



**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"**

FACULDADE DE ENGENHARIA DE BAURU

Paulo Roberto Volpato

**O INVESTIMENTO EM TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

**UMA ANÁLISE DA ATRATIVIDADE
DAS CONCESSÕES POR LEILÃO**

**Bauru
2008**

Paulo Roberto Volpato

**O INVESTIMENTO EM TRANSMISSÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

**UMA ANÁLISE DA ATRATIVIDADE
DAS CONCESSÕES POR LEILÃO**

Dissertação apresentada ao programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Faculdade de Engenharia de Bauru da Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia de Produção.

Área de Concentração: Gestão de Operações e Sistemas.

Orientador:

Prof. Renato de Campos, Dr.

**Bauru
2008**

DIVISÃO TÉCNICA DE BIBLIOTECA E DOCUMENTAÇÃO
UNESP – Campus de Bauru

Volpato, Paulo Roberto.

O investimento em transmissão de energia elétrica no Brasil: uma análise da atratividade das concessões por leilão / Paulo Roberto Volpato, 2008.

110 f. : il.

Orientador: Renato de Campos.

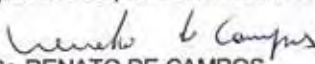
Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia, 2008.

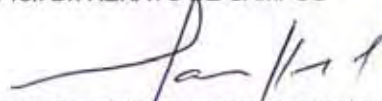
1. Transmissão. 2. Energia elétrica. 3. Análise de investimento. 4. Fluxo de caixa. I. Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia. II. Título.

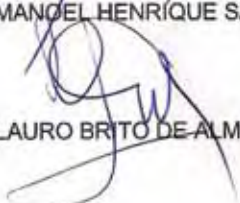


ATA DA DEFESA PÚBLICA DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO DE PAULO ROBERTO VOLPATO, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO, DO(A) FACULDADE DE ENGENHARIA DE BAURU.

Aos 10 dias do mês de dezembro do ano de 2008, às 14:00 horas, no(a) ANFITEATRO DO STI DA FACULDADE DE ENGENHARIA, reuniu-se a Comissão Examinadora da Defesa Pública, composta pelos seguintes membros: Prof. Dr. RENATO DE CAMPOS do(a) Dep Engenharia de Produção / Faculdade de Engenharia de Bauru, Prof. Dr. MANOEL HENRIQUE SALGADO do(a) Departamento de Engenharia de Produção \ Faculdade de Engenharia de Bauru, Prof. Dr. LAURO BRITO DE ALMEIDA do(a) Departamento de Contabilidade / Universidade Federal do Parana, sob a presidência do primeiro, a fim de proceder a arguição pública da DISSERTAÇÃO DE MESTRADO de PAULO ROBERTO VOLPATO, intitulado "O INVESTIMENTO EM TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL: UMA ANÁLISE DA ATRATIVIDADE DAS CONCESSÕES POR LEILÕES". Após a exposição, o discente foi arguido oralmente pelos membros da Comissão Examinadora, tendo recebido o conceito final: Aprovado _____. Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que, após lida e aprovada, foi assinada pelos membros da Comissão Examinadora.


Prof. Dr. RENATO DE CAMPOS


Prof. Dr. MANOEL HENRIQUE SALGADO


Prof. Dr. LAURO BRITO DE ALMEIDA

À minha esposa Marisa, aos
meus filhos Caio e Roberta

AGRADECIMENTOS

A todos os professores que ao longo da minha vida acadêmica, ajudaram a construir as bases de uma educação que me permitiram chegar até aqui.

À UNESP, Universidade Estadual Paulista “Julio de Mesquita Filho”, que através do Departamento de Engenharia de Produção da Faculdade de Engenharia de Bauru, me concedeu essa oportunidade.

A todos os professores do Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção.

Ao orientador e coordenador do programa, Prof. Dr. Renato de Campos, pela orientação segura e principalmente pela objetividade, que em muito contribuiu para que esse resultado fosse alcançado.

À CTEEP, Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, pela anuência à minha ausência para cursar as disciplinas e, principalmente, por se constituir em excepcional laboratório de pesquisas na obtenção de informações da realidade do negócio de transmissão de energia elétrica no Brasil.

Ao colega de trabalho Jaasiel Crivelaro, cuja disponibilidade para suprir as demandas na minha ausência em muito contribuíram para a consecução da minha pesquisa.

Aos amigos Fábio Marques de Souza e Walter Antonio da Silva Costa, pelo espírito de equipe e pelo apoio durante os trabalhos das disciplinas que juntos cursamos.

A toda e qualquer pessoa que, ao longo dessa jornada, tenha emitido pelo menos uma simples palavra de incentivo e de confiança, e não foram poucas.

“... decisões bem sucedidas apóiam-se em método e cálculo, e não em súbitos momentos de inspiração”

Selma Santa Cruz

RESUMO

As profundas transformações pelas quais passou o setor de energia elétrica no Brasil nos últimos anos, particularmente no que se refere à desverticalização das atividades de transmissão, geração e distribuição, teve como consequência, entre outras, o surgimento de empresas especializadas na atividade de transmissão de energia elétrica. Essas empresas, individualmente ou em consórcios, principalmente através de financiamentos estruturados na modalidade *Project Finance*, têm disputado avidamente os lotes submetidos a leilão pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, aceitando deságios surpreendentemente elevados em relação à receita teto definida pelo poder concedente. Uma vez aceitos esses deságios, levando em conta os critérios adotados pela agência, as receitas oriundas da disponibilidade desses ativos ao sistema elétrico, não cobririam os investimentos, tornando pouco atraente ou mesmo proibitivo às empresas fazer investimentos em transmissão de energia elétrica no Brasil. Este trabalho tem como objetivo identificar, dentre as variáveis que compõem uma avaliação de investimento, quais poderiam explicar a tomada de decisão final em oferecer um lance num leilão, com o objetivo de obter uma concessão para construir e operar ativos de transmissão de energia elétrica. Ainda como objetivos secundários, apresenta a atual estrutura do setor elétrico brasileiro e as características de uma empresa de transmissão. O trabalho pretende, assim, responder a uma indagação freqüente nos meios especializados acerca das razões que levam os investidores a aceitar empreender capital com expectativa de retornos tão reduzidos. A pesquisa conclui que os valores considerados pelo poder concedente para definir as receitas futuras dos empreendimentos em transmissão de energia elétrica, particularmente no leilão analisado, não condizem com os valores considerados pelos investidores, sejam esses valores referentes aos custos de operação e manutenção ou à implementação das instalações determinadas na concessão.

Palavras-chave: Transmissão. Energia Elétrica. Análise de Investimento. Fluxo de caixa.

ABSTRACT

The deep changes in which the electrical energy sector went through in Brazil in the past few years, in particular the split of the activities of generation, transmission, and distribution, caused as consequence, among others, the arising of specialized companies in the electrical energy transmission activity. These companies, individually or in consortiums, have greedily disputed the lots submitted to auctions by the National Agency of Electric Energy (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL), mainly through the financing structured modality of Project Finance, accepting surprising elevated discounts in comparison with previous values of incomes defined by the government. Since these discounts are accepted, taking into account the criteria adopted by the agency, the incomes originated for the availability of these assets to the electrical systems would not compensate the investments, making this business not attractive or even prohibitive to the companies that intent to invest in the transmission of electrical energy in Brazil. This work has the objective to identify, among the variables that forms an investment analysis, which ones would be able to explain the final decision in offer a proposal in a auction, with the objective to obtain a concession to build and operate electrical energy transmission assets. As complementary objectives, it shows the present structure of the Brazilian electrical sector and the characteristics of transmission companies. This work intents, yet, to find answers to a frequent question in the specialized press about what are the reasons that lead investors to accept to invest capital even when they have so reduced expectations of returns. This research concludes that the values considered by the government to define futures incomes of the undertakings in electrical energy transmission, particularly in this analyzed auction, do not correspond to the values considered by the investors, whatever these values refer to the costs of operation and maintenance or to the implementation of the installations determined by concession.

Key words: Transmission. Electrical energy. Investment analysis. Cash flow.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Representação analítica do fluxo de caixa.....	25
Tabela 2: Fontes de financiamento, após os ajustes.....	32
Tabela 3: Valores de depreciação, com os pesos relativos.....	84
Tabela 4: Análise conforme critérios ANEEL, sem deságio.....	87
Tabela 5: Análise conforme critérios ANEEL, com os deságios verificados.....	88
Tabela 6: Análise com os deságios e utilizando 100% de capital próprio.....	89
Tabela 7: Análise com deságios e redução de 20% no valor do investimento.....	91
Tabela 8: Análise com os deságios e com valores práticos de O&M.....	92
Tabela 9: Análise da sensibilidade da TIR do lote B a variações nos valores do investimento e do custo de O&M.....	96
Tabela 10: Análise da sensibilidade do <i>payback</i> do lote B a variações nos valores do investimento e do custo de O&M.....	96
Tabela 11 Análise da sensibilidade da TIR do lote E a variações nos valores do investimento e do custo de O&M.....	97
Tabela 12: Análise da sensibilidade do <i>payback</i> do lote E a variações nos valores do investimento e do custo de O&M.....	98

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Fluxograma de simulação de valor presente líquido.....	38
Figura 2: Relações institucionais do setor elétrico.....	42
Figura 3: Relações contratuais do setor elétrico.....	49
Figura 4: Sistema de Transmissão - Horizonte 2007/2009.....	59
Figura 5: Fluxograma da pesquisa.....	62
Figura 6: Subestação de 138 kV.....	67
Figura 7: Torre de linha de transmissão de 440 kV.....	68
Figura 8: Manutenção em linha desenergizada.....	71
Figura 9: Centro de operação de uma empresa de transmissão.....	73
Figura 10: Seqüência de simulação de cada cenário analisado.....	87

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Representação gráfica do fluxo de caixa.....	25
Gráfico 2: Acréscimo anual de quilômetros de linhas.....	57
Gráfico 3: Comportamento da TIR em cada cenário simulado.....	93
Gráfico 4: Comportamento do <i>payback</i> em cada cenário simulado.....	94
Gráfico 5: Comportamento do VPL em cada cenário simulado.....	95

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRATE.....	Assoc. Bras. das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica
ACL.....	Ambiente de Contratação Livre
ACR.....	Ambiente de Contratação Regulada
AMFORP.....	<i>American Foreign Power Company</i>
ANEEL.....	Agência Nacional de Energia Elétrica
AVD.....	Aviso de Débito
BNDES.....	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEE.....	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCD.....	Contrato de Conexão à Distribuição
CCG.....	Contrato de Constituição de Garantia
CCI.....	Contrato de Compartilhamento de Instalações
CCT.....	Contrato de Conexão à Transmissão
CCVE.....	Contrato de Compra e Venda de Energia
CEMIG.....	Companhia Energética de Minas Gerais
CESP.....	Companhia Energética de São Paulo
CHESF.....	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CMSE.....	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE.....	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS.....	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CPST.....	Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão
CSSL.....	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
CTEEP.....	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
CUSD.....	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
CUST.....	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
Eletrobrás.....	Centrais Elétricas Brasileiras S/A
Eletronorte.....	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A
Eletrosul.....	Centrais Elétricas do Sul do Brasil S/A
EPE.....	Empresa de Pesquisa Energética
ETEO.....	Empresa de Transmissão de Energia do Oeste
FINEM.....	Financiamento a Empreendimentos
FT.....	Função Transmissão
IPCA.....	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

IR.....	Imposto de Renda
kV.....	<i>Kilovolt</i>
MAE.....	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME.....	Ministério de Minas e Energia
O&M.....	Operação e Manutenção
ONS.....	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PASEP.....	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
P&D.....	Pesquisa e Desenvolvimento
PIS.....	Programa de Integração Social
PLD.....	Preço de Liquidação de Diferenças
PPP.....	Parceria Público-Privada
RAP.....	Receita Anual Permitida
SAC	Sistema de Amortização Constante
SCADA.....	<i>Supervision, Controlling and Data Acquisition</i>
SIN.....	Sistema Interligado Nacional
TFSEE.....	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TIR.....	Taxa Interna de Retorno
TJLP.....	Taxa de Juros de Longo Prazo
TMA.....	Taxa Mínima de Atratividade
VPL.....	Valor Presente Líquido
WACC.....	<i>Weighted Average Cost Of Capital</i>

SUMÁRIO

1.	Introdução.....	18
1.1	Contexto.....	18
1.2	Problema de pesquisa.....	19
1.3	Objetivo.....	20
1.4	Justificativa.....	20
1.5	Estrutura do trabalho.....	21
2.	Fundamentação teórica.....	22
2.1	Investimentos.....	22
2.2	Análise de investimentos.....	24
2.2.1	Teoria das opções reais.....	26
2.2.2	Método benefício-custo.....	26
2.2.3	Método do valor presente líquido – VPL.....	27
2.2.4	Método da taxa interna de retorno – TIR.....	27
2.2.5	Método do tempo de retorno – <i>payback</i>	28
2.3	Conceitos de matemática financeira.....	28
2.3.1	Juros.....	29
2.3.2	Custos.....	29
2.3.3	Despesas.....	30
2.3.4	Receitas.....	30
2.3.5	Depreciação.....	30
2.3.6	Amortização.....	31
2.3.7	Custo do Capital.....	32
2.3.8	Taxa Mínima de Atratividade - TMA.....	33
2.4	Risco e Incerteza.....	34
2.5	Cenários.....	36
2.6	Análise de sensibilidade.....	37
2.7	Simulação.....	37
2.8	O investimento em infra-estrutura.....	38
2.9	A estrutura do setor elétrico brasileiro.....	41
2.9.1	Ministério de Minas e Energia.....	43
2.9.2	Empresa de Pesquisa Energética.....	44
2.9.3	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.....	45

2.9.4	Agência Nacional de Energia Elétrica.....	45
2.9.5	Operador Nacional do Sistema Elétrico.....	47
2.9.6	Agentes.....	48
2.10	O Investimento no setor elétrico brasileiro.....	51
2.11	O investimento em transmissão de energia elétrica.....	55
3.	Metodologia.....	61
3.1	Classificação da pesquisa.....	61
3.2	Etapas da pesquisa.....	62
3.2.1	Revisão de literatura.....	63
3.2.2	Levantamento de informações das empresas.....	64
3.2.3	Elaboração do modelo de fluxo de caixa.....	64
3.2.4	Simulação de cenários.....	65
3.2.5	Conclusões das simulações e análise de sensibilidade.....	65
4.	A empresa de transmissão.....	66
4.1	Características.....	66
4.2	Manutenção.....	69
4.3	Operação.....	72
4.4.	Receitas.....	73
4.5	Penalização por indisponibilidade.....	75
4.6	Desembolsos.....	76
4.6.1	Despesas de operação e manutenção	77
4.6.2	Despesas regulatórias.....	77
4.6.3	Despesas legais.....	78
5.	Desenvolvimento do modelo e análise dos resultados.....	80
5.1	Critérios adotados no modelo.....	82
5.1.1	Receitas.....	82
5.1.2	Despesas regulatórias e tributárias.....	83
5.1.3	Despesas com manutenção, operação e administração.....	83
5.1.4	Depreciação.....	83
5.1.5	Investimento.....	84
5.1.6	Financiamento.....	85
5.1.7	Valor residual.....	85
5.1.8	Taxa de desconto.....	86
5.2	Simulação dos diferentes cenários.....	86

5.2.1	Simulação conforme critérios da ANEEL (cenário 1).....	87
5.2.2	Simulação com os deságios verificados na RAP (cenário 2).....	88
5.2.3	Simulação sem a utilização de financiamento (cenário 3).....	89
5.2.4	Simulação com redução do valor do investimento (cenário 4).....	90
5.2.5	Simulação com redução dos custos de O&M (cenário 5).....	91
5.3	Comportamento das variáveis de análise em cada cenário.....	92
5.3.1	Comportamento da Taxa Interna de Retorno - TIR.....	92
5.3.2	Comportamento do (<i>payback</i>) não descontado.....	93
5.3.3	Comportamento do Valor Presente Líquido - VPL.....	94
5.4	Análise de sensibilidade.....	95
6.	Conclusões.....	99
	Referências bibliográficas.....	102
	ANEXO A – Fluxo de caixa do lote B no cenário 1 (1° ao 15° ano)	107
	ANEXO B – Fluxo de caixa do lote B no cenário 1 (16° ao 30° ano).....	108
	ANEXO C – Fluxo de caixa do lote B no cenário 2 (1° ao 15° ano)	109
	ANEXO D – Fluxo de caixa do lote B no cenário 2 (16° ao 30° ano).....	110

1. INTRODUÇÃO

1.1 Contexto

Nenhuma área de infra-estrutura no Brasil foi submetida a tamanha transformação nos últimos anos como o setor de energia elétrica. A partir da constatação do esgotamento de um modelo que imperou até a metade da década de 90 do século passado, onde o Estado se constituía no único vetor desenvolvimentista da indústria de prestação de serviços de eletricidade, esse setor passou por profundas alterações.

A reforma empreendida foi subsidiada por estudos realizados por consultorias internacionais, cuja referência para as alterações pretendidas buscava atender ao seguinte slogan *“competição onde possível, regulação onde necessário”* (VOLPE FILHO; ALVARENGA, 2004).

Inicialmente, por meio da privatização de empresas de distribuição e geração e posteriormente pela criação de um mercado dinâmico de energia de curto e longo prazos, pela criação de um órgão regulador moderno, pela implantação de um operador nacional centralizado e pela desverticalização das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, o setor de energia elétrica no Brasil entrou no século XXI com feições absolutamente novas para o contexto nacional.

Essas transformações acompanhavam o que acontecia em outros países, desenvolvidos ou em desenvolvimento, que em maior ou menor amplitude, realizavam mudanças nos seus setores de energia elétrica. As mudanças, por mais que pudessem ter motivações nem sempre convergentes, tinham sempre como objetivo principal garantir a atratividade do setor para novos investimentos.

Nesse cenário de profundas transformações sobressaiu-se reconhecidamente bem sucedido o modelo definido para a atividade de transmissão de energia elétrica no Brasil. A nova modalidade de concessão por leilões atraiu tão grande número de interessados em disputar uma outorga para explorar essa atividade, que os deságios em relação às receitas teto definidas pelo poder concedente atingiram valores absolutamente surpreendentes. No leilão realizado em 7 de novembro de 2007, por exemplo, a redução de receita em relação ao valor teto definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL atingiu o inusitado valor médio de 54,84%.

Em face de um cenário tão intrigante do ponto de vista financeiro, pesquisar as razões que determinam tamanha disposição em investir nessa atividade econômica se tornou consequência natural para quem atua no setor elétrico, com o objetivo de entender a lógica por trás das decisões tomadas por investidores nacionais e estrangeiros ao aceitar construir e manter ativos de transmissão para auferir receitas tão reduzidas em relação a um valor teto pré definido.

Utilizando ferramentas adequadas e procedimentos metodológicos academicamente reconhecidos, embasados na literatura disponível e em dados obtidos junto a organizações que atuam há muitos anos no setor de transmissão de energia elétrica, essa pesquisa busca elucidar esse cenário de grande disponibilidade de capital e da consequente disposição em investir numa atividade até certo ponto nova no Brasil.

1.2 Problema de pesquisa

Tendo como pressuposto o cenário anteriormente descrito, qual seja o de grande disposição para investimento no setor de transmissão de energia elétrica no Brasil, em contraste com valores de retorno sobre esses investimentos acentuadamente baixos, apresenta-se como problema principal a seguinte questão:

Quais fatores poderiam explicar a aceitação de tão acentuados deságios em relação às receitas máximas permitidas nos leilões de concessão de transmissão de energia elétrica nos últimos anos no Brasil e qual o peso desses fatores na decisão de investir ou não nessa atividade?

1.3 Objetivo

O objetivo deste trabalho é investigar, dentre as diversas variáveis que compõem uma avaliação de investimento, quais poderiam explicar a tomada de decisão final em oferecer um lance num leilão, com o intuito de obter uma concessão para construir e operar ativos de transmissão de energia elétrica.

Alguns objetivos secundários se constituirão em desdobramentos naturais dessa pesquisa. São eles: apresentar a atual estrutura do setor elétrico no Brasil e as características de uma empresa de transmissão. O primeiro dos objetivos

secundários é demonstrar como o setor elétrico nacional evoluiu até o ponto em que se encontra. O segundo é apresentar a organização empresarial que surge a partir do momento em que o vencedor arremata um lote em disputa.

1.4 Justificativa

Investir em transmissão de energia elétrica no Brasil está longe de ser uma atividade recente. Durante todo o século XX, mais acentuadamente nas décadas de 70 e 80, em consonância com o crescimento do setor elétrico como um todo, o sistema de transmissão se desenvolveu consideravelmente.

Porém, a partir da desverticalização do setor, criando atividades distintas de geração, transmissão, distribuição e comercialização, a atividade de transmitir energia elétrica, isoladamente das demais fases que compõem essa cadeia de prestação de serviços, adquiriu um caráter de incipiência, tornando-se para as novas empresas e consórcios que surgiram, e mesmo para as empresas estatais que já atuavam nela, um desafio inédito.

Além desse desafio, o novo ambiente regulatório recém implantado no setor, com outorga de concessões através de leilões e com receita variável, condicionada a fatores até então não considerados, como a disponibilidade dos ativos e as revisões tarifárias periódicas, entre outros, dotou o setor de transmissão de energia elétrica de considerável peculiaridade.

Por outro lado, a consulta à literatura disponível deixa evidente a carência de trabalhos acadêmicos investigativos acerca desse assunto. Em que pese a afirmação de diversos especialistas de que o modelo adotado para o setor de transmissão de energia elétrica encontra-se consolidado, poucas informações baseadas em métodos científicos encontram-se disponíveis sobre um investimento com tão elevado tempo de retorno.

Assim, essa pesquisa busca detectar os possíveis fatores que levam os investidores a se oferecerem para prestar o serviço de transmissão de energia elétrica no Brasil por remunerações tão reduzidas em relação ao valor teto definido pela ANEEL. Com isso, será possível subsidiar gestores públicos a melhorar a definição dessas receitas e as empresas a terem melhores condições para participar de concorrências. Essas são as razões que justificam a pesquisa ora empreendida.

1.5 Estrutura do trabalho

Esta dissertação está estruturada em seis capítulos. No primeiro, ocorre a introdução ao tema, com a justificativa para empreender a pesquisa, a definição do problema e a apresentação dos objetivos.

No capítulo 2 desenvolve-se a fundamentação teórica do trabalho, através da revisão de literatura, onde são apresentados conceitos de matemática financeira e engenharia econômica. Também nesse capítulo são abordadas as características dos investimentos em infra-estrutura e as diversas formas de composição empresarial para empreender projetos desse tipo, como o *Project Finance* e as parcerias público-privadas - PPPs.

Ainda no capítulo 2 é apresentada a estrutura do setor elétrico brasileiro e o histórico da evolução do setor e dos investimentos a ele direcionados, até atingir o estado em que se encontra atualmente.

O capítulo 3 expõe o método científico utilizado para empreender a pesquisa, abordando a seqüência das atividades desenvolvidas e as escolhas feitas para se buscar as respostas ao problema de pesquisa.

O capítulo 4 apresenta um modelo típico da organização empresarial que surge quando se vence uma licitação para obtenção de uma concessão para construir e manter ativos de transmissão. A empresa de transmissão é caracterizada nesse capítulo com o intuito de explicar como se compõem seus ativos, qual a origem e com que freqüência ocorre suas receitas e desembolsos e que recursos humanos e materiais são necessários para o satisfatório desempenho de suas atividades.

No capítulo 5 desenvolve-se a avaliação do investimento em transmissão, através da utilização de um modelo matemático, de modo a estimar o fluxo de caixa oriundo desse investimento. Também nesse capítulo são apresentados e analisados os resultados obtidos das simulações nos diferentes cenários considerados ao se alimentar o modelo de fluxo de caixa.

Finalmente, o capítulo 6 apresenta as conclusões da pesquisa.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Investimentos

Apesar dos riscos inerentes ao fato de investir hoje um determinado capital para reavê-lo, satisfatoriamente incrementado de ganhos no futuro, essa iniciativa parece ser inata ao homem desde tempos antigos. Conforme Bersntein (1992 *apud* DEZEN, 2001), Aristóteles é o responsável pelo mais antigo relato de uma ação de investimento de capital, no qual descreve a compra, pelo filósofo Tales, do direito de fazer uso de prensas de óleo de oliva, mesmo considerando a incerteza acerca do resultado futuro da colheita.

Tales não fez exatamente o que denominamos hoje em dia de investimento em um ativo, mas comprou o direito de optar pelo uso das prensas, o que se constitui, de fato, na compra de uma opção, que poderia ser ou não exercida no futuro. Caso a colheita fosse boa, Tales teria a preferência pelo uso das prensas por um valor menor do que o normal, previamente acordado. Caso a colheita não fosse promissora, simplesmente não utilizaria as prensas, evitando prejuízo maior (BERSNTEIN, 1992 *apud* DEZEN, 2001).

Atualmente, essa é uma prática muito comum em bolsas mercantis, onde investidores comprem opções de adquirir *commodities* a preços pré-estabelecidos, podendo exercer ou não o direito a essa opção no futuro, em virtude das condições econômicas do momento.

A iniciativa embrionária de Tales representa nos dias de hoje freqüentes desafios para administradores, ao se depararem com opções de investimentos de capital das empresas pelas quais respondem. Companhias de capital aberto estão constantemente expostas à avaliação dos investidores sobre a capacidade de seus gestores de criar valor para suas ações através da detecção de oportunidades, com o mínimo risco.

Cassarotto Filho e Kopittke (1996) fazem referência ao que chamam de “*necessidades ilimitadas*” de recursos, as quais levam à obrigação de otimizar a sua utilização através de análise prévia dos investimentos. Nesse contexto, continuam os autores, os diferentes fatores de produção são remunerados cada um de uma forma:

Ao trabalho, o salário, à terra, o aluguel, à capacidade administrativa, o lucro, à técnica, o *royalty* e, finalmente, ao capital cabem os juros. Os juros também podem ser considerados como sendo o preço da moeda ou da liquidez. Os juros são, portanto, o custo do capital ou o custo do dinheiro, sendo estas expressões frequentemente utilizadas como sinônimo de juros. Mais especificamente, os juros são o pagamento pela oportunidade de poder dispor de um capital durante determinado tempo.

Diversas são as razões que podem levar uma empresa a despendar capital sob o enfoque de investimento. Seja para expansão, substituição de equipamentos, modernização de fábricas ou de produtos ou para outras finalidades menos afetas aos processos da companhia, é comum a necessidade de comprometer capitais na expectativa de retorno favorável a longo prazo. Esse comprometimento quase sempre representa desembolsos consideráveis, exigindo procedimentos definidos para analisá-los e selecioná-los de maneira adequada (GITMAN, 2002).

A expectativa de desembolsos é sempre seguida de grande incerteza no ambiente corporativo. Maximizar os retornos sobre o capital investido é um desafio constante. Empresas com capital aberto, tendo suas ações negociadas em bolsas de valores, possuem sócios cada vez mais exigentes quanto ao retorno sobre o capital que investem. Ao tratar sobre a aventura que se constitui a abertura de capital, a revista Exame fez uma análise da forma como o mercado financeiro reage às companhias que se dispuseram a buscar capital na bolsa de valores nos últimos anos no Brasil, e não forneceram o retorno esperado pelos acionistas. Citando algumas dessas empresas, a reportagem afirma que o mercado pode ser muito cruel com as empresas que não entregam os resultados esperados (REVISTA EXAME, 2007):

O que os controladores de Natura, Gol e outras empresas que foram à bolsa nos últimos anos estão sentindo é que, quando abrem o capital, deixam a confortável posição de monarcas absolutistas. Enquanto as coisas estão indo bem, esse aspecto é mitigado pela fortuna feita na bolsa. Quando a maré vira, o ressentimento surge com força total. Suas decisões passam a ser criticadas publicamente por analistas, que têm o poder de punir as ações e diminuir-lhes o patrimônio. É nessa hora que se percebe se o empresário tem ou não vocação para a vida de empresa aberta.

Num ambiente de competição cada vez mais acirrada, é imperativo conseguir a melhor remuneração possível ao capital a ser empregado. Surge daí a necessidade de analisar criteriosamente as opções de investimento. Para tal, os tomadores de decisão lançam mão dos métodos disponíveis para a análise de investimentos de capital.

A análise de investimentos utiliza ferramentas e técnicas apropriadas de engenharia econômica. São considerados nessa avaliação, além de critérios puramente monetários, também outros de mensuração mais complexa, como estratégias empresariais ou mesmo a questão ambiental (CASSAROTTO FILHO; KOPITKE, 1996).

Para Gitman (2002), essa análise se constitui na segunda grande etapa do processo de investimento de capital, posterior à geração de propostas e anterior à tomada de decisão, implementação e acompanhamento. As propostas disponíveis, continua o autor, devem ser avaliadas para detectar sua convergência aos objetivos e planos gerais da empresa, mas principalmente, para verificar sua viabilidade econômica. Essa viabilidade deve ficar evidente através de uma série de fluxos de caixa, aplicando técnicas adequadas de modo a aferir a capacidade real do investimento em remunerar o potencial desembolso, além de considerar os riscos envolvidos na proposta, incorporando-os à análise.

2.2 Análise de investimentos

É vasta a literatura que aborda os chamados métodos clássicos de avaliação de investimentos. A consulta a essa literatura deixa evidente que a utilização do fluxo de caixa constitui-se no instrumento normalmente proposto para fazer essa análise. Identificar as entradas e saídas de caixa estimadas para um determinado projeto constitui-se em premissa fundamental para a decisão de investir ou não, bem como para a gestão financeira da empresa.

Conforme Hirschfeld (2000), o fluxo de caixa constitui-se na apreciação das contribuições monetárias, ou seja, as entradas e saídas de dinheiro, ao longo do tempo a uma caixa simbolicamente constituída, podendo ser representado de forma analítica ou gráfica. Assim, continua o autor, o investimento de \$5.000,00 no instante inicial zero para nos instantes 1 e 2 receber, respectivamente \$2.000,00 e

\$4.000,00, no instante 3 investir \$1000,00 e no instante 4 receber \$9.000,00, teria a representação analítica da tabela 1.

Tabela 1 - Representação analítica do fluxo de caixa

INSTANTES	ENTRADAS	SAÍDAS
0		5.000
1	2.000	
2	4.000	
3		1.000
4	9.000	

Fonte: Adaptado de Hirschfeld (2000)

Esse fluxo de caixa teria ainda uma representação gráfica, com os valores relativos às entradas de caixa, colocados acima de um plano representativo dos períodos e os valores relativos às saídas de caixa, abaixo desse plano, conforme o gráfico 1.

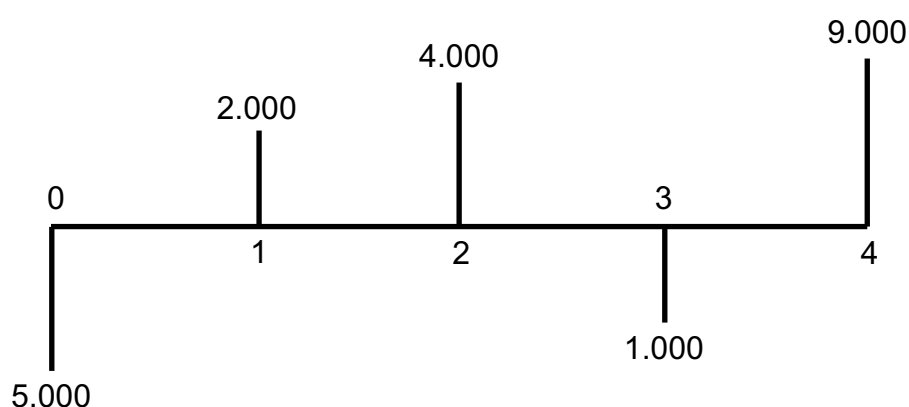


Gráfico 1: Representação gráfica do fluxo de caixa

Fonte: Hirschfeld (2000)

Martins e Assaf Neto (1997 *apud* DALBELO, 1999), enfatizam que a análise do fluxo de caixa é a regra básica para avaliar qualquer investimento de capital, ressaltando a necessidade de se apurar, além do valor final do saldo de caixa, também a maneira como esses fluxos irão se comportar ao longo do tempo.

Hansen e Mowen (2003), seguindo a regra geral, classificam os modelos básicos de análise em duas categorias principais: *modelos não descontados* e *modelos descontados*, sendo que os primeiros, embora ignorem o valor do dinheiro

no tempo, continuam sendo usados por algumas empresas para amparar a tomada de decisões sobre investimento. Os autores reconhecem a disseminação do uso de modelos descontados nas organizações, mas ressaltam a tendência da utilização simultânea de ambos os modelos durante o processo de avaliação das opções de investimento, o que sugere que as duas categorias de modelos fornecem informações úteis aos gestores durante o processo.

2.2.1 Teoria das opções reais

Uma alternativa para análise de opções de investimento que tem sido pesquisada nos últimos anos no Brasil é a *Teoria das Opções Reais*, utilizada de forma ainda incipiente, porém crescente. A literatura aborda esse método como uma opção mais moderna no processo de análise, mas ressalta sua utilização como mais adequada para oportunidades de investimentos com características específicas.

A Teoria das Opções Reais é abordada por alguns autores como de melhor eficácia para se avaliar estrategicamente opções de investimentos. Ferreira (2003) avalia esse instrumento em sua tese de mestrado, citando que ela tem como principal diferencial o fato de que um projeto, uma vez iniciado, pode ser analisado como uma opção e não mais como uma obrigação. Assim, o projeto poderia, em qualquer estágio do seu desenvolvimento, ser abandonado e seus ativos vendidos.

Em outra abordagem, Copeland (2001 *apud* FERREIRA, 2003) considera que o fascínio pela Teoria das Opções Reais vem do fato de que, através dela, as empresas podem considerar a possibilidade de ampliar, reduzir, atrasar ou mesmo abandonar seus projetos de investimento, precavendo-se de possíveis eventualidades nem sempre passíveis de detecção antecipada.

2.2.2 Método benefício-custo

O método Benefício-Custo é abordado por Hirschfeld (2000), citando que ele é empregado em maior escala na análise de investimentos em obras públicas, em que o prazo de duração é muito grande e a conceituação dos benefícios, mais delicada.

O autor cita que, por esse método, os benefícios de uma obra pública podem abranger, além de ganhos convencionais de fácil determinação (cobrança de um

pedágio, por exemplo), também ganhos sociais, cuja determinação é mais delicada e suscetível a diferentes interpretações, se não for feita com cautela, honestidade e base estatística (exemplo: o valor social resultante da construção de uma ponte).

2.2.3 Método do valor presente líquido - VPL

É um método de análise de investimentos que considera o valor do dinheiro no tempo, ou seja, sobre esse dinheiro é aplicada uma taxa de desconto, quase sempre a taxa mínima de atratividade ou mesmo a taxa de juros do financiamento. Devido a essa característica, Gitman (2002) considera o método do valor presente líquido como uma "técnica sofisticada de análise de orçamentos de capital". A taxa de desconto ideal a ser aplicada para determinar o valor presente líquido, deve ser a taxa do custo de capital da empresa.

O valor presente líquido do investimento é a diferença entre o valor de mercado de um investimento e o seu custo. Dito de outra forma, o VPL é uma medida de quanto valor é criado ou adicionado hoje em virtude de se optar por um investimento que somente dará retorno no futuro (ROSS; WESTERFIELD; JORDAN, 2002). Os autores citam ainda que, embora o VPL não seja a única maneira de calcular a lucratividade de uma proposta de investimento, deveria ser a preferida, pois todas as outras apresentam falhas quando comparadas a esse método

2.2.4 Método da taxa interna de retorno - TIR

O conceito de taxa interna de retorno possui diversas aplicações práticas, sendo uma das mais importantes ferramentas de avaliação de investimentos. É utilizada para calcular a rentabilidade de uma aplicação e também para determinar o custo de um empréstimo ou financiamento. Conceitualmente, a TIR é a taxa que, ao ser utilizada para descontar um fluxo de caixa, resultará num valor presente líquido nulo (ASSAF NETO, 2002).

A TIR constitui-se, portanto, em uma taxa que permite a comparação direta com a TMA, ou seja, é a taxa que evidencia o real retorno do investimento. Se superior à taxa mínima de atratividade determinada, o projeto poderá ser aceito. Se inferior, está evidenciando que não atenderá o requisito de mínimo retorno definido pela TMA, devendo o projeto ser rejeitado.

Ross, Westerfield e Jordan (2002), citam que a TIR apresenta limitações quando utilizada em fluxos de caixa não convencionais ou quando se procura comparar dois ou mais investimentos para ver qual é o melhor. No primeiro, caso, seguem os autores, a simples questão sobre qual é a TIR pode se tornar muito difícil de responder e no segundo, a TIR pode conduzir a uma decisão errada.

2.2.5 Método do tempo de retorno - *payback*

Ross, Westerfield e Jordan (2002) citam que o método do tempo de retorno é muito usado por grandes corporações na tomada de decisões relativamente menos importantes, entre outras razões, porque simplesmente não vale a pena fazer análises muito elaboradas e detalhadas para determinadas decisões, o que poderia fazer o custo da análise superar o de potenciais erros.

É muito utilizada a comparação do prazo de recuperação do investimento com o prazo de vida útil do bem adquirido. Por meio desta comparação, se o prazo de retorno for menor que o da vida útil do bem adquirido, diz-se que o bem “se paga”. Se for maior, diz-se que o bem “não se paga”. Normalmente, despreza-se o valor residual do bem, para esse cálculo (HIRSCHFELD, 2000).

Gitman (2002) cita como vantagem do método a simplicidade de cálculo e ao apelo intuitivo. Suas desvantagens seriam a impossibilidade de definir um valor de referência, ou seja, qual o tempo adequado de retorno, o fato de não considerar o valor do dinheiro no tempo e finalmente o fato de não levar em conta os fluxos posteriores ao período de *payback*.

Para Ehrlick e Moraes (2005) esperar que o retorno do capital investido seja o mais rápido possível é razoável, mas na opinião dos autores o *payback* não pode ser considerado uma medida de rentabilidade, sendo, quando muito, uma medida de ansiedade. No entanto, os autores estão entre os raros que se propõem a apresentar exemplos de *payback* descontado, ou seja, levando em conta o valor do dinheiro no tempo.

2.3 Conceitos de matemática financeira

Amparados na literatura, estão apresentados a seguir os principais conceitos de matemática financeira utilizados para análise de investimentos.

2.3.1 Juros

O conceito de juros recebe variadas definições na literatura, porém todas fazem referência a dinheiro e tempo. Em síntese, constitui-se numa taxa a ser aplicada a um capital em um intervalo definido de tempo. Essa referência poderá se dar de uma só vez ou fragmentada ao longo de um dado período.

Para Puccini (1973), os juros são o dinheiro pago pelo uso do dinheiro emprestado ou a remuneração de um capital empregado em atividades produtivas, cuja taxa, expressa em porcentagem, faz sempre referência a uma unidade de tempo. Classificam-se em *simples* e *compostos*, de modo que um capital empregado, ao qual se denomina *principal*, pode crescer devido aos juros, de duas formas: através da aplicação de juros simples, na qual apenas o principal rende juros ao longo do tempo e também através da aplicação de juros compostos, na qual, após cada período, os juros são incorporados ao principal, passando também, por sua vez, a render juros.

2.3.2 Custos

Os custos são os valores a serem despendidos em qualquer atividade de produção ou prestação de serviço com o objetivo de suportar diretamente essa atividade. Holanda (1968) classifica os custos de uma organização como *fixos* ou *variáveis*, conforme seus valores dependam ou não do volume da produção ou do grau de utilização da capacidade instalada.

Hoji (2001), na mesma linha de classificação, cita que custos fixos são aqueles que não variam com a quantidade de produção, permanecendo fixos independentemente do nível de atividade. Os custos variáveis, por sua vez, variam proporcionalmente à quantidade produzida. Ressalta, no entanto, que esse conceito de inflexibilidade atribuído aos custos fixos não é eterno. O galpão alugado de uma fábrica, por exemplo, ao atingir sua capacidade máxima, exigiria da empresa o aluguel de um novo galpão. Este, porém, por questões de mercado, poderia eventualmente ser alugado por um valor superior ao antigo.

2.3.3 Despesas

São os gastos necessários ao funcionamento da organização, desembolsos que acontecem à revelia da área ou atividade produtiva da empresa. Despesa é comumente confundida com custo, porém não se constitui em custo.

Assim como os custos, as despesas classificam-se em fixas e variáveis, porém, não incidem durante a fase de obtenção do produto ou serviço ou não estão diretamente ligadas às atividades da produção. Em geral, são despesas com vendas, impostos, despesas financeiras operacionais, despesas administrativas, entre outras (CASSAROTTO FILHO; KOPITTKE, 1996).

2.3.4 Receitas

Constituem-se nas entradas de recursos oriundos da venda de produtos ou da prestação de serviços, os quais representam o negócio fim da empresa.

Segundo Cassarotto Filho e Kopittke (1996), para efeito de análise de investimentos, deve-se considerar como incremento real apenas as receitas operacionais, aquelas resultantes do aumento da produção multiplicadas pelo preço de venda, devidamente deduzidas dos impostos.

É importante notar a preocupação dos autores sobre esse aspecto, qual seja, o de que, numa avaliação de investimento, a conotação contábil da receita não seja considerada, mas apenas seu valor real.

Gitman (2002) manifesta essa preocupação, ao discorrer sobre a necessidade de medir os benefícios advindos do dispêndio de capital, aos quais ele denomina *entradas de caixa incrementais*, apenas após a empresa satisfazer as exigências fiscais do governo. Prossegue afirmando que *"Todos os benefícios esperados de um projeto proposto devem ser medidos na forma de um fluxo de caixa. As entradas de caixa representam dinheiro que pode ser gasto, não simplesmente lucros contábeis"*.

2.3.5 Depreciação

É a forma contábil pela qual o governo reconhece a limitação da vida útil dos equipamentos, estabelecendo assim o direito das empresas em constituírem uma reserva para, caso queiram, repor o equipamento desgastado. Essa reserva é isenta

do imposto de renda por ser considerada como custos de produção (EHRICK; MORAES, 2005).

Ao definir depreciação, Newman e Lavelle (2000) citam que uma máquina ou equipamento, entre outros ativos, se desgastará ao longo do tempo, deixando de cumprir suas funções adequadamente. A isso denominam *deterioração*. Qualquer desses ativos poderá, em determinado tempo, ter sua função desempenhada por outros de maneira melhor. A isso chamam de *obsolescência*. Para alocar adequadamente os custos de deterioração e obsolescência a um ativo, utiliza-se o conceito de depreciação. Em linhas gerais, os autores expõem três definições distintas para esse conceito:

- declínio do valor de mercado de um bem;
- declínio do valor de um bem para o seu possuidor;
- alocação sistemática do custo de um bem dividido por sua vida depreciável.

A depreciação sofre classificação conforme o bem a ser depreciado. Ao se contabilizar depreciação de bens diretamente envolvidos na produção, considera-se essa depreciação como custos, diferentemente do que ocorre com depreciação dos demais bens da empresa, que devem ser contabilizadas como despesas.

2.3.6 Amortização

Quando se contrai uma dívida que deverá ser paga em prestações periódicas, é comum utilizar basicamente dois procedimentos, em torno dos quais surgem algumas variantes. Esses procedimentos são o pagamento uniforme (sistema Price) e o sistema de amortização constante - SAC (EHRICK; MORAES, 2005).

Para empréstimos de longo prazo é mais largamente utilizado o sistema de amortização constante. Mathias e Gomes (1993) citam que nesse método, as parcelas de amortização são sempre iguais entre si e os juros são calculados a cada período, utilizando uma taxa de juros contratada, que é multiplicada pelo saldo devedor existente no período anterior. As parcelas referentes à amortização têm o objetivo de devolver o valor principal da dívida, ou seja, o capital emprestado.

2.3.7 Custo do Capital

De definição tão difícil quanto necessária, é o custo do capital que a organização pretende alienar para empreender determinado projeto. Essa dificuldade deriva de diversos fatores, quase sempre relacionados à fonte de financiamento e, conseqüentemente, à forma de amortização do capital empreendido.

É comum utilizar a taxa de juros de longo prazo utilizada pelos bancos de fomento para determinar o custo do capital, uma vez que, na maioria das vezes, a principal fonte de recursos é de fato o setor bancário. Mas nem sempre isso é totalmente verdadeiro (WRIGHT, 1974). Conforme o autor, se a fonte para financiar esse projeto for um empréstimo bancário, para que o investimento seja viável, bastará que o retorno seja superior à taxa de juros utilizada para esse financiamento. Porém, esse projeto pode render muito mais do que os juros cobrados, e mesmo assim seu rendimento ser inferior à expectativa de dividendos de seus acionistas, na hipótese destes serem a fonte dos recursos.

Uma solução comum para contornar essa dificuldade, segundo Hoji (2001) é utilizar o que ele denomina *custo médio ponderado de capital* para determinar os custos do capital em função das diversas fontes de financiamento. Essa técnica considera os custos efetivos das diferentes fontes e o peso, em percentual, com que esses custos participam no financiamento total. Um exemplo pode ser verificado na tabela 2.

Tabela 2 - Fontes de financiamento após os ajustes

FONTES DE FINANCIAMENTO	CUSTOS EFETIVOS (%)	PESOS	CUSTOS PONDERADOS (%)
Ações preferenciais (dividendos fixos)	18,36	0,30	5,5080
Ações ordinárias	19,44	0,15	2,9160
Lucros retidos	17,00	0,11	1,8700
Empréstimos em moeda estrangeira	15,26	0,18	2,7468
Empréstimos em moeda local	16,75	0,26	4,3550
Total	-	1,00	17,4 %

Fonte: Adaptado de Hoji (2001)

Foram atribuídos diferentes valores de custos para as diversas fontes de capital, considerando o peso de cada fonte na composição do financiamento, obtendo o custo ponderado de cada uma. O custo ponderado total, pelo exemplo, ficou em 17,4 %, valor diferente de qualquer uma das fontes isoladamente, porém mais representativo.

Ross, Westerfield e Jordan (2002) citam que, uma vez conhecidos os pesos que compõem a estrutura de capital da organização, o custo médio ponderado de capital (Weighted Average Cost Of Capital – WACC) pode ser obtido a partir da fórmula:

$$\text{WACC} = (E/V) \times R_E + (D/V) \times R_D \times (1-T_C)$$

Onde:

- E capital próprio da empresa;
- V valor de mercado da empresa;
- R_E Retorno exigido pelos acionistas;
- D Dívida ou capital de terceiros;
- R_D Custo da dívida ou capital de terceiros;
- T_C Alíquota do imposto de renda

A partir daí, os autores definem o custo médio ponderado de capital como sendo *a média ponderada entre o custo de capital próprio e o custo de capital de terceiros após o imposto de renda*.

2.3.8 Taxa mínima de atratividade - TMA

A TMA representa o percentual que, aplicado ao capital a ser investido, remunera esse capital de maneira a satisfazer expectativas dos acionistas ou tomadores de capital. Para que um investidor aceite ou rejeite um determinado investimento, ele necessita de um elemento de comparação, quase sempre tendo como referência a remuneração que ele obteria no mercado financeiro ou outras opções de menor risco (PUCCINI, 1973).

Hirschfeld (2000) também a denomina de *taxa de expectativa*, *taxa de equivalência*, *taxa de interesse* ou *taxa equivalente de juros*, e considera que, via de regra, ela deve ser superior a uma taxa pré-fixada com a qual, mentalmente, fazemos uma comparação.

Na determinação da TMA é importante ter em conta que se está perdendo a oportunidade de obter retornos pela aplicação do mesmo capital em outras opções de investimento. Assim, para que a nova proposta seja atrativa, ela deve fornecer, no mínimo, o ganho que se obteria em aplicações correntes de menor risco. Além disso, para investimentos de longo prazo, ela deve ainda considerar o aspecto estratégico da companhia, como por exemplo, o quanto a empresa pretende reinvestir de seu capital e também qual a política de distribuição de dividendos aos seus acionistas (CASSAROTTO FILHO; KOPITKE, 1996).

2.4 Risco e Incerteza

Em qualquer processo de tomada de decisão, riscos e incertezas estarão inevitavelmente presentes, em maior ou menor grau. Ao se deparar com a opção de empreender um projeto de ampliação do seu negócio, da oportunidade de se aventurar em uma nova atividade ou de explorar um nicho de mercado que se descortina, é vital avaliar e conhecer os riscos envolvidos e dar o necessário tratamento às incertezas. Utilizar recursos e ferramentas de previsão de riscos em ambientes de incertezas torna-se indispensável, mormente em momentos de elevado dispêndio de capital.

Knight (1972), em uma obra tida como um clássico da teoria econômica moderna, assim se refere à incerteza:

A incerteza é um dos fatos fundamentais da vida. É tão inerradicável das decisões comerciais quanto das de qualquer outro campo. A dose de incerteza pode, porém, ser reduzida, de vários modos. Em primeiro lugar, podemos aumentar nosso conhecimento do futuro por meio da pesquisa científica e da acumulação e estudo dos dados necessários. Fazer isso envolve custo, o dispêndio de recursos que devem ser tirados de outros usos. Outro modo é pela reunião das incertezas por meio das várias formas de organização em grande escala. Essa operação também envolve custo, e não simplesmente no sentido de dispêndio de recursos. Há ainda a considerar-se a perda da liberdade individual envolvida em qualquer plano possível de organização, uma perda para a grande massa de pessoas afetadas, embora possivelmente um ganho para os poucos que conseguem assegurar mais amplos poderes e maior raio de ação em virtude da concentração de autoridade.

Com relação ao risco, Gitman (2002) o conceitua fazendo referência à possibilidade de prejuízo financeiro envolvido no projeto. Desse modo, ativos com elevado potencial de prejuízos seriam considerados mais arriscados do que aqueles nos quais a possibilidade de insucesso fossem menores. Mais formalmente, prossegue o autor, o termo risco é usado alternativamente com incerteza, a qual seria a "variabilidade de retornos associada a um determinado ativo".

Ross, Westerfield e Jordan (2002) fazem referência ao denominado *risco de previsão ou de estimação*. Os autores atribuem esse risco à possibilidade de se tomar uma má decisão, baseada em erros de previsões de fluxos de caixa futuros. Existe o perigo, por exemplo, de considerar um valor presente líquido positivo, quando na realidade isso não estaria ocorrendo. Como isso seria possível? Poderia acontecer de se estimar o futuro de forma exageradamente otimista. Para se precaver contra esses erros, sugerem que se busque detectar o que realmente está levando o projeto a um valor presente líquido positivo, tentando detectar alguma estimativa exageradamente boa, como custos muito baixos ou um produto significativamente melhor do que concorrência. É necessário ser capaz, continuam os autores, de apontar algo específico como fonte de valor, com perguntas como: "o que neste investimento está provocando esse valor presente líquido positivo"?

A incerteza com relação ao resultado advindo de uma decisão tomada encontra uma interessante definição por Margueron (2003), ao analisar os riscos e incertezas envolvidas na decisão do investimento na exploração e produção de petróleo:

Consideraremos uma situação de risco como aquela em que o tomador de decisão tem a liberdade entre escolher enfrentá-la ou não. Já a incerteza será tomada como uma característica intrínseca de um sistema, sendo inevitável esquivar-se dela. Analogamente, o risco estaria para uma opção e a incerteza para um destino. As incertezas sempre existirão. Já os riscos, só se desejarmos enfrentá-los. Portanto, a escolha e definição da atitude a ser tomada por um decisor em um projeto de risco são feitas a partir da análise das incertezas inerentes ao empreendimento. Sempre existem variáveis incertas envolvidas em uma tomada de decisão arriscada.

Numa análise de investimentos, são bastante objetivos os critérios para tomada de decisão com base nos métodos mais utilizados. Para o *payback*, por

exemplo, aceita-se o projeto sob análise se o prazo evidenciado por ele para a recuperação do capital for menor do que um período máximo tido como aceitável. Se maior, rejeita-se o projeto. Para a taxa interna de retorno, vale o oposto: se a TIR do projeto for maior do que a taxa mínima de atratividade, sendo esta a referência, o projeto será aceito; se menor, será rejeitado. Para o valor presente líquido, considera-se apenas a sua comparação com a nulidade: se maior que zero, aceita-se o projeto; se menor, rejeita-se.

Porém, não se pode considerar total objetividade com relação às variáveis que compõem uma análise. É necessária a utilização de técnicas que permitam vislumbrar diversas situações futuras, algumas nem sempre favoráveis. A bibliografia disponível considera que, para avaliação de projetos de investimentos, utiliza-se principalmente a análise de cenários, a análise de sensibilidade e a simulação.

2.5 Cenários

Zarur (2005) aborda a evolução da técnica *Cenários* ao longo dos anos, citando que apenas no início do século XX, com o escritor inglês George Wells, em sua obra *A História do Futuro*, teve início a busca de respostas para o futuro tendo como base a associação com o passado. Baseando-se nas transformações tecnológicas do final do século XIX, Wells previu a ascensão econômica dos Estados Unidos e o destacado papel da Rússia e do Japão na política internacional. Essa evolução, continua o autor, atingiria o ambiente dos negócios através de Herman Kahn, que nos anos 60 aperfeiçoou a ferramenta cenários, pesquisando novos métodos de avaliação de prováveis avanços tecnológicos, tornando-se o principal futurólogo norte-americano, ao prever que o crescimento e a prosperidade seriam inevitáveis.

Atualmente a tentativa de vislumbrar cenários futuros, de maneira organizada, e embasada em informações que se fundamentem em dados estatísticos, na experiência passada e principalmente no conhecimento sobre o próprio negócio, é uma das formas que as empresas têm para se precaver de situações que as ferramentas de análise de investimentos não podem prever.

Ross, Westerfield e Jordan (2002) citam que a análise de cenários permite determinar o que acontece com o valor presente líquido - VPL de um projeto quando fazemos perguntas do tipo: "E se tal coisa acontecer?". Desse modo, se um

percentual considerável de cenários investigados se mostrar inviável, o projeto apresenta alto grau de risco, exigindo, no mínimo, investigações mais profundas. Os autores sugerem iniciar a experimentação pelo pior cenário, pois, ele evidenciará o VPL mínimo que, se positivo, dará uma boa evidência de que o projeto é viável. Após isso, sugerem seguir em frente, em direção ao maior valor de VPL. Para obter o pior caso, deve-se atribuir os valores menos favoráveis a cada item (baixo para as receitas e elevado para os custos, por exemplo).

2.6 Análise de sensibilidade

Em qualquer análise de viabilidade econômica, determinadas variáveis apresentam especial importância em vista da sua capacidade de interferir no resultado final do VPL de um fluxo de caixa. Valores como juros e custos, entre outros, podem impactar sobremaneira nesse resultado.

A técnica denominada *análise de sensibilidade* consiste em manter fixas todas as variáveis envolvidas na análise do investimento, exceto uma, à qual se aplicam determinadas variações de modo a conhecer o peso desta variável no resultado que se pretende conhecer. A capacidade evidenciada por essa variável em alterar outras variáveis resultantes do modelo permite avaliar a sua importância no processo de tomada de decisão.

Quando uma pequena variação no valor de um determinado parâmetro resulta em grande alteração no valor do fluxo de caixa, considera-se que a decisão a ser tomada apresenta grande sensibilidade em relação à variação do parâmetro escolhido como referência (HIRSCHFELD, 2000).

Ross, Westerfield e Jordan (2002) chamam a atenção para o fato de que a análise de sensibilidade é uma variação da análise de cenários e, portanto, possui as mesmas deficiências daquela ferramenta: é útil para indicar onde eventuais erros de previsão causariam maiores danos, mas não diz o que fazer a respeito dos erros possíveis de ocorrerem.

2.7 Simulação

Segundo Gitman (2002) a técnica de simulação tem o objetivo de perceber o risco utilizando distribuições probabilísticas predeterminadas e números aleatórios

para se estimar os resultados arriscados. A figura 1 apresenta um fluxograma de simulação do Valor Presente Líquido - VPL através da geração de valores aleatórios, a serem aplicados como entradas e saídas em um fluxo de caixa. Aplicando as variáveis de um fluxo de caixa a um modelo matemático e repetindo várias vezes o processo, é possível obter a distribuição das probabilidades de um projeto.

O número de vezes que o processo deverá ser repetido não segue nenhuma regra preestabelecida. Porém, uma forma prática de determinar se o número de simulações realizadas está adequado é proceder à análise dos dados estatísticos, como a média e o desvio padrão, por exemplo. O número de vezes que se roda o modelo estará adequado se estes valores estiverem dentro de um intervalo de precisão desejado (SOARES, 2006).

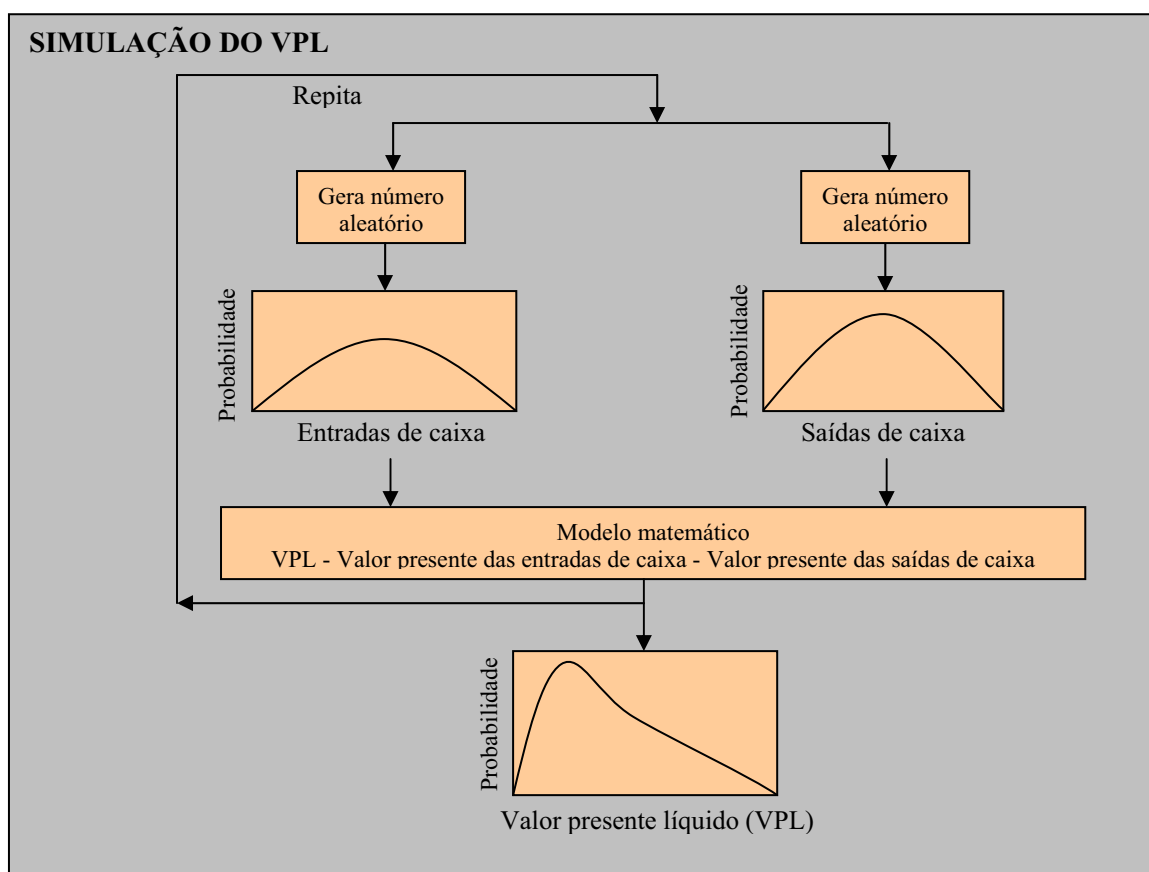


Figura 1 - Fluxograma de simulação de valor presente líquido. Fonte: Gitman (2002)

2.8 O investimento em infra-estrutura

As incertezas que caracterizam um investimento tornam-se consideravelmente maiores quando se trata de investir em ativos de infra-estrutura.

Vultosos dispêndios iniciais e elevado tempo de maturação são características desse tipo de empreendimento, além de outros aspectos não considerados normalmente numa análise convencional. Investimentos em infra-estrutura são geralmente feitos com o objetivo de construir ativos para prestação de serviços públicos. Essa característica, por si só envolve inúmeras variáveis que normalmente não estão presentes numa análise de decisão referente à expansão de uma fábrica ou lançamento de uma nova linha de produtos, por exemplo.

Corrêa (2000) faz a esse tipo de investimento a seguinte referência:

O investimento em infra-estrutura implica na compra de bens de longa durabilidade e grande porte. Por suas características, têm um preço de oferta alto, apresentam grandes indivisibilidades e são muito ilíquidos, sendo que esses projetos envolvem escalas mais elevadas do que a da maioria dos projetos industriais. Via de regra, o período médio de construção de obras de infra-estrutura é mais longo e além do mais, se a construção não for concluída, o que foi montado não será passível de ter um uso alternativo. Neste caso, os custos incorridos na etapa de construção são irrecuperáveis (*sunk cost*). Destaca-se então, que os riscos incorridos na fase de implantação do investimento são maiores no caso das inversões em infra-estrutura.

É freqüente nas análises econômicas atuais a referência à considerável disponibilidade de capital no mundo e à disposição dos detentores desse capital em buscar melhores remunerações aos seus ativos financeiros. Porém, fundos de pensão, bancos de fomento ou mesmo empresas globalizadas, não se disporão a enfrentar os desafios de investir em infra-estrutura em países em desenvolvimento, a não ser que eles apresentem estabilidades regulatória e monetária, além de, eventualmente, incentivos que diminuam os riscos para situações onde o fluxo de caixa possa vir a ser inferior ao esperado em virtude de problemas macroeconômicos, cuja previsão é praticamente impossível por parte desses investidores.

Em economias fechadas ou com elevada capacidade de gerar recursos, como os grandes exportadores de petróleo, por exemplo, o estado tende a bancar esse tipo de investimento, constituindo-se no principal, quando não o único, vetor do desenvolvimento da infra-estrutura.

Para países em desenvolvimento em geral, onde a capacidade de investimento estatal é limitada ou encontra-se sufocada por fatores macroeconômicos ou pela burocracia, atrair capital privado torna-se a única opção para implementar as obras de infra-estrutura necessárias.

Brandão e Saraiva (2006), ao abordarem a necessidade de atração de capitais para novos projetos, falam da impossibilidade de reduzir excessivamente o custo do investimento, sob risco de inviabilizá-lo. Nesses casos, os investidores privados requerem o estabelecimento de garantias ou apoios que mitiguem os riscos e que, de alguma forma, tornem o governo sócio do negócio. Os autores citam exemplos de obras de infra-estrutura na Colômbia e no Chile, nas quais o governo ofereceu garantias para construção de rodovias, assegurando tráfego mínimo. No caso colombiano, citam ainda a licitação para expansão de uma usina termelétrica, para a qual o governo garantiu, por parte da estatal de distribuição da Colômbia, um contrato *take or pay*, modalidade onde, um determinado montante é contratado e pago, independente da demanda que ocorrerá de fato.

Essa situação também se verifica atualmente no Brasil. O governo busca viabilizar mercados para os setores nos quais deseja atrair investimentos privados, face à reduzida capacidade de financiamento por parte do estado em vista da enorme demanda requerida pela economia, que dá sinais de um potencial de crescimento que pode não se confirmar por falta de estradas, portos e energia.

Uma das formas utilizadas pelo governo brasileiro para viabilizar os investimentos esperados são as Parcerias Público-Privadas - PPPs, arranjos contratuais nos quais o governo assume compromissos futuros através de garantias e opções, mundialmente bem vistos como uma alternativa para o aumento da eficiência estatal através da alocação eficiente de incentivos e riscos (BRANDÃO; SARAIVA, 2006).

Silva (2005) faz à Parceria Público-Privada o seguinte comentário:

A Parceria Público-Privada procura atrair investimentos privados por meio de incrementos da remuneração do parceiro privado com recursos públicos ou pela atribuição de outros direitos. Sem esse mecanismo, a única alternativa para a consecução de obras infra-estruturais seria a promoção direta, pelo Estado, dos investimentos em projetos com recursos de que não dispõe e com a eficiência algumas vezes questionável. O cerne teórico

do instrumento consiste em trazer para o Poder Público a expertise da iniciativa privada, por intermédio de um controle mais focado no desempenho do contratado. Isto vem exatamente ao esteio do que tem sido proposto desde do início da reforma do estado, onde se propõe um controle de finalidade ao invés de um controle de procedimentos.

O *project finance*, é outra alternativa para alavancar recursos para investir em infra-estrutura. É uma forma de "colaboração" financeira que se sustenta no fluxo de caixa do projeto, cujos valores recebíveis ao longo do projeto, além dos seus próprios ativos, servem como garantia ao financiador. É uma modalidade mais comumente utilizada para projetos de grande porte do setor de infra-estrutura, como usinas, estradas, obras de saneamento básico, entre outros (BORGES, 2007).

Sobre o *project finance*, Rodrigues Jr. (1997) considera esse modelo de capitalização do investimento em infra-estrutura não só adequado para atrair capitais, mas também porque ele possui o que o autor chama de "altíssimo efeito catalisador", pois além de alavancar os recursos necessários, espalha seus efeitos nos mercados de capitais e nos investidores institucionais, além de proporcionar melhora na gestão dos projetos e no nível geral de emprego.

O fato é que o *project finance* tem sido utilizado amplamente nas recentes composições de consórcios ou mesmo por empresas isoladamente, para participação em leilões de concessões. A delimitação dos custos e, conseqüentemente, de grande parte dos riscos e mesmo uma maior previsibilidade deles, além da enorme flexibilidade na composição dos diversos membros da sociedade, tem sido um fator altamente atrativo para a utilização desta modalidade de financiamento, além de poder contar com um banco de investimento entre os acionistas de projeto, como tem acontecido ultimamente no Brasil, o que facilita ainda mais.

2.9 A estrutura do setor elétrico brasileiro

A partir dos anos 80 do século passado, diversos países empreenderam reformas em seus setores elétricos. Com raras exceções, entre elas a França, países desenvolvidos ou em desenvolvimento, em maior ou menor grau, descentralizaram e liberalizaram o mercado de energia elétrica. De extremos, como Grã Bretanha e estado da Califórnia, onde a liberalização foi radical, a moderados,

como Brasil e Argentina, que adotaram modelos menos ousados, vários países implementaram medidas modernizadoras em seus setores elétricos.

A necessidade dessas transformações ficou evidente a partir da primeira grande crise do petróleo, em 1973, principalmente para os países desenvolvidos. Os países em desenvolvimento sentiram menos esse impacto, sendo que neles, a falta de recursos financeiros evidenciou o esgotamento do modelo vigente. Baixas tarifas, muitas vezes utilizadas com caráter político e social, desestimulavam o investimento. Em meados da década de 90, o Banco Mundial manifestava publicamente a sua nova política para o setor elétrico dos países em desenvolvimento. O banco recomendava descentralização, desverticalização, competição e privatização como fatores de desenvolvimento econômico para a indústria de energia elétrica (ARAÚJO; OLIVEIRA, 2005).

A adoção desses fatores pelo Brasil, a partir do governo Collor, passando pelo governo Cardoso e terminando no chamado marco regulatório do governo Lula, transformou completamente esse setor. As leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, estabeleceram as bases legais do setor elétrico brasileiro. A partir da efetiva implementação dessas leis e pela posterior regulamentação delas, via decretos ou resoluções, o setor elétrico ficou estruturado conforme mostrado de forma simplificada na figura 2.

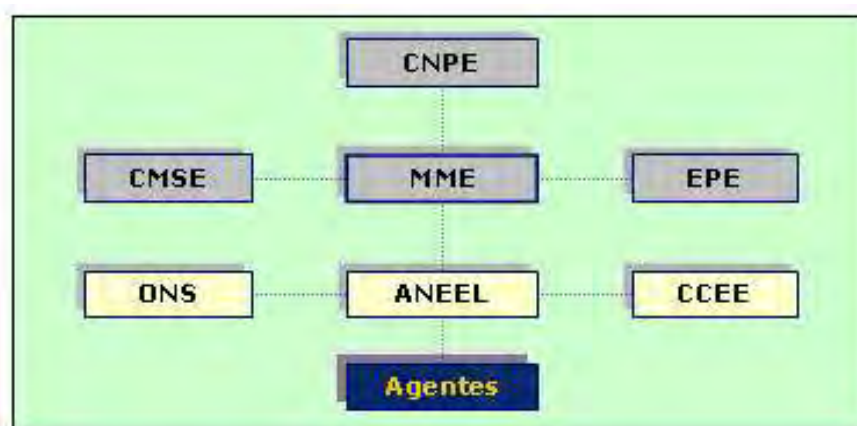


Figura 2 - Relações institucionais do setor elétrico. Fonte: VS5 Energia (2007)

A figura mostra a hierarquia então implantada no setor elétrico, com os diversos órgãos que o integram. Essa estrutura se mantém inalterada hoje em dia e está explicada através das abordagens às respectivas atribuições dos órgãos que a compõem, explicadas nos itens a seguir.

2.9.1 Ministério de Minas e Energia - MME

É o responsável pela formulação de políticas e diretrizes para o setor elétrico. A partir do marco regulatório de 2004, retomou as funções de poder concedente, que fora exercido pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL desde a criação da agência em 1996. O MME formula e implementa as políticas para o setor elétrico de acordo com as diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, órgão de assessoramento do presidente da república, composto por ministros de Estado e coordenado pelo Ministro de Minas e Energia.

Conforme o que dispõe o Art. 2º da lei nº 9.478 de 06 de agosto de 1.997, que o criou, o CNPE tem a função de formular políticas e diretrizes de energia, tendo como principais objetivos:

- promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País;
- assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País;
- rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País;
- estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, da energia solar, da energia eólica e da energia proveniente de outras fontes alternativas;
- estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de modo a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado;
- sugerir a adoção de medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos.

O CNPE, por sua vez, é auxiliado, quando pertinente, pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, órgão cuja função é acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional, elaborando propostas de ajustes ou de ações preventivas ou corretivas quando detectar dificuldades de qualquer natureza que afetem, ou que possam afetar ou comprometer de alguma forma, a regularidade e a segurança no abastecimento de energia elétrica.

2.9.2 Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Criada pela Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE está vinculada ao Ministério de Minas e Energia e conforme o Art. 4º da lei supracitada tem, entre outras, as seguintes atribuições:

- realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;
- elaborar e publicar o balanço energético nacional;
- identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos;
- obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica, selecionados pela EPE;
- elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos;
- desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e socioambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis;
- elaborar estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil;
- desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis;
- promover planos de metas voltadas para a utilização racional e conservação de energia, e
- promover estudos voltados para programas de apoio para a modernização e capacitação da indústria nacional, visando maximizar a participação desta no esforço de fornecimento dos bens e equipamentos necessários para a expansão do setor energético.

Um dos principais resultados dos estudos elaborados pela EPE é o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica, documento que determina as obras a serem licitadas para os 10 anos vindouros, com base em diversos parâmetros, como expectativa de crescimento do PIB, elasticidade da demanda e universalização. O plano decenal norteia os agentes e os demais órgãos em suas ações e decisões concernentes à expansão do setor elétrico.

2.9.3 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Também criada em 2004, a CCEE é também fruto do chamado marco regulatório do setor elétrico, tendo surgido a partir do Mercado Atacadista de Energia

- MAE, ao qual sucedeu. É o órgão responsável por viabilizar as transações de energia entre os agentes de geração, distribuição e comercialização, sejam no ambiente livre ou regulado. É também responsabilidade da CCEE a contabilização e liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo (*spot*).

As principais atribuições da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica são (BRASIL, 2004):

- manter o registro de todos os contratos fechados nos Ambientes de Contratação Regulada (ACR) e de Contratação Livre (ACL);
- promover a medição e registro dos dados de geração e consumo de todos os Agentes da CCEE;
- apurar o Preço de Liquidação de Diferenças - PLD - do Mercado de Curto Prazo por submercado;
- efetuar a Contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados no Mercado de Curto Prazo e a Liquidação Financeira;
- apurar o descumprimento de limites de contratação de energia elétrica e outras infrações e, quando for o caso, por delegação da ANEEL, nos termos da Convenção de Comercialização, aplicar as respectivas penalidades;
- apurar os montantes e promover as ações necessárias para a realização do depósito, da custódia e da execução de Garantias Financeiras, relativas às Liquidações Financeiras do Mercado de Curto Prazo, nos termos da Convenção de Comercialização;
- promover Leilões de Compra e Venda de energia elétrica, conforme delegação da ANEEL, e
- promover o monitoramento das ações empreendidas pelos Agentes, no âmbito da CCEE, visando à verificação de sua conformidade com as Regras e Procedimentos de Comercialização, e com outras disposições regulatórias, conforme definido pela ANEEL.

2.9.4 Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

Se fosse possível e adequado estabelecer uma ordem de importância para os órgãos criados desde que o setor elétrico iniciou sua reestruturação, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL seguramente estaria no topo dessa relação.

Dada a disposição política de entregar à iniciativa privada concessões de serviços públicos, principalmente em mercados que se configuram monopólio natural, como é o caso do fornecimento de energia elétrica, a presença de um órgão regulador torna-se absolutamente indispensável. E esse é o papel da ANEEL. Criada pela lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1.996, regulamentada pelo decreto

2.335, em 06 de outubro de 1.997, como órgão regulador do setor elétrico, as principais atribuições ANEEL, são (BRASIL, 1.997):

- implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração de energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais de energia hidráulica;
- incentivar a competição e supervisioná-la em todos os segmentos do setor de energia elétrica;
- regular os serviços de energia elétrica, expedindo os atos necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela legislação em vigor;
- aprovar metodologias e procedimentos para otimização da operação dos sistemas interligados e isolados, para acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e para comercialização de energia elétrica;
- incentivar o combate ao desperdício de energia no que diz respeito a todas as formas de produção, transmissão, distribuição, comercialização e uso da energia elétrica;
- atuar, na forma da lei e do contrato, nos processos de definição e controle dos preços e tarifas, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, e criar mecanismos de acompanhamento de preços;
- fiscalizar a prestação dos serviços e instalações de energia elétrica e aplicar as penalidades regulamentares e contratuais;
- determinar o aproveitamento ótimo do potencial de energia hidráulica, em conformidade com os §§ 2º e 3º do art. 5º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

A ANEEL constitui-se num dos raros exemplos de agência reguladora no Brasil cujo funcionamento recebe reiterados elogios, exceto eventuais questionamentos inerentes a alguns aspectos das atividades que fiscaliza. Em 2007 a agência completou 10 anos de existência, sendo seguidamente elogiada por especialistas, mesmo em momentos críticos. Ao avaliar a atuação da ANEEL por ocasião de seu décimo aniversário, Paulo Pedrosa, presidente da Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica - Abracel, faz, entre outras, as seguintes observações (CANAL ENERGIA, 2007):

Com menos lembranças do que seria justo, a Agência Nacional de Energia Elétrica acaba de completar 10 anos de um trabalho marcado pelo espírito público, dedicação e competência técnica [...] Alguns dos avanços são marcos na administração pública brasileira: decisões colegiadas em reuniões públicas transmitidas pela internet; processos transparentes com motivação explícita e suportada por notas técnicas e pareceres jurídicos produzidos por uma equipe permanente e profissional [...] Muito além de uma simples evolução do DNAEE, a ANEEL é parte de uma visão

inovadora do papel dos governos e da sociedade... A ANEEL tem muitos desafios pela frente. O mais difícil, porém, é o de viver o seu papel tão especial de órgão do Estado, reconhecendo e respeitando o papel do governo, mas, também, do mundo privado, dos agentes do setor, investidores, financiadores e consumidores. Respeitando a lógica de todos, mas evitando repetir aquelas que seriam as dificuldades naturais de cada um.

É interessante ressaltar que opinião tão favorável a um órgão regulador, não vem de um analista ou imprensa especializada, mas de um agente, regulado pelo órgão que está avaliando publicamente.

2.9.5 Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

Diferentemente dos demais órgãos do setor, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS é uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos, cuja função é coordenar e controlar a operação das instalações de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional - SIN, atuando sob fiscalização e regulação da ANEEL.

O ONS é constituído de membros associados, que representam os setores de geração, transmissão e distribuição, os importadores e exportadores, os consumidores livres conectados à rede básica e por membros participantes, que representam o Ministério de Minas e Energia - MME, os conselhos de consumidores, os geradores não despachados centralizadamente e as pequenas distribuidoras.

O ONS foi criado pela Lei nº 9648, de 27 de maio de 1998, sendo suas principais atribuições (BRASIL, 1998):

- o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas a otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados;
- a supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos;
- a supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais;
- propor ao Poder Concedente as ampliações das instalações da rede básica, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão;
- propor regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica do SIN, a serem aprovadas pela ANEEL.

2.9.6 Agentes

A legislação denomina agentes as empresas que exercem as atividades comerciais, produtivas ou de prestação de serviços no setor elétrico. Através dos agentes ocorrem os negócios de fato no setor elétrico, uma vez que não é atribuição das empresas de transmissão efetuar qualquer tipo de negociação no contexto de compra ou venda de energia.

São as seguintes as definições para os diversos agentes integrantes do setor elétrico (BRASIL, 2008):

- **Agente de geração** - titular de concessão, permissão ou autorização para fins de geração de energia elétrica. Incluem-se nessa categoria os autoprodutores e produtores independentes de energia elétrica;
- **Agente de distribuição** - titular de concessão ou permissão para distribuição de energia elétrica a consumidor final ou a Unidade Suprida, exclusivamente de forma regulada.
- **Agente de exportação** - titular de autorização para fins de exportação de energia elétrica.
- **Agente de importação** - titular de autorização para fins de importação de energia elétrica.
- **Agente de comercialização** - titular de autorização, concessão ou permissão para fins de realização de operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Os agentes se relacionam através de contratos formalizados de acordo com o disposto na legislação. A figura 3 esquematiza as relações contratuais existentes entre os diferentes agentes do setor elétrico (VS5 ENERGIA, 2007).

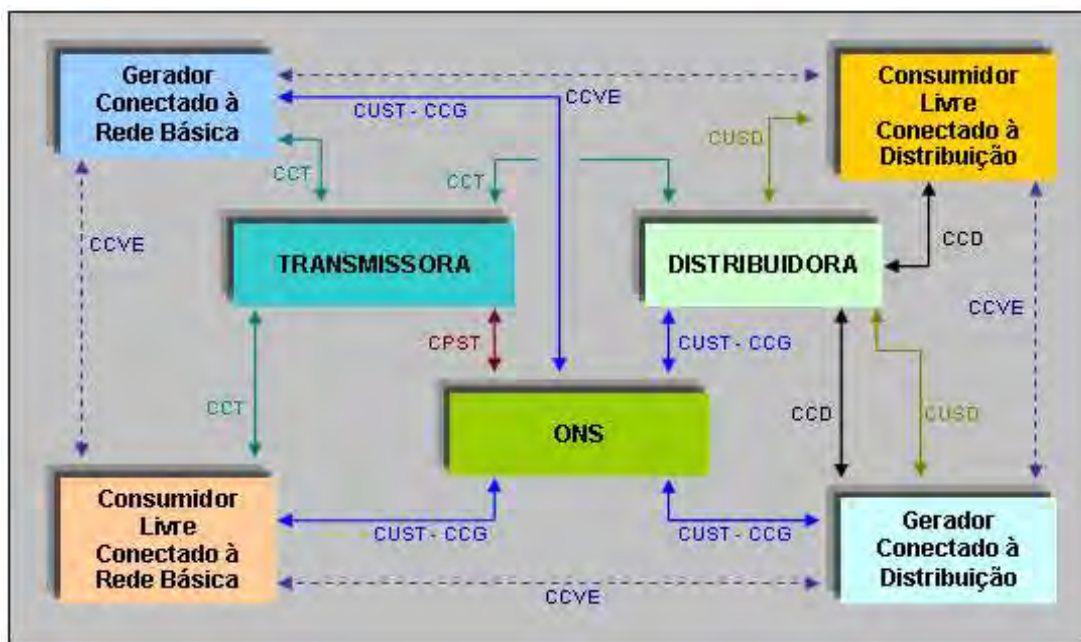


Figura 3 - Relações contratuais do setor elétrico. Fonte: VS5 Energia (2007)

- **CPST - Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão** - assinado entre o ONS e as empresas transmissoras de energia elétrica. É o instrumento legal que outorga ao ONS poderes para representar as transmissoras perante os usuários da Rede Básica, garantindo a prestação dos serviços de transmissão conforme as determinações da ANEEL e os Procedimentos de Rede.
- **CUST - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão** - assinado entre o ONS e as empresas usuárias dos serviços de transmissão, ou seja, as distribuidoras, os geradores e os consumidores livres diretamente conectados à Rede Básica e os geradores conectados à rede de distribuição, mas despachados centralmente pelo ONS. O CUST é o instrumento legal que estabelece as condições de uso da Rede Básica e os valores mensais a serem creditados às empresas transmissoras, bem como ao próprio ONS pela administração dos serviços de transmissão. Um determinado consumidor livre conectado à Rede Básica, por exemplo, deverá assinar um CUST com o ONS e passará a integrar o pool de usuários da alta tensão, recebendo mensalmente um Aviso de Débito (AVD) indicando os montantes financeiros a serem pagos. Os montantes de uso do sistema de transmissão são definidos no CUST a partir da tarifa nodal calculada para o ponto de conexão da carga, no caso de

consumidores livres e/ou distribuidores, e da geração, no caso de geradores.

- **CCT - Contrato de Conexão à Transmissão** - assinado entre as empresas proprietárias de ativos da Rede Básica e as empresas usuárias dos serviços de transmissão a elas conectadas fisicamente, tendo como interveniente o ONS.
- **CCI - Contrato de Compartilhamento de Instalações** - assinado entre duas concessionárias de transmissão, estabelecendo os procedimentos diretos e responsabilidades para o uso compartilhado de equipamentos e instalações.
- **CCG - Contrato de Constituição de Garantia** - contrato associado ao CUST, assinado entre o ONS e as empresas usuárias dos serviços de transmissão, com interveniência dos respectivos bancos gestores. Tem como objetivo o estabelecimento de garantias comerciais para liquidação mensal dos encargos de uso da Rede Básica.
- **CUSD - Contrato de Uso do Sistema de Distribuição** - contrato celebrado entre as empresas de distribuição e os usuários conectados diretamente aos seus sistemas, no caso: consumidores livres e geradores. Visa estabelecer os procedimentos para pagamento dos encargos de uso das redes de baixa tensão, cuja memória de cálculo é baseada nas tarifas de uso da distribuição.
- **CCD - Contrato de Conexão à Distribuição** - assinado entre as empresas de distribuição e as empresas conectadas fisicamente aos seus sistemas.
- **CCVE - Contrato de Compra e Venda de Energia** - é o contrato assinado entre o consumidor livre e o agente gerador de energia elétrica, esteja este ligado à rede de distribuição ou diretamente à Rede Básica.

2.10 O investimento no setor elétrico brasileiro

O desenvolvimento inicial dos serviços de energia elétrica no Brasil se deu sem a presença do Estado. Até os anos trinta do século passado, dois grupos privados respondiam pela oferta de energia elétrica no país: o americano-canadense Light dominava a região sudeste do país e o American Foreign Power Company (Amforp) fornecia eletricidade para Porto Alegre, Pelotas, Curitiba, Salvador, Natal e Vitória, além de cidades do interior de São Paulo e do Rio de Janeiro. Mesmo no que se refere à geração, até 1950 mais de oitenta por cento da potência instalada pertencia ao capital privado internacional (ARAÚJO; OLIVEIRA, 2005).

Esse quadro se alterou após a segunda grande guerra, quando a retomada do crescimento econômico em nível mundial exigiu grandes investimentos em energia. No Brasil, o papel do estado como investidor dessa atividade se acentuou, principalmente na geração e transmissão.

Sobre os fatores que motivaram a presença do governo na prestação de serviços de energia elétrica no Estado de São Paulo, Paixão (1988) faz uma abordagem que explica a situação vivida na época, não deixando dúvidas sobre a necessidade da presença estatal nessa atividade.

Além da necessidade de expansão do parque gerador para atender às novas demandas e às demandas reprimidas do mercado, outros fatores mostravam, de forma bastante clara, que só com a participação do Estado seria possível levar avante o desenvolvimento paulista suportado na energia elétrica: o empresariado não tinha recursos para grandes investimentos e as empresas estrangeiras que aqui operavam já davam mostras de não estarem dispostas a encampar tal política, principalmente nas regiões interioranas, sem ter uma garantia ampla de que suas remunerações seriam compensadoras.

Era evidente que garantias governamentais para um setor ainda tão incipiente não seria possível politicamente nem aceitável economicamente. Logo, o estado brasileiro se encarregaria de investir no desenvolvimento de seu sistema elétrico. A criação da Eletrobrás no início dos anos 60, encampando algumas empresas estaduais (Chesf e Furnas), criando subsidiárias (Eletrosul e Eletronorte) e atuando como *holding*, deu excepcional impulso ao desenvolvimento do setor elétrico

brasileiro. Sobre esse aspecto, Araújo e Oliveira (2005) fazem o seguinte comentário:

A concentração dos recursos financeiros e a centralização dos processos decisórios na *holding* Eletrobrás viabilizou a criação dos grandes mercados interconectados do Sul-Sudeste e do Norte-Nordeste, possibilitando economias de escala e escopo que reduziram o custo de abastecimento elétrico dos consumidores nacionais. A disponibilidade de eletricidade barata induziu a localização de complexos industriais eletrointensivos no país, fomentando o desenvolvimento industrial. Por outro lado, as dimensões continentais do Brasil e a opção pela hidroeletricidade exigiram a construção de linhas de transmissão de longa distância. Em 1970 havia apenas 32 mil quilômetros de linhas de transmissão; em 1993 estas chegaram a 150 mil quilômetros de extensão. A energia gerada por Itaipu chega ao Sudeste através de 1.612 km em corrente contínua e extra-alta tensão, realização de destaque em nível mundial.

Porém, esse cenário de grande disponibilidade de capital estatal, responsável pela implantação de um excepcional sistema elétrico, de características ímpares no mundo, viria a se alterar ainda no final dos anos 80, evidenciando o esgotamento deste modelo. Essa realidade não foi diferente da experimentada por países em desenvolvimento em todo o mundo, notadamente na América Latina, então altamente dependente da presença do estado para investimentos em infra-estrutura.

Nesse novo contexto econômico, ficaria evidente, principalmente a partir do início da década de 90, a necessidade de fazer o caminho inverso: o estado deixaria de ter o papel de indutor do desenvolvimento, de fornecedor de capital e passaria a exercer a função de promotor e regulador dessa atividade, buscando atrair o capital privado através da formulação de políticas que despertassem no capital privado, a disposição de investir.

Ganim (2003), assim se refere aos atos legais que estabeleceram as profundas alterações no setor elétrico brasileiro a partir da década de 90 do século passado:

...foram instituídas diversas leis, decretos e atos, de forma a dar prosseguimento às mudanças no modelo do setor elétrico. Dentre elas, citamos as principais: Lei nº 8.987/1995, que dispôs sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previstas no art.

175 da Constituição Federal; Lei nº 9.074/1995, que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, criando a figura do produtor independente; Decreto nº 1.717/1995, que tratou dos procedimentos para prorrogações das concessões; Decreto nº 2.003/1996, que regulamentou a produção de energia elétrica por produtores independentes e autoprodutores; Lei nº 9.427/1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e disciplinou o regime econômico e financeiro das concessões de serviços públicos de energia elétrica; Lei 9.433/1997, que instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos e criou o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos; Lei nº 9.478, que dispôs sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo e instituiu o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo.

A Agência Nacional de Energia Elétrica começou a funcionar em 02.12.1997 como Órgão Regulador, após a publicação do Decreto 2.335/1997, que aprovou sua estrutura regimental. Dessa forma, o DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, como poder concedente, regulamentou e fiscalizou o setor elétrico até 01 de dezembro de 1997.

O autor, ainda abordando as alterações, cita os últimos atos regulamentares que viriam a concluir a reforma ora empreendida:

Quando da criação da ANEEL, já se encontravam em andamento os trabalhos de reestruturação do setor elétrico através do Projeto RE-SEB, que culminou com a edição da Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, que além de promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás e de suas subsidiárias, estabeleceu o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, instituído mediante Acordo de Mercado firmado entre os interessados, bem como o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, pessoa jurídica de direito privado que exerce suas atividades mediante autorização da ANEEL. A regulamentação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica e do Operador Nacional do Sistema Elétrico deu-se através do Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998.

Uma das principais conseqüências da reforma do setor elétrico foi, sem dúvida, a desverticalização das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, fazendo da transmissão um negócio isolado das demais atividades do setor elétrico.

Apesar de profundas reformas, o país viria a enfrentar em 2001 uma grave crise de abastecimento, que culminou com o racionamento de energia elétrica. Jabur (2001), ao abordar essa crise, comenta que a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico, criada em maio de 2001 pela presidência da República com o objetivo de identificar as causas estruturais e conjunturais da falta de energia, produziu o que a autora considera uma das mais completas análises a que ela teve acesso sobre a crise de abastecimento. Segundo o relatório, as principais causas do racionamento foram:

- desequilíbrio entre oferta e demanda, coincidente com a implementação do novo modelo;
- distribuidoras não tiveram incentivo para investir em geração;
- falta de regras claras, estáveis e concisas que incentivassem o investimento e visassem à proteção ao consumidor;
- legislação vaga e conflitante.

O racionamento de energia elétrica impôs, como seria de se esperar em uma sociedade moderna, pesado ônus à economia e grande repercussão na opinião pública. Desde o início de sua vigência, especialistas criticavam o modelo adotado para o setor elétrico, que viria a redundar na escassez.

Sauer (2002), assim se referiu ao modelo então vigente:

No Brasil, num regime de mercado competitivo de curto prazo, as características particulares do sistema resultam em acentuada volatilidade de preços, não se prestando a orientar os elevados investimentos exigidos para expandir a geração de energia no país. Além disso, as incertezas criadas por um arcabouço regulatório instável, frágil e mal aplicado, incrementam a percepção de risco do agente individual, que exigirá altas taxas de retorno para efetuar investimentos. Sem sombra de dúvida, pode-se afirmar que o modelo de **competição no mercado** não atende e não será capaz de atender às necessidades do setor elétrico brasileiro. Os fatos comprovam a afirmativa.

O governo que assumiu em 2002 logo determinou alterações no modelo do setor elétrico, denominando-as de "um novo marco regulatório". Esse novo conjunto de regras previa diversas mudanças no cenário então vigente, porém, para o segmento de transmissão, poucas foram as alterações em relação ao que já se

praticava desde as mudanças da década de 90. Na verdade, era consenso entre os especialistas que o modelo previsto para a transmissão cumpria adequadamente seu papel. Isso era demonstrado pelo grande interesse despertado pelos investidores em novos empreendimentos e pela saúde financeira das empresas existentes.

2.11 O investimento em transmissão de energia elétrica

A expansão do sistema de transmissão de energia elétrica no Brasil esteve, até o final da década de 90, sob incumbência das empresas estatais, as quais obtinham as concessões para a construção e operação das usinas hidroelétricas e das linhas de transmissão necessárias ao transporte da energia que elas mesmas geravam. O excepcional crescimento do sistema de transmissão de energia a que se referem Araújo e Oliveira (2005) no subitem 2.10 deste trabalho deve-se principalmente à Eletrobrás e suas subsidiárias, embora a participação de empresas estaduais, como CEMIG e CESP não deva ser desprezada nesse processo. O maciço investimento estatal cumpria seu papel, dotando o país de um sistema de transmissão de dimensões continentais entre início da década de 70 e meados da década de 90 do século XX.

A escassez de recursos públicos para investimentos no setor elétrico, porém, teve sua vertente no setor de transmissão, tendo como consequência o déficit na capacidade de transporte. Embora mais discretamente, esse déficit contribuiu para o racionamento no Brasil em 2001/2002, pois enquanto havia falta de energia na região sudeste, a região sul tinha sobra de água (energia em estado potencial) em seus reservatórios, mas não tinha meios de enviar essa energia ao sudeste por absoluta falta de linhas.

A Lei 9074, sancionada pelo governo federal em 07 de julho de 1995, viria determinar profundas alterações na atividade de transmissão de energia elétrica. Por essa lei, linhas de transmissão existentes deveriam ser classificadas pelo poder concedente como pertencentes à rede básica, ou de âmbito exclusivo da distribuição ou da geração. A lei determinava também que a partir daí, as futuras concessões para construção e operação de linhas de transmissão seriam objeto de licitação.

Em novembro de 2000, através da Resolução 433, a ANEEL definiu as instalações integrantes da rede básica. Estava assim implantado o modelo para a

transmissão de energia elétrica no Brasil, que deveria cumprir o objetivo de atrair os investimentos necessários à ampliação da rede, garantindo o livre acesso e a modicidade tarifária. A partir daí, a iniciativa privada passaria a ter um papel cada vez mais importante na composição dos investimentos necessários à expansão desse sistema.

O modelo adotado para o setor de transmissão no Brasil mostrou-se bem sucedido no que se refere a atrair investimentos. A segregação das atividades do setor elétrico fez surgir empresas especializadas em transmissão, seja pela descentralização das estatais então existentes, seja pela composição de consórcios formados por empresas nacionais ou pela chegada de grupos estrangeiros, interessados em explorar essa nova atividade econômica.

Brandão e Castro (2007), avaliando os investimentos realizados no setor de transmissão, citam que entre 1999 e 2006, foram investidos 16.671 milhões de reais, num total de 19.662 km de linhas, em diferentes níveis de tensão, considerando apenas as concessões obtidas através de leilões, ou seja, na vigência do novo modelo.

A interconexão satisfatória entre os diferentes sub-mercados e bacias hidrográficas deve ser capaz de prover o livre acesso dos agentes do setor elétrico, um dos principais objetivos da reforma do setor no que concerne à transmissão, permitindo a atuação plena dos verdadeiros geradores de negócios e a tão pretendida concorrência, seja através da produção (geradores e produtores independentes) ou da comercialização (distribuidores, comercializadores, importadores e exportadores).

O gráfico 2 apresenta a evolução do sistema de transmissão no Brasil, evidenciando o aumento da malha a partir dos leilões promovidos pelo governo.

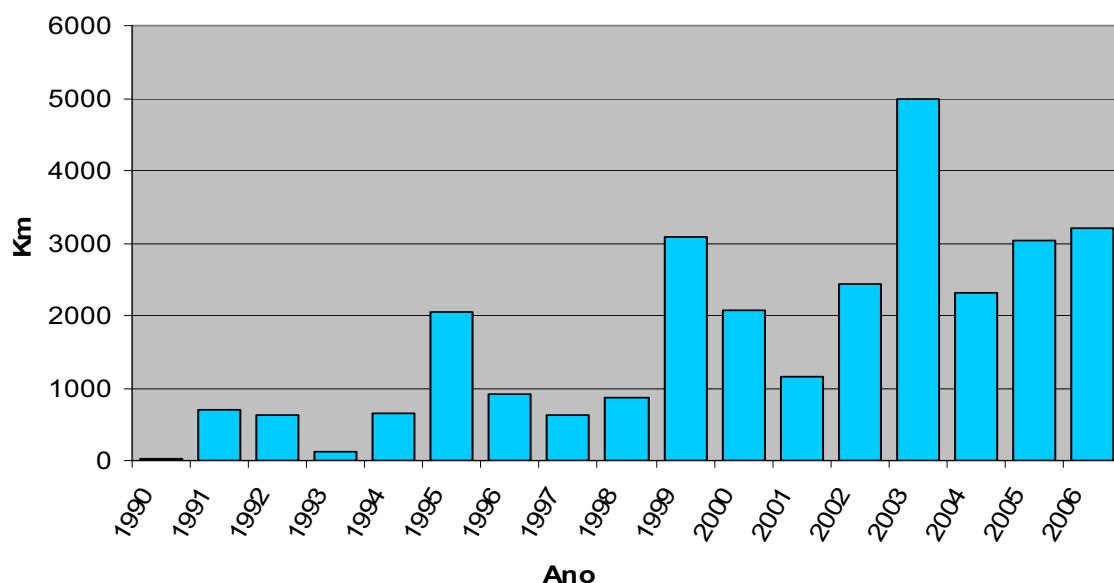


Gráfico 2 - Acréscimo anual de quilômetros de linhas

(Fonte: adaptado de ANEEL, 2007).

O gráfico evidencia a capacidade do novo modelo em atrair investimentos. Desde que entrou em vigência a modalidade de concessão por leilão, com a Empresa de Transmissão de Energia do Oeste – ETEO se constituindo na primeira empresa de capital 100% privado a arrematar uma concessão, em abril de 2000, a malha de transmissão de energia apresenta vigoroso crescimento, em contraste com os anos anteriores.

As concessões são outorgadas através de leilões de mínima receita, ou seja, vence o pretendente que aceitar investir e operar a concessão pela menor tarifa, a partir de um preço teto pré determinado. A ANEEL divide as linhas em lotes, podendo cada lote conter uma ou mais linhas. As concessões duram trinta anos, durante os quais o concessionário fará jus à receita pela disponibilização de suas instalações de transmissão, independente da quantidade de energia transportada.

No leilão ocorrido em 07 de novembro de 2007, o acirramento da disputa pelos lotes de transmissão ficou evidente. Vinte e um participantes, sendo 17 empresas individuais e 4 consórcios, disputaram acirradamente cada lote, o que levou o deságio em relação ao preço teto a um valor médio de 54,85%. Foram leiloados sete lotes de transmissão, compostos de nove linhas e quatro subestações, totalizando 1.941 quilômetros, com investimentos previstos acima de 1 bilhão de reais (CANAL ENERGIA, 2007).

O leilão de novembro de 2007 foi o que apresentou o maior deságio desde que a ANEEL passou a outorgar concessões por menor lance de receita. Desde 2003 o menor valor de deságio obtido havia sido de 34,8%, em 2004. Depois do leilão objeto de análise deste trabalho, outros dois foram realizados, em junho e outubro de 2008. O leilão de junho de 2008 viria apresentar o menor valor de deságio médio no novo modelo, de 20,18%.

Essa redução do deságio, porém, não se configurou numa tendência. Foi atribuído às características dos lotes leiloados, num total de 12 lotes com investimentos previstos de aproximadamente 3 bilhões de reais, o maior valor de investimento até então, além das características da maioria dos ativos, compondo um total de 1.829 km de linhas sobre a floresta amazônica com torres de até 300 metros de altura, algo inédito no Brasil.

O leilão de outubro de 2008 voltaria a apresentar deságio consideravelmente elevado, num valor médio de 37,62%, tendo sido inclusive nesse leilão obtido o menor deságio individual por lote, quando a Neoenergia aceitou construir e operar uma subestação na Bahia por uma receita reduzida de 60% da receita teto.

Diante de números como esse, principalmente quando alguém se dispõe a construir um ativo desse porte aceitando receber por ele menos da metade da receita definida como teto, é imperativo reconhecer que o modelo adotado para a modalidade de transmissão de energia elétrica no Brasil foi bem sucedido. Demonstra através da grande quantidade de concorrentes interessados e dos seguidos e elevados deságios nos leilões de concessões, capacidade de atrair o capital privado de modo surpreendente. Com isso, atinge um dos objetivos pretendidos com a reestruturação do setor elétrico, talvez o mais importante de todos, a modicidade tarifária, pelo menos no que se refere à transmissão, embora com repercussão importante no preço final, uma vez que a remuneração para a atividade de transmissão sai da conta de cada consumidor brasileiro.

A figura 4 demonstra a magnitude do sistema de transmissão de energia elétrica no Brasil.



Figura 4 - Sistema de Transmissão - Horizonte 2007/2009. Fonte: ONS (2008).

Ao mesmo tempo em que deixa evidente tratar-se de um sistema interligado sem paralelos no mundo, a figura mostra também os enormes desafios ainda por vir.

A interconexão hoje existente no continente é muito restrita, permitindo pouco intercâmbio entre países com regimes de chuvas e secas não coincidentes, de modo que a possibilidade de transferir energia em grande escala entre esses países seria de extrema importância, permitindo o aproveitando dessas peculiaridades, pois uma região em estiagem poderia importar energia de outra que estivesse atravessando período chuvoso.

A futura interligação das capitais da região amazônica, hoje sistemas isolados, ao sistema interligado nacional também exigirá investimentos elevados, que terão de vir necessariamente da iniciativa privada. Além disso, trazer à região sudeste, grande centro de consumo, a energia gerada pelos futuros aproveitamentos dos rios Madeira e Xingu também se constitui num desafio considerável. Para tanto, ser capaz de atrair o capital privado necessário a empreender essas obras torna-se fundamental para o atual modelo de transmissão de energia elétrica no Brasil.

3. METODOLOGIA

Esse capítulo descreve a metodologia utilizada na pesquisa, relacionando as etapas do trabalho e as ferramentas utilizadas para a obtenção das respostas ao problema formulado.

A forma através da qual se buscou as respostas ao problema de pesquisa baseou-se na verificação das variáveis envolvidas em uma situação real (leilão de concessão realizado) por meio de consulta à literatura e na simulação de situações possíveis a partir dessa situação real. Para uma dessas situações, foram utilizados valores também reais verificados em campo (informações das empresas pesquisadas). Para as demais, foram consideradas hipóteses prováveis, embora devidamente embasadas. Essas situações foram abordadas através da técnica de cenários.

3.1 Classificação da pesquisa

É reconhecidamente difícil classificar objetivamente uma pesquisa, em virtude dos diferentes meios através dos quais se busca as respostas pretendidas, o que eventualmente faz com que a estrutura de pesquisa permeie diferentes métodos. Em que pese esse aspecto, é possível considerar a pesquisa ora empreendida como de natureza objetivamente aplicada, buscando gerar conhecimentos com o intuito de obter soluções para problemas específicos de ordem prática, ou seja, determinar os fatores que influenciam na tomada de decisão de empreender ou não determinado investimento de capital.

Embora dotada de componentes até certo ponto subjetivos, como acontece, por exemplo, ao escolher determinados percentuais de uma variável para avaliar o impacto dela no resultado final, esta pesquisa deve ser classificada como eminentemente quantitativa, uma vez que tem como principal fonte os dados numéricos obtidos junto às organizações pesquisadas e à literatura consultada. Além disso, utiliza um modelo matemático de engenharia econômica e uma ferramenta computacional para analisar e quantificar os dados levantados, sejam eles de origem bibliográfica ou de campo.

Do ponto de vista dos objetivos, constitui-se numa pesquisa exploratória. Citando Gil (1991), uma pesquisa também pode ser classificada conforme os

procedimentos utilizados para alcançar os objetivos que se pretende alcançar. Para Gil (1991), as pesquisas exploratórias, apresentam em geral características de estudos de casos. Embora não se constitua claramente como um estudo de caso, esta pesquisa tem, de certo modo, essa característica, pois utiliza dados colhidos junto a organizações pesquisadas, empresas de transmissão de energia elétrica que atuam no Brasil, comparando-os com o que se observa na bibliografia, em documentos oficiais e contratos entre organizações. Pode-se considerar, assim que a desenvolvida também é uma pesquisa bibliográfica, documental e de estudo de caso.

3.2 Etapas da pesquisa

A figura 5 demonstra a seqüência das diversas etapas da pesquisa.

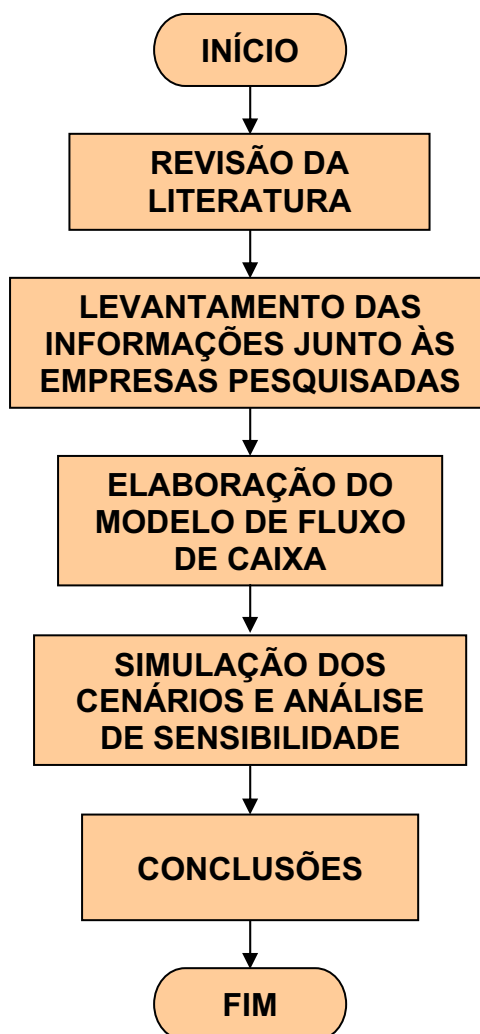


Figura 5 - Fluxograma da pesquisa

3.2.1 Revisão da literatura

Luna (1996), ao tratar dos objetivos pretendidos com a revisão de bibliografia de uma pesquisa, cita que eles buscam:

- Determinar o "estado da arte" do tema;
- Elaborar uma revisão teórica, inserindo o problema de pesquisa num quadro de referência teórica para explicá-lo;
- Elaborar uma revisão empírica, ou seja, como a literatura trata o problema;
- Elaborar uma revisão histórica, de modo a recuperar a evolução de um conceito, tema, abordagem ou outros aspectos.

Sob a ótica do autor deste trabalho, a revisão de literatura ora empreendida alcançou, em menor ou maior grau, os objetivos citados, ou seja, demonstrou o estado da arte do assunto tratado e referenciou o problema de pesquisa a essa realidade, abordando o comportamento dos pretendentes a uma concessão de transmissão e os valores de deságio por eles aceitos. Além disso, reviu historicamente a evolução do investimento em transmissão de energia elétrica no Brasil até os dias atuais.

Através da revisão bibliográfica, buscou-se obter o embasamento teórico necessário para justificar os métodos e ferramentas utilizados na pesquisa, bem como para demonstrar o estado da arte do tema pesquisado. A consulta à literatura também teve o objetivo de elucidar o problema de pesquisa, com o intuito de torná-lo claro e procedente.

Foi empreendida ampla consulta à legislação vigente sobre o setor de transmissão de energia elétrica no Brasil, abordando os aspectos regulamentares, tributários e econômicos, como por exemplo, a metodologia utilizada pelo poder concedente para definir receitas nos leilões de concessão. O valor relativo às receitas constituiu-se na principal variável utilizada no fluxo de caixa, o modelo matemático utilizado para buscar respostas ao problema de pesquisa. Também nessa etapa foi dado embasamento para a escolha da ferramenta utilizada para avaliar os investimentos disponíveis.

3.2.2 Levantamento de informações das empresas

Nessa etapa foram obtidas as informações referentes aos custos de operação e manutenção da atividade pesquisada, a transmissão de energia elétrica, de modo a alimentar o modelo de fluxo de caixa para um dos cenários simulados. Pelo caráter sigiloso desse tipo de informação, os nomes das empresas pesquisadas foram mantidos propositadamente ocultos.

Também nessa fase foram conhecidas as características de uma empresa de transmissão, suas receitas e despesas, a tecnologia disponível e o quadro de pessoal necessário para operacionalizar as instalações. Essas informações compõem um capítulo específico nesta dissertação.

As informações junto às empresas foram obtidas através de análise documental. Foram consultados contratos de manutenção e operação celebrados entre empresas de transmissão e empresas prestadoras de serviços e também consultados relatórios anuais de atividades, documentos privados, apenas disponíveis no âmbito corporativo, aqui mencionados apenas para permitir avaliar o quanto os valores envolvidos estão super ou subestimados, bem como para mostrar a estrutura de custos de uma empresa de transmissão.

Os contratos permitem mensurar de modo atual os valores envolvidos nesse tipo de prestação de serviço, quando o empreendedor opta pela terceirização. Os relatórios anuais de atividades, por sua vez, permitem conhecer o custo real envolvido na operação e manutenção de linhas e subestações compostas por diferentes configurações, sendo possível, a partir dessas informações, estimar os custos de manutenção e operação para os diversos tipos de ativos licitados, quando o concessionário opta pela não terceirização.

3.2.3 Elaboração do modelo de fluxo de caixa

A literatura sobre investimento disponibiliza claramente os critérios para uso da ferramenta de fluxo de caixa para analisar investimentos. Trata-se de metodologia consagrada e bastante utilizada. A pesquisa seguiu, portanto, os mesmos critérios e modelos utilizados.

Foi utilizado o software de planilha eletrônica Excel da Microsoft, ferramenta muito utilizada e de operacionalização relativamente simples. Para teste do modelo,

foram nele inseridos diversos exemplos obtidos de problemas resolvidos, disponíveis na literatura consultada, de forma a garantir a validação da ferramenta para a utilização proposta.

Também nessa etapa foram definidos os critérios utilizados para as fórmulas do modelo de fluxo de caixa, tais como depreciação, taxa de juros, percentual de capital de terceiros, custos, entre outros.

As variáveis resultantes utilizadas para análise do investimento foram aquelas relativas aos métodos utilizados, ou seja, o Valor Presente Líquido – VPL, a Taxa Interna de Retorno – TIR e tempo de retorno do investimento, o payback.

3.2.4 Simulação dos cenários

Para cada um dos cinco cenários que se pretendeu estudar, o modelo de fluxo de caixa foi alimentado com os dados concernentes àquela situação, dando origem às variáveis de saída, apresentadas em tabelas e gráficos. A escolha dos diferentes cenários baseou-se em abordagens dos analistas acerca dos leilões, como no caso da simulação com redução do valor do investimento, mas também com base em dados de campo, como no caso da simulação do investimento considerando valores de O&M obtidos junto às empresas.

3.2.5 Conclusões das simulações e análise de sensibilidade

Os resultados referentes às diversas simulações receberam a análise devida. Para cada cenário simulado no modelo, foram feitas análises do comportamento das variáveis resultantes do modelo, bem como de suas interações. Além disso, foi estudada a sensibilidade de algumas variáveis cujo comportamento poderiam ter impacto nos resultados.

4. A EMPRESA DE TRANSMISSÃO

Ao empreender uma análise de investimento, como se propõe esse trabalho, é fundamental determinar as características da organização que surgirá dessa inversão de capital. Variados são os fatores a serem considerados. Alguns desses fatores, de caráter econômico, apresentam similaridade em seu comportamento, qualquer que seja o ambiente no qual as organizações estão inseridas. Outros, porém, se distinguem em função da própria característica da organização investigada.

O objetivo deste capítulo é caracterizar tipicamente a empresa de transmissão que atua no setor elétrico brasileiro no que se refere às despesas, receitas e custos oriundos do ganho de uma concessão, considerando o modelo vigente e as exigências estatutárias e regulamentares.

Em que pese ser possível afirmar que as organizações empresariais com fins lucrativos pouco se distinguem em seus objetivos, não se pode deixar de considerar as peculiaridades do negócio que é a transmissão de energia elétrica a longas distâncias, o que impõe cuidados especiais na avaliação do eventual investimento para desempenhar essa atividade.

4.1 Características

Os ativos tangíveis de uma empresa de transmissão compõem-se de torres, condutores, isoladores, transformadores e compensadores reativos, além de equipamentos auxiliares e de supervisão, necessários ao bom desempenho e à perfeita operação e manutenção das redes. As torres, condutores e isoladores compõem as linhas propriamente ditas, enquanto os transformadores são responsáveis por abaixar ou elevar as tensões nas subestações, de modo a estabelecer a interligação entre sistemas. Os compensadores reativos são compostos de capacitores ou reatores, cujo objetivo é auxiliar no controle da tensão do sistema. Os equipamentos auxiliares permitem prover fonte de tensão alternada ou contínua de origem externa para alimentar sistemas de proteção e supervisão, de forma autônoma em relação ao sistema em operação, em condições normais ou de emergência.



Figura 6 - Subestação de 138 kV (fonte: ISA CTEEP, 2008).

Diferentemente de uma linha de produção convencional, na qual o movimento de pessoas ou equipamentos é visível, ou de uma atividade de serviços, onde a interação com os clientes é elevada, a atividade de transmissão de energia elétrica apresenta considerável "falta de dinamismo".

A atividade de operação resume-se a manter os equipamentos componentes do sistema, dentro de parâmetros físicos e elétricos adequados, intervindo através de comandos à distância, a partir de centros de operação ou localmente em salas de controle. Além disso, também é atividade da operação isolar equipamentos principais e auxiliares para intervenções de manutenção e religar equipamentos quando de distúrbios no sistema, caso os dispositivos de religamento automático não o façam.

A atividade de manutenção, por sua vez, resume-se a inspeções periódicas preventivas, com o intuito de detectar anormalidades e, quando pertinente, intervir para saná-las, além de manutenções preventivas em equipamentos de manobras (disjuntores e seccionadores) e transformadores em prazos definidos.

O objetivo da empresa, enfim, é disponibilizar os equipamentos necessários à concessão, de forma a obter índices adequados de qualidade, os quais exercerão impacto direto nas tarifas que irão determinar o fluxo de caixa. Sob a ótica

empresarial, de um ponto de vista aparentemente paradoxal, a concessionária de transmissão de energia elétrica, não tem de fato como real objetivo transmitir energia elétrica, mas apenas disponibilizar a "estrada". A transmissão ocorrerá se houver oferta num dos pontos (geração) em que a linha está conectada e demanda (carga) no outro. A transmissão de fato ou a ausência dela não causará nenhum impacto na receita da concessionária de transmissão.



Figura 7 - Torre de linha de transmissão de 440 kV (fonte: ISA CTEEP, 2008).

Por se tratar de um monopólio natural e de uma concessão de serviço público, a transmissão de energia elétrica tem suas atividades reguladas por uma agência governamental, no caso a ANEEL. Essa agência setorial determina normas e procedimentos de manutenção e operação dos equipamentos envolvidos na transmissão, além de interferir de forma direta na receita e, em menor intensidade, no próprio custo do negócio.

O dia a dia da empresa resume-se, assim, em manter supervisionadas as instalações em operação e, quando pertinente, desligar e efetuar as manutenções necessárias nos equipamentos, religando-os em seguida, disponibilizando-os ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

O quadro de funcionários de uma empresa de transmissão é bastante restrito, embora deva ser composto por profissionais qualificados e especializados, exigência esta, prevista no próprio contrato de concessão. Por outro lado, é possível terceirizar a operação e a manutenção sem comprometer a qualidade do serviço. Essa terceirização implica em manter apenas as atividades referentes à fiscalização dos contratos e à administração financeira e de pessoal. A contratação desses serviços pode ser fator importante no alívio da estrutura de custos da empresa.

Os procedimentos e requisitos necessários à realização das atividades de operação e manutenção da empresa de transmissão seguem o que dispõe os procedimentos de rede, documentos de caráter normativo emitidos pelo ONS, cujas finalidades o Operador Nacional assim define (ONS, 2008):

- Legitimar, garantir e demonstrar a Transparência, Integridade, Equanimidade, Reprodutibilidade e Excelência da Operação do Sistema Interligado Nacional;
- Estabelecer, com base legal e contratual, as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação, no que se refere a atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do sistema elétrico;
- Especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST, dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT e dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST.

4.2 Manutenção

O concessionário de transmissão é o responsável pela manutenção dos equipamentos de sua propriedade, de modo a mantê-los operando com níveis e padrões de desempenho adequados. Em vista da tecnologia disponível, uma considerável gama de intervenções em equipamentos de transmissão pode ser efetuada com as linhas e transformadores ligados, com pouca ou nenhuma restrição ao sistema e, obviamente, com impacto pequeno ou nulo na receita a ser auferida pela empresa.

Caso não seja feita a opção pela terceirização da manutenção, a empresa deve manter uma estrutura necessária ao atendimento de manutenções, composta de pessoal, instalações, veículos, equipamentos e ferramentas, além de almoxarifado com equipamentos sobressalentes. A definição de quantidades e tipos

de sobressalentes deve seguir critérios rígidos, pois, independente de terceirizar ou não as atividades de manutenção, ela tem caráter estratégico, podendo significar a diferença entre religar uma linha após uma falha ou mantê-la indisponível, com o conseqüente impacto na receita.

As linhas de transmissão, transformadores, reatores e demais componentes de um sistema de transmissão são equipamentos predominantemente estáticos, com desgaste e deterioração mínimos, os quais, quando presentes, devem-se quase sempre à ação da natureza. Isso permite manter equipes reduzidas para intervenções e inspeções. Não se prevê substituição, tendo em vista que a vida útil da maioria dos componentes do sistema é de 30 anos, o mesmo período da concessão. Além disso, eventuais substituições por atualização tecnológica ou para ampliação de capacidade são tratadas pela legislação como reforço ou ampliação, passíveis de receitas extras para sua remuneração, quando autorizadas pela ANEEL.

A localização das equipes de manutenção e dos almoxarifados deve levar em conta as distâncias das linhas e a localização geográfica das subestações. O acesso rápido aos locais com falha é de suma importância. Defeitos como queda de condutores e estruturas ou rompimento de isoladores, ocorrências não raras ao longo das linhas, exigem material específico e ação de técnicos especializados para disponibilizar a linha ao sistema rapidamente. O mesmo se verifica para eventuais falhas em equipamentos de manobras e em transformadores localizados nas subestações.



Figura 8 - Manutenção em linha desenergizada (fonte: ISA CTEEP, 2008).

Santos (2005), ao analisar os tipos de serviços prestados por uma empresa especializada em manutenção de sistemas de transmissão, cita que a empresa em questão é responsável pela manutenção de um conjunto de linhas que perfazem uma distância total de 1.278 km. Para isso, mantém uma sede e mais seis subunidades, cada uma com uma equipe de quatro eletricitas, responsáveis pelas atividades de manutenção e inspeção das linhas.

O terreno onde está instalada a linha deve sofrer manutenção constante, de modo que a vegetação ali existente seja mantida a distâncias adequadas dos condutores energizados. Essa faixa de terreno não é de propriedade do concessionário de transmissão, sendo apenas cedida a ele em caráter de servidão, onde o proprietário continua de posse da mesma, porém com restrições de uso, situação prevista na legislação brasileira.

Verifica-se que, com muita frequência, os detentores das últimas concessões têm optado pela terceirização das atividades de manutenção, seja através da contratação de empresas especializadas, seja pela contratação dos serviços de concessionários já atuando na região abrangida, o que proporciona considerável ganho de escala com conseqüente redução de custo.

4.3 Operação

A situação mais comum nas concessões de transmissão de energia elétrica no Brasil tem sido aquela onde o vencedor da licitação deve construir uma ou mais linhas entre subestações já existentes, ou ainda, instalar transformadores interligadores nessas mesmas subestações. Isso permite considerável ganho de escala e facilita sobremaneira a terceirização da atividade de operação das instalações do novo concessionário ao proprietário da subestação existente, o qual normalmente já dispõe de instalações adequadas e pessoal especializado.

Quando se faz necessária a construção de uma nova subestação ou na hipótese de manter a operação própria como opção estratégica, o concessionário deve dispor de estrutura e recursos humanos com capacitação adequada nas subestações terminais ou em centros de operação à distância. A operação a partir de uma ou mais salas de controle à distância, conhecida no jargão do setor como operação remota, tem sido muito utilizada no sistema elétrico brasileiro. O sistema *SCADA - Supervision, Controlling and Data Acquisition*, é um software amplamente utilizado para operação e supervisão à distância de subestações de energia permitindo utilizar recursos sofisticados com elevado grau de automação.

A tendência à terceirização das atividades de manutenção também se verifica para a atividade de operação. Porém, caso o concessionário opte por manter estrutura de operação própria, isso é possível com equipe reduzida e estrutura física enxuta, uma vez que a tecnologia disponível permite supervisão à distância das grandezas elétricas com elevada confiabilidade e mínima intervenção humana. Deve-se considerar também que o próprio contrato de concessão prevê o investimento em sistemas de supervisão e controle, devendo estes ser posteriormente disponibilizados ao Operador Nacional - ONS, o que permite a utilização desse sistema pelo próprio concessionário, com o incremento de algumas facilidades (comando à distância, por exemplo).

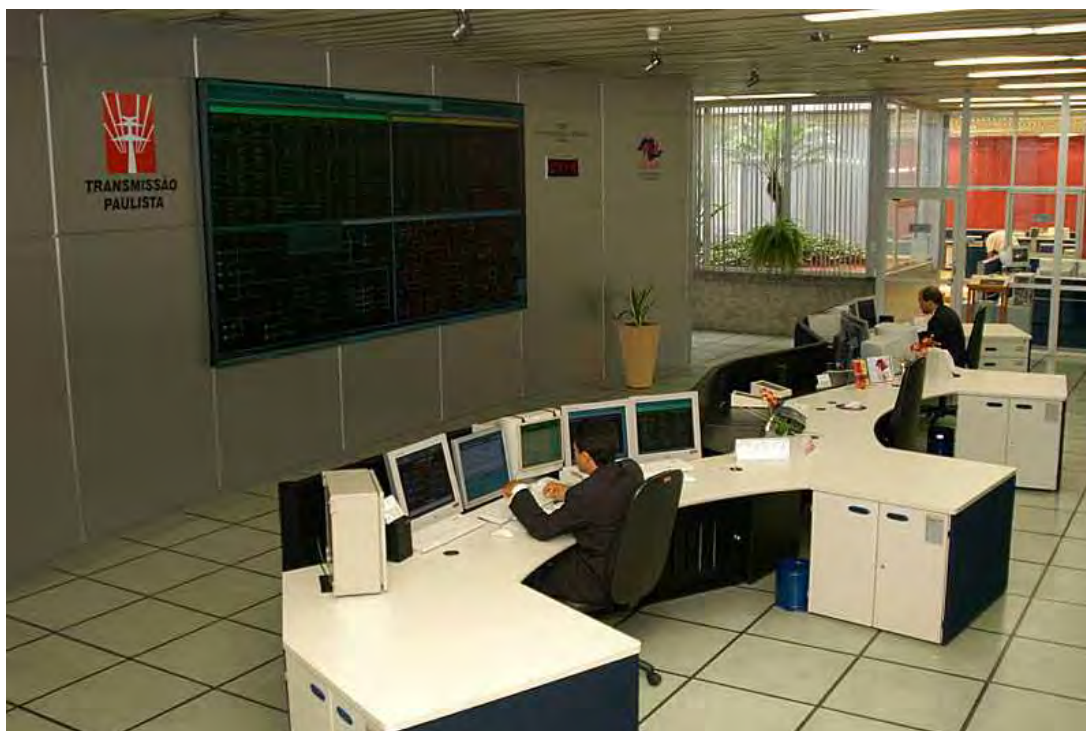


Figura 9 - Centro de operação de uma empresa de transmissão (fonte: ISA CTEEP, 2008).

Além da racionalização de recursos humanos, a automação também se constitui em fator de qualidade. Kviatkowski e Gozzi (2005), ao avaliarem o impacto da automação de sistemas de energia nos indicadores de uma empresa concessionária de distribuição de energia elétrica, concluem ser esse o principal fator da redução do tempo médio de atendimento em casos de interrupções. Em que pese as diferenças entre os dois tipos de prestação de serviço público, distribuição e transmissão de energia elétrica, é importante destacar que a topologia dos equipamentos em pouco diferenciam, sendo as distâncias das redes e os níveis de tensão os principais fatores que distinguem os ativos dessas concessionárias, o que permite inferir para a empresa de transmissão, resultados semelhantes àquele obtido pelos autores anteriormente citados ao analisarem a distribuição de energia.

4.4 Receitas

Conforme o modelo implantado no setor elétrico, não é atribuição da transmissão a comercialização de energia elétrica. Desse modo, a receita dessa atividade vem da disponibilidade de suas instalações para o sistema elétrico interligado. A Lei nº. 9.648, de 27 de maio de 1998, determina em seu art. 9º que cabe à ANEEL "*regular as tarifas e estabelecer as condições gerais de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão*".

Em consonância com a legislação, a ANEEL define anualmente a Receita Anual Permitida - RAP das transmissoras, através de resolução emitida pela agência, de modo a corrigir essa receita pelo IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo. Conforme o princípio do modelo vigente, as tarifas devem ser suficientes para “*estabelecer e manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão*”. Portanto, as tarifas deverão cobrir os custos necessários ao desenvolvimento das atividades inerentes ao contrato de concessão, assegurando o adequado nível de eficiência da concessionária.

É garantido ao detentor da concessão que custos extraordinários ou relevantes serão objeto de revisão da tarifa, bem como eventuais desajustes econômicos. Ao término da concessão, os bens serão transferidos ao poder concedente, no caso a União, porém a concessionária será devidamente ressarcida pelo valor desses ativos, conforme legislação vigente (ANEEL, 2001).

Em sua Resolução 247 de 13 de agosto de 1.999, a ANEEL determina as condições gerais de prestação de serviços de transmissão e contratação de acesso. Pela citada resolução, é atribuição da empresa de transmissão efetuar as medições de demanda de potência nos pontos de acesso às suas instalações, informando mensalmente esses valores ao ONS e ao próprio acessante. O ONS, de posse desses valores, efetua o rateio do valor de remuneração do concessionário de transmissão a cada acessante, de forma proporcional às demandas máximas verificadas em cada ponto, levando em conta a receita definida pela ANEEL para a instalação de transmissão correspondente, no valor de um duodécimo da RAP definida pela agência.

A partir da definição desses valores, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS emite avisos de débito aos acessantes e aviso de crédito à transmissora. Finalmente, a transmissora emite os documentos de cobrança dos valores cabíveis a cada acessante, de acordo com os valores constantes dos avisos de créditos emitidos pelo ONS (ANEEL, 1.999).

Além das receitas regulamentares, os contratos de concessão de serviços de transmissão permitem também à transmissora auferir outras receitas de terceiros, através da prestação de serviços de consultoria, construção, operação e

manutenção de instalações de energia elétrica ou de sinais de dados, voz ou vídeo, devendo firmar os devidos contratos com os interessados em contratar esses serviços. As receitas auferidas através dessas atividades serão parcialmente destinadas a propiciar a modicidade tarifária, ou seja, serão consideradas pelo regulador quando de revisões periódicas da receita.

Com o intuito de preservar o equilíbrio econômico e financeiro do contrato, é considerado pelo poder concedente como prerrogativa da transmissora, pleitear junto à ANEEL, contanto que devidamente amparado em relatórios e laudos periciais, requerimento que demonstre eventuais impactos de ordem tributária e legal nas receitas, com o intuito de requerer a revisão extraordinária. Essa revisão também poderá ocorrer por iniciativa do agente regulador sempre que houver evidência de receita adicional significativa auferida pelo concessionário através de outras atividades, de modo a contribuir para a modicidade tarifária da concessão (ANEEL, 2001).

4.5 Penalização por indisponibilidade

Os contratos de concessão de transmissão de energia elétrica prevêm que a Receita Anual Permitida - RAP da transmissora estará sujeita a descontos, mediante redução em base mensal, de modo a refletir a condição de disponibilidade das instalações componentes da concessão. Em junho de 2007, a Resolução nº 270 emitida pela ANEEL instituiu os critérios para determinação da qualidade da transmissão de energia elétrica. Com base nesses critérios, os detentores da concessão devem sofrer descontos na receita relativa à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica.

A aplicação desses descontos na parcela variável da receita está prevista na legislação e já vinha sendo praticada nos contratos das concessões outorgadas por leilão, porém, para as grandes empresas de transmissão, cujas concessões foram herdadas do modelo antigo, o desconto da parcela variável ainda não estava regulamentado.

Relativamente à implementação do critério de desconto, a ANEEL, através da Nota Técnica nº 029/2007, argumenta:

... a regulamentação em pauta aborda basicamente a qualidade do serviço prestado pelas transmissoras de forma equânime, atendendo aos requisitos estabelecidos nos CPST. Considera-se que todo desligamento, restrição operativa temporária e atraso na entrada em operação inicial, ocorridos em uma FT - Função Transmissão, de responsabilidade da concessionária de transmissão, implica a não prestação do serviço público correspondente, não cabendo, portanto, à concessionária, o recebimento total da receita associada. Neste contexto, minimizar as indisponibilidades e as restrições operativas torna-se um dos objetivos a ser perseguido pelas transmissoras, com reflexos positivos sobre o serviço prestado.

Em que pese a fundamentação legal manifestada pela ANEEL, diversas reações à implementação dessa metodologia tem sido registradas pelos analistas e executivos do setor. Em novembro de 2007, em entrevista à Revista Furnas, o presidente da Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica - ABRATE, assim reagiu a ela:

A Parcela Variável é um dos assuntos mais discutidos com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) desde a negociação para celebração dos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST), em 1999, e dos Contratos de Concessão, em 2000. Conceitualmente, ela seria um mecanismo que, através da vinculação das receitas às disponibilidades, funcionaria como um incentivo econômico à maximização das disponibilidades. Ao longo dos anos, a ANEEL a foi transformando em mecanismo de penalização, promovendo descontos inclusive em casos em que não houve indisponibilidade. A primeira minuta da resolução era pródiga nestes defeitos, tendo sido necessários muitos esforços para eliminá-los. Apesar destes esforços, a resolução 270 ainda contém aspectos questionáveis, que vemos como ilegalidades. Por esta razão, a ABRATE interpôs recurso contra o documento, que está em fase de julgamento.

Se para as empresas de transmissão de energia elétrica oriundas da cisão das antigas subsidiárias da Eletrobrás, (Furnas, Chesf, Eletrosul e Eletronorte) e

empresas estaduais como CESP e CEMIG a parcela da remuneração variável se apresenta como um novo desafio de gestão, o mesmo não se aplica as novas empresas surgidas com as concessões de transmissão obtidas através de leilões. Para estas, a remuneração baseada em disponibilidade já era uma realidade, prevista no próprio contrato de concessão.

4.6 Desembolsos

Além dos desembolsos referentes ao investimento inicial, com o pagamento de juros e amortizações de eventuais empréstimos bancários, os desembolsos de uma empresa de transmissão compõem-se dos gastos inerentes à atividade, como de pessoal, equipamentos, materiais de reposição não diretamente relacionados à atividade de transmissão, etc., além dos desembolsos relativos à legislação tributária vigente e também à manutenção e operação dos equipamentos da concessão.

4.6.1 Despesas de operação e manutenção

Os ativos referentes à atividade de transmissão são compostos de torres, condutores e isoladores, dispostos ao longo da linha e de disjuntores, seccionadores, pára-raios, transformadores para instrumentos, transformadores de potência e reatores, localizados nos seus terminais (subestações). A ANEEL denomina, para efeito de remuneração, esses custos como *custos de operação e manutenção (O&M)*.

Os custos envolvidos nas atividades de operação e manutenção de uma linha ou subestação são muito baixos, se comparados aos valores envolvidos na fase de investimento (BRANDÃO; CASTRO, 2006). Tal afirmação encontra embasamento na prática através de consulta aos documentos disponíveis nas empresas, onde valores relativos a impostos e taxas de regulação são sempre maiores do que as despesas com pessoal ou manutenção de equipamentos.

4.6.2 Despesas regulatórias

O contrato de concessão de transmissão de energia elétrica e a legislação vigente prevêem dispêndios da receita operacional relativos à manutenção da concessão, que classificamos aqui como *despesas regulatórias*. São elas:

- **TFSEE** – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - criada pela Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1.996, com o objetivo de prover parte da receita necessária às atividades desempenhadas pela agência reguladora. É regulamentada pelo Decreto nº 2.410 de 28 de novembro de 1.997. A TFSEE tem seu valor definido e informado pela ANEEL no ano anterior ao da cobrança, através de despacho aos agentes, representando 0,5% do valor do benefício econômico anual auferido pelo concessionário de transmissão. O benefício econômico, para esse fim, é o valor econômico agregado pelo concessionário. (GANIM, 2003).
- **P&D** - Eficiência energética e pesquisa e desenvolvimento - É obrigação do concessionário de serviço público de transmissão de energia elétrica, a aplicação anual de 1% da receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento.
- **Seguro** - Os contratos de concessão também determinam que o concessionário está obrigado a manter, com Companhia Seguradora de porte compatível com o objeto segurado, durante todo o prazo de vigência da concessão, as apólices de seguro necessárias para garantir a cobertura dos equipamentos mais importantes das instalações de transmissão, com cobertura básica de incêndio, raio, explosão de qualquer natureza e adicional de danos elétricos.

4.6.3 Despesas legais

A legislação tributária prevê a incidência de impostos e contribuições sobre ganhos por atividade econômica. Incidem sobre o serviço de transmissão de energia elétrica os seguintes tributos:

- **Imposto de Renda** - Conforme previsto na legislação incide sobre o lucro bruto e também sobre ganhos por acréscimo de patrimônio. Constitui-se da alíquota fixa de 15% sobre o lucro real, presumido ou arbitrado, mais a alíquota adicional de 10% sobre a parcela que exceder a 240 mil de lucro real no ano (ou fração proporcional) dos respectivos valores (GANIM, 2003).

Exemplo para o prazo de um trimestre:

- Lucro real no trimestre: R\$ 100.000,00;
 - IR alíquota normal (15%): R\$ 15.000,00;
 - IR alíquota adicional (10%): R\$ 100.000,00 - R\$ 60.000,00 (proporcional do trimestre do valor de R\$ 240.000,00) = R\$ 40.000,00 x 10% = R\$ 4.000,00;
 - Imposto no trimestre: R\$ 15.000,00 + R\$ 4.000,00 = R\$ 19.000,00
- **CSSL** - Contribuição Social sobre o Lucro Líquido. Tem a finalidade de financiar a seguridade social. Possui alíquota de 9% para pessoas jurídicas e incide sobre o lucro líquido real.
 - **COFINS** - Contribuição para Financiamento da Seguridade Social. Incide sobre a receita bruta das pessoas jurídicas, destinando-se ao atendimento dos programas sociais do Governo Federal. Sua alíquota é de 3% (PORTAL TRIBUTÁRIO, 2008).
 - **PIS/PASEP** - Programa de Integração Social e Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público. Para mantê-los, as pessoas jurídicas são obrigadas a contribuir com uma alíquota variável (de 0,65% a 1,65%) sobre o total das receitas (PORTAL TRIBUTÁRIO, 2008).

5. DESENVOLVIMENTO DO MODELO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

O modelo matemático por meio do qual o investimento em transmissão de energia elétrica foi avaliado constituiu-se de um fluxo de caixa descontado, em planilha do aplicativo Excel da Microsoft.

A análise foi desenvolvida por meio da utilização dos métodos do Valor Presente Líquido – VPL, Taxa Interna de Retorno – TIR e Payback (tempo de retorno do investimento). A ferramenta fluxo de caixa foi escolhida em função das variáveis do negócio serem de alta previsibilidade, principalmente as receitas, além do fato de se dispor de informações consideravelmente precisas sobre os desembolsos previstos. A literatura consultada considera essas condições adequadas para o uso do fluxo de caixa descontado como ferramenta de avaliação de projetos de investimento.

As características do investimento analisado, da mesma forma que reforça a opção pelo modelo de análise através do fluxo de caixa, explica a não utilização da análise através da teoria das opções reais. Essa ressalva se faz necessária em virtude de que a consulta à literatura disponível revela uma crescente utilização da teoria das opções reais como método de avaliação de projetos (FERREIRA, 2003).

Outra explicação pela opção feita para a análise aqui abordada é a de que para investimentos em projetos oriundos de uma disputa por leilão, característica de muitas concessões de serviço público no Brasil e em outras partes do mundo, a opção de abandono nem sempre está disponível. Paralisar um projeto nessas condições incorreria em conseqüências das mais variadas, principalmente sob o aspecto da regulação, uma vez que quase sempre estão previstas pesadas multas por descumprimento de prazo. Essa característica não pode ser desprezada. Deve considerada e corretamente avaliada na fase de análise, a impossibilidade de postergar projetos dessa natureza.

Portanto, pelas características do investimento estudado, o fluxo de caixa é o método ideal para o estudo, uma vez que trata-se do dispêndio de capital elevado no início do projeto, mas com entradas de caixa estáveis ao longo do tempo. Isso ficará evidente em fases futuras desse trabalho. Corrobora com esse ponto de vista a abordagem de Ferreira (2003), de que a Teoria das Opções Reais não é

simplesmente uma nova ferramenta a ser adotada. É importante saber onde ela de fato funciona e onde não. É fundamental que seja traçado um perfil da aplicabilidade desse instrumento de análise, sendo o ambiente acadêmico apropriado para isso.

A análise do investimento em transmissão de energia elétrica baseou-se no resultado do leilão de concessões de transmissão promovido pela ANEEL, ocorrido em 7 de novembro de 2007. No referido certame foram oferecidas concessões de nove linhas e quatro subestações, distribuídas por sete lotes, que foram leiloados e arrematados por diferentes empresas estatais e privadas, isoladamente ou em consórcio. Habilitaram-se ao leilão vinte e um participantes, sendo quatro consórcios e dezessete empresas isoladamente. Os vencedores de cada lote foram:

- **Lote A:** empresa estatal multinacional colombiana, isoladamente;
- **Lote B:** empresa privada espanhola, isoladamente;
- **Lote C:** consórcio formado por empresa estatal brasileira, empresa italiana e empresa privada brasileira;
- **Lote D:** empresa estatal brasileira, isoladamente;
- **Lote E:** empresa estatal brasileira, isoladamente;
- **Lote F:** empresa estatal brasileira, isoladamente;
- **Lote G:** empresa estatal brasileira, isoladamente.

Foram simulados no modelo de fluxo de caixa cinco cenários diferentes, separadamente, de modo a avaliar o impacto de cada uma das diferentes situações nas variáveis resultantes. As situações avaliadas foram:

- **Cenário 1:** simulação do fluxo de caixa conforme os critérios adotados pela ANEEL para definir a RAP (valor teto antes do leilão). Os deságios posteriormente verificados não estão aqui considerados;
- **Cenário 2:** simulação do fluxo de caixa considerando os deságios sobre a receita verificados no leilão. Essa seria a situação a ser enfrentada pelos novos concessionários se os critérios utilizados pela ANEEL fossem reais;
- **Cenário 3:** simulação do fluxo de caixa supondo a utilização de 100% de capital próprio a partir da situação analisada no cenário 2. O objetivo foi avaliar a influência do custo do financiamento no investimento.

- **Cenário 4:** simulação do fluxo de caixa com redução de 20% no capital investido, valor escolhido aleatoriamente, a partir da situação analisada no cenário 2;
- **Cenário 5:** Também a partir do cenário 2, realizou-se a simulação do fluxo de caixa considerando custos de O&M reais observados nas empresas pesquisadas. Considerando as características dos lotes licitados, foi adotado como custo de O&M o valor de 0,5% sobre o valor total do investimento, ao invés dos 2% considerados pela ANEEL.

5.1 Critérios adotados no modelo

O modelo de fluxo de caixa foi alimentado com valores conforme definidos pela ANEEL para determinar a RAP, de modo a obter os resultados a serem analisados do ponto de vista do tomador de decisão (cenário 1). Depois disso, foram alteradas algumas variáveis de modo a buscar resultados que explicassem os deságios oferecidos. Esses resultados compõem-se principalmente das variáveis resultantes numa análise de fluxo de caixa descontado, quais sejam o Valor Presente Líquido - VPL, o Prazo de Recuperação do Investimento - *Payback* (descontado e não descontado) e a Taxa Interna de Retorno - TIR.

5.1.1 Receitas

Foi considerada, para cada período, a Receita Anual Permitida - RAP definida pela ANEEL no edital de licitação do empreendimento, o qual tem duração de 30 anos. Não foram consideradas receitas eventuais por prestação de serviços de operação e manutenção para outros concessionários, bem como por disponibilização de redes para transmissão de dados, embora receitas advindas dessas atividades sejam previstas e autorizadas pelo órgão regulador. Vale ressaltar que as formas de apropriar essas receitas não estão regulamentadas pela ANEEL, havendo apenas menção a elas nos contratos de concessão.

As deduções de receita por indisponibilidade não foram consideradas no modelo em virtude do impacto desprezível na receita. Essa constatação foi possível através de consulta aos indicadores de disponibilidade das empresas pesquisadas. Além disso, a ANEEL não considera esses descontos ao definir a receita teto.

As receitas anuais são corrigidas pelo IPCA, conforme previsto nos contratos de concessão. O valor do IPCA foi adotado considerando a média desse indicador desde o ano de 1995 até 2007. Esse período coincide com o processo de estabilização da economia brasileira, desde a implantação do Plano Real. Por esse critério o valor médio para o IPCA previsto nos anos vindouros foi de 8,01%.

5.1.2 Despesas Regulatórias e Tributárias

Foram adotados no modelo os valores determinados na legislação vigente ou nos contratos de concessão, ou seja:

- **IR:** 15% do lucro bruto mais 10% desse mesmo lucro quando o mesmo superou R\$ 240.000,00;
- **CSLL:** 9% sobre o lucro bruto.
- **TFSEE:** 0,5 % da receita operacional bruta;
- **P&D:** 1% da receita operacional líquida;

Os valores referentes a PIS e COFINS não foram considerados no modelo, uma vez que a ANEEL não considera esses dispêndios ao definir a RAP, devendo o concessionário incluir nas faturas a serem emitidas aos agentes usuários da sua rede, os valores necessários à cobertura desses tributos, conforme legislação vigente.

5.1.3 Despesas com manutenção, operação e administração

Para definição desse valor, a ANEEL utiliza uma média das despesas com pessoal, serviços e materiais de diversas concessionárias de transmissão de energia elétrica. Para o leilão abordado, a agência fixou o valor de 2% do investimento total, como custo anual de O&M.

5.1.4 Depreciação

A ANEEL determina através da Resolução Normativa N° 240, de dezembro de 2006, as taxas anuais de depreciação dos ativos de transmissão e distribuição de energia elétrica. Com base nos valores disponíveis no citado instrumento de regulação, estimou-se uma taxa média de depreciação em função do peso dos

diversos equipamentos no investimento inicial. Desse modo, a depreciação adotada no modelo de fluxo de caixa, com base nesse critério, foi de 2,621%. É importante esclarecer que esse percentual pode variar em função dos equipamentos envolvidos na atividade, porém, essas variações não repercutem de maneira significativa, em virtude de sua pouca amplitude.

A tabela 3 mostra o critério utilizado para determinar o valor da depreciação utilizado no modelo, conforme valores de depreciação determinados na Resolução ANEEL 240/06.

Tabela 3 – Valores de depreciação, com os pesos relativos

EQUIPAMENTO	DEPRECIÇÃO (%)	PESO	PESO PONDERADO
Chave seccionadora	3,3	2	0,066
Disjuntor	3,0	10	0,300
Torre	2,5	20	0,500
Painel de comando	3,0	2	0,060
Reator	2,8	15	0,420
Sistema de aterramento	2,5	1	0,025
Transformador	2,5	15	0,375
Condutor	2,5	35	0,875
TOTAL	-	100	2,621

Fonte: adaptado de ANEEL (2008).

Considerando os equipamentos de uma instalação típica de transmissão, foram atribuídos pesos relativos em função do percentual de depreciação considerado pela ANEEL, de modo a obter um valor médio, utilizado no modelo.

5.1.5 Investimento

Foram considerados os valores do investimento previsto pela ANEEL nos editais de licitação. Esses valores são definidos pela agência com base no documento *Referências de Custos de Linhas de Transmissão e Subestações de Alta Tensão e Extra-alta Tensão*, elaborado pela Eletrobrás. Esse relatório constitui-se na principal referência para a estimação de investimentos em transmissão de energia elétrica, sendo amplamente utilizado pela ANEEL e por outros agentes do setor, além de bancos de investimento.

A versão disponível é de 2004, contemplando custos de linhas por quilômetro, custos modulares de subestações e custos de equipamentos principais de subestações. Nessa versão, constam os valores em Reais e em Dólares Americanos, considerando a taxa de câmbio da época. Desse modo a ANEEL procura estimar os valores a serem despendidos em cada projeto.

A pesquisa não utilizou diretamente o relatório, mas sim os valores definidos pela ANEEL para os diferentes lotes, estes sim determinados pela agência conforme os valores do relatório da Eletrobrás.

5.1.6 Financiamento

Foi considerado o financiamento conforme linha de crédito do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, seja através da linha de Financiamento a Empreendimentos – FINEM ou na modalidade *Project finance*. O banco financia empreendimentos em transmissão no Brasil ao custo de Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP mais a remuneração do banco mais a taxa de risco (*spread*) que varia de 0,46% a 3,57% ao ano, conforme o risco do tomador do empréstimo.

Para os projetos de transmissão, cuja receita é substancialmente garantida, foi considerado taxa de risco de 2% ao ano, além da remuneração definida pelo BNDES para esse tipo de projeto de 1,5 % ao ano. A TJLP fixada para o segundo trimestre de 2008 é de 6,25% ao ano, o que perfaz um custo financeiro total anual de 9,75%. O prazo máximo para amortização do financiamento é de 14 anos, com os desembolsos acontecendo ao longo do período de implantação das linhas e subestações.

5.1.7 Valor residual

Por ser uma possibilidade que depende totalmente do poder concedente, não foi considerada a renovação da concessão, embora essa esteja prevista no contrato. Em caso de não renovação, o valor residual é revertido para o detentor da concessão ao término do contrato. O valor residual deste modelo foi calculado com base na aplicação das taxas de depreciação ao longo do período, ou seja, foi considerado como resíduo o valor não depreciado ao longo do tempo.

5.1.8 Taxa de desconto

Para efeito da definição das receitas teto das licitações de transmissão, a ANEEL determina, através de resolução normativa, o custo médio ponderado de capital (WACC) a ser utilizado. Para o ano de 2007 a agência adotou o valor de 10,3% como WACC. A ANEEL adota também como critério a proporção de capital próprio e de terceiros, de 35% e 65%, respectivamente. O valor do WACC foi utilizado como taxa de desconto no fluxo de caixa estudado.

5.2 Simulação dos diferentes cenários

Os valores relativos à situação de referência, ou seja, conforme os critérios definidos no item 5.1, que são os critérios considerados pela ANEEL para estimar a Receita Anual Permitida – RAP de cada empreendimento, foram inseridos no modelo de modo a avaliar o investimento, situação essa denominada de **cenário 1**.

Após isso, alterando apenas os valores referentes à receita, ou seja, considerando as receitas realmente aceitas pelos vencedores do leilão, foi simulada no modelo a situação denominada **cenário 2**. Nessa situação, com exceção da receita, todos os demais valores foram mantidos conforme critérios da ANEEL.

O cenário 2, ou seja, a situação resultante do leilão serviu de base para as outras três simulações: uma considerando a não utilização de capital de terceiros (**cenário 3**), outra considerando uma redução do valor a ser investido (**cenário 4**) e finalmente outra considerando valores relativos a custos de O&M oriundos das empresas pesquisadas (**cenário 5**).

O fluxograma da figura 10 ilustra a seqüência de utilização do modelo de fluxo de caixa para os diferentes cenários. Os anexos A, B, C e D mostram os fluxos de caixa dos lotes A e B (maior e menor deságios, respectivamente) nos cenários 1 e 2.

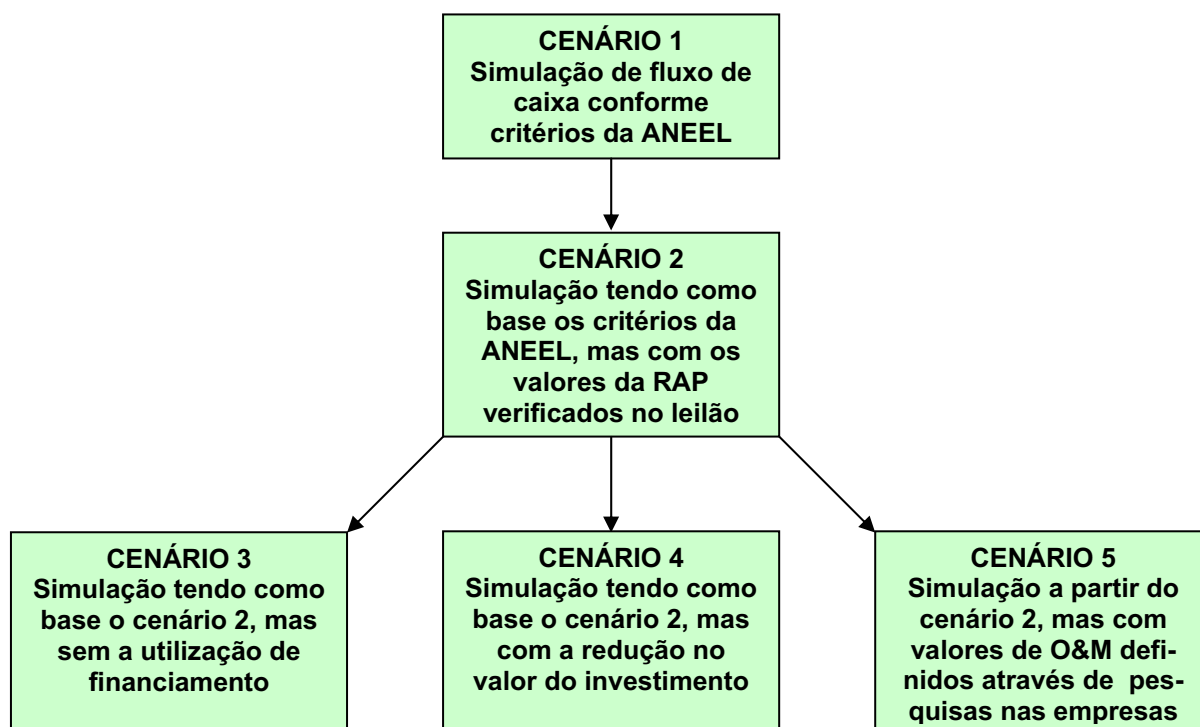


Figura 10 - Seqüência de simulação de cada cenário analisado

5.2.1 Simulação conforme critérios da ANEEL (cenário 1)

Considerando os critérios utilizados pela agência para definir a receita teto das concessões, ou seja, não considerando os deságios verificados no leilão, os resultados dos projetos avaliados seriam os que estão apresentados na tabela 4.

Tabela 4 - Análise conforme critérios ANEEL, sem deságio

VALORES \ LOTES	A	B	C	D	E	F	G
INVESTIMENTO (R\$ X 1.000)	471.170	223.350	228.560	52.710	33.690	10.470	31.210
RAP TETO (R\$ X 1.000)	66.689	31.889	32.142	7.400	4.699	1.410	4.330
TIR (%)	19,2	19,4	19,1	19,1	19,0	18,5	18,9
PAYBACK SIMP. (ANOS)	8,7	8,6	8,8	8,7	8,8	9,1	8,9
PAYBACK DESC. (ANOS)	12,7	12,5	12,8	12,8	12,9	13,4	13,0
VPL (R\$ X 1.000)	380.269	184.047	181.817	41.934	26.474	7.712	24.235

Os valores resultantes da análise demonstram boa atratividade para todos os lotes. O Valor Presente Líquido - VPL é positivo e a Taxa Interna de Retorno - TIR, bastante elevada em relação à Taxa Mínima de Atratividade – TMA que adotamos

no estudo, ou seja o valor definido pela agência como custo médio ponderado de capital (10,3%).

O *payback* não descontado também apresenta valores atraentes, bastante inferiores à metade do tempo total de duração da concessão. Mesmo para o *payback* descontado, se levar em conta a segurança das receitas ao longo dos 30 anos de concessão, essa variável também se mostra muito atrativa.

A simulação demonstra que, considerando a remuneração dos projetos pela receita teto, os valores resultantes apresentam coerência econômica, no que se referem a atrair investimentos para essa atividade, guardadas as exigências de retorno (TMA) particulares de cada investidor.

5.2.2 Simulação com os deságios verificados na RAP (cenário 2)

Nas mesmas condições da análise anterior, os investimentos foram avaliados considerando os deságios verificados no leilão. O deságio médio em relação à Receita Anual Permitida - RAP, foi de 54,84%. Os respectivos deságios provocaram no fluxo de caixa de cada lote os resultados apresentados na tabela 5.

Tabela 5 - Análise conforme critérios ANEEL, com os deságios verificados

VALORES \ LOTES	A	B	C	D	E	F	G
INVESTIMENTO (R\$ X 1.000)	471.170	223.350	228.560	52.710	33.690	10.470	31.210
DESÁGIO RAP (%)	56,60	56,86	53,50	48,00	40,00	52,85	51,00
RAP COM DESÁGIO (R\$ X 1.000)	28.940	13.757	14.946	3.848	2.820	665	2.122
TIR (%)	6,5	6,5	7,3	8,8	10,6	7,1	7,8
PAYBACK SIMP. (ANOS)	19,8	19,7	18,8	17,2	15,5	19,0	18,2
PAYBACK DESC. (ANOS)	>30	>30	>30	>30	28,6	>30	>30
VPL (R\$ X 1.000)	(141.777)	(66.568)	(55.111)	(6.687)	981	(2.720)	(6.218)

É evidente a substancial deterioração das variáveis de análise do fluxo de caixa ao se considerar os deságios verificados. Todos os lotes apresentam valores de TIR muito inferiores à TMA, exceto o lote de menor deságio (lote E), cuja taxa de retorno supera o valor da TMA. Exceto para este lote, o *payback* não descontado resulta superior à metade do tempo de duração dos projetos e pelo *payback* descontado, nem todo o total de duração da concessão seria suficiente para

recuperar o investimento. O valor presente líquido dos lotes leiloados também mostra valores negativos, exceto o lote E.

Pelo conceito clássico de análise de investimentos, Essas opções seriam danosas aos investidores. No entanto, as empresas ou consórcios aceitaram essa remuneração para o capital empregado. Por que isso aconteceu?

Todos os vencedores do leilão, com exceção de um dos componentes do consórcio que arrematou o lote C (minoritário com 20%), são empresas que já atuam na atividade de transmissão de energia elétrica no Brasil, ou seja, conhecedores dessa atividade e das características do investimento, bem como dos custos envolvidos com a operação e manutenção de ativos de transmissão. Mesmo assim, aceitaram para o capital a ser investido, uma remuneração supostamente baixa, levando em conta os critérios utilizados pela ANEEL para determinar os valores dos investimentos e, por consequência, as receitas teto.

5.2.3 Simulação sem a utilização de financiamento (cenário 3)

Com o objetivo de analisar o peso do custo do capital de terceiros no investimento, foi feita uma simulação de utilização de 100% de capital próprio pelos investidores. Essa simulação procurou conhecer as variáveis de análise do fluxo de caixa se os pretendentes aceitassem os deságios verificados no leilão, porém sem utilizar financiamento. A tabela 6 apresenta os resultados do fluxo de caixa nessa condição.

Tabela 6 - Análise com deságios e utilizando 100% de capital próprio

VALORES \ LOTES	A	B	C	D	E	F	G
INVESTIMENTO (R\$ X 1.000)	471.170	223.350	228.560	52.710	33.690	10.470	31.210
DESÁGIO RAP (%)	56,60	56,86	53,50	48,00	40,00	52,85	51,00
RAP COM DESÁGIO (R\$ X 1.000)	28.940	13.757	14.946	3.848	2.820	665	2.122
TIR (%)	6,8	6,8	7,4	8,4	9,7	7,3	7,8
PAYBACK SIMP. (ANOS)	16,5	16,4	15,7	14,4	12,9	15,7	15,1
PAYBACK DESC. (ANOS)	>30	>30	>30	>30	>30	>30	>30
VPL (R\$ X 1.000)	(175.739)	(82.679)	(73.102)	(11.369)	(2.406)	(3.407)	(8.716)

O peso do pagamento de juros e amortizações não é determinante para a obtenção de variáveis atrativas dos investimentos analisados. Essas variáveis sofrem discretas alterações, não permitindo considerar o financiamento como fator causador de deterioração de TIR, VPL e *payback*. Para os lotes de menor deságio, inclusive, o valor da TIR até diminui, embora o *payback* não descontado se torne ligeiramente mais atrativo. De modo geral, a utilização de financiamento se mostra mais atraente em virtude de ter sido utilizada na simulação uma taxa de juros (9,75%) inferior à taxa de desconto (10,3%).

5.2.4 Simulação com redução do valor do investimento (cenário 4)

Logo após a realização do leilão, alguns especialistas, ao avaliarem o resultado, deram declarações no intuito de explicar seu ponto de vista para tão elevados deságios, bem como para a tímida participação das empresas espanholas entre os vencedores, uma vez que em leilões anteriores essas empresas demonstraram excepcional disposição para disputar os lotes disponíveis.

O presidente da Chesf, Dilton da Conti, por exemplo, falava da "sensação de que as Receitas Anuais Permitidas - RAP da ANEEL estavam elevadas". O professor do Grupo de Estudos do Setor Elétrico da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Nivalde de Castro, afirmava que o banco de dados da ANEEL, utilizado pela agência para definição do investimento necessário, estaria desatualizado. Por isso os deságios estavam tão elevados.

Pelo raciocínio dos dois especialistas, o valor inicial dos investimentos necessários não seriam tão elevados quanto os previstos pela ANEEL e, conseqüentemente, seria possível às empresas construir e operar os ativos em disputa por receitas bem menores do que a agência oferecia.

Porém, em que intensidade esses investimentos estariam sobreestimados? Obviamente, não é possível mensurar isso, uma vez que a única fonte oficial disponível para avaliação dos custos de construção é a mesma utilizada pela ANEEL. No entanto, cada empresa conhece a real demanda por desembolsos quando se propõe a participar de um leilão desse tipo. São empresas especializadas, com enorme experiência em construção, operação e manutenção de linhas e subestações, o que lhes confere grande capacidade de antecipar, com relativo acerto, os custos futuros e os ganhos de escala envolvidos.

Considerando, hipoteticamente, que os custos de construção das linhas e subestações estariam superestimados, procedeu-se a uma redução de 20% nos valores relativos aos investimentos previstos pela ANEEL. Os resultados da simulação nessa condição estão apresentados na tabela 7.

Tabela 7 - Análise com deságios e redução de 20% no valor do investimento

VALORES \ LOTES	A	B	C	D	E	F	G
INVESTIMENTO (R\$ X 1.000)	376.936	178.680	182.848	42.168	26.952	8.376	24.968
DESÁGIO RAP (%)	56,60	56,86	53,50	48,00	40,00	52,85	51,00
RAP COM DESÁGIO (R\$ X 1.000)	28.940	13.757	14.946	3.848	2.820	665	2.122
TIR (%)	9,4	9,4	10,3	11,9	14,0	10,0	10,9
PAYBACK SIMP. (ANOS)	16,6	16,6	15,8	14,5	12,6	16,0	15,3
PAYBACK DESC. (ANOS)	>30	>30	>30	24,5	19,5	>30	27,7
VPL (R\$ X 1.000)	(28.024)	(12.652)	(431)	5.696	8.686	(179)	1.221

Isoladamente, mantendo estáveis todas as demais variáveis definidas pela ANEEL para determinar investimento e receita teto, essa redução na estimativa de capital a ser investido produziu resultados bem mais incisivos.

A hipótese de supervalorização por parte da ANEEL dos valores necessários à construção dos ativos de transmissão isoladamente não explica os elevados deságios, mas demonstra ter grande peso nas ponderações anteriores à tomada de decisão das empresas.

5.2.5 Simulação com redução dos custos de O&M (cenário 5)

Com base em informações das empresas pesquisadas é possível afirmar que o valor de 2 % sobre o investimento, utilizado pela ANEEL para definir os custos de O&M, não se verifica na prática. No caso de uma das concessionárias citadas, que exerce as atividades de operação e manutenção de suas instalações e também presta esses mesmos serviços para outras empresas, operando e mantendo as instalações das contratadas, é possível constatar valores bem menores.

Esses valores foram aplicados ao fluxo de caixa, considerando valores mais próximos dos custos reais de O&M observados nas empresas, sendo definidos também em função da característica do lote (constituído apenas de linhas ou misto de linhas e subestações). Os resultados estão na tabela 8.

Tabela 8 - Análise com deságios e com valores práticos de O&M

VALORES \ LOTES	A	B	C	D	E	F	G
INVESTIMENTO (R\$ X 1.000)	471.170	223.350	228.560	52.710	33.690	10.470	31.210
DESÁGIO RAP (%)	56,60	56,86	53,50	48,00	40,00	52,85	51,00
RAP COM DESÁGIO (R\$ X 1.000)	28.940	13.757	14.946	3.848	2.820	665	2.122
TIR (%)	9,4	9,4	10,1	11,4	13,1	9,9	10,6
PAYBACK SIMP. (ANOS)	16,6	16,6	16,2	14,9	13,5	16,1	15,6
PAYBACK DESC. (ANOS)	>30	>30	>30	26,0	21,4	>30	28,9
VPL (R\$ X 1.000)	(35.906)	(16.402)	(4.255)	4.836	8184	(353)	704

Embora de forma menos acentuada do que no cenário que considerou a redução do valor total do investimento (cenário 4), a redução adotada para os custos de O&M demonstra grande peso na análise. O valor adotado para os custos de O&M neste cenário foi de 0,5% do valor total do investimento (a ANEEL adota 2%). Ao aplicar ao modelo valores de custos de manutenção e operação mais condizentes com a realidade verificada nas empresas, o modelo apresenta considerável melhora dos valores da TIR e *payback* não descontado. Porém, é possível concluir que esse cenário, isoladamente, também não explica a aceitação de tão elevados deságios nas receitas.

5.3 Comportamento das variáveis de análise em cada cenário

Cada uma das diferentes situações simuladas provocou, em maior ou menor grau, variações nos três indicadores de análise considerados. O comportamento das variáveis resultantes (TIR, Payback e VPL) em cada um dos cenários estudados, está demonstrado nos itens a seguir.

5.3.1 Comportamento da Taxa Interna de Retorno - TIR

O gráfico 3 apresenta o comportamento da TIR de cada lote nos 5 diferentes cenários estudados.

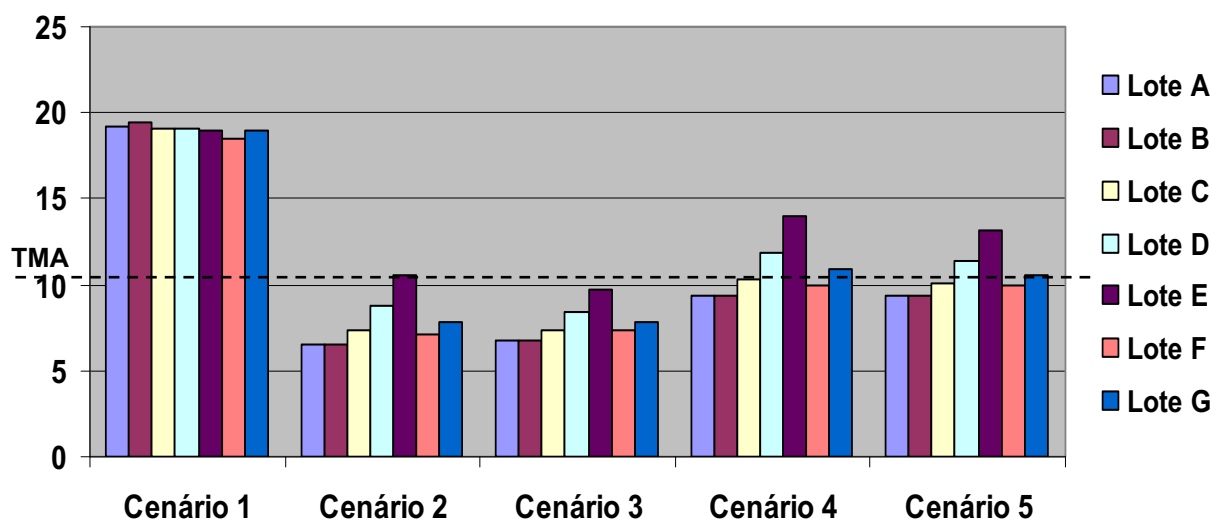


Gráfico 3 - Comportamento da TIR em cada cenário simulado

No cenário 2 a Taxa Interna de Retorno de todos os lotes licitados apresenta valores muito inferiores aos estimados pelo poder concedente para definir as Receitas Anuais Permitidas – RAP, o que se repete no cenário 3. Para os cenários 4 e 5, os lotes de menores deságios apresentam TIR com relativa atratividade, porém, exceto para o cenário 1, nenhuma das situações simuladas evidencia valores de TIR, para todos os lotes, suficientes para levar os pretendentes a aceitar tão elevados deságios para construir e operar os ativos cujas concessões foram leiloadas.

5.3.2 Comportamento do payback não descontado

Reduzir as receitas da forma como ocorreu no leilão deteriorou acentuadamente esse indicador de fluxo de caixa. O gráfico 4 evidencia essa situação, apresentando o *payback* não descontado, uma vez que o *payback* descontado para os cenários 2, 3, 4 e 5 foi quase sempre superior à duração total da concessão (30 anos).

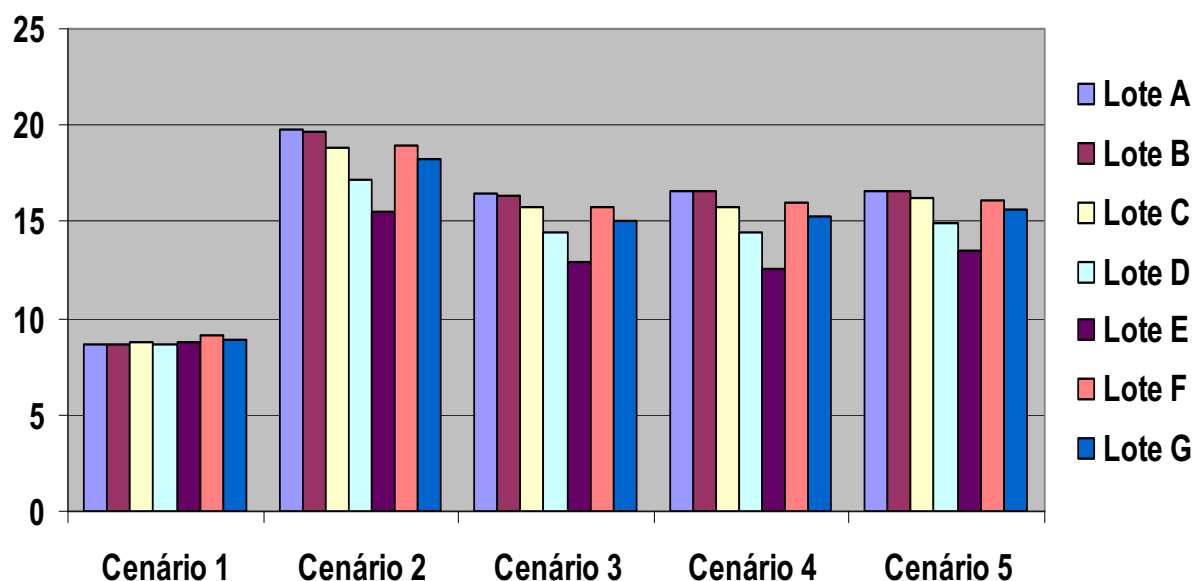


Gráfico 4 - Comportamento do *payback* em cada cenário simulado

Em nenhuma das situações consideradas o *payback* apresentou valor razoável para os padrões usualmente aceitos para investimentos no Brasil, mesmo considerando receitas garantidas, uma característica típica desse tipo de investimento. Aceitando apenas os critérios da ANEEL, a redução de receita (cenário 2), resulta em tempos de retorno tão elevados que, certamente, nenhum empreendedor aceitaria esperar tanto para a remuneração do seu capital.

5.3.3 Comportamento do Valor Presente Líquido - VPL

O Valor Presente Líquido - VPL é a variável do fluxo de caixa utilizada para demonstrar quanto valor é agregado à organização ao aceitar um determinado projeto. Se esse valor for positivo, haverá agregação de valor; se negativo, não.

O gráfico 5 mostra que, para os projetos analisados, aceitando a redução de receita, como ocorreu, apenas os lotes de menor deságio atenderiam essa premissa, mesmo assim com valores bem discretos.

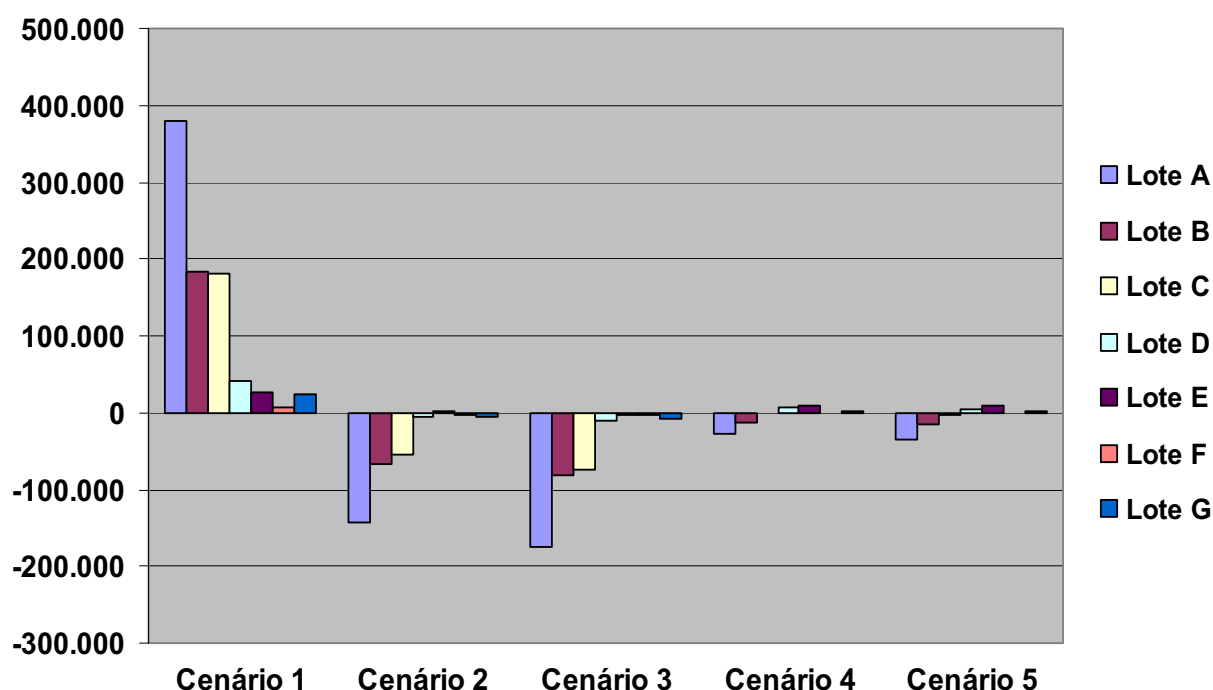


Gráfico 5 - Comportamento do VPL em cada cenário simulado

5.4 Análise de Sensibilidade

Se aceita a hipótese de que os investimentos definidos pela ANEEL estariam sobreestimados, faz-se necessário avaliar o quanto uma variação no valor desse investimento alteraria as variáveis resultantes do fluxo de caixa. O mesmo raciocínio vale para os custos de manutenção e operação das concessões, uma vez que eles certamente têm perfis diferenciados para cada empresa, em função das formas de gestão adotadas por cada uma delas.

Com esse intuito, foram elaboradas análises da sensibilidade dos valores da TIR e do *payback* com relação à variação do valor do investimento e à variação dos custos de O&M nos lotes de maior e o de menor deságio, respectivamente lotes B e E. Essa simulação foi feita a partir da situação do cenário 2, ou seja, considerando os deságios na receita ocorridos no leilão.

Para o lote B, a variação da TIR em função da variação do valor do investimento e do custo de O&M, mostrou o comportamento indicado na tabela 9. As combinações que resultam em uma TIR superior à TMA têm sua cor acentuada na tabela, o mesmo valendo para combinações que resultam num *payback* inferior a 15 anos (metade da duração da concessão).

Tabela 9 - Análise da sensibilidade da TIR do lote B a variações nos valores do investimento e do custo de O&M

		Valor do investimento					
		100%	90%	80%	70%	60%	50%
Custo de O&M	100%	6,5	7,4	8,5	9,9	11,5	13,7
	90%	6,9	7,9	9,0	10,3	12,0	14,3
	80%	7,3	8,3	9,4	10,8	12,6	14,9
	70%	7,7	8,7	9,9	11,3	13,1	15,5
	60%	8,1	9,1	10,3	11,8	13,6	16,0
	50%	8,5	9,5	10,8	12,3	14,1	16,6
	40%	8,9	9,9	11,2	12,7	14,6	17,2
	30%	9,2	10,3	11,6	13,2	15,1	17,8
	20%	9,6	10,7	12,0	13,6	15,6	18,3
	10%	9,9	11,1	12,4	14,0	16,1	18,9

Para o mesmo lote, o comportamento do *payback* em função da variação do valor do investimento e do custo de O&M foi o indicado na tabela 10.

Tabela 10 - Análise da sensibilidade do *payback* não descontado do lote B a variações no valor do investimento e do custo de O&M

		Valor do investimento					
		100%	90%	80%	70%	60%	50%
Custo de O&M	100%	19,7	18,6	17,5	16,2	14,8	12,9
	90%	19,0	18,1	17,0	15,8	14,4	12,4
	80%	18,7	17,7	16,6	15,4	14,0	11,8
	70%	18,3	17,3	16,2	15,0	13,5	11,3
	60%	17,9	16,9	15,8	14,6	13,0	10,8
	50%	17,5	16,5	15,4	14,3	12,5	10,4
	40%	17,1	16,1	15,1	13,9	12,0	10,0
	30%	16,8	15,8	14,7	13,4	11,6	9,6
	20%	16,4	15,5	14,4	13,0	11,2	9,2
	10%	16,1	15,2	14,1	12,6	10,8	8,9

A análise de sensibilidade demonstra que tanto a TIR quanto o *payback* do lote B, são mais sensíveis à variação do valor do investimento do que à variação dos custos de O&M. Medidas capazes de racionalizar custos durante a implantação dos projetos teriam maior eficácia na obtenção de uma taxa de retorno e um prazo de retorno mais satisfatórios, se comparadas à diminuição de custos de O&M.

Uma redução de 50 % no valor do investimento provoca substancial melhora no valor da TIR. A redução dos custos de O&M no mesmo percentual não exerce o mesmo efeito nesta variável. Somente com acentuadas reduções nos valores investidos e nos custos de O&M seria possível obter uma TIR aceitável (superior à TMA de 10,3%) para o lote cujo proponente aceitou o maior deságio no leilão. Comportamento similar é apresentado pelo *payback*.

A análise do comportamento das mesmas variáveis foi feita também para o lote E, cujo deságio foi o menor verificado no leilão de novembro de 2007. A variação da TIR em função da variação do valor do investimento e do custo de operação e manutenção teve o comportamento indicado na tabela 11.

Tabela 11 - Análise da sensibilidade da TIR do lote E a variações nos valores do investimento e do custo de O&M

		Valor do investimento					
		100%	90%	80%	70%	60%	50%
Custo de O&M	100%	10,6	11,8	13,2	15,0	17,1	20,1
	90%	11,0	12,2	13,6	15,4	17,6	20,7
	80%	11,3	12,5	14,0	15,8	18,1	21,3
	70%	11,7	12,9	14,4	16,2	18,6	21,9
	60%	12,0	13,2	14,8	16,6	19,0	22,4
	50%	12,3	13,6	15,1	17,1	19,5	23,0
	40%	12,6	13,9	15,5	17,5	20,0	23,6
	30%	13,0	14,3	15,9	17,9	20,5	24,2
	20%	13,3	14,6	16,2	18,3	20,9	24,8
	10%	13,6	15,0	16,6	18,7	21,4	25,3

Para o mesmo lote, o comportamento do *payback* em função da variação do valor do investimento e do custo de operação e manutenção, comportou-se conforme indicado na tabela 12.

Tabela 12 - Análise da sensibilidade do *payback* não descontado do lote E a variações nos valores do investimento e do custo de O&M

		Valor do investimento					
		100%	90%	80%	70%	60%	50%
Custo de O&M	100%	15,5	14,6	13,3	11,7	10,0	8,1
	90%	15,2	14,3	13,0	11,4	9,7	7,8
	80%	15,0	14,0	12,6	11,0	9,3	7,5
	70%	14,7	13,7	12,2	10,7	9,1	7,3
	60%	14,4	13,3	11,9	10,4	8,8	7,0
	50%	14,2	13,0	11,6	10,1	8,5	6,8
	40%	14,0	12,7	11,3	9,8	8,2	6,5
	30%	13,6	12,3	11,0	9,5	7,8	6,3
	20%	13,3	12,0	10,7	9,2	7,7	6,1
	10%	13,0	11,7	10,4	9,0	7,5	5,9

Similarmente ao comportamento das variáveis do lote B, a TIR e o *payback* do lote com menor deságio também se mostram mais sensíveis à variação do valor do investimento do que à variação dos custos de O&M. A diminuição dos custos de O&M, em pouco contribuiria para obter melhores taxas de retorno.

6. CONCLUSÕES

Após o traumático racionamento de energia elétrica imposto ao país nos anos de 2001 e 2002, as ações de aprimoramento do modelo então existente no setor elétrico desde meados da década de 1990, visaram principalmente dotar esse setor de capacidade de atrair os investimentos necessários ao seu crescimento e expansão. Esta foi a tônica dos discursos governamentais que explicaram a adequação empreendida em 2004, o chamado marco regulatório.

A constatação de que o atual modelo demonstra essa capacidade de atrair capitais de origem privada, seja nacional ou internacional leva forçosamente ao reconhecimento de que as reformas empreendidas foram bem sucedidas, principalmente para o setor de transmissão.

Se para os setores de geração e distribuição ainda é possível constatar aqui ou ali vozes dissonantes quanto ao sucesso da reforma pela qual passou o setor elétrico brasileiro, para o setor de transmissão essa discussão definitivamente não existe. É imperativo reconhecer o sucesso de um modelo que desperta tamanho interesse em investir numa determinada atividade econômica.

Atualmente, seja através de aporte do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES com a formação de consórcios na modalidade *Project finance*, seja com capital próprio, a atuação de empresas estatais e privadas nesse cenário é incisiva. Empresas subsidiárias da Eletrobrás ou mesmo estatais que até então atuavam no âmbito estadual, como CEMIG e COPEL, por exemplo, disputam avidamente os lotes sob leilão. O mesmo ocorre com empresas multinacionais como a italiana Terna e a colombiana ISA CTEEP, cujos nomes constam como pretendentes em quase todos os lotes de transmissão disponíveis nos últimos leilões recentemente promovidos pela União.

A pesquisa empreendida ajuda a dar sustentação à tese de especialistas de que os critérios utilizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para determinar a Receita Anual Permitida - RAP de cada lote de transmissão a ser licitado não correspondem à realidade. Eventualmente os meios de comunicação que acompanham o setor expõem opiniões de especialistas a esse respeito, embora sem citar dados conclusivos.

Nenhuma empresa, isoladamente ou consórcio, aceitaria empregar o capital estimado pela agência como necessário à concessão para receber receitas com deságios tão acentuados como os que ocorreram no último leilão. Portanto, é evidente que os valores considerados pelos pretendentes a uma concessão de transmissão diferem profundamente daqueles considerados pelo poder concedente, através de sua agência de regulação.

Além disso, ficou demonstrado também, que nenhum dos componentes considerados pelos pretendentes às licitações explica, por si só, a aceitação de tamanha redução de receita. Nem mesmo superestimação da receita pela ANEEL ao definir as receitas teto, como é citada por alguns. É imperativo reconhecer que mais de um fator está sendo considerado pelos empreendedores para definir a receita que irão oferecer como lance nos leilões.

Supomos que cada empresa, levando em conta a confiança nos seus métodos de gestão, o custo do capital próprio e de terceiros, os ganhos de escala a ser obtidos ao agregar novos ativos, a capitalização, entre outros fatores, alguns obviamente de difícil estimação para observadores externos, avalia onde exatamente pode diminuir custos e em que amplitude essa redução pode ser obtida. E finalmente, estima em quanto esses fatores poderiam contribuir para que ela aceite uma receita com o achatamento que tem se verificado nas principais concessões por leilão realizadas pela ANEEL.

Ficou demonstrada nesta pesquisa, a necessidade de que o órgão regulador do setor elétrico no Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL reveja os critérios utilizados para definir as receitas necessárias para estabelecer o retorno para os investimentos em transmissão de energia elétrica, buscando formas mais confiáveis e atualizadas para conhecer de forma mais próxima da real os custos de fato vigentes nesse setor, sejam de implantação, sejam de operação e manutenção, além de outros fatores, como o uso do capital próprio.

Receitas iniciais elevadas poderiam ser fator de atração de pretendentes em situações de instabilidade econômica, quando a aversão ao risco seria muito maior por parte das empresas. Porém, em situações de fundamentos macro-econômicos sólidos e estabilidade regulatória, receitas tão elevadas não se justificam. Além disso, o próprio modelo prevê eventuais revisões tarifárias quando custos

extraordinários e relevantes ameaçarem pôr em risco o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

É importante esclarecer que não foram considerados neste trabalho eventuais objetivos não explícitos por parte da ANEEL na adoção dos valores elevados da RAP, o que poderia ser visto por alguns analistas como estratégia para atrair maior número de investidores, um dos objetivos principais das reformas empreendidas no setor elétrico brasileiro. Mesmo porque não seria possível ter acesso a informações ou dados que pudessem embasar tal afirmativa. Assim, a análise baseou-se em aspectos estritamente econômicos.

Igualmente, não foram considerados possíveis acordos entre os candidatos a concessões, com o intuito de distribuir entre elas os diversos lotes, de modo a evitar acentuados deságios provocados por disputas acirradas. É importante ressaltar que o elevado número de empresas e consórcios habilitados para os leilões dificultaria consideravelmente essa estratégia.

O acompanhamento do cenário atual do setor de transmissão permitiria, em futuros trabalhos de pesquisa, verificar a evolução dos critérios utilizados pela ANEEL ao longo dos tempos, em cada leilão realizado, de modo a conhecer de modo mais detalhado, o que a agência tem feito com o objetivo de aproximar os valores determinados nas concessões daqueles realmente verificados nas empresas. Esse acompanhamento permitiria, também, avaliar o impacto da atual crise de crédito na disposição dos investidores, principalmente através da observação do número de pretendentes e dos deságios verificados em futuros leilões.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANEEL - 10 anos e muito a comemorar. **Canal Energia**, Rio de Janeiro - RJ, dez. 27. Disponível em: <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Busca.asp?id=62457>. Acesso em: 11 dez. 2007.
- ARAÚJO, J. L. de; OLIVEIRA, A. de. **Diálogos da energia**: reflexões sobre a última década, 1994-2004. Rio de Janeiro: Sete Letras, 2005.
- ASSAF NETO, A. A dinâmica das decisões financeiras: **Caderno de estudos, FIECAFI**, São Paulo: USP, v. 9, n. 16, p. 9-25, jul./dez. 1997.
- BERNSTEIN, P. L. **Capital Ideas: The Improbable Origins of Modern Wall Street.**, New York, Free Press, 1992.
- BORGES, L. F. X. *Project Finance* e Infra-estrutura: descrição e críticas. **Revista BNDES**, Brasília n. 9, jun. 1998. Disponível em www.bndes.gov.br/conhecimento/revista/rev905.pdf. Acesso em: 09 set. 2007.
- BRANDÃO, L. E. T.; Saraiva, E. C. G. **Risco Privado em Infra-estrutura Pública: Uma análise quantitativa de risco como ferramenta de modelagem de contratos**. Rio de Janeiro, 2006. Disponível em: <http://iag.puc-rio.br/brandao/Pesquisa/Brandao%20Saraiva%20BNDES%2024%2002%2006.pdf>. Acesso em: 06 ago. 2007.
- BRANDÃO, R.; CASTRO, N. J. Avaliação Financeira dos Leilões de Transmissão: 2003 a 2005. **GESEL - Grupo de Estudos do Setor Elétrico IE/UFRJ**. Disponível em <http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/eventos/leilao.pdf> Acesso em: 13 nov. 2007.
- BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Glossário**. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/glossario.cfm?att=A> Acesso: 24 abr. 2008.
- BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Relação de lotes leiloados**. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/LOTES.pdf> Acesso em: 14 mar. 2008.
- BRASIL. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. **Quem somos**. Disponível em <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=99f9a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>. Acesso em: 11 mai. 2008.
- BRASIL. Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1.997. **Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências**. Brasília, DF, 6 out. 1.997. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec19972335.pdf> Acesso em: 24 abr. 2008.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1.997. **Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo.** Brasília, DF, 06 de agosto de 1.997. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/conheca/lei.asp>> Acesso em: 11 mai. 2008.

BRASIL. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1.998. **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 - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências.** Brasília, DF, 27 maio 1.998. Disponível em <<http://www.planalto.gov.br/CCIVIL/Leis/L9648cons.htm>> Acesso em: 27 dez. 2007.

BRASIL. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. **Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências.** Brasília, DF, 15 mar. 2004. Disponível em <<http://www.planalto.gov.br/ccivil/847.htm>> Acesso em: 27 dez. 2007.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. **Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as leis nº 5655, 8631, 9074, 9427, 9478, 9648, 9991, 10438 e dá outras providências.** Brasília, DF, 15 mar. 2004. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei200410848.pdf>

BRASIL. **Resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel.** Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/pesquisadigit.cfm>>. Acesso em: 08 nov. 2007.

CASSAROTTO FILHO, N.; KOPITKE, B. H. **Análise de Investimentos.** 7ª ed. São Paulo: Atlas, 1996.

COPELAND, T. E.; ANTIKAROV, V. **Opções reais: um novo paradigma para reinventar a avaliação de investimentos.** Tradução de Maria José Cyhlar. Rio de Janeiro: Campus, 2001.

CORREA, V. P. A participação privada nos investimentos de infra-estrutura - a questão do financiamento. **Fundação João Goulart**, Rio de Janeiro, 2000. Disponível em: <<http://www.rio.rj.gov.br/fjg/publique/media/ppp.pdf>>. Acesso em: 11 set. 2007.

DALBELO, L. **A Relevância do Uso do Fluxo de Caixa Como Ferramenta de Gestão Financeira para Avaliação da Liquidez e Capacidade de Financiamento de Empresas.** Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1999.

DEZEN, F. J. P. **Opções Reais Aplicadas à Escolha de Alternativa Tecnológica para o Desenvolvimento de Campos Marítimos de Petróleo.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2001.

Ehrlich, P. J.; Moraes, E. A. **Engenharia Econômica: avaliação e seleção de projetos de investimento**. 6ª ed. São Paulo: Atlas, 2005.

Eletrobrás - Centrais Elétricas Brasileiras S. A. **Referências de Custos Linhas de Transmissão e Subestações de Alta Tensão e Extra-Alta tensão**. Edição outubro 2004. Eletrobrás, Rio de Janeiro, 2004.

FERREIRA, J. C. G. **Abordagem sobre o Uso das Opções Reais na Análise de Projetos de Investimentos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003.

GANIM, A. **Setor Elétrico Brasileiro: Aspectos regulamentares e tributários**. 1ª Ed. Rio de Janeiro: Editora Canal Energia, 2003.

GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 3ª ed. São Paulo: Atlas, 1991.

GITMAN, G. **Princípios de Administração Financeira**. 7ª ed. São Paulo: Harbra, 2002.

HANSEN, D. R.; MOWEN, M. M. **Gestão de Custos: contabilidade e controle**. Tradução da 3ª ed. norte-americana, São Paulo: Pioneira Thomson Learning, 2003.

HIRSCHFELD, H. **Engenharia Econômica e Análise de Custos**. São Paulo: Atlas, 7ª ed. 2000.

HOJI, M. **Administração Financeira: uma abordagem prática**. 3ª ed. São Paulo: Atlas, 2001.

HOLANDA, N. **Elaboração e Avaliação de Projetos**. Rio de Janeiro: Apec, 1968.

JABUR, M. A. **Racionamento: do susto à consciência**. São Paulo: Terra das Artes, 2001.

KNIGHT, F. H. **Risco, incerteza e lucro**. Rio de Janeiro: Expressão e Cultura, 1972.

KVIATKOWSKI, M. A.; GOZZI, S. Impactos da Automação de Subestações de Energia em Indicadores Técnicos de Qualidade da Aneel: uma abordagem crítica. In: SIMPEP - SIMPÓSIO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO, 12., 2005, Bauru. **Anais...** Bauru: UNESP - Universidade Estadual Paulista, 2005. Disponível em <<http://www.simpep.feb.unesp.br/Ana.php?acao=pesquisar>> Acesso em: 02 fev. 2008.

Leilão de transmissão encerra com deságio de 54,85%. **Canal energia**, Rio de Janeiro - RJ, nov. 2007. Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Noticiario.asp?id=61965>>. Acesso em: 17 nov. 2007.

LUNA, S. V. **Planejamento de pesquisa: uma introdução**. Elementos para uma análise metodológica. São Paulo: EDUC, 1996.

MATHIAS, W. F.; GOMES, J. M. **Matemática Financeira**. 2ª Ed. São Paulo, Atlas, 1993.

MARGUERON, M. V. L. **Processo de tomada de decisão sob incerteza em investimentos internacionais na exploração & produção de petróleo: uma abordagem multicritério**. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

MARTINS, E. Contabilidade vs. fluxo de caixa. **Caderno de estudos, FIPECAFI**, São Paulo, USP, 1990.

NEWMAN, D. G.; LAVELLE, J. P. **Fundamentos de Engenharia Econômica**. 1ª ed. Rio de Janeiro, LTC, 2000.

O lado sombrio da bolsa. **Revista Exame**, São Paulo, Ed. 908, ano 41, nº 24, 19 dez. 2007.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **Procedimentos de Rede**. Disponível em: <<http://www.ons.com.br/procedimentos/index.aspx>>. Acesso em: 03 fev. 2008.

PAIXÃO, L. E. **CESP: 30 anos de Operação**. Testemunhos: Processo de eletrificação em São Paulo n. 3. São Paulo, CESP, 1988.

PORTAL TRIBUTÁRIO. **Glossário de termos tributários ou fiscais**. Curitiba - PR, jan. 2008. Disponível em <<http://www.portaltributario.com.br>>. Acesso em: 17 jan. 2008.

PUCCINI, A. L. **Matemática Financeira e Análise de Investimentos**. 1ª ed. Rio de Janeiro, Fórum, 1973.

REVISTA FURNAS. **ABRATE em defesa das transmissoras**. Rio de Janeiro. Nº 346, Novembro de 2007.

RODRIGUES JR., W. A participação privada do investimento em infra-estrutura e o papel do *project finance*. **IPEA - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada**. Brasília, jul. 1997. Disponível em <http://www.ipea.gov.br/pub/td/td_495.pdf>. Acesso em: 11 jul. 2007.

ROSS, S.; WESTERFIELD, R. W.; JORDAN, B. D. **Princípios de Administração Financeira**. 2ª ed. São Paulo, Atlas, 2002.

SANTOS, S. R. Manutenção das linhas de transmissão de energia elétrica: um estudo de caso na Cotesa Engenharia. **Artigos.com**. Disponível em: <<http://www.artigos.com/artigos/sociais/administracao/manutencao-das-linhas-de-transmissao-de-energia-eletrica:-um-estudo-de-caso-na-cotesa-engenharia-169/artigo/>>. Acesso em: 15 jan. 2008.

SAUER, I. Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro. **Universidade de São Paulo. Programa interunidades de pós-graduação em energia**, São Paulo, versão 1, 2002. Disponível em: <http://www.cteep.com.br/_docs/setor/estante/artigos/novo_modelo_setor_eletrico_brasileiro.pdf>. Acesso em: 23 ago. 2007.

SILVA, D. C. Parceria público-privada: o toque de Midas na administração pública. **Jus Navigandi**, Teresina, ano 9, n. 749, 23 jul. 2005. Disponível em: <<http://jus2.uol.com.br/doutrina/texto.asp?id=7038>>. Acesso em: 17 nov. 2007.

SOARES, J. A. R. **A análise de risco, segundo o método de Monte Carlo, aplicada à modelagem financeira das empresas**. Dissertação (Mestrado em Economia) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2006.

VOLPE FILHO, C. A.; ALVARENGA, M. A. F. P. **Setor elétrico**: aspectos jurídicos relevantes. 1ª. ed. Curitiba, Juruá, 2004.

VS5 ENERGIA. **A comercialização de energia elétrica**. Disponível em: <<http://www.vs5energia.com.br/setoreletrico.htm>>. Acesso em: 27 dez. 2007.

WRIGHT, M. G. **Administração Financeira, A Base da Decisão**. São Paulo, Mc Graw-Hill, 1974.

ZARUR, M. A. F. **Modelo para elaboração de cenários do setor energético, utilizando técnicas de Data Mining**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

