de energia, a contagem do ano é feita em ciclos, que se iniciam em julho de cada ano e terminam em junho do próximo ano. A contagem dos anos neste trabalho se fará nos ciclos do setor.

Para analisar o fluxo de caixa descontado e a taxa interna de retorno dos empreendimentos deste setor, será necessário destacar três itens importantes do seguimento: o primeiro é o custo de construção da linha de transmissão, o segundo é o custo de operação e manutenção da linha e o terceiro é a receita anual permitida da linha.

7.1 CUSTO DE CONSTRUÇÃO

O custo de construção compreende o somatório de todos os custos de matéria-prima, logística e projeto de uma linha de transmissão. Este custo pode variar muito de empreendimento para empreendimento e de empresa para empresa, de acordo com cada metodologia utilizada.

A figura 6 apresenta os itens de custos de construção genéricos considerados, este manual de custos pode ser encontrado facilmente na internet.

PROGRAMA PARA ORÇAMENTOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO
FLUXOGRAMA BÁSICO

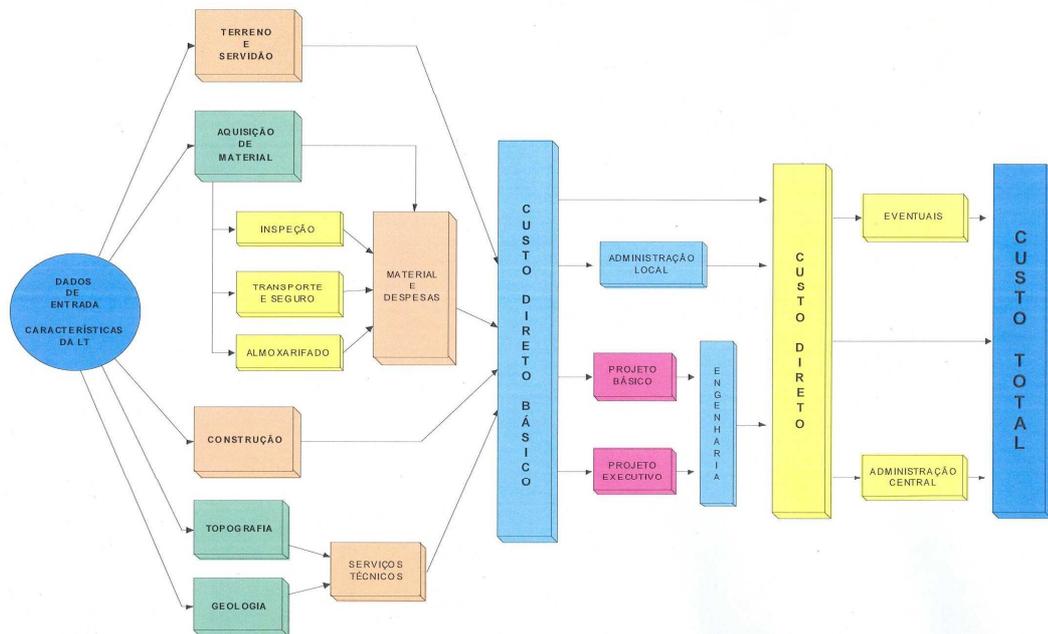


Figura 6 - Fluxo de Custo de Construção de Linhas de Transmissão Padrão
Fonte: DET (2005)

O custo de construção das outras empresas que não utilizam tal fluxo precisa ser semelhante ao apresentado na figura anterior, pois apenas algumas variáveis podem divergir ou não serem consideradas por algumas das empresas e em casos específicos.

Entram no custo de construção dados como:

- Aquisição de terrenos e servidões;
- Aquisição de estruturas;
- Aquisição de Fundações;
- Aquisição de cabo condutor;
- Aquisição de cabo pára-raios;
- Aquisição de isoladores;
- Aquisição de ferragens e acessórios;
- Aquisição de aterramento;
- Aquisição de materiais;
- Inspeção;
- Transporte e seguro;

- Almoxarifado;
- Materiais e despesas;
- Limpeza de faixa;
- Execuções de fundações;
- Montagem de estruturas;
- Instalação de cabo condutor;
- Instalação de pára-raios;
- Instalação de aterramento;
- Acessos;
- Construção;
- Topografia;
- Geologia e sondagem;
- Serviços técnicos;
- Estudos e projeto;
- Projeto executivo;
- Engenharia;
- Custos ambientais;
- Administração local;
- Administração central;
- Custos indiretos;
- Custos eventuais.

O método de cálculo do custo de construção se encontra no anexo 1 e utiliza as variáveis apresentadas neste subitem. Para exemplificar, será citado um exemplo de cálculo de custo para a construção de uma linha de transmissão de 500 kV em corrente alternada, o custo de construção da linha seria da ordem de 176.000,00 R\$/km de linha, segundo o relatório de revisão das diretrizes para elaboração de orçamento de linhas de transmissão, que se encontra no anexo 1 deste trabalho, utiliza as variáveis descritas anteriormente e pode ser encontrado livremente na internet.

7.2 CUSTO DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

Os custos de operação e manutenção são os custos das empresas administradoras das linhas durante o período de concessão. Estes custos são diferentes de linha para linha, dependendo de suas características, como nível de tensão, localização e etc.

Além disto, variam de empresa para empresa, pois cada empresa possui seus métodos e filosofias de operação e manutenção e assumem riscos diferentes de indisponibilidade.

Por exemplo, se um administrador não se importa em correr o risco de tornar a linha indisponível por falhas nos equipamentos, a tendência é que este administrador demore mais tempo para desligar a linha de transmissão para fazer manutenções nos equipamentos. Enquanto outro administrador que não quer correr risco algum de tornar a linha indisponível de maneira não programada, fará bem mais paradas programadas para manutenção.

Nas tabelas 3 e 4 se podem verificar informações sobre receitas e despesas operacionais.

Empresas	Despesas Operacionais Líquidas Anuais (R\$ milhares)	Linhas (Km)	Despesas/Km de linha - Anuais (R\$ milhares/km)
CTEEP	746.400,00	11.781	63,36
TSN	64.300,00	1.062	60,55
NOVATRANS	74.800,00	1.280	58,44
CACHOEIRA	9.900,00	181	54,70
CEMIG	234.400,00	4.892	47,91
ETEO	19.800,00	500	39,60
EATE	36.400,00	932	39,06
EXPANSION	21.100,00	575	36,70
STE	14.200,00	389	36,50
ENTE	15.800,00	464	34,05
ETEP	9.800,00	323	30,34
ECTE	7.500,00	252	29,76
ERTE	4.700,00	179	26,26
COPEL	161.200,00	6.996	23,04
MUNIRAH	1.600,00	106	15,09

Tabela 4 - Despesas Operacionais por Quilometragem de Linha de Transmissão
Fonte: Revista Energia & Mercados (2006).

Nos custos de operação e manutenção estão incluídos os custos com os impostos e encargos setoriais que são eles:

- PIS/COFINS (Programa de Integração Social/Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social): As empresas possuem suas receitas descontadas de tais impostos, porém são ressarcidas destes valores através das chamadas “Parcelas de Ajuste”.
- RGR (Reserva Global de Reversão): que é de 2,5% do investimento e limitados a 3% da receita. É utilizado em projetos de universalização dos serviços de energia elétrica, o Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica (Procel) e o Reluz, que trata da eficiência energética na iluminação pública dos municípios brasileiros.
- TFSEE (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica): que é fixada anualmente, atualmente é de 0,5%, mas pode ser deduzida do RGR.
- ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços): seu valor depende do estado por qual passa a linha de transmissão, pois este imposto é estadual. Porém a empresa pode ficar isenta de seu pagamento em diversas hipóteses como quando a atuação da linha de transmissão é em mais de um estado da federação, segundo a lei complementar nº 87, de 13 de setembro de 1996.

- P&D: imposto destinado a financiar projetos de pesquisa e desenvolvimento na área de energia elétrica, é fixado pela ANEEL.

7.3 RECEITA ANUAL PERMITA

Receita Anual Permitida é a receita anual a que a transmissora tem direito pela prestação de serviço público de transmissão aos usuários, a partir da entrada em operação comercial das instalações de transmissão. Para as instalações licitadas, o valor de receita anual permitida é aquele oferecido pela empresa vencedora do leilão realizado pela ANEEL, é o menor valor requerido para manter e operar a linha.

Na tabela 5 são demonstradas as receitas das empresas proprietárias de concessões de linhas de transmissão em relação à quilometragem de suas linhas.

Empresa	Quilometragem de Linha (km)	Receita Anual Permitida (R\$)	mil(R\$/km)
ENTE	473	113.222.603,04	239,37
EATE	924	218.055.133,08	235,99
TSN	1052	244.183.559,28	232,11
NOVATRANS	1278	268.468.585,20	210,07
NTE	386	79.075.788,60	204,86
ATE	370	74.934.148,92	202,52
ECTE	253	49.076.055,96	193,98
ETIM	212	40.769.455,80	192,31
ETEO	505	90.837.050,40	179,88
EXPANSION	575	99.044.813,16	172,25
ETEP	323	50.630.417,16	156,75
AETE	168	23.850.459,12	141,97
Transleste	150	20.522.077,32	136,81
Artemis	376	48.466.604,52	128,90
ERTE	179	20.008.552,92	111,78
STE	389	40.070.550,84	103,01
CTEEP (LT Bacaiúva X Chavantes)	137	11.539.904,64	84,23
PATESA	135	10.742.945,76	79,58
COPEL (LT Batéias X Jaguariúva)	137	10.032.241,80	73,23
ETAU	404	19.134.464,64	47,36
SC Energia	375	3.395.669,76	9,06

Tabela 5 - Receitas por Quilometragem das Empresas Proprietárias de Concessões de Linhas de Transmissões Licitadas no ciclo 2006/2007

Fonte: Revista Energia & Mercados (2006)

7.4 FLUXO DE CAIXA SIMPLIFICADO DOS EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO

Na montagem do fluxo de caixa simplificado de empreendimentos de transmissão de energia elétrica, consideramos num primeiro momento, o custo de construção, depois passamos a receber durante 30 anos (período de concessão) receitas anuais permitidas pela ANEEL, assim como as perdas com os custos de operação e manutenção. A receita anual permitida, que é corrigida anualmente pelo IGPM, e é reduzida à metade no 16º ano, permanecendo assim até o 30º ano.

A partir do leilão realizado no mês de abril de 2007, a ANEEL estabeleceu que a receita permanecerá constante durante todos os 30 anos de concessão para as novas licitações.

Os fluxos de caixa simplificado dos empreendimentos do setor são apresentados nas figuras 7 e 8.

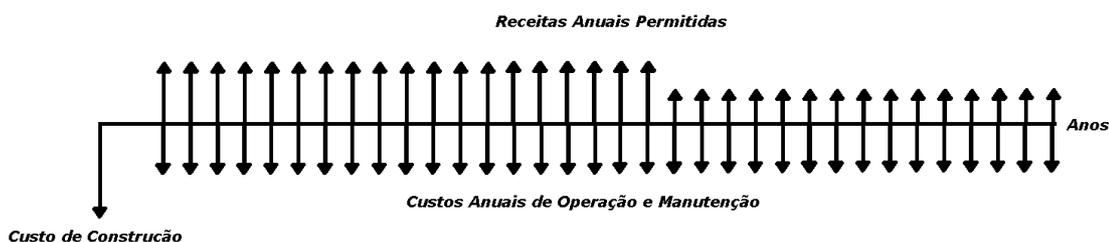


Figura 7 - Fluxo de caixa dos empreendimentos de transmissão – Leilões antigos
Fonte: Elaboração própria.

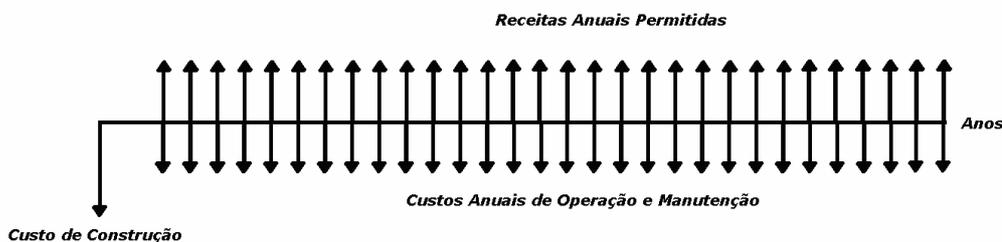


Figura 8 - Fluxo de caixa dos empreendimentos de transmissão – Leilões novos
Fonte: Elaboração própria

O valor presente do empreendimento é o somatório das receitas anuais atualizadas no valor presente menos o custo de construção e menos os custos de operação e manutenção atualizados no valor presente. O valor de lucro é a margem de lucro do empreendimento no valor presente.

Uma fórmula que poderia explicitar o valor presente do fluxo de caixa simplificado em questão seria:

$$VP = \sum_{t=1}^{15} \frac{RAP}{(1+i)^t} + \sum_{t=16}^{30} \frac{\frac{RAP}{2}}{(1+i)^t} - \sum_{t=1}^{30} \frac{(O \& M)}{(1+i)^t} - CC \quad 7.1$$

Ou para os novos leilões:

$$VP = \sum_{t=1}^{30} \frac{RAP}{(1+i)^t} - \sum_{t=1}^{30} \frac{(O \& M)}{(1+i)^t} - CC \quad 7.2$$

Onde:

VP = Valor Presente

RAP = Receita Anual Permitida;

i = taxa de desconto;

CC = Custo de Construção.

7.5 VARIAÇÕES IMPREVISTAS DE RECEITA

As perdas de receita, fator importante do segmento de transmissão de energia, são representadas pela parcela variável, que se trata de penalizações por indisponibilidade de empreendimentos de transmissão.

Pode-se usar o histórico de cobrança de parcela variável por empresa para estimar futuras perdas, porém os valores cobrados podem variar muito, pois não há qualquer ligação entre elas e dependem de fatores como: filosofia de manutenção, estimativa de risco, tecnologias de manutenção e etc.

Na tabela 6 é demonstrado o valor de parcela variável paga pelas empresas no ciclo 2006/2007. Que representa a perda de receita no ciclo.

Empresa	Parcela Variável Paga (R\$)	RAP (R\$)	Percentual de PV sobre a RAP
Empresa 1	6.449.605,86	268.468.585,20	2,40%
Empresa 2	210.012,11	19.134.464,64	1,10%
Empresa 3	449.490,71	48.466.604,52	0,93%
Empresa 4	179.229,96	20.522.077,32	0,87%
Empresa 5	23.581,04	3.395.669,76	0,69%
Empresa 6	163.737,02	23.850.459,12	0,69%
Empresa 7	331.241,50	49.076.055,96	0,67%
Empresa 8	831.279,80	218.055.133,08	0,38%
Empresa 9	750.177,24	244.183.559,28	0,31%
Empresa 10	238.704,76	113.222.603,04	0,21%
Empresa 11	138.878,70	79.075.788,60	0,18%
Empresa 12	17.417,09	10.032.241,80	0,17%
Empresa 13	65.580,90	74.934.148,92	0,09%
Empresa 14	61.379,47	90.837.050,40	0,07%

Tabela 6 - Parcela Variável Paga em relação à RAP no ciclo 2006/2007
Fonte: Revista Energia & Mercados (2006)

Para o cálculo da parcela variável (perda de receita), foram utilizados os critérios que constam na Resolução ANEEL Número 270 de 26 de junho de 2007 e dos contratos de prestação de serviço público de transmissão, onde:

$$PVI = \frac{PB}{1440D} K_p \left(\sum_{i=1}^{NP} DVDP_i \right) + \frac{PB}{1440D} \left(\sum_{i=1}^{NO} K_o DVOD_i \right) \quad 7.2$$

Onde:

PVI = Parcela Variável por indisponibilidade;

PB = Pagamento Base da linha de transmissão, que é a receita anual permitida dividida por 12 (número de meses do ano);

K_p = Fator multiplicador para Desligamentos Programados;

K_o = Fator multiplicador para Outros Desligamentos com duração de até 300 minutos.

D = Número de dias do mês da ocorrência

NP = Número de desligamentos programados da linha de transmissão ocorridos ao longo do mês;

NO = Número de outros desligamentos da linha de transmissão ocorridos ao longo do mês; e
DVDP e DVOD = Somatórios da Duração Verificada de Desligamento Programado e da Duração Verificada de Outros Desligamentos de uma função transmissão: correspondem aos

somatórios das durações, em minutos, de cada desligamento programado e de outros desligamentos da função transmissão ocorridos durante o mês;

Os fatores multiplicadores, K_p e K_0 , são 10 e 150 respectivamente.

Os adicionais de receita de CCT (Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão) e CCI (Contrato de Compartilhamento de Instalações) são totalmente imprevisíveis na fase de projeto e não se pode contar com tais recursos. Porém, com o aumento constante do número de linhas de transmissão e de novos empreendimentos de infra-estrutura, pode-se supor que uma nova linha de transmissão venha ganhar tais receitas no futuro.

Neste trabalho será considerada uma margem de acréscimos de receita para CCI's e CCT's de 0% à 1,00%.

Ao fluxo de caixa simplificado apresentado neste trabalho, serão inseridas neste item as variações possíveis de receita, quanto à parcela variável e quanto a contratos do tipo CCI's e CCT's.

8 FLUXO DE CAIXA DOS EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO COM VARIÇÕES IMPREVISTAS DE RECEITA

Incluindo as variações imprevistas de receita, ficamos com o fluxo de caixa a seguir:

$$VP = \sum_{t=1}^{15} \frac{(1-P)x(1+G)xRAP}{(1+i)^t} + \sum_{t=16}^{30} \frac{(1-P)x(1+G)xRAP}{2(1+i)^t} - \sum_{t=1}^{30} (O \& M) - CC \quad 8.1$$

Ou para os novos leilões:

$$VP = \sum_{t=1}^{30} \frac{(1-P)x(1+G)xRAP}{(1+i)^t} - \sum_{t=1}^{30} (O \& M) - CC \quad 8.2$$

Onde:

RAP = Receita Anual Permitida;

O&M = Gastos com O&M;

i = Taxa de Desconto;

CC = Custo de Construção;

P = Perdas Percentuais de Receita;

G = Ganhos de Receita.

8.1 ANÁLISE DA RENTABILIDADE DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Neste item serão discutidos o modelo e os parâmetros utilizados para estimar a rentabilidade de diferentes projetos de linhas de transmissão.

Diversas simulações podem ser feitas com as equações apresentadas ao longo deste trabalho. Neste item serão apresentadas algumas análises feitas utilizando o conhecimento desenvolvido em casos reais. A partir dos custos e receitas identificados e calculados foram realizadas análises nas taxas internas de retorno dos empreendimentos.

No gráfico 3 será apresentado o deságio médio anual obtido nos leilões de linhas de transmissão, esta informação será necessária para analisar o quanto o deságio nos leilões pode afetar a taxa de retorno do empreendimento.

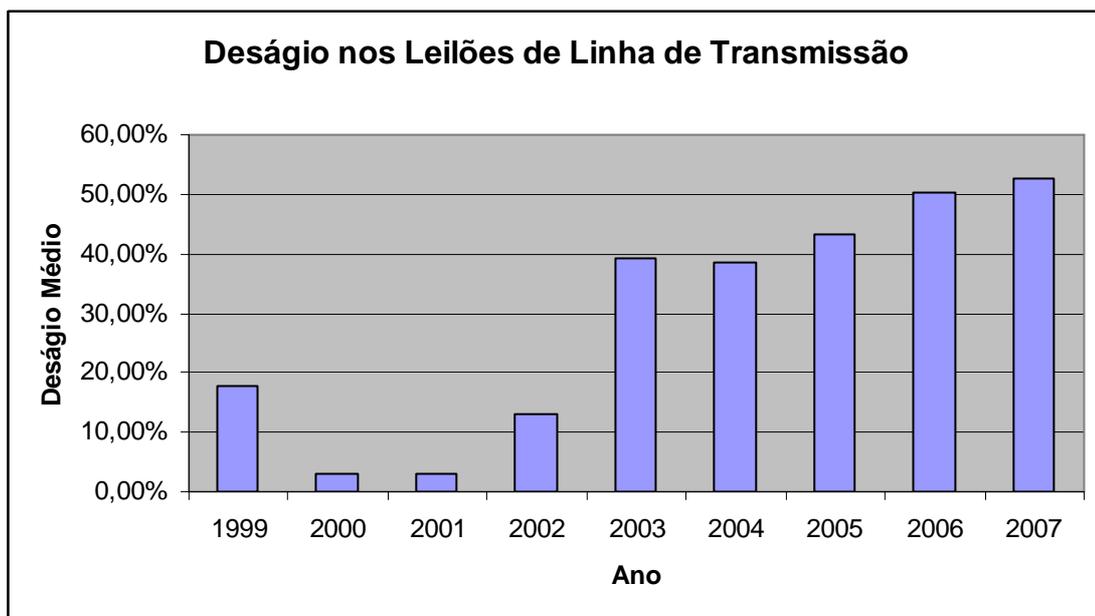


Gráfico 3 - Deságio Médio Anual nos Leilões de Linhas de Transmissão
Fonte: Adaptado de <<http://www.aneel.gov.br>>

Através do gráfico anterior podemos concluir que o deságio médio anual nos leilões foi crescente ao longo do tempo, com exceção do ano de 1999.

Na tabela 7 são demonstrados alguns resultados dos leilões de linha, onde o vencedor foi quem cobrou a menor remuneração anual, ou seja, ofereceu o maior deságio. Foi coletada uma amostra de cada período onde os leilões foram realizados, com valores de deságio crescente ao longo do tempo.

O vencedor de cada leilão é apresentado em negrito.

Ano	Empreendimento	Empresa/Consórcio	Receita Anual			Nível de Tensão (kV)	Extensão (km)
			Edital (R\$)	Proposta (R\$)	Deságio		
2000	LT Interligação Norte-Sul II (MA/TO/GO/DF)	CONSÓRCIO INTERLIGAÇÃO, constituído pelas empresas: Schahin; ALUSA e Schneider Electric.	145.232.320,00	141.100.000,00	2,85%	500	1300
		CONSÓRCIO NOVATRANS		140.950.000,00	2,95%		
2004	LT Tucuruí (PA) - Vila do Conde (PA) - C3	Abengoa S.A.	54.004.030,00	40.500.000,00	25,01%	500	329
		Isolux Wat S.A.		34.500.000,00	36,12%		
		Cobra Instalaciones y Servicios S.A.		43.204.650,00	20,00%		
		Elecnor S.A.		52.923.948,00	2,00%		
		CONSÓRCIO TUC-3, formado pelas empresas: Empresa A e Companhia Técnica de Engenharia Elétrica;		38.400.000,00	28,89%		
2006	LT Paracatu 4 - Pirapora 2	Consórcio SCHAIN – FIP BRASIL ENERGIA	41.921.280,00	33.704.709,00	- 19,60%	500	246
		CONTROL Y MONTAJES INDUSTRIALES – CYMI, S.A.;		18.260.000,00	- 56,44%		
		TERNA PARTICIPAÇÕES S.A.;		22.000.000,08	- 47,52%		
		ISOLUX INGENIERIA, S.A.		17.000.000,00	- 59,45%		
		CONSORCIO TRANSPARACATU: Empresa X, CIA. TECNICA DE ENGENHARIA ELETRICA e ORTENG – 10%		25.104.000,00	- 40,12%		
		ISA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.;		22.367.280,00	- 46,64%		
		ABENGOA, S.A.;		17.250.000,00	- 58,85%		

Tabela 7 - Alguns Resultados de Leilões de Linhas de Transmissão
 Fonte: Adaptado de <<http://www.aneel.gov.br>>

Na tabela 8 é apresentada a taxa interna de retorno dos empreendimentos citados anteriormente com os cálculos apresentados neste trabalho, é possível concluir que quanto maior o deságio nos leilões, menor é a taxa de retorno do empreendimento.

Os valores de Custo de Construção, Custo de O&M e Taxa Interna de Retorno foram calculados com os dados apresentados neste trabalho, de acordo com os custos padrão de construção, custo de O&M típico das empresas detentoras das linhas e valor de deságio oferecido.

Ano	Empreendimento	Custo de Construção (R\$)	Custo de O&M Anual (R\$)	Receita Anual (R\$)		Deságio	Taxa Interna de Retorno
				Primeiros 15 anos	Últimos 15 anos		
2000	LT Interligação Norte-Sul II (MA/TO/GO/DF)	915.199.974,07	58.440,00	140.950.000,00	70.475.000,00	2,95%	14,20%
2004	LT Tucuruí (PA) - Vila do Conde (PA) - C3	228.705.113,50	36.700,00	34.500.000,00	17.250.000,00	36,12%	13,83%
2006	LT Paracatu 4 - Pirapora 2	173.646.475,10	36.700,00	17.000.000,00	8.500.000,00	59,45%	7,59%

Tabela 8 - Comparação das Taxas de Retorno ao Deságio de Alguns Empreendimentos de Transmissão de Energia
Fonte: Elaboração Própria

Caso a linha Interligação Norte-Sul II, leiloadada em 2000, utiliza-se a mesma taxa de retorno praticada em 2006 pela linha Paracatu 4 – Pirapora 2, o valor ofertado poderia ser de R\$ 89.390.000,00 anuais e o deságio no leilão seria de 38,45%, que é um valor mais próximo aos praticados entre 2004 e 2006.

9 ATUAÇÃO NO MERCADO SECUNDÁRIO

É possível atuar no mercado de transmissão no chamado mercado secundário, que consiste em adquirir empreendimentos já construídos por outras empresas. Isto pode ser justificado quando há razões para que a venda de uma linha de construção possa ser um bom negócio para a empresa que vende e para a empresa que compra a linha de transmissão.

Há alguns casos em que isto pode ocorrer. Como primeiro exemplo se pode citar empresas especialistas em construção, que podem preferir vender suas linhas de transmissão para construir outras novas linhas, onde auferem maiores receitas. Outro exemplo pode ser quando a empresa que compra a linha tem ganhos e economias de escala e possuem menores gastos com operação e manutenção, desta maneira, tais linhas são mais lucrativas e valem mais nas mãos das empresas compradoras.

De fato, quanto mais quilômetros de linha de transmissão a empresa possui, maior é a economia em operação e manutenção. Sendo assim, se pode classificar o tamanho da rede e a economia de escala como fator importante no segmento, pois quanto maior a rede, maior a tendência de sucesso da empresa.

A figura 9 apresenta a curva do custo ideal de administração (operação e manutenção) das empresas de transmissão de energia, e são apresentadas as empresas do setor em comparação ao curso de custo ideal, se a empresa está acima da curva, ela é ineficiente, se está abaixo, é mais eficiente do que seria o normal.

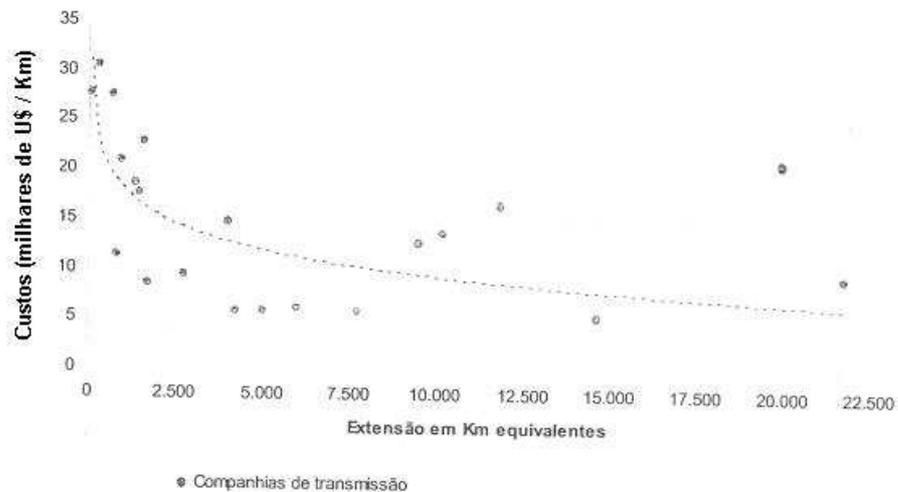


Figura 9 - Custos Ideais de Operação e Manutenção das Empresas de LT
 Fonte: Adaptado de Brandão e Castro (2007)

9.1 ANÁLISE DE MERCADOS SECUNDÁRIOS DO RAMO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA

Diversas simulações do mercado secundário podem ser realizadas. Neste trabalho, as simulações consistem em calcular o quanto a empresa ainda irá receber até o final da concessão no valor presente, assim, é um bom negócio para a empresa vender a linha de transmissão a um valor superior ao valor presente do que a empresa ainda lucraria com o restante da concessão. Para a empresa compradora também pode ser um bom negócio se ela possuir custos inferiores aos da empresa vendedora, cujos lucros até o final da concessão justifiquem a aquisição.

Um exemplo de atuação no mercado secundário pode ser o seguinte: A empresa “A” constrói uma linha de transmissão de 500kV com 1500 km de extensão ao custo de 176.000 R\$/Km, tal empresa tem custo de Operação e Manutenção de 40.000 R\$/Km anuais. A receita anual permitida nos primeiros 15 anos é de R\$ 100.000.000,00 anuais, logo, é de R\$ 50.000.000,00 para os 15 anos seguintes. Teria-se uma TIR de 12%

O gráfico 4 apresenta as receitas rebatidas no valor presente do exemplo em questão.

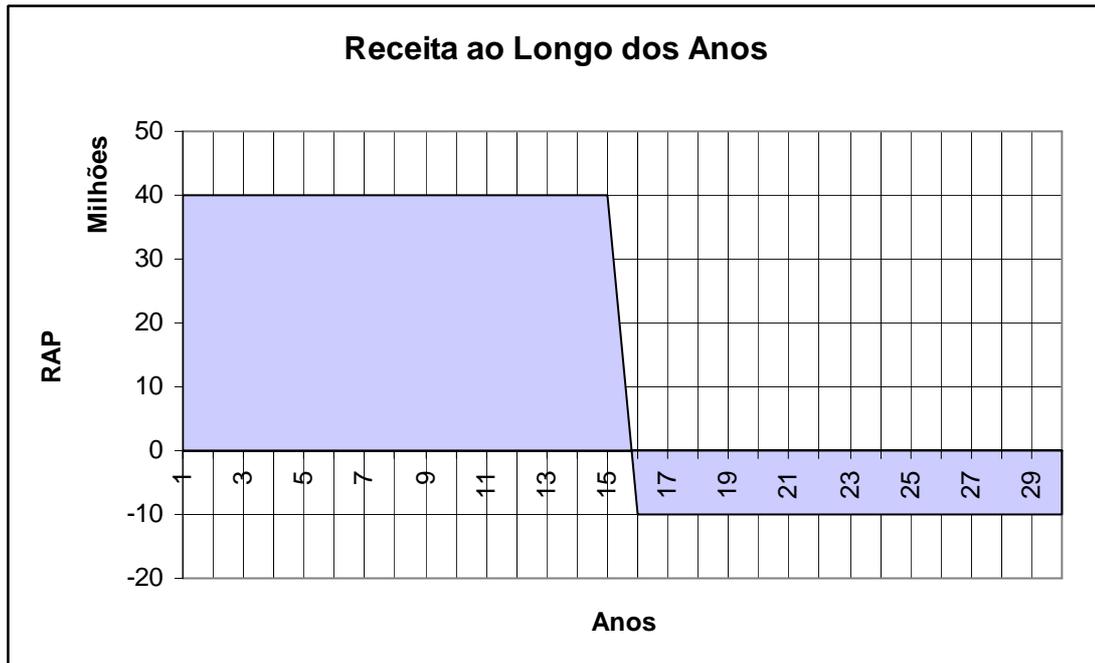


Gráfico 4 - Gráfico da Receita Recebida ao Longo dos Anos
Fonte: Elaboração própria

Com base no fluxo de caixa idealizado neste trabalho se pode concluir que a sua receita seria considerada alta até o 15º ano. A partir daí a empresa já teria mais despesas do que receitas.

Supondo que a empresa deseje vender a linha de transmissão antes de iniciarem os anos de prejuízo, como no início do 11º ano por exemplo, deveria calcular o quanto ainda teria a receber e a pagar no valor presente, que somaria neste caso, um valor em torno dos R\$ 50.000.000,00. Se a empresa vender a linha a qualquer valor acima deste estará obtendo lucro superior ao que teria operando a linha.

A empresa "B" que comprar a linha precisa ter custos de operação e manutenção inferiores ao da empresa "A", para que a soma de seus lucros no valor presente nos anos restantes seja maior que o valor pago, de modo que a empresa "B" também obtenha lucro. Por exemplo, se a empresa "B" puder operar e manter a linha com um custo anual inferior a 40.000 R\$/Km ao ano, obterá lucro com a negociação.

O fluxo de caixa da empresa "B" é apresentado na figura 10.



Figura 10 - Fluxo de caixa da empresa "B"
Fonte: Elaboração Própria

Assim, também podemos concluir que a minimização de custos com manutenções e operações sem expor riscos de indisponibilidades é um fator importante neste segmento.

10 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE COM ALTERAÇÃO NAS VARIÁVEIS CRÍTICAS DO PROCESSO

Neste capítulo serão apresentadas análises de sensibilidade, que demonstrarão como a variação de alguns parâmetros pode afetar a lucratividade no segmento de transmissão de energia, sendo assim considerados fatores importantes do empreendimento, como os custos de administração, operação e manutenção; e descontos na receita oriundos de indisponibilidades (parcela variável por indisponibilidade). Tais fatores podem variar de empresa para empresa e até de empreendimento para empreendimento na mesma empresa.

Diferenças em tais parâmetros entre empresas podem justificar a compra de uma linha de transmissão no mercado secundário, de modo a ser um bom negócio tanto para o comprador como para o vendedor. O empreendimento pode ter valor diferente para as empresas, pode por exemplo, valer mais para o comprador (pode dar maior lucro para o comprador) do que para o vendedor.

10.1 ALTERAÇÃO NOS DESÁGIOS DOS LEILÕES

Neste item foram feitas alterações nos valores de deságio dos leilões da ordem de mais 10%, mais 20% e menos 20% respectivamente, a fim de analisar o quanto impacta na taxa interna de retorno as variações no deságio. Para isso, foi utilizado o exemplo do capítulo 8, ficando com os resultados apresentado nas tabelas 9, 10 e 11 respectivamente.

Ano	Empreendimento	Custo de Construção (R\$)	Custo de O&M Anual (R\$)	Receita Anual (R\$)		Deságio	Taxa Interna de Retorno
				Primeiros 15 anos	Últimos 15 anos		
2000	LT Interligação Norte-Sul II (MA/TO/GO/DF)	915.199.974,07	58.440,00	126.430.000,00	63.215.000,00	12,95%	12,41%
2004	LT Tucuruí (PA) - Vila do Conde (PA) - C3	228.705.113,50	36.700,00	29.100.000,00	14.550.000,00	46,12%	11,13%
2006	LT Paracatu 4 - Pirapora 2	173.646.475,10	36.700,00	12.809.000,00	6.404.500,00	69,45%	4,43%

Tabela 9 - Comparação das Taxas de Retorno ao Deságio de Alguns Empreendimentos de Transmissão de Energia com Aumento de 10% no Deságio

Fonte: Elaboração Própria

Ano	Empreendimento	Custo de Construção (R\$)	Custo de O&M Anual (R\$)	Receita Anual (R\$)		Deságio	Taxa Interna de Retorno
				Primeiros 15 anos	Últimos 15 anos		
2000	LT Interligação Norte-Sul II (MA/TO/GO/DF)	915.199.974,07	58.440,00	111.900.000,00	55.950.000,00	22,95%	10,57%
2004	LT Tucuruí (PA) - Vila do Conde (PA) - C3	228.705.113,50	36.700,00	23.695.000,00	11.847.500,00	56,12%	8,31%
2006	LT Paracatu 4 - Pirapora 2	173.646.475,10	36.700,00	8.615.000,00	4.307.500,00	79,45%	0,82%

Tabela 10 - Comparação das Taxas de Retorno ao Deságio de Alguns Empreendimentos de Transmissão de Energia com Aumento de 20% no Deságio

Fonte: Elaboração Própria

No caso de redução do deságio em 20%, o deságio para a linha de transmissão Interligação Norte-Sul II foi considerado de 0%, por não ser possível termos deságios negativos nos leilões de linhas de transmissão.

Ano	Empreendimento	Custo de Construção (R\$)	Custo de O&M Anual (R\$)	Receita Anual (R\$)		Deságio	Taxa Interna de Retorno
				Primeiros 15 anos	Últimos 15 anos		
2000	LT Interligação Norte-Sul II (MA/TO/GO/DF)	915.199.974,07	58.440,00	145.232.320,00	72.616.160,00	0,00%	14,72%
2004	LT Tucuruí (PA) - Vila do Conde (PA) - C3	228.705.113,50	36.700,00	45.300.000,00	22.650.000,00	16,12%	19,01%
2006	LT Paracatu 4 - Pirapora 2	173.646.475,10	36.700,00	25.385.000,00	12.692.500,00	39,45%	13,30%

Tabela 11 - Comparação das Taxas de Retorno ao Deságio de Alguns Empreendimentos de Transmissão de Energia com Redução de 20% no Deságio (para a LT Interligação Norte Sul o deságio foi reduzido em apenas 2,95%)

Fonte: Elaboração Própria

10.2 ALTERAÇÕES NOS CUSTOS DE CONSTRUÇÃO

Neste item foram feitas alterações nos valores de custos de construção da ordem de mais 10%, mais 20% e menos 20% respectivamente, a fim de analisar o quanto impacta na taxa interna de retorno as variações no custo de construção. Para isso, foi utilizado o exemplo do capítulo 8, ficando com os resultados apresentado nas tabelas 12, 13 e 14 respectivamente.

Ano	Empreendimento	Custo de Construção (R\$)	Custo de O&M Anual (R\$)	Receita Anual (R\$)		Deságio	Taxa Interna de Retorno
				Primeiros 15 anos	Últimos 15 anos		
2000	LT Interligação Norte-Sul II (MA/TO/GO/DF)	1.006.719.971,48	58.440,00	140.950.000,00	70.475.000,00	2,95%	12,62%
2004	LT Tucuruí (PA) - Vila do Conde (PA) - C3	251.575.624,85	36.700,00	34.500.000,00	17.250.000,00	36,12%	12,28%
2006	LT Paracatu 4 - Pirapora 2	191.011.122,61	36.700,00	17.000.000,00	8.500.000,00	59,45%	6,47%

Tabela 12 - Comparação das Taxas de Retorno ao Deságio de Alguns Empreendimentos de Transmissão de Energia com Aumento de 10% no Custo de Construção
Fonte: Elaboração Própria

Ano	Empreendimento	Custo de Construção (R\$)	Custo de O&M Anual (R\$)	Receita Anual (R\$)		Deságio	Taxa Interna de Retorno
				Primeiros 15 anos	Últimos 15 anos		
2000	LT Interligação Norte-Sul II (MA/TO/GO/DF)	1.098.239.968,88	58.440,00	140.950.000,00	70.475.000,00	2,95%	11,28%
2004	LT Tucuruí (PA) - Vila do Conde (PA) - C3	274.446.136,20	36.700,00	34.500.000,00	17.250.000,00	36,12%	10,96%
2006	LT Paracatu 4 - Pirapora 2	208.375.770,12	36.700,00	17.000.000,00	8.500.000,00	59,45%	5,50%

Tabela 13 - Comparação das Taxas de Retorno ao Deságio de Alguns Empreendimentos de Transmissão de Energia com Aumento de 20% no Custo de Construção
Fonte: Elaboração Própria

Ano	Empreendimento	Custo de Construção (R\$)	Custo de O&M Anual (R\$)	Receita Anual (R\$)		Deságio	Taxa Interna de Retorno
				Primeiros 15 anos	Últimos 15 anos		
2000	LT Interligação Norte-Sul II (MA/TO/GO/DF)	732.159.979,26	58.440,00	140.950.000,00	70.475.000,00	2,95%	18,42%
2004	LT Tucuruí (PA) - Vila do Conde (PA) - C3	182.964.090,80	36.700,00	34.500.000,00	17.250.000,00	36,12%	17,98%
2006	LT Paracatu 4 - Pirapora 2	138.917.180,08	36.700,00	17.000.000,00	8.500.000,00	59,45%	10,55%

Tabela 14 - Comparação das Taxas de Retorno ao Deságio de Alguns Empreendimentos de Transmissão de Energia com Redução de 20% no Custo de Construção
Fonte: Elaboração Própria

10.3 ALTERAÇÕES NOS CUSTOS DE ADMINISTRAÇÃO, OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

Neste item foram feitas alterações nos valores de custos de administração, operação e manutenção da ordem de mais 10%, mais 20% e menos 20% respectivamente, a fim de analisar o quanto impacta na taxa interna de retorno as variações em tais custos. Para isso, foi utilizado o exemplo do capítulo 8, ficando com os resultados apresentado nas tabelas 15, 16 e 17 respectivamente.

Ano	Empreendimento	Custo de Construção (R\$)	Custo de O&M Anual (R\$)	Receita Anual (R\$)		Deságio	Taxa Interna de Retorno
				Primeiros 15 anos	Últimos 15 anos		
2000	LT Interligação Norte-Sul II (MA/TO/GO/DF)	915.199.974,07	64.284,00	140.950.000,00	70.475.000,00	2,95%	14,20%
2004	LT Tucuruí (PA) - Vila do Conde (PA) - C3	228.705.113,50	40.370,00	34.500.000,00	17.250.000,00	36,12%	13,83%
2006	LT Paracatu 4 - Pirapora 2	173.646.475,10	40.370,00	17.000.000,00	8.500.000,00	59,45%	7,59%

Tabela 15 - Comparação das Taxas de Retorno ao Deságio de Alguns Empreendimentos de Transmissão de Energia com Aumento de 10% no Custo de Administração, Operação e Manutenção
Fonte: Elaboração Própria

Ano	Empreendimento	Custo de Construção (R\$)	Custo de O&M Anual (R\$)	Receita Anual (R\$)		Deságio	Taxa Interna de Retorno
				Primeiros 15 anos	Últimos 15 anos		
2000	LT Interligação Norte-Sul II (MA/TO/GO/DF)	915.199.974,07	70.128,00	140.950.000,00	70.475.000,00	2,95%	14,20%
2004	LT Tucuruí (PA) - Vila do Conde (PA) - C3	228.705.113,50	44.040,00	34.500.000,00	17.250.000,00	36,12%	13,83%
2006	LT Paracatu 4 - Pirapora 2	173.646.475,10	44.040,00	17.000.000,00	8.500.000,00	59,45%	7,59%

Tabela 16 - Comparação das Taxas de Retorno ao Deságio de Alguns Empreendimentos de Transmissão de Energia com Aumento de 20% no Custo de Administração, Operação e Manutenção
Fonte: Elaboração Própria

Ano	Empreendimento	Custo de Construção (R\$)	Custo de O&M Anual (R\$)	Receita Anual (R\$)		Deságio	Taxa Interna de Retorno
				Primeiros 15 anos	Últimos 15 anos		
2000	LT Interligação Norte-Sul II (MA/TO/GO/DF)	915.199.974,07	46.752,00	140.950.000,00	70.475.000,00	2,95%	14,20%
2004	LT Tucuruí (PA) - Vila do Conde (PA) - C3	228.705.113,50	29.360,00	34.500.000,00	17.250.000,00	36,12%	13,84%
2006	LT Paracatu 4 - Pirapora 2	173.646.475,10	29.360,00	17.000.000,00	8.500.000,00	59,45%	7,60%

Tabela 17 - Comparação das Taxas de Retorno ao Deságio de Alguns Empreendimentos de Transmissão de Energia com Redução de 20% no Custo de Administração, Operação e Manutenção
Fonte: Elaboração Própria

10.4 INTRODUÇÃO DAS PERDAS DE RECEITA PELA COBRANÇA DE PARCELA VARIÁVEL

Os exemplos apresentados anteriormente não consideram descontos na receita oriundos de cobrança de parcela variável na análise da taxa interna de retorno. Neste item serão analisados os impactos desta cobrança, que é um fator crítico do empreendimento.

As curvas típicas de receita das linhas de transmissão são constantes na inexistência de cobrança de parcela variável (para os antigos leilões ela se reduz a metade após o 15º ano e se mantém constante até o final da concessão). De fato, algumas empresas conseguem ficar longos períodos de tempo e até mesmo ciclos anuais sem cobranças de parcela variável ou com pequenas cobranças de forma inexpressiva. O que aproximaria as suas curvas de receita às curvas 11 e 12.

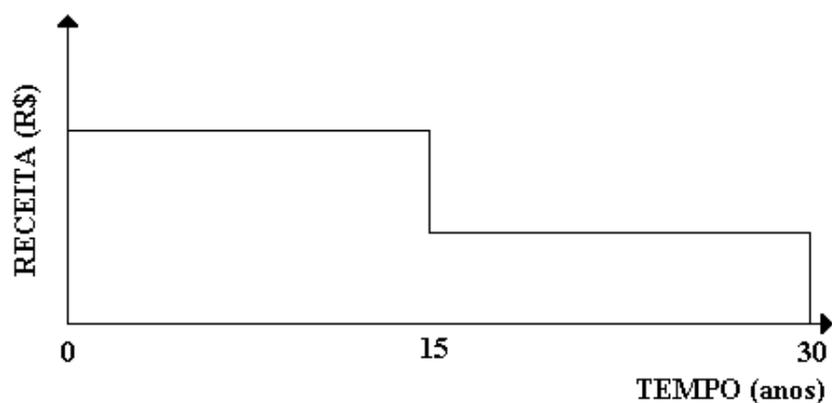


Figura 11 - Curva de Receita da Linha de Transmissão sem Descontos de Parcela Variável – Leilões Antigos
Fonte: Elaboração Própria

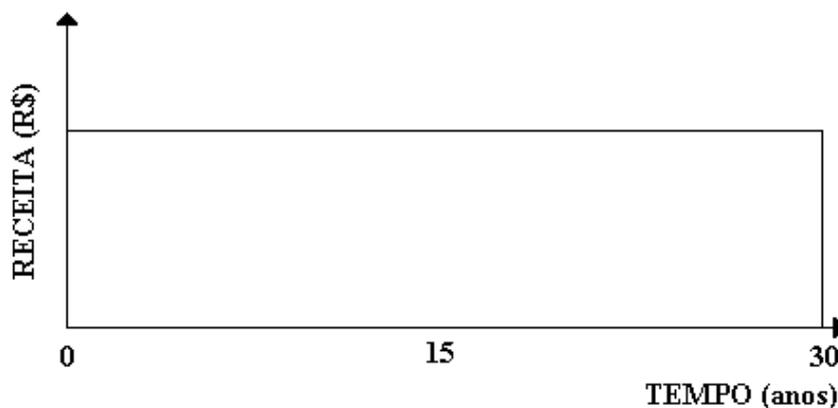


Figura 12 - Curva de Receita da Linha de Transmissão sem Descontos de Parcela Variável – Leilões Novos
Fonte: Elaboração Própria

Inserindo descontos na receita oriundos de cobrança de parcela variável, curvas típicas de receita das linhas de transmissão seriam semelhantes às apresentadas nas figuras 13 e 14.

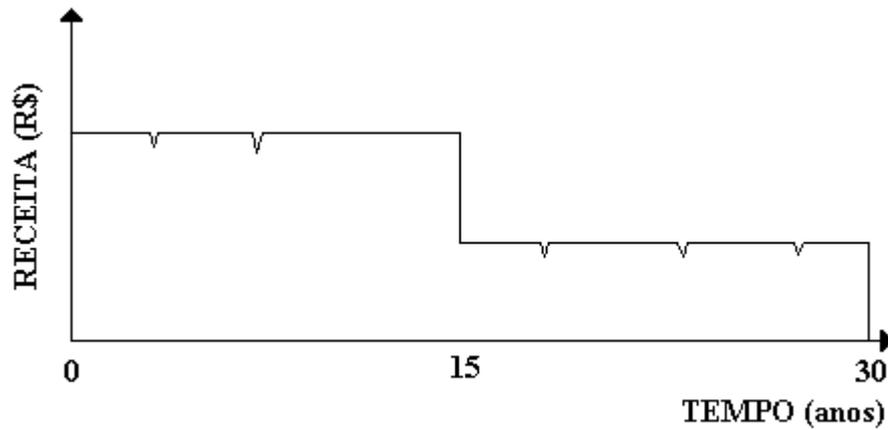


Figura 13 - Curva de Receita da Linha de Transmissão com Descontos de Parcela Variável – Leilões Antigos
Fonte: Elaboração Própria

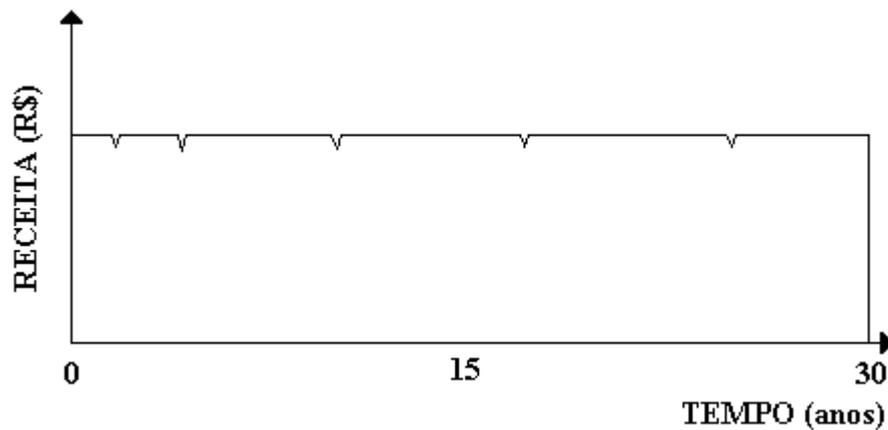


Figura 14 - Curva de Receita da Linha de Transmissão com Descontos de Parcela Variável – Leilões Novos
Fonte: Elaboração Própria

Neste contexto de cobrança de parcela variável serão analisados novamente os exemplos de cálculo de taxa interna de retorno utilizados no capítulo 8.

Na tabela 18 foi utilizado o desconto de parcela variável típico das empresas analisadas detentoras das linhas de transmissão em média anual, representada como um valor percentual da receita. Na simulação utilizada o valor de desconto por parcela variável médio anual foi considerado constante durante todo o período de concessão.

Ano	Empreendimento	Custo de Construção (R\$)	Custo de O&M Anual (R\$)	Parcela Variável (*)	Receita Anual (R\$)		Deságio	Taxa Interna de Retorno
					Primeiros 15 anos	Últimos 15 anos		
2000	LT Interligação Norte-Sul II (MA/TO/GO/DF)	915.199.974,07	58.440,00	2,40%	140.950.000,00	70.475.000,00	2,95%	13,79%
2004	LT Tucuruí (PA) - Vila do Conde (PA) - C3	228.705.113,50	36.700,00	0,67%	34.500.000,00	17.250.000,00	36,12%	13,72%
2006	LT Paracatu 4 - Pirapora 2	173.646.475,10	36.700,00	0,07%	17.000.000,00	8.500.000,00	59,45%	7,59%

(*) O valor de parcela variável utilizado foi o que a empresa detentora da linha de transmissão possui tipicamente em média anual em relação a sua receita anual.

Tabela 18 - Comparação das Taxas de Retorno ao Deságio de Alguns Empreendimentos de Transmissão de Energia com a Introdução de Descontos por Parcela Variável
Fonte: Elaboração Própria

Em alguns casos, o valor da cobrança de parcela variável pode ser de tamanha magnitude que poderia inviabilizar o projeto, como no caso das linhas Porto Primavera-Dourados e Porto Primavera-Imbirussu, que desde sua entrada em operação em 2004 possuíam média de cobrança de parcela variável da ordem de 0,27% anuais e somente em 2007 tiveram um desconto de parcela variável de 111,54% (ficando então com uma parcela variável média de 37,36% ao ano para os 3 primeiros anos).

Para demonstrar o efeito que este desconto causou no projeto das linhas. É apresentada a tabela 19, com os valores de taxa interna de retorno para diferentes valores percentuais de parcela variável média anual.

Ano	Empreendimento	Custo de Construção (R\$)	Custo de O&M Anual (R\$)	Parcela Variável Média Anual	Receita Anual (R\$)		Deságio	Taxa Interna de Retorno
					Primeiros 15 anos	Últimos 15 anos		
2004	LT Porto Primavera (SP) - Dourados (MS) LT Porto Primavera (SP) - Imbirussu (MS)	332.370.206,25	17.983,00	0,00%	43.711.286,00	21.855.643,00	24,00%	11,64%
		332.370.206,25	17.983,00	0,27%	43.711.286,00	21.855.643,00	24,00%	11,60%
		332.370.206,25	17.983,00	37,36%	43.711.286,00	21.855.643,00	24,00%	5,62%
		332.370.206,25	17.983,00	66,50%	43.711.286,00	21.855.643,00	24,00%	-0,08%

Tabela 19 - Comparação das Taxas de Retorno para Diferentes Valores de Descontos por Parcela Variável
Fonte: Elaboração Própria

11 CONCLUSÕES

Foi apresentado o funcionamento atual do mercado de transmissão de energia elétrica brasileiro, mencionando suas características estruturais, os fatores regulatórios pertinentes e os principais agentes do setor.

O modelo desenvolvido para representar o valor presente dos empreendimentos de transmissão de energia elétrica a partir da descrição das variáveis de interesse como as fontes de custos e receitas se demonstrou eficaz, e contou com as bases teóricas da análise de investimentos na identificação dos fatores aos quais se devem mapear para esse mercado; como a qualidade em serviços, que influencia diretamente na lucratividade deste negócio e pode ser monitorada através da parcela variável (descontos na receita com base em níveis de indisponibilidade).

Foram identificados como fatores importantes do segmento o nível de disponibilidade ao qual o empreendimento deve apresentar; os ganhos de escala, com a utilização de crescentes extensões de rede e a minimização dos custos com operações e manutenções sem expor o risco de descontos na receita.

O custo da qualidade na prestação de serviços de transmissão é um dilema para a transmissora, pois a empresa precisa identificar o valor exato para o investimento que garanta a boa prestação de serviço (disponibilidade) sem elevar os custos de modo que possa inviabilizar a possibilidade da empresa vencer a licitação para concessão da linha e não pode economizar demais no que tange a segurança da disponibilidade, pois assim corre o risco de ter problemas com descontos na receita oriundos de indisponibilidades não programadas.

As fontes de ganhos e perdas de receita deste mercado foram mapeadas e foram apresentadas as relações entre eles.

A partir do modelo criado e em simulações computacionais é possível obter uma série de conclusões, com respeito aos custos e aos lucros desejados e auferidos, a relação entre eles e ao que se espera como previsão para índices como taxa de retorno. Mostra a influência do

custo de operação e manutenção, que em casos reais pode superar a receita anual permitida após o 16º ano, quando a receita é reduzida à metade nas linhas dos antigos leilões.

O modelo desenvolvido é de grande utilidade para o mercado de transmissão de energia e para investidores que vislumbram possibilidades de explorar este mercado, suas bases podem ser utilizadas para a construção de modelos similares para outras áreas da economia, especialmente os mercados em áreas reguladas, como petróleo, água e transportes, por exemplo.

Com o modelo desenvolvido, uma empresa pode calcular o quando de deságio pode oferecer em um leilão de linha de transmissão, conhecendo os valores praticados no mercado e até mesmo os valores aos quais outras empresas com custos conhecidos podem chegar, maximizando suas margens de lucro. A empresa também pode utilizar estes cálculos para saber o valor ideal de venda ou compra de uma linha de transmissão no mercado secundário.

Através da análise de sensibilidade podemos concluir que alterações nas receitas anuais permitidas (valor dos deságios) e o custo de construção da linha de transmissão são bem mais representativos para a análise da taxa interna de retorno do que os custos com administração, operação e manutenção; porque possuem grande impacto no valor da taxa de retorno, porém quando os valores de construção da linha e de deságio não variam muito, o que irá alterar a lucratividade do empreendimento serão os custos de operação, manutenção e administração.

Através das análises de sensibilidade realizadas foi possível observar que a cobrança de parcela variável é mesmo um fator importante do empreendimento que deve ser evitado, pois pode inviabilizar o empreendimento do ponto de vista econômico.

12 REFERÊNCIAS

AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA. *World Energy Statistics 2005*. Disponível em: <<http://www.iea.org>>. Acessos entre fevereiro e março de 2005.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Acesso e Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição*. Brasília, 2005.

_____. *Decreto Nº 2.410*, de 28 de Novembro de 1997. Dispõe sobre o cálculo e o recolhimento da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e dá outras providências. Brasília, 1997.

_____. *Por Dentro da Conta de Luz. Estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da rede básica, e dá outras providências*. Brasília, 2007.

_____. *Resolução 021*, de 20 de janeiro de 2000. Estabelece os requisitos necessários à qualificação de centrais cogeneradoras de energia e dá outras providências. Brasília, 2000.

_____. *Resolução 112*, de 18 de maio de 1999. Estabelece os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para implantação, ampliação ou reopontenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia. Brasília, 1999.

_____. *Resolução 166*, de 31 de maio de 2000. Atualiza a Composição da Rede Básica do sistema elétrico interligado, suas conexões e as respectivas empresas usuárias das instalações. Brasília, 2000.

_____. *Resolução 167*, de 31 de maio de 2000. Estabelece as receitas anuais permitidas vinculadas às instalações de transmissão de energia elétrica, o valor da tarifa de uso da Rede Básica e os encargos de conexão. Brasília, 2000.

_____. *Resolução 169*, de 03 de maio de 2001. Estabelece critérios para a utilização do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE por centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente. Brasília, 2000.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução 208*, de 07 de junho de 2001. Alterações na Resolução ANEEL nº 281, de 1 de outubro de 1999, com prazo para republicação integral. Brasília, 2001.

_____. *Resolução 257*, de 6 de Março de 2007. Estabelece os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos para realização da primeira Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica. Brasília, 2007.

_____. *Resolução 270*, de 26 de junho de 2007. Estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica. Brasília, 2007.

_____. *Resolução 281*, de 01 de outubro de 1999. Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Brasília, 1999.

_____. *Resolução 371*, de 29 de dezembro de 1999. Regulamenta a contratação e comercialização de reserva de capacidade por autoprodutor ou produtor independente, para atendimento a unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração. Brasília, 1999.

_____. *Resolução 407*, de 19 de outubro de 2000. Define a sistemática de fixação da “potência instalada” para todos os fins de regulação, fiscalização e outorga dos serviços de geração de energia elétrica. Brasília, 2000.

_____. *Resolução 433*, de 10 de novembro de 2000. Atualiza os critérios para composição da Rede Básica do Sistema Elétrico Interligado. Brasília, 2000.

_____. *Resolução 715*, de 28 de dezembro de 2001. Estabelece as regras para a contratação do acesso temporário aos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica. Brasília, 2001.

ALMEIDA, Luiz. *Análise da Implantação de Leilões de Energia Elétrica no Processo de reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro*. Brasília, 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de Brasília, Brasília, 2005.

ALMEIDA, Paulo. *Estratégia para a Formação de parcerias Público-Privadas nos novos Investimentos de Expansão do Setor de Transmissão de Energia Elétrica na Perspectiva de Gerentes da Eletronorte*. Belo Horizonte, 2006. Dissertação (Mestrado em Administração) – Pontifícia Universidade Católica, Belo Horizonte, 2006.

ARAÚJO, Renato. *A Reestruturação do Setor Elétrico: Uma Análise Através do Paradigma Estrutura-Condução-Desempenho*. Salvador, 2002. Dissertação (Mestrado em Administração) – Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2002.

ARKIN, Herbert. *Handbook of sampling for auditing an accounting*. 2th ed., New York: McGraw-Hill Book Company, 1974.

BAGGIO, Guilherme. *Uma Análise dos Aspectos Jurídicos da Energia Elétrica No Direito Internacional e No Direito Comunitário*. Porto Alegre, 2002. Dissertação (Mestrado em Direito) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2002.

BARBOSA, Francisco. *Gerenciamento Estratégico de Energia – Estudo de Caso*. Campinas, 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.

BARROS, Cecília. *Reestruturação do Setor Elétrico e Concorrência*. São Paulo, 1999. Tese (Doutorado em Direito) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 1999.

BARROS, João. *Planejamento de Expansão da Transmissão em Custos Marginais de Confiabilidade*. Itajubá, 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2004.

BEZERRA, David. *Regulação Tarifária no Segmento de Transporte de Energia Elétrica no Brasil*. Recife, 2000. Dissertação (Mestrado em Economia) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2000.

BEZERRA NETO, José. *Gerenciamento de riscos em Ativos de Empresas de Transmissão de Energia do Sistema Elétrico Brasileiro*. Recife, 2005. Dissertação (Mestrado em Economia) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2005.

BOYNTON, William C; KELL, Walter G. *Modern Auditing*. 6th ed., New York: John Wiley & Sons, Inc., 1995.

BRANDÃO, Roberto; CASTRO, Nivalde J. *Concorrência no Setor de Transmissão de Eletricidade*. GESEL – UFRJ. Rio de Janeiro, 2007.

BRASIL. *Decreto nº 2.003*, de 10 de setembro de 1996. Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências. Brasília, 1996.

_____. *Decreto número 2.335*, de 06 de outubro de 1997. Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob o regime especial, aprova sua estrutura regimental e o quadro demonstrativo dos cargos em comissão e funções de confiança, e dá outras providências. Brasília, 1997.

BRASIL. *Decreto nº 2.655*, de 02 de julho de 1998 - Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências. Brasília, 1998.

_____. *Decreto número 24.643*. Código de Águas, de 10 de julho de 1934. Brasília, 1934.

_____. *Lei nº 8.631*, de 04 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. Brasília, 1993.

_____. *Lei nº 8.987*, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Brasília, 1995.

_____. *Lei nº 9.074*, de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para outorgas e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Brasília, 1995.

_____. *Lei 9427*, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Brasília, 1996.

_____. *Lei 9648*, de 27 de maio 1998. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras e de suas subsidiárias e dá outras providências. Brasília, 1998.

_____. *Lei nº 10.438*, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. Brasília, 2002.

_____. *Lei 10.848*, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 8.631, de 04 de março de 1993, nº 9.074 de 07 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Brasília, 2004.

_____. *Lei complementar nº 87*, de 13 de setembro de 1996- Dispõe sobre o imposto dos Estados e do Distrito Federal sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação, e dá outras providências. (LEI KANDIR). Brasília, 1996.

BRUNO, Roberta. *Considerações sobre a Reforma do Setor Elétrico Brasileiro nos Anos de 1990 e a Crise do Apagão*. II SEMINÁRIO INTERNACIONAL DE REESTRUTURAÇÃO E REGULAÇÃO NO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA E GÁS NATURAL - UFRJ, Rio de Janeiro, 2007.

BURKHART, Kimberly. *Competitive Intelligence and the Product Life Cycle*. *Competitive Intelligence Review*. Vol. 13, n. 3, 2001. John Wiley & Sons, Inc. 2001.

CAMPISTA, Miguel et al. *Uma Análise da Capacidade de Transmissão na Rede de Energia Elétrica Domiciliar*. XXI SIMPÓSIO BRASILEIRO DE TELECOMUNICAÇÕES, Belém, 2004.

CAPORAL, Alexandre. *Avaliação de Ativos de Geração Hidrelétrica através da Teoria de Opções Reais em Tempo Discreto*. Rio de Janeiro, 2006. Dissertação (Mestrado em Administração) – Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2006.

CARALLI, Richard. *The Critical Success Factor Method: Establishing a Foundation for Enterprise Security Management*. CMU/SEI-2004-TR-010. Software Engineering Institute, Carnegie Mellon, Jul 2004.

CASTRO, Nivalde. *A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Passado Recente, Presente e Tendências Futuras*. XIX SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, Rio de Janeiro, 2007.

CEZARIO, Alessandra. *Análise de Leilões no Setor Elétrico: Energia e Transmissão*. Recife, 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2007.

CONGOTE, Hugo. *Expansão e Remuneração de Sistemas de Transmissão em Mercados de Energia Elétrica*. Florianópolis, 2001. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2001.

COSTA, João. *Capacidade de Transmissão: Disponibilidade, Máxima Transferência e Confiabilidade*. Itajubá, 2000. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2000.

_____. *Mercados de Energia Elétrica: Uma Proposta para a Alocação dos Custos de Perdas em Sistemas de Transmissão*. Itajubá, 2003. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2003.

DAMODARAN, A. *Avaliação de Investimentos: Ferramentas e Técnicas para a Determinação do Valor de Qualquer Ativo*. Tradução de Bazán Tecnologia e Linguística, supervisão de Eduardo Fortuna. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1999.

DEMO, Pedro. *Metodologia do conhecimento científico*. São Paulo: Atlas, 2000.

DEMO, Pedro. *Pesquisa e construção do conhecimento: metodologia científica no caminho de Habermas*. Rio de Janeiro: Tempo Brasileiro, 1994.

DET. *Revisão das Diretrizes para Elaboração de Orçamentos de Linhas de Transmissão – OLT*, DET, 2005.

EPE. 2005. *Relatório Analítico do Mercado de Energia 2005-2015*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>. Acesso em: 02 de abril de 2007.

FIDALGO, João. *Maximização de Receita de Concessionária de Transmissão de energia Elétrica Através da otimização da Manutenção*. São Paulo, 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

FITTIPALDI, Eduardo. *Análise dos Leilões de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Livre do Mercado Brasileiro*. XIX SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, Rio de Janeiro, 2007.

_____. *Leilões de Comercialização de Energia Elétrica: Um Modelo para o Mercado regulado no Brasil*. Recife, 2005. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2005.

FUGA, Fabiano. *O Sistema Interligado Nacional e a Formação do preço de Curto Prazo*. São Paulo, 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

GALVANI, Lúcio. *Metodologia para Minimizar o impacto da Indisponibilidade não Programada Sobre a Receita do Serviço de Transmissão de Energia Elétrica*. Florianópolis, 2003. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003.

GARVIN, David. *Managing quality*. New York: The Free Press, 1988.

GIL, Antonio Carlos. *Como elaborar projetos de pesquisa*. 3. ed. São Paulo: Atlas, 1994.

GOODRICH, R. S. Previsão tecnológica: técnica e aplicações do método Delphi. In: SIMPÓSIO SOBRE REVISÃO TECNOLÓGICA. Brasília. *Anais*. Brasília: CNPq, 1984.

GUIMARÃES, Rui; CABRAL, José. *Estatística*. São Paulo: Mcgraw-Hill, 1998.

GUY, Dam M. et al. *Audit Sampling - An Introduction*. 3rd ed., New York: John Wiley & Sons, Inc., 1994.

HAMEL, Gary; PRAHALAD, C. K. *Competindo pelo Futuro*. Rio de Janeiro: Campus, 1995.

HASSEGAWA, Lauro. *O Papel das Interfaces no Sucesso de Projetos Utilizando Equipes Virtuais*. São Paulo, 2002, 138 f. Dissertação (Mestrado em Administração de Empresas) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.

HAX, Arnoldo; MAJLUF, Nicolas. *The Life-cycle Approach to Strategic Planning*. Working Paper #1493-93, Alfred Sloan School of Management, 1983.

HIROTA, Heitor. *O Mercado de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil*. Ribeirão Preto, 2006. Dissertação (Mestrado em Economia) – Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, 2006.

HOEL, Paul. *Estatística Matemática*, 4. ed. Rio de Janeiro: Guanabara Dois, 1984.

HOFFMANN, Carlos. *A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e a Experiência Internacional*. Rio de Janeiro, 1996. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1996.

IFAC. *Normas Internacionais de Pesquisadoria*. Instituto Mexicano de Contadores Públicos A.C., México, 1995.

JAR, Jeanne. *Análise de Desvios e dos Resultados Financeiros dos projetos de Transmissão de Rede Básica*. Recife, 2005. Dissertação (Mestrado em Economia) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2005.

JORDANI, Anselmo. *As Tendências do mercado Energético Paulista: O Novo Sistema Energético na CESP*. Seropédica, 2003. Dissertação (Mestrado em Gestão Estratégica de Negócios) – Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, 2003.

JUNQUEIRA, Max. *Aplicação da Teoria dos Jogos Cooperativos para Alocação dos Custos de Transmissão em Mercados Elétricos*. Rio de Janeiro, 2005. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

JURAN, Joseph. *The Quality Control Handbook*. New York: McGraw-Hill, 1951.

KEPPLER, Steven. Entry, Exit, Growth and Innovation over the Product Life Cycle. *American Economic Review*. V. 86, n. 3, 06/1996.

KONDON, E. K. *Projeto de prospecção tecnológica: C&T para o Brasil 2010*. Termo de Referência preliminar para discussão. Brasília: CNPq/Superintendência de Planejamento, 1997.

KOTLER, Philip. *Administração de Marketing – Análise, Planejamento, Implementação e Controle*. 4. ed. São Paulo: Atlas, 1996.

KOTLER, Philip; ARMSTRONG, Gary. *Princípios de Marketing*. Rio de Janeiro: LTC, 1999.

KRISHNAM, V.; BHATTACHARYA, Shantanu. *Technology Selection and Commitment in New Product Development: The Role of Uncertainty and Design Flexibility*. Management Science, 2002.

LAKATOS, Eva; MARCONI, Marina. *Fundamentos de Metodologia Científica*. 6 ed. São Paulo: Atlas, 2005.

LAKATOS, Eva; MARCONI, Marina. *Metodologia Científica*. 2 ed. São Paulo: Atlas, 1991.

LIMA, Delberis. *Alocação de Perdas e Custos pelo Uso do Sistema de Transmissão*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2007.

MARRECO, Juliana. *Planejamento de Longo Prazo da Expansão da Oferta de Energia Elétrica no Brasil Sob uma Perspectiva da Teoria das Opções Reais*. Rio de Janeiro, 2007. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

MARTORIANO, Juliano. *A Atratividade do Negócio de Transmissão de Energia Elétrica no Novo Modelo Setorial Brasileiro*. São Paulo, 2002. Dissertação (Mestrado em Administração Pública) – Fundação Getúlio Vargas, São Paulo, 2002.

MARQUESI, Luiz Carlos. *Perdas Na Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica no Estado de São Paulo: Um Problema de Administração*. São Paulo, 2000. Dissertação (Mestrado em Administração) – Universidade Metodista de São Paulo, São Paulo, 2000.

MATTAR, Fauze. *Pesquisa de Marketing*. 2 volumes. São Paulo: Atlas, 1996.

MCRAE, T. W. *Statistical Sampling for Audit and Control*. London: John Wiley & Sons, 1974.

MEDEIROS, André. *Uma Metodologia para Alocação de Custos em um Ambiente Desregulamentado de Energia Elétrica*. Florianópolis, 2003. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003.

MILES, M.; HUBERMAN, M. *Qualitative data analysis*. London: Sage Publications, 1994.

MONTEIRO, Regina C. *Contribuições da Abordagem de Avaliação de Opções Reais Em Ambientes Econômicos de Grande Volatividade – Uma Ênfase no Cenário Latino-Americano*. São Paulo, 2003. Dissertação (Mestrado em Controladoria e Contabilidade) – USP, São Paulo, 2003.

MONTEIRO, Ricardo R. Suplemento Especial. *Jornal Gazeta Mercantil*. Rio de Janeiro. 29 de março de 2007.

MORAIS, Cristiano. *Um Estudo Sobre Regulação do Setor Elétrico no Brasil e Preços de Ramsey-boiteux: O Caso do Estado do Ceará*. Fortaleza, 2007. Dissertação (Mestrado em Economia) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2007.

MOURA, Ana Maria. *Comercialização, Regulação e Gestão Competitiva no Setor de Energia Elétrica do Brasil*. Porto Alegre, 2002. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2002.

MOURA, Danielly. *Suplementação na Tarifação de Uso do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica Utilizando Algoritmos Genéticos*. Campina Grande, 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2004.

MOURA, Wesley. *Um Sistema de Apoio ao projeto de Linhas de Transmissão*. Goiânia, 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2005.

NEWTON, Enrique Fowler. *El muestro estadístico aplicado a la pesquisadoria*. Ediciones Macchi S.A., Buenos Aires, 1972.

NUÑEZ, José. *Modelo Para o Gerenciamento de Ativos de Transmissão de Energia Elétrica*. Florianópolis, 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.

OLIVEIRA, André. *Linhas de Energia Elétrica como Canal de Comunicação*. Juiz de Fora, 2003. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2003.

PEREIRA, Jackes. *Proposta de Procedimentos para Cálculo de Disponibilidade de Potencia de Sistemas Elétricos*. Belo Horizonte, 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2004.

PESANHA, Aldo. *Estratégia de Contratação de Energia Elétrica em leilões Regulados: Uma Aplicação de Um Modelo de Simulação e Otimização*. Niterói, 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2007.

PINE, B. Joseph. *Personalizando Produtos e Serviços – Customização Maciça – A Nova Fronteira da Competição nos Negócios*. São Paulo: Makron Books, 1994.

PIMENTEL, Ruderico F. *Avaliação de Investimentos* – UFF, Niterói, 2007

PIMENTEL, Ruderico F. Setor Elétrico Brasileiro em Transição - Regulamentação e Mercado. *Relatórios de Pesquisa em Engenharia de Produção*, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2002.

PINTO JR, Roberto. *Perdas e Adicionais de Receita no Mercado de Transmissão de Energia Elétrica*. II SEMINÁRIO INTERNACIONAL DE REESTRUTURAÇÃO E REGULAÇÃO NO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA E GÁS NATURAL - UFRJ, Rio de Janeiro, 2007.

_____. *Fatores Críticos do Mercado de Transmissão de Energia*. II SEMINÁRIO DE SISTEMAS INDUSTRIAIS E AUTOMAÇÃO – CEFET-MG, Belo Horizonte, 2007.

PUENTE, Antônio. *Uma Aplicação do Modelo Principal-Agente: a ANEEL e os Concessionários de Transmissão de Energia Elétrica*. Recife, 2005. Dissertação (Mestrado em Economia) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2005.

REVISTA ENERGIA & MERCADOS. *Ponto de Vista Editorial*, maio de 2006.

RIBEIRO, Dagoberto. *Fluxo de Carga em Sistemas de Transmissão e Distribuição: Proposta de Unificação pela Análise de Malha*. Campina Grande, 1996. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal da Paraíba, Campina Grande, 1996.

RIBEIRO, Eduardo. *Fronteiras Paramétricas de Eficiência para o Segmento de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil*. Recife, 2006. Dissertação (Mestrado em Economia) – Universidade de Brasília, Recife, 2006.

ROCHA, Paulo. *Preços Ótimos para o Sistema de Transmissão: Análise das Abordagens de Custos Marginais, Selos e a Regra de Ramsey: O Caso do Sistema de Transmissão da Chesf*. Recife, 2001. Tese (Doutorado em Economia) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2001.

ROCKART, John. A New Approach to Defining the Chief Executive's Information Needs. *Working Paper*, n. 37. Center for Information Systems Research, Sloan School of Management. Massachusetts Institute of Technology. Maio, 1978.

_____. Chief Executives Define Their Own Data Needs. *Harvard Business Review*, vol. 57, Março - Abril, 1979.

ROSAL, Anna Carolina. *Trajetória de Desenvolvimento Tecnológico na Indústria de Transmissão de Energia Elétrica: A Experiência das Centrais Elétricas do Norte do Brasil S. A. - ELETRONORTE*. Rio de Janeiro, 2004. Dissertação (Mestrado em Administração) – Fundação Getúlio Vargas, Rio de Janeiro, 2004.

SALLES FILHO, Anirio. *Síntese Dinâmica para o Planejamento a longo Prazo de Sistyemas de transmissão de Energia*. Campinas, 1988. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1988.

SALLES FILHO, Anirio. *Especificação de um Sistema de Informação Integrado para o Planejamento Operacional em Empresas de Energia*. São Paulo, 2001. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001.

SANDES, Alexandre. *Desenvolvimento Enxuto de Produto: Um Modelo de Integração entre Engenharia Simultânea e Co-design*. Recife, 2003. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2003.

SANTOS, Antonio Raimundo. *Metodologia científica: a construção do conhecimento*. Rio de Janeiro: DP&A, 1999.

SANTOS, Reive. *Gestão de Empreendimentos: Estudo de Caso em Empresas de Transmissão do Setor Elétrico Brasileiro*. Recife, 2002. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2002.

SILVA, Josimar. *Análise e Crítica dos Leilões Públicos de Concessão do Serviço de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil, na Perspectiva de Modelo Eficiente de Regulação Técnica e Econômica*. XIX SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, Rio de Janeiro, 2007.

SOARES, Rubens. *Avaliação Econômica de Uma Empresa de Transmissão*. Brasília, 2002. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de Brasília, Brasília, 2002.

SPILLER, P. T.; MARTOREL, L. V. *"How Should It Be Done? Electricity Regulation in Argentina, Brazil, Uruguay and Chile"*. International Comparisons of Electricity Regulation. Cambridge, United Kingdom: Cambridge University Press, 1996.

STANKE, Alexis; MURMAN, Earl. *A Framework for Achieving Lifecycle Value in Aerospace Product Development*. In: INTERNATIONAL COUNCIL OF AERONAUTICAL SCIENCE CONGRESS, 2002.

STEVENSON, William J. *Estatística aplicada à administração*. Editora Harper & Row do Brasil Ltda., 1981.

SULLIVAN, Jerry D. et al. *Montgomery's Auditing*. 10th ed., New York: John Wiley & Sons, 1985.

TAKAHATA, Dário. *Custos de Transporte de Energia Elétrica Análise de metodologias*. São Paulo, 1997. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 1997.

TEIXEIRA, Fabio. *Mudanças No Ambiente Institucional Do Setor Elétrico E Seus Efeitos Na Comercialização Da Transmissão De Energia Elétrica*. PGE, Rio de Janeiro, Junho, 2006.

TRIGEORGIS, L. The Nature of Option Interactions and the Valuation of Investments with Multiple Real Options. *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, v. 26, n. 3, 1993.

TIGRINHO, Antônio. *A Reestrutura do Setor Elétrico Brasileiro e o Comportamento dos principais Agentes*. Itajubá, 2002. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2002.

VENTURA, Magda; MACIEIRA, Sílvio. *Curso de Metodologia Científica*. Rio de Janeiro: Freitas Bastos Editora, 2004.

VERNON, Raymond. International Investment and International Trade in the Product Cycle. *Quarterly Journal of Economics*, Maio, 1966.

VERSTRAETE, Thierry. *Essai de Conceptualisation de la Notion de Facteur Clé de Succès et de Facteur Stratégique de Risque*. CLAEÉE – Centre Lillois d'Analyse et de Recherche sur l'Évolution des Entreprises. URA. CNRS 936, 2000.

WOLAK, Frank A. *Designing Competitive Wholesale Electricity Markets for Latin American Countries*. Stanford University. Inter-American Development Bank, Washington, 2003.

XAVIER, Welington. *Trajetória e Avaliação do Marco Regulatório do Setor Elétrico a Partir dos Anos 1990 do Século XX*. Belo Horizonte, 2005. Dissertação (Mestrado em Administração) – Pontifca Universidade Católica, Belo Horizonte, 2005.

ANEXOS

ANEXO 1 – Exemplo de Cálculo de Custo de Construção

Dados de Entrada

1. Região	- Brasil
2. Tipo de Corrente	- Alternada
3. Classe de Tensão	- 500 kV
4. Tipo de Circuito	- Circuito Simples
5. Estrutura	- Autoportante (AAC)
6. Fundações	- Concreto
7. Cabo Condutor	- CAA 954 MCM RAIL – N=4
8. Cabo Pára-raios Convencional	- Aço 9,15 mm/3/8” – P=2
9. Cabo Pára-raios ópticos	
10. Configuração da Cadeia de Isoladores	- IVI
11. Estrutura Orçamentária	- Básica
12. Tipo de Relatório	- Planejamento
13. Taxa de Câmbio	- R\$ 1,90
14. Data de Referência	- Agosto/2007

Aquisição de Terrenos e Servidões (TS)

a. Largura da faixa = 60,00 m

b. Cálculo da área da faixa

$$\text{Área} = 60,00 \text{ m} \times 1.000 \text{ m/km} = 60.000 \text{ m}^2/\text{km}$$

c. Custo unitário de construção – terrenos e servidões = 0,03 R\$/m²

d. Cálculo do custo de terrenos e servidões (TS)

$$\text{TS} = 60.000 \text{ m}^2/\text{km} \times 0,03 \text{ R}/\text{m}^2 = 1.650,00 \text{ R}/\text{km}$$

Aquisição de Estruturas (A1)

- a. Peso de torras = 22,48 t/km
- b. Custo unitário-material – Aço estrutural = 1,38 R\$/kg
- c. Custo de Aquisição de Estruturas (A1)
 $A1 = 22,48 \text{ t/km} \times 1.000 \times 1,38 \text{ R\$/kg} = 30.910,00 \text{ R\$/km}$

Aquisição de Estaiamento (A2)

- a. $A2 = 0 \text{ R\$/km}$ (Estruturas Autoportantes)

Aquisição de Fundações (A3)

- a. $A3 = 0 \text{ R\$/km}$ (O fornecimento do concreto está englobado na execução do serviço)

Aquisição de Cabo Condutor (A4)

- a. Peso de cabo condutor = 5,04 t/km
- b. Custo unitário – material – Cabo condutor CAA = 2,65 R\$/kg
- c. Calculo custo de aquisição cabo condutor (A4)
 $A4 = 4 \text{ (condutores/fase)} \times 5,04 \text{ t/km} \times 1.000 \times 2,65 \text{ R\$/kg} = 53.490,00 \text{ R\$/km}$

Aquisição de Cabo Pára-raios Convencionais (A5)

- a. Peso de cabos pára-raios = 0,86 t/km
- b. Custo unitário – material – Cabo pára-raios = 1,72 R\$/kg
- c. Calculo do custo de aquisição de pára-raios convencionais (A5)
 $A5 = 0,86 \text{ t/km} \times 1.000 \times 1,72 \text{ R\$/kg} = 1.481,35 \text{ R\$/km}$

Aquisição de Cabo Pára-raios Óptico (A6)

- a. $A6 = 0 \text{ R\$/km}$

Aquisição de Isoladores (A7)

- a. Quantidades de itens diversos – Isoladores IVI = 291 und/km
- b. Custo unitário – Isoladores = 13,21 R\$/unidade
- c. Cálculo do custo de isoladores (A7)
 $A7 = 291 \text{ unidades/km} \times 13,21 \text{ R\$/unidades} = 3.843,38 \text{ R\$/km}$

Aquisição de Ferragens e Acessórios (A8)

a. Ferragens (A8.1)

a.1 Conjunto de Suspensão do Condutor (A8.1.1)

a.1.1 6,64 unidades/km

a.1.2 Conjunto Suspensão do Condutor = 270,00 R\$/unidade

a.1.3 Cálculo do custo do conjunto de suspensão do condutor

$$A8.1.1 = 6,64 \text{ unidade/km} \times 270,00 \text{ R$/unidade} = 1.826,00 \text{ R$/km}$$

a.2 Conjunto de Ancoragem do Condutor (A8.1.2)

a.2.1 0,93 unidades/km

a.2.2 Conjunto Ancoragem Condutor = 750,00 R\$/unidade

a.2.3 Cálculo do custo de conjuntos de ancoragem do condutor

$$A8.1.2 = 0,93 \text{ unidades/km} \times 750,00 \text{ R$/unidades} = 697,50 \text{ R$/km}$$

a.3 Conjuntos de Jumper do Condutor (A8.1.3)

a.3.1 0,46 unidades/km

a.3.2 Conjunto jumper condutor = 275,00 R\$/unidades

a.3.3 Cálculo do custo de conjuntos de jumper do condutor

$$A8.1.3 = 0,46 \text{ unidades/km} \times 275,00 \text{ R$/unidades} = 126,50 \text{ R$/km}$$

a.4 Conjunto de Suspensão do Pára-raios Convencionais (A8.1.4)

a.4.1 4,43 unidades/km

a.4.2 Conjunto Suspensão Pára-raios = 25,00 R\$/unidade

a.4.3 Cálculo do custo de conjuntos de suspensão dos pára-raios

$$A8.1.4 = 4,43 \text{ unidade/km} \times 25,00 \text{ R$/unidade} = 111,00 \text{ R$/km}$$

a.5 Conjunto de Ancoragem do Pára-raios Convencional (A8.1.5)

a.5.1 0,62 unidades/km

a.5.2 Conjunto de Ancoragem Pára-raios = 65,00 R\$/unidade

a.5.3 Cálculo do custo de conjuntos de ancoragem do condutor

$$A8.1.5 = 0,62 \text{ unidades/km} \times 65,00 \text{ R$/unidades} = 40,30 \text{ R$/km}$$

a.6 Cálculo do custo das ferragens (A8.1)

$$A8.1 = A8.1.1 + A8.1.2 + A8.1.3 + A8.1.4 + A8.1.5$$

$$A8.1 = 7.304,00 + 2.790,00 + 506,00 + 443,00 + 161,20 = 2.801,05 \text{ R$/km}$$

b. Acessórios (A.8.2)

b.1 Amortecedores Pára-raios (A.8.2.1)

b.1.1 9,47 unidade/km

b.1.2 Amortecedores Pára-raios = 15,00 R\$/unidade

b.1.3 Cálculo do custo de amortecedores do pára-raio

$$A8.2.1 = 9,47 \text{ unidade/km} \times 15,00 \text{ R\$/unidade} = 142,05 \text{ R\$/unidade}$$

b.2 Amortecedores ou espaçadores do condutor (A.8.2.2)

b.2.1 41 unidade/km

b.2.2 Espaçador-amortecedor (N=4) = 60,00 R\$/unidade

b.2.3 Cálculo do custo de amortecedores ou espaçadores do condutor

$$A.8.2.2 = 41 \text{ unidades/km} \times 60,00 \text{ R\$/unidades} = 2.460,00 \text{ R\$/km}$$

b.3 Outros Acessórios – Conjuntos de Emendas, Luvas, Placas de Identificação/Advertência, etc (A8.2.3)

b.3.1 Outros Acessórios 600,00 R\$/km

b.4 Cálculo de Custo de Acessórios (A.8.2)

$$A8.2 = A8.2.1 + A8.2.2 + A8.2.3 = 3.202,05 \text{ R\$/km}$$

c. Cálculo do Custo de Aquisição de Ferragens e Acessórios (A8)

$$A8 = A8.1 + A.8.2$$

$$A8 = 11.204,20 + 12.808,20 = 6.003,10 \text{ R\$/km}$$

Aquisição de Aterramento (A9)

$$175,00 \text{ R\$/km}$$

Aquisição de Materiais (A)

$$A = A1 + A2 + A3 + A4 + A5 + A6 + A7 + A8 + A9$$

$$A = 95.836,83 \text{ R\$/KM}$$

Inspeção (I)

$$I = A \times K_i \quad K_i = 3\%$$

$$I = 2.875,11 \text{ R\$/km}$$

Transporte e Seguro (T)

$$T = A \times K_t \quad K_t = 4\% \text{ (região escolhida)}$$

$$T = 3.833,47 \text{ R\$/km}$$

Almoxarifado (ALM)

$$ALM = A \times K_{alm} \quad K_{alm} = 4\%$$

$$ALM = 3.833,47 \text{ R\$/km}$$

Materiais e Despesas (M)

$$M = A + I + T + ALM$$

$$M = 106.378,88 \text{ R\$/km}$$

Limpeza de Faixa (C1)

a. Largura da faixa = 60,00 m

b. Área de faixa

$$\text{Área} = 60\text{m} \times 1.000 \text{ m/km} = 60.000 \text{ m}^2/\text{km}$$

c. Limpeza de faixa = 0,02 R\$/m²

d. Cálculo do custo de limpeza da faixa (C1)

$$C1 = 60.000 \text{ m}^2/\text{km} \times 0,02 \text{ R\$/m}^2 = 1.050,00 \text{ R\$/km}$$

Execução de Fundações (C2)

a. Escavação concreto = 35 m³/km

b. Escavação fundação concreto = 37,50 R\$/m³

c. Cálculo do custo de escavação

$$\text{Custo de escavação} = 35 \text{ m}^3/\text{km} \times 37,50 \text{ R\$/m}^3 = 1.312,50 \text{ R\$/km}$$

d. Concreto = 38 m³/km

e. Concretagem = 140,00 R\$/m³

f. Cálculo do custo de concretagem

$$38 \text{ m}^3/\text{km} \times 140,00 \text{ R\$/m}^3 = 5.320,00 \text{ R\$/km}$$

g. Custo de execução fundação (C2)

$$C2 = \text{Escavação} + \text{Concretagem} = 6.632,50\text{R\$/km}$$

Montagem de Estruturas (C3)

a. Peso de Torres = 22,48 t/km

b. Custo unitário – Torre Aço Autoportante = 0,29 R\$/kg

c. Cálculo do custo de montagem das torres autoportantes (C3)

$$C3 = 22,48 \text{ t/km} \times 1.000 \times 0,29 \text{ R\$/kg} = 6.463,00 \text{ R\$/km}$$

Instalação de Cabo Condutor (C4)

Lançamento Condutor (N=4) = 10.125,00 R\$/km

Instalação de Pára-raios (C5)

Lançamento pára-raios (P=2) = 1.000,00 R\$/km

Instalação Aterramento (C7)

Instalação = 637,00 R\$/km

Acessos (C8)

Acessos = 875,00 R\$/km

Construção (C)

$$C = C1 + C2 + C3 + C4 + C5 + C6 + C7 + C8$$

C = 26.783,00 R\$/km

Topografia (S1)

1.500,00 R\$/km

Geologia / Sondagem (S2)

185,00 R\$/km

Serviços Técnicos (ST)

ST = S1 + S2 = 1.685,00 R\$/km

Custo Direto Básico (CDB)

CDB = TS + M + C + ST = 136.496,88 R\$/km

Estudos e Projeto Básico (PB)

$$PB = CDB \times K_{pb} \quad K_{pb} = 0,5\%$$

PB = 682,49 R\$/km

Projeto Executivo (PE)

$$PE = CDB \times K_{pe} \quad K_{pe} = 2\%$$

PE = 2.729,94 R\$/km

Engenharia (E)

$$E = PB + PE = 3.412,42 \text{ R\$/km}$$

Custos Ambientais (MA)

$$MA = CDB \times K_{ma} \quad K_{ma} = 3\%$$

$$MA = 4.094,91 \text{ R\$/km}$$

Administração Local (AL)

$$AL = CDB \times K_{al} \quad K_{al} = 5\%$$

$$AL = 6.824,85 \text{ R\$/km}$$

Custo Direto (CD)

$$CD = TS + M + C + ST + E + AL + MA = CDB + E + AL + MA$$

$$CD = 150.829,06 \text{ R\$/km}$$

Administração Central (AC)

$$AC = CD \times K_{ac} \quad K_{ac} = 7\%$$

$$AC = 10.558,04 \text{ R\$/km}$$

Custo Indireto (CI)

$$CI = AC = 10.558,04 \text{ R\$/km}$$

Eventuais (EV)

$$EV = CD \times K_{ev} \quad K_{ev} = 10\%$$

$$EV = 15.082,91 \text{ R\$/km}$$

Custo Total (CT)

$$CT = TS + M + C + ST + E + AL + MA + AC + EV = CDB + E + AL + MA + AC + EV$$

$$CT = 176.470,00 \text{ R\$/km}$$

Custo Total em Dólares (US)

$$US = CT / \text{Taxa de Cambia}$$

$$US = 56.201,14 \text{ U\$/km}$$

ANEXO 2 – Principais Marcos Legais da Regulação de Energia

- Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993 - Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências.
- Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 - Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências.
- Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995 - Estabelece normas para outorgas e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.
- Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996 - Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências.
- Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 - Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.
- Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 - Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras e de suas subsidiárias e dá outras providências.
- Decreto nº 2.655, de 2.655, de 02 de julho de 1998 - Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências.

- Resolução ANEEL nº 112, de 18 de maio de 1999 - Estabelece os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia.
- Resolução ANEEL nº 281, de 01 de outubro de 1999 - Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.
- Resolução ANEEL nº 371, de 29 de dezembro de 1999 - Regulamenta a contratação e comercialização de reserva de capacidade por autoprodutor ou produtor independente, para atendimento a unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração.
- Resolução ANEEL nº 021, de 20 de janeiro de 2000 – Estabelece os requisitos necessários à qualificação de centrais cogeneradoras de energia e dá outras providências.
- Resolução ANEEL nº 407, de 19 de outubro de 2000 – Define a sistemática de fixação da “potência instalada” para todos os fins de regulação, fiscalização e outorga dos serviços de geração de energia elétrica.
- Resolução ANEEL nº 433, de 10 de novembro de 2000 – Atualiza os critérios para composição da Rede Básica do Sistema Elétrico Interligado.
- Resolução ANEEL nº 169, de 03 de maio de 2001 – Estabelece critérios para a utilização do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE por centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente.
- Resolução ANEEL nº 208, de 07 de junho de 2001 – Alterações na Resolução ANEEL nº 281, de 1 de outubro de 1999, com prazo para republicação integral.
- Resolução ANEEL nº 715, de 28 de dezembro de 2001 – Estabelece as regras para a contratação do acesso temporário aos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica.
- Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 – Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril de

1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências.

- Lei 10.848, de 15 de março de 2004 – Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 8.631, de 04 de março de 1993, nº 9.074 de 07 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

No que se refere ao livre acesso e à metodologia de tarifação da transmissão, a regulação vigente permanece praticamente inalterada desde a sua edição, em 1999. A Resolução nº 281/1999 estabeleceu as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, juntamente com a Metodologia Nodal (metodologia para cálculos de circuitos elétricos), sendo que a Resolução nº 282/1999 fixou os parâmetros a serem utilizados pelo Programa Nodal, que implementa tal metodologia.

A seguir são listados os principais aperfeiçoamentos e melhorias introduzidos com respeito à Resolução nº 281/1999 e à Metodologia Nodal:

- A Resolução nº 208/2001 dispôs sobre a celebração dos contratos de uso e conexão previamente à execução de obras de reforços ou ampliações na rede, e desobrigou os geradores não conectados à Rede Básica e não despachados centralizadamente pelo ONS da celebração do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST;
- A Resolução nº 655/2002 disciplinou a celebração pelas concessionárias de distribuição do CUST com o ONS, determinando a contratação de montantes de uso em pontos de conexão localizados nas Demais Instalações de Transmissão - DIT's;
- A Resolução Normativa nº 067/2004 dispôs sobre a responsabilidade do consumidor livre com os custos do sistema de medição para faturamento de energia elétrica, bem como da sistemática de aquisição dos montantes de uso do sistema de transmissão pelo ONS;

- A Resolução Normativa nº 077/2004 revogou o art. 22, que dispunha sobre os descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, passando a disciplinar o assunto; e
- Após a realização da Audiência Pública nº 019/2004, feita em razão do comando disposto na Lei nº 10.848/2004, que modificou o art. 3º da Lei nº 9.427/1996, incluindo o inciso XVIII, que trata de sinalização locacional nas tarifas de uso do sistema de transmissão, foi emitida a Resolução Normativa nº 117/2004, que alterou parâmetros para simulação com o Programa Nodal, deu estabilidade temporal para as tarifas aplicáveis aos geradores e revogou a Resolução nº 282/1999.

Relativamente à classificação das instalações de transmissão, foram promovidos os principais aperfeiçoamentos na regulação:

- A Resolução nº 245 de 31 de julho de 1998, estabelecia que faziam parte da Rede Básica (nível de tensão acima de 230 kV) todas as linhas de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV e também as subestações que tivessem, pelo menos, esse nível de tensão. A classificação valia para toda a subestação, e acesso a qualquer de seus barramentos era considerado acesso à Rede Básica. Exceção era feita, como hoje, às instalações de uso exclusivo de geradores, consumidores e importadores ou exportadores de energia que, no caso, eram consideradas como Demais Instalações de Transmissão - DIT's ou instalações de conexão, disponibilizadas diretamente aos respectivos usuários mediante o pagamento dos encargos de conexão correspondentes;
- Em 10.11.2000, após a realização de Audiência Pública, foi emitida a Resolução nº 433/2000, que revogou a Resolução nº 245/1998 e redefiniu as fronteiras da Rede Básica, que passaram a contemplar apenas os barramentos com tensão igual ou superior a 230 kV das subestações classificadas como integrantes da Rede Básica;
- A Resolução nº 489 de 29 de agosto de 2002, estabeleceu que as distribuidoras poderiam contratar as transmissoras para implementar as instalações não integrantes da Rede Básica e;

- Após a realização da Audiência Pública nº 034/2003, as Resoluções Normativas nº 067 e nº 068/2004 foram publicadas e revogaram, respectivamente, as Resoluções nº 433/2000 e nº 489/2002. Segundo tais regulamentos, as instalações integrantes da Rede Básica são as linhas e equipamentos de subestação com tensão igual ou superior a 230 kV, incluindo os transformadores rebaixadores e suas conexões, sendo que os barramentos com tensão inferior a 230 kV classificam-se como Demais Instalações de Transmissão - DIT's.

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)