

MARCIO BOHNENBERGER FRITZEN

**AVALIAÇÃO DE VIABILIDADE DE INVESTIMENTOS EM
GERAÇÃO HIDRELÉTRICA**

Apresentação de um Modelo de Avaliação de Viabilidade Econômica e Financeira

**Monografia apresentada para obtenção do título
de Especialista em Controladoria no Curso de
Controladoria do Setor de Ciências Sociais
Aplicadas da Universidade Federal do Paraná.**

Orientador: Jackson Ciro Sandrini

CURITIBA

Outubro / 2005

Este trabalho é dedicado à minha esposa, Karina Lopes Fritzen, com quem sempre dividi as alegrias e tristezas, frustrações e aspirações numa rota de amor e companheirismo e aos meus pais e irmãos, dos quais sempre tive grande apoio nesta caminhada em busca de conhecimento.

AGRADECIMENTOS

À minha esposa, incentivadora e companheira em todos os momentos;

Aos meus amigos, que muito auxiliaram na elaboração deste trabalho, em especial ao Eng^o Marcos Vallado Bogaert e ao Eng^o José Silvio Rodrigues Cintra, pelas contribuições e ao incentivo a ampliação do conhecimento do “negócio” energia elétrica.

À Construções e Comércio Camargo Corrêa S.A. pelo incentivo ao desenvolvimento profissional.

Ao orientador, Jackson Ciro Sandrini, pela sua colaboração no desenvolvimento deste trabalho.

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS E QUADROS.....	iv
LISTA DE FIGURAS.....	v
LISTA DE ABREVEATURAS E SIGLAS	vi
RESUMO DOS ESTUDOS	ix
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Objetivos.....	1
1.1.1. Objetivo Final	1
1.1.2. Objetivos Intermediários	1
1.2. Questão de Pesquisa	2
1.3. Relevância do estudo.....	2
1.4. Metodologia de Pesquisa	3
1.4.1. Tipos de Pesquisa.....	3
1.4.1.1. Quanto aos Fins.....	3
1.4.1.2. Quanto aos Meios de Investigação	3
1.4.2. Limitação do Modelo	4
1.5. Delimitação do estudo	4
2. REFERENCIAL TEÓRICO	4
2.1. A Análise de Investimentos	4
2.1.1. O Planejamento	5
2.1.1.1. As Vantagens do Planejamento:	5
2.1.1.2. As Limitações do Planejamento:	5
2.1.1.3. As Etapas da Análise de Investimentos	6
2.2. Conceitos de Contabilidade	6
2.2.1. Métodos de Mensuração dos Elementos Patrimoniais.....	7
2.2.1.1. Avaliação dos Valores de Entrada.....	7
2.2.1.2. Avaliação dos Valores de Saída	8
2.2.2. Demonstrativos Contábeis.....	9
2.3. Conceitos de Finanças	10
2.3.1. Análises Financeiras.....	10
2.3.1.1. Indicadores Financeiros.....	10
2.3.1.1.1. Indicadores de Ciclometria.....	11
2.3.1.1.2. Indicadores de Desempenho.....	12
2.3.1.1.3. Os Indicadores e a Decisão de Investimentos	13
2.3.1.1.4. Indicadores não Financeiros	18
2.3.1.2. A Análise do Risco	19
2.3.1.2.1. Métodos Qualitativos:	19
2.3.1.2.2. Métodos Quantitativos:	20
2.3.2. Modelos Financeiros	21
2.4. Geração de Energia Elétrica.....	22
2.4.1. Contexto Geral.....	23
2.4.2. Histórico do Setor Elétrico Nacional	24
2.4.2.1. Bases Constitucionais.....	26

2.4.3.	Novo Modelo Energético Brasileiro	27
2.4.3.1.	Agentes do Setor Elétrico	28
2.4.3.1.1.	Ministério de Minas e Energia.....	28
2.4.3.1.2.	Agência Nacional de Energia Elétrica	29
2.4.3.1.3.	Operador Nacional do Sistema	29
2.4.3.1.4.	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	30
2.4.3.1.5.	Centrais Geradores do Brasil SA (ELETROBRÁS).....	31
2.4.3.1.6.	Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial	32
2.4.3.1.7.	Empresa de Pesquisa Energética.....	32
2.4.3.1.8.	Comitê de Monitoramento da Política Energética.....	34
2.4.4.	Produtores de Energia Hidrelétrica	35
2.4.4.1.	Produtor Independente de Energia Elétrica (PIEE).....	36
2.4.4.2.	Autoprodutor.....	36
2.4.4.3.	Geração Estatal	37
2.4.5.	Sistema de Transmissão e Distribuição de Energia.....	38
2.4.6.	Consumidores	38
2.4.7.	Limites de Participação na Capacidade Instalada de Geração	40
2.4.8.	O Mercado da Energia Elétrica.....	41
2.4.8.1.	Contratos Iniciais	43
2.4.8.2.	Contratos Bilaterais	43
2.4.8.3.	Os Leilões de Energia	44
2.4.8.4.	Mercado Spot.....	46
2.4.8.5.	Contratos pelo PROINFA	46
2.4.8.6.	O Mecanismo de Realocação de Energia	47
2.4.9.	Os Programas de Financiamento	48
2.4.9.1.	Programa de Apoio Financeiro a Investimentos em Fontes Alternativas de Energia Elétrica no Âmbito do PROINFA	48
2.4.9.2.	Financiamento a Empreendimentos FINEM.....	48
2.4.9.3.	Financiamento de Máquinas e Equipamentos FENAME	49
2.4.9.4.	Financiamentos pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento	49
2.4.10.	Captação no Mercado de Capitais	49
2.4.10.1.	Emissão de Ações	49
2.4.10.2.	Emissões de Debêntures.....	51
2.4.11.	Captação de Recursos no Exterior	53
2.4.11.1.	Créditos de Carbono.....	54
2.4.12.	Parcerias Estratégicas.....	54
2.4.12.1.1.	Parcerias Público-Privadas	55
2.4.13.	O Compromisso Social.....	58
2.4.14.	Aspectos Contratuais e Processuais	61
2.4.14.1.	Leilão de Concessão de Novos Projetos	61
2.4.14.2.	Contrato de Concessão	63
2.4.14.3.	Memorandos de Entendimentos.....	63
2.4.14.4.	Formação de Sociedade de Investidores	63
2.4.15.	Estruturação Financeira.....	65
2.4.15.1.	Corporate Finance	65

2.4.15.2.	<i>Project Finance</i>	66
2.4.15.3.	Contratos de Fornecimento de Bens e Serviços	68
2.4.16.	Encargos	73
2.4.17.	Operação e Manutenção da Usina	78
2.4.18.	Tributos.....	78
2.4.18.1.	Espécies de Tributos	78
2.4.18.2.	Elementos Fundamentais dos Tributos	79
2.4.18.3.	Classificação dos Tributos.....	79
2.4.18.3.1.	Tributos Indiretos	79
2.4.18.3.2.	Tributos Diretos	82
2.4.19.	Reajustamento.....	84
2.4.20.	Cadeia de Valor.....	85
2.4.20.1.	Empresas Geradoras.....	86
2.4.20.2.	Empresas Transmissoras	89
2.4.20.3.	Empresas Distribuidoras.....	90
2.4.20.4.	Comercializador.....	91
2.4.20.5.	Consumidores Finais	91
2.4.20.6.	Os Agentes Reguladores	92
2.4.20.7.	Preço da Energia ao Consumidor Final.....	92
2.4.21.	As Expectativas do Negócio de Geração Hidrelétrica.....	92
2.4.22.	Desenvolvimento da Estratégia:	94
3.	DESENVOLVIMENTO DA METODOLOGIA DE ANÁLISE	97
3.1.	Etapas de Construção do Modelo.....	97
3.2.	Metodologia do Modelo	105
4.	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE E SIMULAÇÕES	113
4.1.	Sensibilidade	114
4.2.	Simulações	116
5.	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	118
	GLOSSÁRIO	120
	REFERÊNCIAS	125
	APÊNDICES E ANEXOS.....	131

LISTA DE TABELAS E QUADROS

Tabela 01 – Principais Encargos do Sistema Elétrico Brasileiro.....	74
Tabela 02 - Alíquotas de ICMS nos estados do Sul.....	79
Tabela 03 – Alíquotas do ITR.....	81
Tabela 04 – Preços médios ao comprador nos leilões de energia existente.....	99
Tabela 05 – Preços médios mensais praticados no mercado de curto prazo.....	99
Tabela 06 – Valores Normativos atualizados pelo IGP-M.....	100
Tabela 07 – Efeito das Variações das Principais Variáveis sobre os Indicadores de Desempenho do Projeto.....	114
Tabela 08 – Análise da Sensibilidade sobre Cada Indicador.....	115
Tabela 09 – Simulação 01.....	116
Tabela 10 – Simulação 02.....	116
Tabela 11 – Simulação 03.....	117

LISTA DE FIGURAS

Figura 01 – Dimensões do MVA e do EVA.....	17
Figura 02 - Funções da ONS.....	30
Figura 03 - Foto de uma UHE.....	35
Figura 04 - Foto de uma PCH.....	35
Figura 05 - Sistema de Transmissão Brasileiro.....	38
Figura 06 - Modelo Antigo do Mercado de Energia Elétrica.....	41
Figura 07 – Ambientes de Contratação.....	42
Figura 08 – Características do Ambiente de Contratação Regulado.....	43
Figura 09 – Comparativo da Evolução do IGPM x IPC-FIPE.....	85
Figura 10 – Mercada da Energia no Novo Modelo.....	86
Figura 11 - Momento das Decisões x Efeito.....	95

LISTA DE ABREVEATURAS E SIGLAS

ACL – Ambiente de Comercialização Livre
ACR – Ambiente de Comercialização Regulado
ALOP – *Advanced Lost of Profit* (Seguro para lucros cessantes e perda de receita)
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
APEE – Auto-Produtor de Energia Elétrica
ASV – Autorização de Supressão Vegetal
BIRD – Banco Interamericano de Desenvolvimento
BOVESPA – Bolsa de Valores do Estado de São Paulo SA
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CBEE – Câmara Brasileira de Energia Emergencial
CCC – Conta de Consumo de Combustíveis
CCD – Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição
CCEAR – Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCT – Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão
CDE – Conta de Desenvolvimento Energético
CDI – Certificado de Depósito Interbancário
CFURH – Contribuição Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos
CGTEE – Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica
CH – Custo Histórico
CHESF – Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CMN – Conselho Monetário Nacional
CMPC – Custo Médio Ponderado do Capital
CMPE – Comitê de Monitoramento da Política Energética
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ - Conselho Nacional de Política Fazendária
CONSISE – Conselho Superior da ELETROBRÁS
CPMF – Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira
CSLL - Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
CVM – Comissão de Valores Mobiliários
DSU - Delay Start-up (Extensão do seguro de engenharia para o transporte de equipamentos)
EC – Empréstimo Compulsório
ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras
ELTRONORTE – Centrais Elétricas do Norte do Brasil SA
ELETROSUL – ELETROSUL Centrais Elétricas AS
EPC – Engineering, Procurement and Construction
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
ESS – Encargo de Serviço do Sistema

EVA – *Economic Value Added*
FFE – Fundo Federal de Eletrificação
FIDIC – *Fédération Internationale des Ingénieurs Conseils*
FINAME – Financiamento de Máquinas e Equipamentos - Linha de financiamento do BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
FINEM – Financiamento a Empreendimentos – Linha de financiamento do BNDES
GECON – Gestão Econômica – Modelo de Gestão Desenvolvido por professores da USP
ICMS – Imposto sobre Operações Relativas a Circulação de Mercadorias e sobre a Prestação de Serviços de Transporte Interestadual, Intermunicipal e de Comunicações
ICVA – Índice de Crescimento do Valor Agregado
IL – Índice de Lucratividade
ISSQN – Imposto sobre Serviços de Quaisquer Naturezas
ITR – Imposto Territorial Rural
IOF - Imposto sobre Operações de Crédito, Câmbio e Seguros
IRPJ – Imposto sobre a Renda e Proventos de Qualquer Natureza – Pessoa Jurídica
IUEE – Imposto Único sobre Energia Elétrica
Ke – índice de Retorno Estipulado pelos Proprietários do Capital
Ki – Índice de Retorno dos Capitais de Terceiros
LI – Licença de Instalação
LO – Licença de Operação
LP – Licença Prévia
MAE – Mercado Atacadista de Energia
MME – Ministério de Minas e Energia
MO – Mão-de-obra
MVA – *Market Value Added*
O&M – Operação e Manutenção
ONG – Organização Não Governamental
ONS – Operador Nacional do Sistema
P&D – Pesquisa e Desenvolvimento
PBA – Projeto Básico Ambiental
PCH – Pequena Central Hidrelétrica
PIB – Produto Interno Bruto
PIEE – Produtor Independente de Energia Elétrica
PIS - Programa de Integração Social
PLD – Preço de Liquidação de Diferenças
PND – Programa Nacional de Desestatização
PPA – *Power Purchase Agreement*
PPP – Parceira Público-Privada
PPT – Programa Prioritário de Termoeletricas
PROINFA - Programa de Incentivos as Fontes Alternativas de Energia
RGG – Reserva Geral de Garantia
RGR – Reserva Geral de Reversão
ROI – Retorno Operacional do Investimento
SAC - Sistema de Amortização Constante;

SACRE - Sistema de Amortização Crescente;
SIN – Sistema Interligado Nacional
TAR – Taxa Atualizada de Referência
TEO – Tarifa de Energia Otimizada
TFSEE – Taxa de Fiscalização do Sistema de Energia Elétrica
TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo
TIR – Taxa Interna de Retorno
TIRM – Taxa Interna de Retorno Modificada
TMO – Tarifa Marginal de Operação
TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UBP – Uso do Bem Público
UHE – Usina Hidroelétrica
USP – Universidade de São Paulo
VAUE – Valor Anual Uniforme Equivalente
VN – Valor Normativo
VPL – Valor Presente Líquido

RESUMO DOS ESTUDOS

A energia elétrica é um insumo indispensável ao desenvolvimento econômico do Brasil. A falta de investimentos no parque gerador e transmissor a partir dos anos oitenta é um problema a ser corrigido. A regulação dos serviços públicos de geração de energia elétrica trouxe à iniciativa privada uma nova alternativa de investimento visando não só um novo negócio como a garantia do próprio suprimento. Os novos geradores de energia podem optar por um mercado regulado ou pelo mercado livre. Os investidores possuem dúvidas em relação às expectativas do setor de geração decorrentes da interferência do governo e dos riscos inerentes a essa atividade. Em função dos montantes investidos, da complexidade do negócio e dos riscos envolvidos torna-se impreterível uma análise adequada, ponderando a necessidade de investimentos, os encargos incidentes, a captação de recursos e o destino da energia gerada. As incertezas requerem uma análise adequada de sensibilidade e a elaboração de simulações utilizando-se de cenários. Estes estudos devem ser enriquecidos com os conceitos e procedimentos contábeis. Além do aumento da qualidade da análise, a utilização de conceitos contábeis auxilia na determinação dos índices e metas a serem atingidas pelo projeto, os quais serão acompanhados utilizando-se a mesma metodologia, decorrente da escrituração contábil. Este trabalho apresenta uma revisão da literatura referente aos conceitos e métodos contábeis e financeiros e da geração hidrelétrica no Brasil e apresenta uma metodologia de avaliação de projetos visando dar ao investidor uma informação detalhada e confiável de cada projeto.

Palavras-chave: Geração Hidrelétrica; Avaliação de Investimentos; Sistema Elétrico Brasileiro; Modelos Matemáticos.

1. INTRODUÇÃO

“O objetivo principal da contabilidade, portanto, é o de permitir, a cada grupo principal de usuários, a avaliação da situação econômica e financeira da entidade, num sentido estático, bem como fazer inferência sobre suas **tendências futuras**.”(IUDÍCIBUS; MARTINS & GELBKE, 2000, p. 43) [grifo nosso]

A qualidade da escrituração contábil pode ser considerada boa. A análise do passado das empresas é eficiente. Acreditamos que algo que realmente carece de qualidade na atividade contábil é a análise das tendências futuras, as projeções, orçamentos e análises de investimentos.

Abordaremos técnicas de projeções e estudos de viabilidade usando o referencial teórico contábil e financeiro. Um modelo de análise financeira será elaborado e demonstrado de forma clara e detalhada.

O modelo será feito e aplicado sobre um projeto de Pequena Central Hidrelétrica.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo Final

Desenvolver um modelo consistente de avaliação econômica e financeira de projetos de investimento através de conceitos de finanças e contabilidade que possa auxiliar os empreendedores em investimentos futuros.

1.1.2. Objetivos Intermediários

Demonstrar as vantagens obtidas pela utilização das ferramentas contábeis com foco no desenvolvimento do futuro das organizações.

Demonstrar que as informações contábeis podem e devem ser tratadas de forma a subsidiar os negócios e que o arcabouço contábil é competente para tal finalidade.

Formar um modelo de partida ao sistema de gestão e acompanhamento do desempenho dos projetos.

Demonstrar alguns dos ganhos em termos de qualidade das decisões obtidas a partir da utilização da projeção de demonstrações.

Evidenciar a diferença entre a adoção da abordagem de Fluxo de Caixa Descontado e Valor Econômico Agregado no resultado do empreendimento.

1.2. Questão de Pesquisa

Buscamos identificar uma forma de avaliar com qualidade os projetos de infra-estrutura, onde é possível e é interessante a utilização do ferramental contábil, todos os passos que precisam ser dados, os indicadores ideais. É preciso saber mensurar corretamente os custos envolvidos no projeto e o preço de venda. Em fim, este trabalho busca responder a seguinte questão:

Como construir um Modelo Econômico e Financeiro para avaliação de projetos de infra-estrutura?

1.3. Relevância do estudo

“A sociedade precisa de mais empreendedorismo, de mais iniciativas de investimento”, essa é uma frase muito ouvida no Brasil quando falamos em possibilidades de crescimento econômico, em geração de emprego. Realmente, o país precisa muito de empreendedorismo, sobretudo de planejamento nos investimentos. Este talvez seja uma das maiores falhas de nossos empreendedores.

Cada projeto fracassado são recursos perdidos. As empresas brasileiras têm alta mortalidade. A instabilidade gerada é péssima para a sociedade.

Pequenos, médios e até grandes negócios decretam falência a todo o momento por fraudes ou por dificuldades financeiras, e só há um remédio que auxilie as empresas a evitarem esses problemas, o planejamento e o controle.

Através do planejamento é possível traçar cenários, avaliar os riscos que estão envolvidos no negócio e tomar as devidas decisões. Através do controle podemos acompanhar os fatos e identificar os desvios em relação ao planejamento.

É para auxiliar na diminuição deste problema que nos propomos a desenvolver este trabalho. Demonstrar que as projeções financeiras através de

simulações de cenários podem apontar os riscos e os impactos deles no futuro dos empreendimentos.

Muitos dos investidores não têm experiência alguma no ramo, além disso existem muitos especuladores no mercado. Os riscos do investimento nem sempre são analisados corretamente. Também não são feitas as devidas análises sobre a mensuração dos custos, da expectativa de preços ou planejamento tributário satisfatório.

O negócio apresenta muitas peculiaridades, não percebidas por investidores inexperientes nesse tipo de negócio. Este tipo de projeto tem impactos ambientais e precisa de tratamento junto aos órgãos ambientais competentes, que possuem regras e procedimentos próprios. A captação de recursos e a prestação de garantias também precisam ser bem planejadas.

1.4. Metodologia de Pesquisa

1.4.1. Tipos de Pesquisa

A pesquisa é composta de duas etapas, a primeira é uma revisão da literatura existente e a segunda o desenvolvimento de uma metodologia de análise de investimentos.

1.4.1.1. Quanto aos Fins

Este estudo é uma investigação exploratória com a demonstração de um modelo de avaliação de investimentos que seja uma referência aos empreendedores e profissionais das áreas contábil, econômica e financeira que suportam os investidores em infra-estrutura.

1.4.1.2. Quanto aos Meios de Investigação

As informações foram obtidas através do estudo da literatura existente, incluindo os *sites* de organismos ligados ao negócio (reguladores, de fomento, de classe...).

Ressaltamos que foram utilizadas inúmeras leis, resoluções e portarias e elas podem ser encontradas através do sistema de busca ou biblioteca virtual no *site* da

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através do endereço www.aneel.gov.br e no site da presidência da república através do endereço www.planalto.gov.br.

1.4.2. Limitação do Modelo

O modelo, em função de sua especificidade, se limita à análise de projetos de infra-estrutura para geração hidrelétrica. Para a utilização em outros projetos é necessária uma série de ajustes.

1.5. Delimitação do estudo

O presente trabalho apresenta abordagens sobre projeções e análises de investimentos oriundas da ciência contábil, econômica e das finanças. Elabora e apresenta um modelo matemático de análise da viabilidade econômica e financeira específico para projetos de geração hidrelétrica.

Este trabalho não deve ser aplicado integralmente a outras modalidades de geração elétrica, como a termoeletrica, a solar, biomassa e cogeração pelo fato da especificidade de cada uma destas tecnologias, cujas estruturas produtivas, encargos e riscos são bastante diferentes.

Com o objetivo de promover maior conhecimento sobre o negócio geração, o trabalho apresenta toda a cadeia de valor envolvida, desde os fornecedores de bens e serviços à construção do empreendimento até o consumidor final. Isto se faz necessário para atender as necessidades de análise não apenas do produtor de energia, mas também do industrial, que está interessado em seu próprio suprimento.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1. A Análise de Investimentos

Os empreendimentos surgem em função de um objetivo de seus investidores. Alguns investimentos são feitos em busca do bem comum, mas a grande maioria são feitos com um único objetivo, a busca da maior lucratividade possível.

A administração financeira tem como objetivo a obtenção do maior lucro dentro do menor espaço de tempo e da melhor relação lucratividade versus risco.

Se não houver nível de retorno do investimento satisfatório, o investidor não estará motivado para investir e se ele investir poderá estar comprometendo sua própria existência.

A análise de investimentos busca evidenciar antecipadamente o potencial de geração de lucro de um negócio e a exposição aos riscos. Para tanto a análise de investimento utiliza a metodologia da projeção de cenários. O risco do investidor é determinado também pela situação conjuntural.

2.1.1. O Planejamento

Segundo FREZATTI (2000, P.18), “Decidir implica optar por uma alternativa de ação em detrimento de outras disponíveis, em função de preferências, disponibilidades, grau de aceitação de risco etc. Nessa visão, decidir antecipadamente constitui-se em controlar o seu próprio futuro.” [Grifo nosso]

2.1.1.1. As Vantagens do Planejamento:

- Poder analisar o ambiente integrando as diversas variáveis do negócio;
- Possibilidade de antever os problemas e ter tempo hábil suficiente para tomar decisões;
- Possibilidade de estabelecer metas reais e ter um ponto de partida para o acompanhamento no futuro. Ele propõe medidas que possibilitam a análise das decisões de investimentos antes, durante e depois.

2.1.1.2. As Limitações do Planejamento:

- O processo de planejamento baseia-se em estimativas e premissas, existem situações que não são controláveis pelo planejador. O planejamento é baseado em tendências;
- O grau de experiência do planejador e sua capacidade de transcrevê-la para o planejamento;

- A dificuldade de obtenção de informações. A não existência de históricos ou históricos com informações distorcidas por cenários que provavelmente não se repetirão no futuro.

2.1.1.3. As Etapas da Análise de Investimentos

A primeira etapa da análise de investimentos é a definição dos objetivos do investidor e de suas características. É necessário saber a taxa de atratividade, o nível de exposição ao risco, o montante a ser investido, a capacidade de prestar garantias, dentre outros.

Além disso é preciso determinar o ramo de atividade no qual se deseja investir, onde seja perceptível a oportunidade de fazer um bom negócio. É importante analisar a tendência do mercado, o grau de influência governamental, o impacto social e ambiental e a concorrência.

A segunda etapa é fazer um estudo de viabilidade, um cálculo bruto, analisando se o negócio pode oferecer viabilidade para decidir se é interessante investir num estudo mais detalhado.

Já acreditando no potencial do negócio é que se inicia a análise do investimento de forma cuidadosa e detalhada. É neste passo que começa a se tornar indispensáveis os conhecimentos contábeis e financeiros.

2.2. Conceitos de Contabilidade

A contabilidade surgiu com o patrimônio e a ele se dedica. Segundo PADOVEZE [2003, p.4], “Contabilidade é o processo de identificação, mensuração e comunicação de informação econômica para permitir formação de julgamentos e decisões pelos usuários da informação”.

É na contabilidade que encontramos subsídios para a mensuração dos ativos e das atividades dos empreendimentos. A literatura contábil descreve as diversas formas de mensuração das operações patrimoniais.

2.2.1. Métodos de Mensuração dos Elementos Patrimoniais

2.2.1.1. Avaliação dos Valores de Entrada

Custo Original

Segundo MARTINS [2001, p.31], “O custo histórico ou original (CH) consiste no sacrifício efetuado para disponibilizar um dado recurso. Por ser um custo incorrido (passado), ele é estático, desconsiderando possíveis alterações de preços (gerais da economia ou específicas)”.

O custo histórico retrata bem o passado e possui a vantagem de atender aos princípios da objetividade e da praticabilidade, no entanto tem pouca utilidade em projeções para o futuro.

Custo Histórico Corrigido

O custo histórico corrigido é o custo histórico atualizado para determinada data utilizando-se um indexador que pode ser um índice oficial ou um índice de inflação interna.

A vantagem do custo histórico corrigido frente ao custo histórico é a percepção das perdas e ganhos gerados pela inflação.

A desvantagem do método é a forma arbitrária com que ele normalmente é feito. A utilização de índices genéricos em função de sua própria generalidade acaba não representando a soma das variações específicas de preços na aquisição de ativos.

Custo Corrente

MARTINS [2001, p.13], citando HENDRIKSEN ressalta o significado de custo corrente como sendo “o preço de mercado que poderia ser pedido para o mesmo ativo, ou seu equivalente. Se existe um mercado no qual ativos iguais ou semelhantes podem ser comprados e vendidos, pode-se obter um preço de mercado e associá-lo ao ativo possuído...”

O custo corrente reflete o valor de mercado dos ativos. Sua aplicação na escrituração contábil seria difícil pois feriria os princípios contábeis do custo original e da competência. A ciência contábil considera que o lucro acontece no momento da

venda dos produtos e não na aquisição ou manutenção de estoques. Se os estoques e ativos fossem atualizados ao custo corrente trariam sérias dificuldades à manutenção da integridade das informações.

Ele não demonstra praticabilidade para sua utilização na escrituração contábil. Apesar disso é muito importante na avaliação de bens, direitos e obrigações no processo de orçamento e avaliação econômica.

Esta forma de avaliação não demonstra as possíveis perdas inflacionárias futuras ocorridas pelo maior aumento de um insumo em relação aos outros.

Custo Corrente Corrigido

O custo corrente corrigido é o custo corrente projetado para os próximos períodos através de índices previstos de inflação para os investimentos e para os retornos.

Tais índices podem ser projetados através da análise de cenários, tomando como base os estudos das entidades econômicas sobre as perspectivas de inflação, escassez de determinados recursos e variação cambial.

2.2.1.2. Avaliação dos Valores de Saída

Valor Realizado

Consiste na receita gerada pelo preço pelo qual o vendedor conseguiu transacionar com o comprador no passado. Esse conceito é objetivo e praticável.

Valor Corrente de Venda

É o preço de mercado praticado para o bem objeto de venda. É importante para a previsão de entrada de caixa.

Valor Realizável Líquido

É o valor corrente depois de deduzidas as despesas necessárias para a venda do item avalizado.

Valor de Liquidação

Em caso de falência, onde há liquidação forçada dos bens da empresa, o valor de venda normalmente é abaixo do valor corrente. O uso do valor de liquidação ocorre quando não há mais perspectivas de continuidade do empreendimento.

Valor de Realização Futuro

O valor de realização futuro inclui as expectativas de alteração do cenário do período presente para o período do fato econômico.

Valor Presente do Fluxo Futuro de Caixa ou Valor Presente Líquido

É a conversão dos benefícios e sacrifícios associados a determinado bem descontado a para o presente utilizando-se determinada taxa. Esse conceito visa determinar o montante futuro que equivale a um determinado valor presente.

2.2.2. Demonstrativos Contábeis

As demonstrações contábeis visam fornecer informações à tomada de decisões. Os relatórios apresentam a situação patrimonial estática e dinâmica. A situação estática do patrimônio é demonstrada no Balanço Patrimonial. A dinâmica patrimonial é demonstrada na Demonstração de Resultados do Exercício, na Demonstração de Origens e Aplicações de Recursos, na Demonstração do Fluxo de Caixa e na Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido.

O objetivo da escrituração contábil é a elaboração das demonstrações financeiras. É através delas que os diversos usuários tomam suas decisões. Dentre as funções das demonstrações contábeis destacamos:

- A identificação das bases para o cálculo dos débitos tributários;
- A definição da política de dividendos aos acionistas;
- A evidenciação da capacidade de liquidação das obrigações;
- A demonstração do desempenho do empreendimento e dos administradores;
- A divulgação dos resultados da empresa aos acionistas e demais usuários externos.

As demonstrações contábeis são elaboradas tomando como base os princípios contábeis, as leis e as normas emitidas pelo órgão regulador (Banco Central, Comissão de Valores Mobiliários etc...).

2.3. Conceitos de Finanças

Todas as empresas precisam tomar decisões financeiras nas aquisições de insumos, nas aplicações e nas captações de recursos. A análise de investimentos é primordial para a continuidade da empresa. A eficiência dos investimentos é o objetivo de qualquer projeto, podendo ser medida através do alcance dos objetivos do investidor.

Pela administração financeira busca-se alcançar o maior retorno x risco envolvido para um determinado intervalo de tempo. O retorno pode ser definido como a diferença entre a receita e os insumos previstos. O risco mais complexo e difícil de ser mensurado. Uma forma comumente utilizada para a avaliação do risco de determinado negócio é buscar a rentabilidade média daquele setor, baseado no princípio que aquela rentabilidade estaria garantindo a continuidade dos empreendimentos, inclusive sobre as condições de risco.

O lucro pode ser definido como o retorno do investimento, mas o simples fato da empresa ter auferido lucro não significa que ela seja rentável, no mercado existem diversas alternativas de investimentos, com maior e menor risco, logo, se o lucro produzido por uma empresa estiver abaixo do lucro garantido por um investimento de baixo risco, como a poupança, o retorno econômico não foi obtido.

Para que a administração financeira ocorra é preciso que haja uma avaliação e um controle sobre os resultados dos investimentos.

2.3.1. Análises Financeiras

2.3.1.1. Indicadores Financeiros

Os índices são a relação entre diferentes contas ou grupos de contas, a partir dos quais pode-se obter alguma informação econômica ou financeira acerca da

situação da entidade. Os índices servem de medida dos diversos aspectos econômicos e financeiros.

Embora os índices forneçam inúmeras informações, a análise da conjuntura na qual se deu o índice é de grande importância, o fato de um índice revelar um alto grau de endividamento, não significa que a empresa está em má situação financeira, pois o custo da Dívida pode ser inferior ao Retorno do Patrimônio Líquido.

Logo, a análise dos índices não deve ser feita de forma isolada, sugere-se sempre uma análise conjunta deles.

São inúmeros os índices existentes para a análise de balanço, continuamente são elaborados novos índices, mas não é o número de índices que ditará a qualidade da análise. A escolha dos índices deve ser feita de acordo com os objetivos e a profundidade da análise.

2.3.1.1.1. Indicadores de Ciclotria

A análise da ciclotria visa buscar a maior eficiência do ciclo operacional. O Ciclo Operacional corresponde ao conjunto de atividades necessárias a consecução do “produto” da empresa, ele é iniciado com a compra dos insumos e encerrado com o recebimento das vendas.

O Ciclo financeiro corresponde ao período do Ciclo Operacional em que a empresa precisa investir recursos próprios. Este período vai do pagamento dos fornecedores ao recebimento dos clientes.

A boa administração do ciclo diminui o volume de investimentos no processo, melhorando o giro da empresa e a capacidade de financiamento da produção.

A análise de ciclo é feita através de indicadores de forma detalhada, a fim de evidenciar as etapas em que podem estar ocorrendo problemas, são elas:

1. Prazo Médio de Pagamento dos Fornecedores;
2. Prazo Médio de Estoques de Matérias Primas;
3. Prazo Médio de Estoque de Produtos em Elaboração;

4. Prazo Médio de Estoque de Produtos Acabados;
5. Prazo Médio de Recebimento de Clientes

As etapas acima podem ser observadas em empreendimentos industriais. Em outras atividades, precisam ser adaptadas para melhorar a identificação de possíveis pontos de melhoria.

2.3.1.1.2. Indicadores de Desempenho

Os índices de desempenho buscam analisar o retorno, o lucro obtido em função dos valores relacionados a ele, ou seja, demonstrar o grau de êxito econômico do empreendimento.

Para a obtenção do sucesso as empresas podem adotar duas estratégias básicas. A primeira é buscar o menor custo de produção com o maior volume de vendas. A segunda é a diferenciação, onde a empresa busca vender menos a um preço maior. A primeira alternativa busca o retorno do investimento através de um giro alto, enquanto a segunda busca o retorno através de uma margem de lucro alta. Assim podemos dizer que o retorno pode ser tido como o produto do giro e da margem.

a. Retorno do Investimento (ROI)

Na década de 30 a Du Pont criou um modelo de análise de rentabilidade, procedendo a análise concomitante da margem de lucro e giro dos negócios, identificado pela sigla ROI (Return on Investment). O ROI era obtido pela divisão do Lucro Operacional pelo Investimento, sendo o Lucro Operacional o Lucro antes da dedução das Despesas Financeiras.

A Du Pont se utilizou do ROI para avaliar o retorno das suas mais diversas unidades de produção, as quais se dedicavam as mais diversas atividades. Como o ROI é um índice cuja comparação e análise pode ser feita mesmo em unidades com atividades diferentes, a Du Pont utilizava o ROI na orientação de seus investimentos.

Segundo o Professor MARION (2000, p. 471), o ROI é pouco conhecido no Brasil, embora seja de esplendoroso valor. Segundo ele, "...muitos militantes na área contábil têm evitado esse método, achando-o complexo e cansativo. Discordamos

frontalmente dessa opinião e, ainda que possa ser absurdo, defendemos a posição de que o método Du Pont é mais fácil de ser entendido que, por exemplo, os índices de liquidez.”

O ROI pode ser expresso da seguinte forma:

$$ROI = \frac{\text{Lucro Operacional}}{\text{Investimento}}$$

Onde:

Lucro Operacional: é o lucro obtido antes das deduções das despesas financeiras;

Investimento: é o valor total investido, excluindo-se os Passivos não Remunerados, também chamados Passivos de Funcionamento.

KAPLAN e JOHNSON (1993, p.72) citam o uso do ROI pela Du Pont: “O uso imaginativo da informação de retorno do investimento permitia à alta administração da Powder Company suplantarem efetivamente os mercados de capitais na decisão de como distribuir recursos no interior da indústria de explosivos americana.”

Ainda segundo MATARAZZO (1995, p. 430): “A regra básica ...é que a evolução das vendas é o ponto de referência dos demais itens: nenhum investimento ou despesa pode crescer mais que as vendas sob pena de redução da taxa de retorno sobre o ativo líquido”.

2.3.1.1.3. Os Indicadores e a Decisão de Investimentos

O desempenho de um projeto pode ser medido basicamente por duas unidades: as taxas que determinam relação entre os retornos e os investimentos e o *payback* que representa o tempo necessário para que o retorno do investimento seja igual ao próprio investimento.

A melhor relação para a atratividade de um projeto é a relação entre o lucro e o capital investido, pairam dúvidas relacionadas à forma com que se define o lucro e a forma com que se define o capital investido.

A decisão de investimentos deve se pautada em várias questões, dentre elas o prazo necessário para que ocorra o retorno do investimento, o grau de risco e até a tendência de elevação ou queda da taxa de juros em relação ao intervalo do projeto que influi diretamente na expectativa de lucros em comparação com negócios alternativos.

Segundo FREZATTI, (2000, p.165), existem basicamente três sistemáticas utilizadas para avaliar os projetos em relação à capacidade deles gerarem o maior valor aos acionistas:

a. Abordagem do Fluxo de Caixa Descontado

Essa abordagem leva em conta o fluxo de caixa futuro gerado pelos investimentos descontado pela taxa de atratividade. Essa metodologia é muito usada por profissionais da área de finanças em cálculos de viabilidade de investimento. O próprio BNDES se utiliza desta abordagem.

A representatividade dos resultados de um investimento depende do rigor e confiabilidade com que os fluxos de caixa são estimados.

Segundo KASSAI & KASSAI (1999, p. 60), "...a decisão de se avaliar projetos de investimento com base nos resultados de caixa, e não no lucro econômico, é devido a uma necessidade econômica, revelando a efetiva capacidade da empresa em remunerar o capital aplicado e reinvestir os benefícios gerados".

Em relação a capacidade aquisitiva da moeda os fluxos de caixa podem ser divididos em três tipos:

Fluxos de Caixa Nominais: Expressos em valores correntes do momento da realização dos eventos.

Fluxos de Caixa Constantes: Expressos no mesmo padrão monetário, em mesma moeda de poder aquisitivo.

Fluxos de Caixa Descontados: Expressos por valores descontados para a data presente por determinada taxa de desconto.

Dentre os indicadores resultantes desta abordagem destacamos a Taxa Interna de Retorno (TIR), a Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM) e o Valor Presente Líquido (VPL):

Valor Presente Líquido: é a diferença entre o valor presente das entradas de caixa e o valor presente das saídas de caixa, considerando uma determinada taxa de desconto.

Taxa Interna de Retorno: é a taxa de desconto que iguala num determinado momento as entradas e saídas de caixa. A TIR é a taxa de desconto que gera um VPL igual a zero.

Taxa Interna de Retorno Modificada: A TIR apresenta como desvantagem a falta de adequação dos cálculos ao fato de haver diferenças entre a taxa de financiamento e a taxa de reinvestimento dos lucros. A TIRM corrige essa falha trazendo os fluxos negativos a valor presente por uma taxa de financiamento compatível e os fluxos positivos a uma taxa de reinvestimento compatível. Sendo que:

Taxa de Reinvestimento: taxa média do período do fluxo de caixa mais conveniente para reuplicar os recursos gerados.

Taxa de Financiamento: taxa média mais compatível com os custos de captação de recursos financeiros para o investimento ou para o capital de giro, conforme o caso.

b. Abordagem dos Múltiplos

Essa abordagem tem como base o relacionamento entre variáveis, como o Índice de Lucratividade (IL) e o Valor Anual Uniforme Equivalente (VAUE).

O IL é medido pela relação entre o valor presente dos fluxos de caixa dos retornos e o fluxo de caixa dos investimentos descontados pela taxa de atratividade do investimento.

O VAUE consiste no valor médio periódico dos fluxos de caixa positivos comparado com o valor médio dos fluxos de caixa negativos do mesmo período.

c. Abordagem do Resultado Econômico Residual

Essa abordagem desenvolve os conceitos de resultado econômico e tem como característica o detalhamento de análises distintas de desempenho na área financeira e operacional. Seus principais indicadores são o Valor Econômico Agregado (EVA®) e o Valor Adicionado ao Negócio MVA®:

Valor Econômico Agregado EVA®

Segundo KASSAI & KASSAI (2000, p. 179): “O valor econômico agregado, ou EVA®, é, pois, o valor que a empresa agrega após remunerar todos os recursos investidos, quer sejam financiados pelo custo de capital de terceiros (K_i) ou pelo custo do capital próprio (K_e).”

O Valor Econômico Agregado é uma das melhores medidas da atratividade econômica de um projeto, para que haja atratividade econômica é necessário que o Retorno sobre o Investimento seja igual ou maior do que o custo médio do capital empregado, ou seja é preciso que o retorno do projeto seja no mínimo igual ao retorno pretendido pelo investidor e os encargos devidos pela utilização de capital de terceiros.

O Custo do Capital Próprio é a remuneração mínima exigida pelos proprietários do capital ou a taxa mínima de atratividade do projeto. Para o cálculo do custo de capital deve ser considerados os riscos do projeto. Cabe aos proprietários do capital estipularem o retorno mínimo necessário para o investimento.

Quanto ao custo do capital de Terceiros, esse é obtido pela divisão das despesas financeiras pelo capital de terceiros que é remunerado.

O custo de oportunidade do negócio é o custo médio ponderado do capital a ser remunerado pela organização.

O EVA pode ser obtido através da seguinte dedução:

Investimentos Operacionais

x Retorno do Investimento

= Retorno gerado pelo Projeto

(-) Custo Médio Ponderado de Capitais

(=) EVA

Onde o custo médio ponderado de capitais (CMPC) é obtido pela seguinte fórmula:

$$\text{CMPC} = (\% \text{ Capital Terceiros} \times K_i) + (\% \text{ Capital Próprio} \times K_e)$$

Onde:

K_i é o índice de retorno do capital de terceiros, obtido pela divisão das despesas financeiras pelo passivo remunerado.

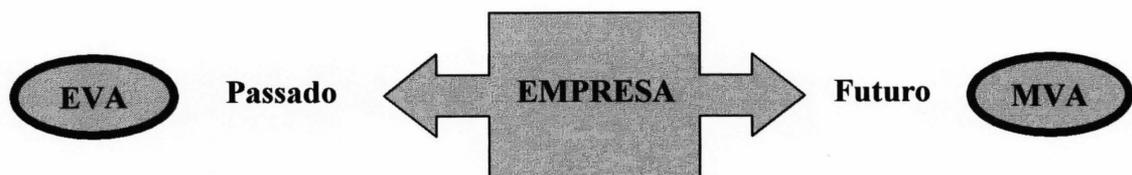
K_e é o índice de retorno estipulado pelos proprietários do capital

Valor Adicionado do Negócio (MVA)

O valor agregado do negócio (MVA) serve como método de análise com vista ao futuro do projeto, sua capacidade de agregar valor. O MVA ou goodwill corresponde ao que o projeto consegue criar além do seu investimento, a diferença entre o seu valor de mercado e o seu investimento.

Segundo ASSAF NETO [2002, p. 242] o EVA é um método para avaliação do desempenho no passado, enquanto o MVA é um método com vistas ao futuro:

Figura 01 – Dimensões do MVA e do EVA



Fonte: KASSAI, José Roberto e Outros. – 2000, p.242.

O MVA também é uma marca registrada da consultoria Stern Stewart & Co.

Os acionistas esperam que a empresa gere retorno superior ao custo dos recursos investidos, valorizando o valor de mercado, ou seja, criando riqueza.

O MVA pode ser obtido através da seguinte fórmula:

$$MVA = \frac{EVA}{CMPC}$$

O MVA (goodwill) é determinado essencialmente pela qualidade da gestão do empreendimento, pela correta avaliação das estratégias financeiras utilizadas.

A verificação da evolução do valor agregado pode ser observada utilizando-se o Índice de Crescimento do Valor Agregado (ICVA):

$$ICVA = MVA \div \frac{EVA}{Ke}$$

2.3.1.1.4. Indicadores não Financeiros

O resultado financeiro sempre foi o sistema mais utilizado e aceito na análise de desempenho das empresas, entretanto, este pensamento vem mudando muito nos últimos anos. Vários são os sistemas que vêm sendo utilizados, destacando-se o Balanced Scorecard e o GECON (Gestão Econômica), cujas conclusões expressam informações não somente financeiras.

CATELLI (1999, p. 196), referindo-se a citações de NAKAGAWA e de LIKERT ressalta que:

“Os critérios não financeiros de avaliação de desempenho devem levar em conta a congruência de metas e os incentivos. O primeiro aspecto se refere à harmonização entre os objetivos do indivíduo e os objetivos da organização. O ultimo constitui-se de um instrumento administrativo que acelera essas pessoas rumo aos objetivos. Alguns aspectos a serem medidos dentro destes critérios podem ser, consoante Likert, a qualidade da organização humana, nível de confiança e responsabilidade, motivação, lealdade, desempenho e capacidade da organização de comunicar-se abertamente, interagindo efetivamente e alcançando decisões adequadas e a avaliação do desempenho deve evidenciar e buscar a harmonização entre os objetivos pessoais dos gestores com os da empresa”.

Os critérios não financeiros de avaliação do desempenho, como citado acima, evocam capacidades da empresa em gerar resultados no futuro, logo, pode-se dizer que

os indicadores de desempenho financeiro, embora consigam demonstrar com clareza o desempenho em curto prazo, não conseguem, de forma isolada o mesmo em longo prazo, para tal é necessário a análise conjunta com indicadores não financeiros.

FALCINI (1995, p.32) também identifica:

“...Assim a visão de curto prazo proporcionada pelo 'ROI' acaba por não evidenciar o declínio do valor econômico da empresa quando aqueles e outros ativos indispensáveis à sobrevivência em longo prazo do sistema-empresa, dentro do meio ambiente do mundo real, são relegados a favor de uma visão míope, de curto prazo, respaldada no 'ROI' e nas suas bases, os números e lucro contábeis”.

Dentro dos indicadores não financeiros poderíamos buscar evidenciar a melhoria da qualidade técnica dos funcionários, a satisfação do cliente interno (funcionários) e do cliente externo (sociedade, clientes, parceiros) e a própria integração da empresa junto à sociedade. Vários podem ser os indicadores criados para essa análise, observando-se sempre as características próprias da empresa.

Somente a análise conjunta dos indicadores financeiros e não financeiros podem formar uma análise global do desempenho do projeto. Em projetos de curto prazo os efeitos dos indicadores não financeiros não podem ser observados durante o decorrer do projeto, seu efeito se dará na execução dos próximos projetos.

2.3.1.2. A Análise do Risco

Na elaboração de qualquer análise de investimentos é interessante que haja certa prudência na adoção dos valores de forma a proporcionar maior confiabilidade nas informações. A análise dos riscos pode se dar por métodos quantitativos ou qualitativos, conforme segue:

2.3.1.2.1. Métodos Qualitativos:

- Pesquisa de Mercado – levantamentos por meio de questionários e entrevistas com as informações interpretadas buscando determinar a idéia das pessoas sobre determinado objeto de pesquisa.

- Técnica Delphi; consiste na busca de consenso por parte de vários especialistas sobre determinado assunto.
- Painel de Especialistas; também consiste na busca de consenso entre diversos especialistas.
- Dramatização e Criação de Cenários – visam estabelecer uma seqüência lógica de eventos, demonstrando o desenvolvimento de um processo, as inter-relações das diversas variáveis onde o processo pode ser conduzido. Com a criação de cenários é possível o exame da dinâmica de situações que, de outro modo, poderiam ser ignoradas.

2.3.1.2.2. Métodos Quantitativos:

- Probabilidade – análise da possibilidade de ocorrência de determinado evento.
- Desvio-Padrão – é utilizado para avaliar a qualidade da média obtida na análise em função da frequência e amplitude da variação.
- Programações Matemáticas – através do uso de equações e inequações, normalmente feito através de computadores.
- Árvore de decisão – uma matriz através da qual são feitas relações de ação e reação. O modelo tem diversos nós onde as diversas variáveis acabam por influenciar o resultado final.
- Análise de sensibilidade – estuda o efeito que a variação num dado de entrada do modelo pode ocasionar nos resultados.
- Técnicas de Simulação – Busca analisar a sensibilidade de todas as variáveis e as respectivas interações entre elas.

A análise de sensibilidade e as técnicas de simulação serão utilizadas em demonstrações práticas no capítulo IV.

2.3.2. Modelos Financeiros

Segundo CAPONI: “Modelos são tentativas de representar a realidade, onde as operações financeiras fazem parte dessa realidade. Em geral, os modelos desenvolvidos para o mercado financeiro são denominados como Modelos ou Ferramentas de Apoio à Decisão no sentido de determinar, resolver, solucionar, facilitar os cálculos, etc. Os modelos financeiros utilizam em geral, equações matemáticas que representam a operação financeira e premissas impostas pelas condições da operação. Dessa maneira, o desenvolvimento de um modelo é um procedimento de Síntese a partir das especificações:

- Entradas são os dados disponíveis.
- Saídas são os resultados desejados.
- Regras e Relações entre os dados e resultados.”

O modelo financeiro precisa ser encarado como um sistema, caracterizando-se por:

- Entradas dos Dados

Alimentação com as informações conhecidas e necessárias a obtenção dos resultados.

- Regras e inter-relações entre os dados;

Cálculos matemáticos visando fazer com que o modelo reflita os eventos do mundo onde as relações acontecem de fato.

- Saída das Informações.

Índices e outras informações úteis, eficazes e capazes de guiar decisões.

Os modelos são utilizados para:

- Agilizar cálculos repetitivos;

- Facilitar os relacionamentos das informações existentes, podendo-se utilizar a memória eletrônica e outras ferramentas que diminuem as dificuldades dos cálculos.

Passos básicos da construção do modelo:

- Definição dos objetivos – definição dos dados necessários e das informações que se quer obter;
- Definição do lay out – definição das telas necessárias, suas formas e seqüência;
- Elaboração dos cálculos / relacionamentos – definição e aplicação das fórmulas e métodos de relacionamento entre as variáveis;
- Confirmação / validação do modelo – testes do modelo buscando garantir que sua utilização obedeça fielmente aos objetivos a que se propõem, com destaque ao correto relacionamento entre as variáveis;
- Formatação – definir a melhor forma visual com que as planilhas de entrada de dados, de cálculos e de resultados são apresentadas ao usuário;
- Elaboração do Manual do Usuário – buscando dar subsídios para que o usuário possa fazer o melhor uso do modelo dentro das suas respectivas necessidades e das limitações do modelo.

2.4. Geração de Energia Elétrica

Inserir-se no mercado de geração elétrica é um processo complexo e arriscado. Esse negócio demanda muito conhecimento, é preciso conhecer a história desse setor, a influência exercida pelo governo, o processo de reforma, todo o emaranhado legal, a atuação das agências reguladores e de outros agentes que interferem na administração dos empreendimentos, os encargos e a posição da geração dentro da cadeia de valor da energia elétrica.

2.4.1. Contexto Geral

A sociedade do século 21 está mudando alguns conceitos. A melhora da qualidade de vida das pessoas está muito ligada à manutenção do meio ambiente. O Tratado de Kyoto tornou pública e notória a vontade da sociedade de cuidar do meio ambiente e controlar a poluição gerada no planeta.

Estamos assistindo a um conflito entre a necessidade de gerar energia para suprir o desenvolvimento econômico e o impacto que a energia resulta no meio ambiente. A energia gerada a partir de combustíveis fósseis causa muita poluição, mas é a fonte de energia mais utilizada na maioria dos países.

O Brasil possui grande parte de sua energia gerada em Usinas Hidrelétricas, porém as concessões para a exploração de novas usinas de grande porte vêm sendo cada vez mais difíceis em função dos impactos ambientais causados pelas áreas alagadas.

Outra fonte de energia bastante difundida no Brasil é o álcool da cana de açúcar, alternativa de energia renovável, como a hidrelétrica. O álcool concorre com a gasolina, porém seu custo é superior ao da energia hidrelétrica, não sendo um bom substituto para esta.

As pequenas centrais hidrelétricas (PCH's) são uma boa alternativa para a preservação ambiental com geração de energia a baixos custos. Elas têm como característica pequenos reservatórios, porém essa energia é gerada em pequena escala.

As PCH's instaladas no interior do país descentralizam a produção de energia diminuindo a necessidade de linhas de interligação elétrica e promovem o desenvolvimento regional.

Hoje, influenciado pela necessidade de energia e pela busca de fontes alternativas, o governo criou um programa próprio para os empreendimentos de geração alternativa de energia (PCH's, Centrais Eólicas e Centrais de Biomassa). O programa confere uma série de vantagens aos empreendimentos aprovados, como

opção de contrato de venda de energia para a Eletrobrás e financiamento através do BNDES.

Os incentivos e a perspectiva de altos preços para a energia no médio e longo prazo faz com que muitos empreendedores, muitos deles sem conhecimento, entrem neste negócio.

2.4.2. Histórico do Setor Elétrico Nacional

A primeira usina hidrelétrica construída no Brasil foi a usina do Ribeirão do Inferno no estado de Minas Gerais que foi concluída em 1883 com o objetivo de atender a demanda de um projeto de mineração.

A primeira usina hidrelétrica construída com o objetivo de distribuir energia á população foi a de Marmelos na cidade de Juiz de Fora, Minas Gerais, ela foi inaugurada em 1889.

Em 1899 foi constituída em São Paulo a primeira empresa de geração elétrica de capital estrangeiro, a São Paulo Railway, Light and Power Company Limited, de capital canadense. Para que houvesse o investimento de capital estrangeiro no país foi necessário que o governo estipulasse a “Cláusula Ouro”. Esta cláusula contida nos Contratos de Concessão garantiam ao investidor o direito a reajustes mensais de acordo com a variação do ouro no mercado internacional.

Com o advento da primeira guerra mundial e da crise de 1929, o valor do ouro subiu de forma exorbitante, tornando a energia uma mercadoria cara. Em 1933, após a revolução de 30, o então presidente Getúlio Vargas extinguiu a Cláusula Ouro e determinou que o preço da energia elétrica fosse regulado a partir do custo mais uma determinada taxa de lucro.

No ano seguinte, em 1934 foi criado o Código de Águas, nacionalizando o uso da água, buscando que a água, como bem da nação, venha a ser utilizada da forma que melhor atende aos anseios do país. O código de águas pode ser considerado a primeira legislação a respeito de meio ambiente do país.

Em 1939 foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica, que passou a ser responsável pela definição da política nacional de energia elétrica.

Em 1945 foi criada a primeira empresa estatal federal de geração de energia elétrica para aproveitar o potencial do Rio Francisco, a CHESF, Companhia Hidrelétrica do São Francisco.

A aprovação do Fundo Federal de Eletrificação (FFE) aconteceu em 1954 através dos recursos do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE).

Em 1961 foi criada a ELETROBRÁS que passou a atuar como holding de todas as empresas estatais de geração e transmissão. As estatais federais não interferiam na distribuição que normalmente era feita por estatais estaduais.

Para aumentar a arrecadação para investimento em energia elétrica o governo federal criou o Empréstimo Compulsório (EC), que era pecuniário, com devolução em dez anos a uma taxa de juros de 12% ao ano.

A Reserva Geral de Reversão (RGR) foi instituída em 1971 com o objetivo de aumentar o volume de recursos para o investimento em energia elétrica. Consistia no pagamento de um percentual, inicialmente de 2,5% do imobilizado com o objetivo de ampliar o parque elétrico.

A Reserva Geral de Garantia (RGG), por sua vez, foi criada em 1975 com o objetivo de nivelar os preços da energia elétrica ao consumidor em todas as regiões do país. As regiões com energia mais barata dividiriam a diferença cobrada nas regiões com energia mais cara. O estado de São Paulo em 1986, logo seguido de outros estados, se negou a efetuar o recolhimento da RGG.

Em 1988, por iniciativa da nova Constituição Federal, foi substituída a incidência do IUEE pelo ICMS, onde o recolhimento passou a ser exclusivamente dos estados o deixou de estar vinculado aos investimentos em energia, como era o IUEE.

Em 1982 o México declarou a moratória de sua dívida, a partir desta data os financiamentos externos passaram a ser mais onerosos e mais escassos em virtude do risco.

Durante a década de oitenta houve uma contínua redução das alíquotas do Empréstimo Compulsório e da RGR. Somando-se a extinção do IUEE e o ônus dos empréstimos internacionais foi desencadeada uma diminuição contínua nos

investimentos em energia elétrica, sobretudo na geração e transmissão. Com isso houve o envelhecimento do parque gerador brasileiro.

Além disso, a partir do início dos anos oitenta a tarifa da energia passou a utilizada como mecanismo de regulação econômica com a finalidade de controle da inflação mesmo as custas da saúde financeira das empresas.

Outros problemas que ocorreram a partir da década de oitenta foram a má gerência financeira das estatais e a falta de incentivos ao aumento da produtividade.

A partir do final dos anos oitenta houve algumas alternativas de revisão do sistema buscando ampliar a capacidade instalada, mas foram em vão. A alternativa conduzida pelos presidentes subsequentes (Fernando Collor, Itamar Franco e Fernando Henrique Cardoso) foi a privatização, tal qual sugeria as conclusões do Consenso de Washington. Em 1990 foi instituído o Plano Nacional de Desestatização (PND). Dois anos após, em 1992 iniciou-se o processo de privatizações.

Em 1996 foi contratada a empresa Coopers & Lybrand Consultant Ltd. para elaboração de estudo e de relatório sobre a institucionalização de um novo modelo privado ao setor elétrico brasileiro, baseado na experiência inglesa.

Com a privatização houve a necessidade do realinhamento das tarifas cobradas dos consumidores finais.

Com a escassez de investimentos e a previsão de falta de energia em um curto prazo, além do fato do gás boliviano estar chegando ao Brasil a um preço competitivo foi instituído o Plano Prioritário de Termoelétricas (PPT) cujos investimentos não foram suficientes para evitar o Apagão que acabou acontecendo no final de 2001.

O Apagão é um fato lastimável na história do Brasil, sua ocorrência e decorrente racionamento de energia foram responsáveis pelo desaquecimento de uma economia que demonstrava evidências de crescimento. Tal crescimento só veio a ocorrer três anos mais tarde.

2.4.2.1. Bases Constitucionais

A constituição federal estabelece o tratamento legal que deve ser dada a geração de eletricidade através de seus artigos 21, 173, 174, 175 e 176.

O artigo 173 determina os serviços regidos pelas leis de mercado e o artigo 175 faz referência aos serviços públicos que deverão ser regidos pelo interesse público.

Segundo SAUER e outros: [2003; p.46]:

”Serviço público é toda atividade de oferecimento de utilidade ou comodidade material destinada a satisfação da coletividade em geral, mas fruível singularmente pelos administrados, que o estado assume como pertinente a seus deveres e presta por si mesmo ou por quem lha faça as vezes, sob um regime de Direito Público – portanto, consagrador de prerrogativas de supremacia e de restrições especiais -, instituído em favor dos interesses definidos como públicos no sistema normativo.”

Os serviços públicos são atividades de relevante interesse nacional as quais são de responsabilidade do estado que deverá executá-las com recursos próprios ou delegá-las a outros através das concessões e permissões dos Serviços públicos sob o regime de direito público.

As concessões e permissões de serviços públicos foram reguladas pela lei 8.987/95 – Lei das Concessões.

A concessão ou permissão não muda o regime jurídico do tratamento comercial da atividade. A responsabilidade do concessionário é para com o Estado dentro das condições estabelecidas no Contrato de Concessão.

2.4.3. Novo Modelo Energético Brasileiro

O governo não investia mais no setor elétrico por vários anos quando se deflagrou com um parque elétrico antigo e sem a mínima possibilidade de oferecer condições para um crescimento econômico consistente. A falta de recursos para investir na geração fez com que o governo abrisse o mercado para a iniciativa privada.

A abertura do mercado se deu com muita turbulência, houve avanços e o sucesso não foi absoluto em função de algumas deficiências na regulamentação do mercado. Um exemplo claro ocorreu durante o “Apagão” e impacta sobre os consumidores até hoje, o Encargo de Capacidade Emergencial foi criado para cobrir o rombo das distribuidoras de energia.

Existem muitos questionamentos acerca da constitucionalidade do Ambiente de Contratação Livre (ACL) pelo fato do mesmo estar “sujeito” as Leis de Mercado e não ao direito administrativo.

O modelo elétrico brasileiro ainda não está consolidado, ele deverá se ajustar às necessidades que surgirem ao longo do tempo.

A busca de atendimento às diversas metas da estruturação do sistema é complexa em decorrência dos conflitos existentes entre as metas do governo e dos concessionários. O governo objetiva a expansão da oferta com modicidade tarifária e serviços com qualidade. O aumento da qualidade e da expansão da oferta requer aumento dos investimentos. Esse aumento dos investimentos requer repasse às tarifas que, por sua vez, conflita com o objetivo da modicidade tarifária.

Esse conflito e a morosidade do legislativo brasileiro estão sendo os maiores responsáveis pelos baixos investimentos no parque gerador a partir de 2003, persistindo tal situação, e levando em conta o volume de chuvas poderemos ter graves problemas com escassez de energia no curto prazo.

2.4.3.1. Agentes do Setor Elétrico

Atualmente o setor energético brasileiro está estruturado da seguinte forma:

2.4.3.1.1. Ministério de Minas e Energia

Compete ao Ministério de Minas e Energia (MME) a administração de todos os recursos minerais e energéticos, dos aproveitamentos da energia hidráulica e a energia elétrica, incluindo a nuclear.

Em 15 de março de 2004, por meio da Lei nº 10.847, foi autorizada a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Vinculada ao Ministério de Minas e Energia, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético.

O Ministério de Minas e Energia tem como empresas vinculadas a Eletrobrás e a Petrobrás, que são de economia mista. A Eletrobrás, por sua vez, controla, as empresas Furnas Centrais Elétricas S.A., Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

(Chesf), Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE), Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte), Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul) e Eletrobrás Termonuclear S.A. (Eletronuclear).

A Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) também estão ligadas ao MME.

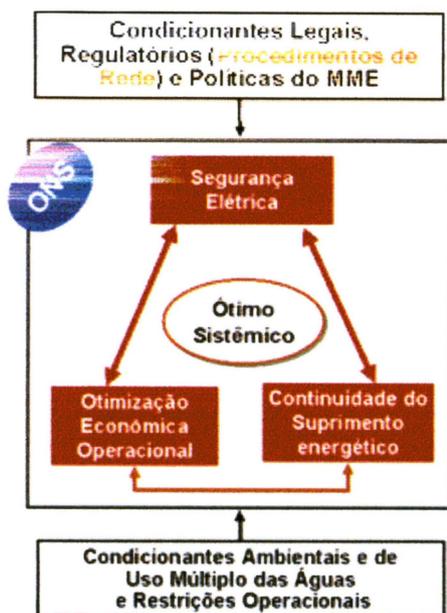
2.4.3.1.2. Agência Nacional de Energia Elétrica

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi criada pela Lei Nº 9.427, de 1996. Ela é uma autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, tem como atribuições regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica; mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços.

2.4.3.1.3. Operador Nacional do Sistema

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) foi criado em 1998, com a finalidade de operar o Sistema Interligado Nacional (SIN) e administrar a rede básica de transmissão de energia no Brasil. A sua missão institucional é assegurar aos usuários do SIN a continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica. De acordo com a lei 10.484/04, também são atribuições do ONS 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; e propor regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica do SIN, a serem aprovadas pela ANEEL.

Figura 02 - Funções da ONS



Fonte: SANTOS; Mario Fernando de Melo. Expansão do Setor Elétrico – Recursos Escassos, Obras Prioritárias e Administração de Riscos - Uma Visão da Operação do Sistema. 2ª Fórum Continuado de Energia – FGV, Ago/04.

Os Produtores Independentes e os Autoprodutores de energia podem optar por ter despacho da energia centralizado pela ONS ou não, arcando com o ônus decorrente da decisão segundo o decreto 2003 de 10 de setembro de 1996.

2.4.3.1.4. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foi criada pela lei 10.848 de 15 de março de 2004 e regulamentada pelo Decreto N° 5.177, de 12 de agosto de 2004. Ela é uma pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos e sob regulação e fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). A CCEE sucedeu ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, criado pela Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002.

As principais atribuições da CCEE são:

- Promover leilões de compra e venda de energia elétrica, desde que delegado pela ANEEL;
- Manter o registro de todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) e os contratos resultantes dos leilões de ajuste, da aquisição de energia proveniente de geração distribuída e respectivas alterações;
- Manter o registro dos montantes de potência e energia objeto de contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- Promover a medição e o registro de dados relativos às operações de compra e venda e outros dados inerentes aos serviços de energia elétrica;
- Apurar o Preço de Liquidação de Diferenças PLD do mercado de curto prazo por submercado;
- Efetuar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados e a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo;
- 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; e
- 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.
- A CCEE é integrada por titulares de concessão, permissão ou autorização, por outros agentes vinculados aos serviços e às instalações de energia elétrica, e pelos consumidores livres, assim definidos no inciso X do § 2º do artigo 1º do Decreto nº 5.163, de 2004.

2.4.3.1.5. Centrais Geradores do Brasil SA (ELETROBRÁS)

A Eletrobrás é uma empresa de economia mista e de capital aberto, com ações negociadas nas Bolsas de Valores de São Paulo (Bovespa), de Madri, na Espanha, e de

Nova Iorque, nos Estados Unidos. O Governo Federal possui mais da metade das ações ordinárias e preferenciais (52,45%) da Eletrobrás e, por isso, tem o controle acionário da empresa. O Grupo Eletrobrás atua de forma integrada. As políticas e diretrizes adotadas são definidas pelo Conselho Superior da Eletrobrás (Consise), formado pelos presidentes das empresas do grupo, que se reúne regularmente.

2.4.3.1.6. Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial

A Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE) surgiu após o apagão de 2001 e tem por objetivo a aquisição, o arrendamento e a alienação de bens e direitos, a celebração de contratos e a prática de atos destinados:

1. à viabilização do aumento da capacidade de geração e da oferta de energia elétrica de qualquer fonte em curto prazo; e
2. à superação da crise de energia elétrica e ao reequilíbrio de oferta e demanda de energia elétrica.

A CBEE extinguir-se-á em 30 de junho de 2006.

2.4.3.1.7. Empresa de Pesquisa Energética

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) foi criada pela lei 10.847 de 15 de março de 2004 e regulamentada pelo decreto Nº 5.184, de 16 de agosto de 2004. Vinculada ao Ministério de Minas e Energia, a EPE realiza estudos e pesquisas que subsidiam a formulação, o planejamento e a implementação de ações do Ministério de Minas e Energia, no âmbito da política energética nacional. As principais atribuições da Empresa são:

- Realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;
- Identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos;
- Dar suporte e participar das articulações relativas ao aproveitamento energético de rios compartilhados com países limítrofes;

- Realizar estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos;

- 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 prazo;

- Desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e socio-ambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis;

- Efetuar o acompanhamento da execução de projetos e estudos de viabilidade realizados por agentes interessados e devidamente autorizados;

- Dar suporte e participar nas articulações visando à integração energética com outros países;

- Promover estudos e produzir informações para subsidiar planos e programas de desenvolvimento energético ambientalmente sustentável, inclusive, de eficiência energética;

- Promover planos de metas voltadas para a utilização racional e conservação de energia, podendo estabelecer parcerias de cooperação para este fim;

- 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; e

- Desenvolver estudos para incrementar a utilização de carvão mineral nacional.

Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiam a formulação, o planejamento e a implementação de ações do Ministério de Minas e Energia, no âmbito da política energética nacional.

2.4.3.1.8. Comitê de Monitoramento da Política Energética

O Comitê de Monitoramento da Política Energética (CMPE) foi instituído pelo Decreto nº 5.175, de 9 de agosto de 2004. O CMPE é coordenado pelo MME. Sua principal função é acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletro-energético em todo o território nacional.

Competem ao CMPE as seguintes atribuições:

- acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados;

- realizar periodicamente análise integrada de segurança de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica, de gás natural e petróleo e seus derivados, abrangendo os seguintes parâmetros, dentre outros:

- a) demanda, oferta e qualidade de insumos energéticos, considerando as condições hidrológicas e as perspectivas de suprimento de gás e de outros combustíveis;

- b) configuração dos sistemas de produção e de oferta relativos aos setores de energia elétrica, gás e petróleo; e

- c) configuração dos sistemas de transporte e interconexões locais, regionais e internacionais, relativamente ao sistema elétrico e à rede de gasodutos;

- identificar dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem, ou possam afetar, a regularidade e a segurança de

abastecimento e atendimento à expansão dos setores de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados; e

- elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações preventivas ou saneadoras, visando à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletro-energético, encaminhando-as, quando for o caso, ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.

2.4.4. Produtores de Energia Hidrelétrica

No caso de geração hidrelétrica podemos classificar em três níveis de acordo com a capacidade instalada e a área inundada:

Figura 03 - Foto de uma UHE



UHE Itaipu binacional

Figura 04 - Foto de uma PCH



PCH Celso Ramos. Fonte CELESC

UHE – Usinas de grande porte com impacto ambiental considerável;

PCH – Usinas de pequeno porte, normalmente de “fio d’água”, com reservatórios pequenos e custos mais altos de produção de energia.

Micro-central Hidrelétrica – Usina de pequeno porte normalmente atendendo a consumidor particular. Sua produção é bastante baixa e produzem pouco impacto à natureza.

2.4.4.1. Produtor Independente de Energia Elétrica (PIEE)

Pessoa jurídica ou empresas em consórcio com concessão ou autorização para produção de energia elétrica destinada a comercialização por sua conta e risco.

O produtor independente pode comercializar energia com:

- Concessionário de Serviço Público de energia elétrica;
- Os consumidores livres;
- Consumidores de energia integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o PíEE também forneça vapor oriundo dos processos de cogeração;
- Qualquer consumidor que comprove não ter sido atendido pelo concessionário local num prazo de 180 dias da solicitação;
- Conjunto de consumidores, independente de tensão e carga, em condições previamente ajustadas com a concessionária local de distribuição.

Para comercializar sua energia, o Produtor Independente precisa ressarcir os custos com “encargos de uso do sistema”:

- Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos;
- Taxa de Fiscalização do Sistema de Energia Elétrica;
- Conta de Consumo de Combustíveis, para quem estiver operando na modalidade integrada no sistema em que estiver operando.

A depreciação da usina será feita de acordo com a definição da ANEEL.

2.4.4.2. Autoprodutor

Pessoa Física, Jurídica, ou consórcio de empresas com concessão ou autorização para produção de energia para consumo próprio.

A energia excedente pode ser comprada pelo concessionário ou permissionário de distribuição de energia.

É possível a permuta de energia do autoprodutor com o permissionário/concessionário do serviço público de distribuição de energia, consistindo em geração em um determinado ponto do sistema e consumo em outro ponto.

É permitido ao autoprodutor a livre utilização do sistema, tendo este que arcar com alguns encargos decorrentes da transmissão e/ou distribuição da energia.

Para a venda do excedente de energia, o autoprodutor terá os mesmos encargos incidentes sobre o produtor independente.

O autoprodutor poderá depreciar os bens da Usina nos mesmos prazos da depreciação dos equipamentos da unidade industrial a que se destina a geração.

2.4.4.3. Geração Estatal

Composto pelas empresas do sistema ELETROBRÁS e das geradoras oriundas dos processos de desverticalização das distribuidoras estaduais.

Elas podem comercializar no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL) da mesma forma que o PEE, exceto pelo fato de estas precisarem promover leilões abertos mesmo na modalidade de ACL.

Grande parte do volume gerado por elas está contratado junto a distribuidoras na forma de contratos iniciais, que estão sendo gradativamente descontraçados.

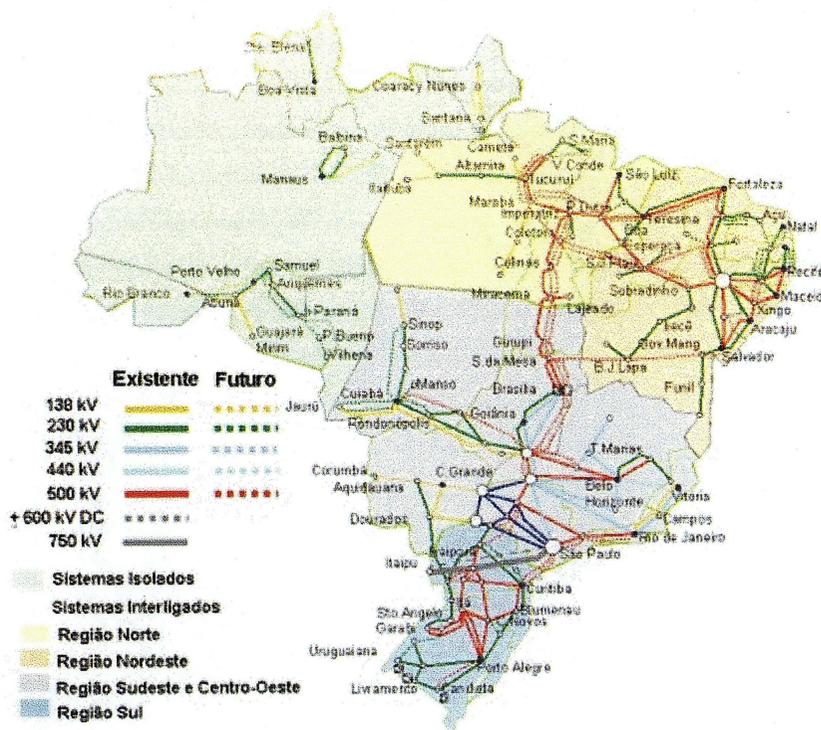
A “geração distribuída” caracterizada pelo volume de energia gerado pela própria distribuidora e que poderá ser vendido pela mesma desde que crie empresas para o propósito específico de geração.

2.4.5. Sistema de Transmissão e Distribuição de Energia

O sistema de transmissão e distribuição de energia é dividido da seguinte forma:

- Sistema de Transmissão – integra a rede básica as linhas de transmissão, os barramentos, os transformadores e demais equipamentos com tensão igual ou superior a 230 kV.
- Sistema de Distribuição – é composto pela linha e equipamentos com tensão inferior a 230 kV.

Figura 05 - Sistema de Transmissão Brasileiro



Fonte: Eletrobrás

2.4.6. Consumidores

Consumidores Livres – consumidor livre é aquele que, atendido em qualquer tensão, tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições previstas nos artigos. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995:

1. Consumidores com consumo igual ou superior a 10mW/h e com tensão igual ou superior a 69 kV;
2. Os consumidores ligados após 08 de julho de 1995, com consumo igual ou superior a 3 mW/h em qualquer tensão;
3. Os consumidores ligados antes de 08 de julho de 1995, a partir de 08 de junho de 2000 com consumo igual ou superior a 3mW/h e tensão igual ou superior a 69kV;
4. Consumidores com consumo igual ou superior a 0,5 mW/h, em qualquer tensão, quando a energia for de PCH.

A opção pelo consumidor não resulta em aumento tarifário para os consumidores remanescentes da concessionária de serviços públicos de energia elétrica que haja perdido mercado.

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

O consumidor que exercer a opção de consumidor livre deve garantir o atendimento à totalidade de sua carga, mediante contratação, com um ou mais fornecedores, sujeito a penalidade pelo descumprimento dessa obrigação.

Os consumidores que exercerem a opção poderão retornar à condição de consumidor atendido mediante tarifa regulada, garantida a continuidade da prestação dos serviços, desde que informem à concessionária, à permissionária ou à autorizada de distribuição local, com antecedência mínima de 5 (cinco) anos. Esses prazos poderão ser reduzidos, a critério da concessionária, da permissionária ou da autorizada de distribuição local.

Até 31 de dezembro de 2009, respeitados os contratos vigentes, será facultada aos consumidores que pretendam utilizar, em suas unidades industriais, energia elétrica produzida por geração própria, em regime de autoprodução ou produção independente, a redução da demanda e da energia contratadas ou a substituição dos contratos de fornecimento por contratos de uso dos sistemas elétricos, mediante notificação à concessionária de distribuição ou geração, com antecedência mínima de 180 (cento e oitenta) dias.

Consumidores Potencialmente Livres - é aquele que, a despeito de cumprir as condições previstas no art. 15 da Lei no 9.074, de 1995, é atendido de forma regulada.

Consumidores Cativos – São consumidores cujo fornecimento ainda é certo e exclusivo de determinado concessionário local de energia.

Qualquer consumidor cativo pode solicitar a mudança para consumidor livre. O prazo para o pedido ser efetivado é de 36 meses.

A portaria DNAEE nº 466 de 12 de novembro de 1997 estabelece as condições gerais de fornecimento, constituindo-se no conjunto básico de normas relacionadas à proteção do consumidor de energia elétrica fornecida por concessionário de serviço público.

2.4.7. Limites de Participação na Capacidade Instalada de Geração

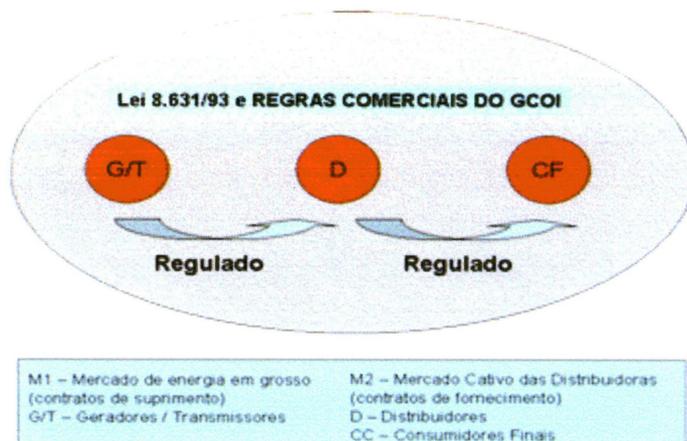
Para proteção da economia, evitando a consolidação de monopólios e incentivando a concorrência foram definidos limites de participação da capacidade instalada de geração elétrica no Brasil e para cada região:

- 20% do Sistema Elétrico Nacional;
- 25% do Sistema Elétrico das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste;
- 35% do Sistema Elétrico das regiões Norte e Nordeste;
- É permitida potência instalada superior aos percentuais acima se tratando de capacidade de uma única Usina.

2.4.8. O Mercado da Energia Elétrica

No modelo antigo, todos os contratos eram regulados de forma a garantir a remuneração mínima necessária à continuidade das atividades das estatais de geração, transmissão e distribuição.

Figura 06 - Modelo Antigo do Mercado de Energia Elétrica



Fonte: UMBRIA; Fernando Camargo. Modelo de Previsão de preços de suprimento de energia elétrica no contexto do novo ambiente competitivo do setor elétrico brasileiro. Curitiba – PR. Dissertação CHPAR, 1999.

O mercado de energia no novo modelo pode ser dividido em duas categorias:

Ambiente de Contratação Regulada - ACR é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos;

Ambiente de Contratação Livre - ACL o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos;

Na comercialização de energia elétrica deverão ser obedecidas, dentre outras, as seguintes condições:

I - os agentes vendedores deverão apresentar lastro para a venda de energia e potência para garantir cem por cento de seus contratos. O lastro para a venda será constituído pela garantia física proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia.

A garantia física de energia e potência de um empreendimento de geração, a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia e constante do contrato de concessão ou ato de autorização, corresponderá às quantidades máximas de energia e potência elétricas associadas ao empreendimento, incluindo importação, que poderão ser utilizadas para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos.

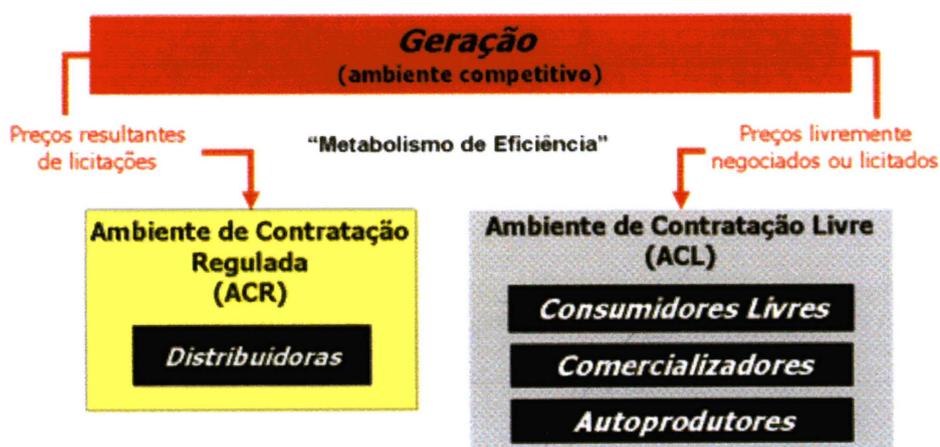
II - os agentes de distribuição deverão garantir, a partir de 1º de janeiro de 2005, o atendimento a cem por cento de seus mercados de energia e potência por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL; e

III - os consumidores não supridos integralmente em condições reguladas pelos agentes de distribuição e agentes vendedores deverão, a partir de 1º de janeiro de 2005, garantir o atendimento a cem por cento de suas cargas, em termos de energia e potência, por intermédio de geração própria ou de contratos registrados na CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados na ANEEL.

Figura 07 – Ambientes de Contratação

Dois ambientes de contratação de energia:

- Ambiente de Contratação Regulada (ACR) – Distribuidoras
- Ambiente de Contratação Livre (ACL) – Consumidores Livres e Autoprodutores



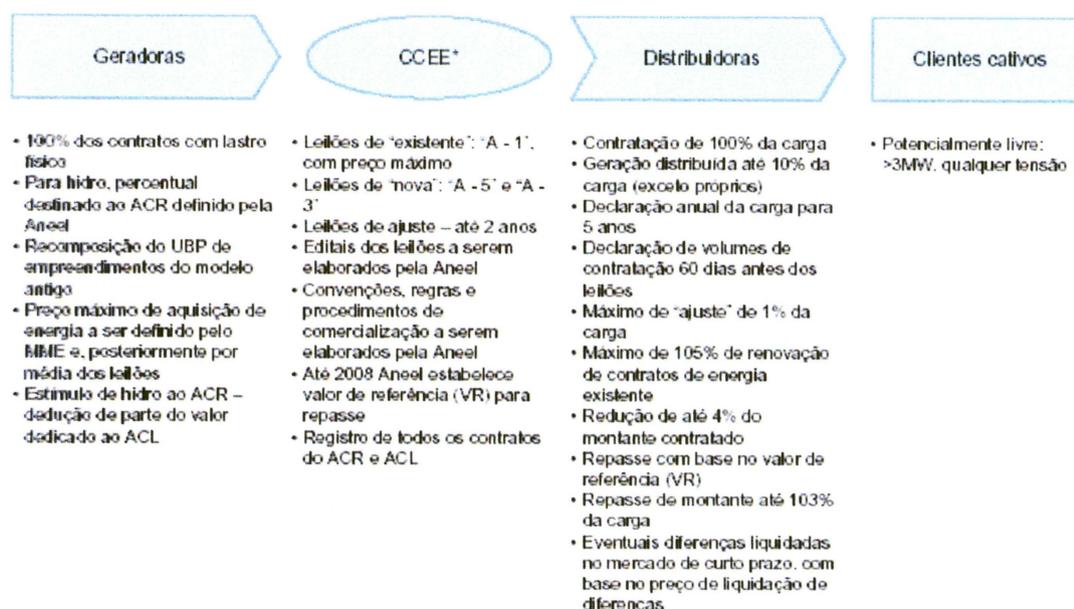
As sobras serão contabilizadas ao preço de liquidação de diferenças

Fonte: LUDMER, Paulo. Expansão do Setor Elétrico: Mercado, Recursos Escassos, Obras Prioritárias e Administração dos Riscos. 2º Fórum Continuado de Energia. FGV, Ago/04.

Figura 08 – Características do Ambiente de Contratação Regulado

O objetivo principal da nova regulamentação é o de promover investimentos em geração através da determinação de regras de contratação de longo prazo

Decreto 5.163 – Ambiente de Contratação Regulada (ACR)



*Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
Fonte: Decreto 5.163, análise Value Partners
VALUE PARTNERS

Fonte: BARRETO, Ricardo. A nova regulamentação e impactos para empresas do setor elétrico. 2º Fórum Continuado de Energia. FGV, Ago/04.

2.4.8.1. Contratos Iniciais

São os contratos sucessores aos contratos de suprimento de energia entre as empresas de geração e de distribuições assinados antes da reformulação do setor e que passaram a produzir efeitos após essa reformulação. Esses contratos estão sendo descontratados progressivamente, sendo que em 2007 deverão se extinguir.

2.4.8.2. Contratos Bilaterais

Os contratos bilaterais são um documento comercial que representa um acordo de compra e de venda de energia a preços e volumes definidos para determinados intervalos de tempo.

Esses contratos são instrumentos financeiros visando diminuir a volatilidade do mercado. De um lado o gerador busca se proteger contra preços baixos decorrentes de um mercado de curto prazo e de outro o consumidor busca se proteger de aumentos elevados de preço no futuro.

Os contratos de compra de energia para garantir os contratos de venda são firmados sob a integral responsabilidade do agente vendedor, inclusive quanto aos riscos de diferenças de preços entre submercados.

Desta forma, o gerador fica exposto ao risco de precisar comprar energia no mercado para poder cumprir com as obrigações contratuais.

Todos os contratos de comercialização de energia elétrica deverão ser informados, registrados, homologados ou aprovados pela ANEEL, conforme o caso.

Os contratos bilaterais também podem ser chamados de PPA's, do inglês Power Purchase Agreement, eles são firmados durante leilão organizado pela Câmara Comercializadora de Energia Elétrica (CCEE), entidade ligada ao MME e que, durante o processo de venda, representa as distribuidoras.

O PPA tem como característica uma série de dispositivos e determinações, a exemplo de venda de capacidade de energia, metodologia para cálculo de tarifas, prazo e término do contrato, pagamento, impostos e solução de controvérsias.

2.4.8.3. Os Leilões de Energia

Até hoje, só foram feitos leilões de energia velha. O primeiro foi feito para os anos de 2005 a 2007, o segundo para os anos de 2008 e 2009. Está previsto outro leilão para venda de energia velha para outubro de 2005. Para dezembro deste mesmo ano está previsto o primeiro leilão de energia nova e da energia "botox".

A ANEEL promove licitações na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do SIN, observando as diretrizes fixadas pelo Ministério de Minas e Energia, que contemplarão os montantes por modalidade contratual de energia a serem licitados.

Os leilões para compra de energia elétrica são promovidos, observando:

I - anos "A - 5" e "A - 3", para energia elétrica proveniente de novo empreendimento de geração; e

II - ano "A - 1", para energia elétrica proveniente de empreendimento de geração existente.

O Ministério de Minas e Energia deverá definir o preço máximo de aquisição nos leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes.

A partir de 2009, o preço não poderá superar o valor médio resultante dos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados no ano "A - 5", cujo início do suprimento coincida com o ano do leilão

O Ministério de Minas e Energia, para a realização dos leilões de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos, definirá:

I - o montante total de energia elétrica a ser contratado no ACR, segmentado por região geoeletrica, quando cabível; e

II - a relação de empreendimentos de geração aptos a integrar os leilões.

No cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição, será contabilizada a energia elétrica:

I - contratada até 16 de março de 2004;

II - contratada nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, inclusive os de ajustes, e de novos empreendimentos de geração; e

III - proveniente de:

a) geração distribuída;

b) usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; e

c) Itaipu Binacional.

Considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

2.4.8.4. Mercado Spot

A energia não negociada nos contratos bilaterais, de longo prazo, decorrentes de geração superior a energia assegurada pode ser negociada no mercado de curto prazo, mercado spot.

O preço no mercado spot varia de acordo com a oferta e a procura de energia excedente, sendo um mercado de alto risco.

O mercado spot atende apenas demandas sazonais ou ampliações temporárias de carga. Caso a geração assegurada não aconteça, o mercado spot tende a se elevar, caso aconteça o contrário (maior parte do tempo), o preço do mercado spot tenderá ao custo adicional de geração.

2.4.8.5. Contratos pelo PROINFA

O Programa promoverá a implantação de 3.300 MW de capacidade, em instalações de produção, sendo assegurada, pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A - ELETROBRÁS, a compra da energia a ser produzida, no período de 20 anos, dos empreendedores que preencherem todos os requisitos de habilitação e tiverem seus projetos selecionados de acordo com os procedimentos da Lei 10.438/02.

Existem duas modalidades de contrato pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia, com contratação pelo Mecanismo de Realocação de Energia MRE ou não.

A energia assegurada é comprada pela ELETROBRÁS pelo valor atualizado da VN das PCH's em contratos de 20 anos.

Abaixo os principais pontos do contrato pelo PROINFA:

Serão de responsabilidade do produtor o seu consumo próprio e as perdas elétricas contabilizadas segundo regras e procedimentos da CCEE.

O produtor, às suas expensas, deverá instalar, possuir, operar e manter o sistema de medição de energia de sua propriedade.

O preço fixado será firme e sem reajuste durante os primeiros doze meses a partir da data de assinatura do contrato. Decorrido este prazo, haverá reajuste, com periodicidade anual, adotando-se o IGP-M como índice.

A incidência de novos benefícios à tecnologia de geração hidráulica, que beneficiem o produtor, permitirá a qualquer tempo, a redução do preço da energia.

Será assegurado pela eletrobrás, durante todo período de vigência do contrato de financiamento, excluído o período de carência, o pagamento de um piso mínimo de faturamento mensal correspondente a 70% (setenta por cento) da energia contratada em cada mês.

O produtor se obriga a assinar o Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão/Distribuição, o Contrato de Uso dos Sistemas de Transmissão/Distribuição e credenciar-se na CCEE, indicando a ELETROBRÁS como seu representante.

2.4.8.6. O Mecanismo de Realocação de Energia

As usinas que gerarem mais do que a geração assegurada durante determinado período podem vender a energia excedente para usinas com geração inferior. Este mecanismo possibilita as geradoras o cumprimento dos contratos de fornecimento de energia. Essa energia excedente é vendida pela Tarifa de Energia Otimizada (TEO), cujo valor é reajustado anualmente e divulgado pela ANEEL, cobrindo apenas os custos operacionais.

O MRE administra o risco hidrológico, garantindo em condições normais, que os geradores hidrelétricos recebam as receitas correspondentes a sua energia garantida, sendo assim um mecanismo de proteção financeira.

O preço da energia realocada pelo MRE aos agentes de geração tem como base os custos de operação e manutenção e os encargos da Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos. Este preço é único para todo o sistema.

A ONS só procede ao despacho das UHE com capacidade instalada superior a 50MW.

2.4.9. Os Programas de Financiamento

No Brasil, os interessados em obter empréstimos para projetos de longo prazo devem contatar Bancos de Desenvolvimento, Bancos de Investimentos ou Agências de Fomento ou Desenvolvimento. O principal agente financiador de projetos de investimento, e em especial os de infra-estrutura no Brasil é o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Também são financiadores deste tipo de projeto o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BIRD), o International Finance Corporation (IFC), braço do Banco Mundial e os fundos de desenvolvimento regional.

2.4.9.1. Programa de Apoio Financeiro a Investimentos em Fontes Alternativas de Energia Elétrica no Âmbito do PROINFA

Linha de crédito criada pelo governo exclusivamente para o financiamento das fontes alternativas de energia renováveis. O PROINFA, mais do que uma linha de financiamento, é um programa de incentivos. O enquadramento no PROINFA garante ao investidor um contrato de compra futura de energia a preços e condições pré-definidas.

2.4.9.2. Financiamento a Empreendimentos FINEM

Nesta linha de crédito está inclusa a maioria das máquinas e equipamentos. O FENAME financia a compra de equipamentos nacionais diretamente junto às fábricas. Os equipamentos e fornecedores financiados encontram-se descritos na página do BNDES (www.bndes.gov.br).

São financiamentos de valor superior a R\$ 10 milhões para a realização de projetos de implantação, expansão, modernização ou realocização de empresas, incluída a aquisição de máquinas e equipamentos novos, de fabricação nacional, credenciados pelo BNDES, e capital de giro associado, realizados diretamente com o BNDES ou através das instituições financeiras credenciadas.

2.4.9.3. Financiamento de Máquinas e Equipamentos FNAME

Oferece financiamento de até 90% do valor da aquisição de máquinas e equipamentos novos de fabricação nacional. A aprovação do financiamento se dá pelo fornecedor que deve estar cadastrado junto ao BNDES, sendo necessário que o equipamento também esteja cadastrado.

2.4.9.4. Financiamentos pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento

O Banco Interamericano de Desenvolvimento atua no Brasil desde 1959 e conta com um fundo específico para o setor de energia na América Latina, o Fundo Hemisférico de Energia e Transporte que existe desde 2000.

O BID tem como foco os investimentos em energia renovável e limpa, onde se incluem as PCH's.

2.4.10. Captação no Mercado de Capitais

Uma alternativa de captação de recursos muito utilizada em vários países desenvolvidos é o Mercado de Capitais. No Brasil, o Mercado de Capitais ainda é bastante tímido. O Mercado de Capitais é uma alternativa mais barata (observadas algumas perdas de escala) para se obter dinheiro para alavancagem de bons negócios.

Dentre os instrumentos financeiros que podem ser utilizados para este fim citamos a emissão de ações e de debêntures.

2.4.10.1. Emissão de Ações

Abertura do Capital Social

Para que ocorra a abertura de capital é necessário primeiramente que a empresa seja uma Sociedade Anônima, que é regulamentada pela lei 6.404/76.

É necessário ainda:

- Aprovação dos sócios em assembléia geral ou através de escritura pública;
- Elaboração de ata estabelecendo o Estatuto Social;
- A criação do Conselho de Administração;

- A integralização de, no mínimo, 10% do valor das ações subscritas em banco autorizado pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM);
- Registro junto a CVM, com as seguintes etapas:
 - Nomeação do diretor de relações com o mercado;
 - Contratação de auditoria independente;
 - Apresentação à CVM dos documentos de constituição da SA.
- Manutenção do registro junto a CVM:
 - Elaboração e envio do relatório da administração e das demonstrações financeiras anuais e respectivos pareceres de auditoria independente;
 - Demonstrações financeiras trimestrais;
 - Certificado dos valores mobiliários emitidos.
- Registro na Bolsa de Valores:
 - Envio dos mesmos documentos enviados à CVM;
- Para lançamento de ações:
 - Escolha do intermediador financeiro, que deverá ser um banco de investimento, um banco múltiplo, uma sociedade corretora ou uma distribuidora de títulos e valores mobiliários. Este intermediador deverá assessorar a empresa no processo de emissão das ações, na elaboração do prospecto de venda, atuar junto a CVM, registrar a operação na Bolsa ou entidade de balcão, realizar o marketing da venda, a distribuição e a liquidação.

Custos Envolvidos

Para a emissão de ações estão envolvidos os seguintes custos:

- Exigências Legais, como a Auditoria Externa;
- Taxa de Fiscalização da CVM para emissão de ações e para a manutenção do registro;
- Anuidade da Bolsa de Valores;
- Custos de divulgação da venda;
- Assessorias, inclusive a taxa do intermediador.

O Mercado de ações pode ser primário ou secundário. Primário quando da emissão inicial das ações e secundário quando da revenda destas ações no mercado pelo respectivo portador.

A operação de lançamento de ações no mercado só pode ser efetuada por um banco de investimentos que recebe comissão para esta atividade.

Existem basicamente quatro tipos de lançamentos de ações:

- Garantia Firmada: O banco garante a colocação de determinado lote de ações a um preço previamente pactuado com a empresa emissora;
- Melhores Esforços: compromisso de envidar os melhores esforços para vender o máximo de uma emissão de ações junto aos seus melhores clientes nas melhores condições de prazo e preço;
- Stand by: compromisso do banco de colocar até determinado prazo as ações que não encontraram interessados;
- Book Building: oferta global a qualquer interessado. Neste caso o preço irá variar de acordo com a oferta e a procura.

As ações são divididas em ordinárias e preferenciais. As primeiras dão ao seu possuidor direito a voto enquanto as segundas dão preferência na distribuição de dividendos.

As ações dão direito ao seu portador de recebimento de dividendos, juros sobre o capital próprio, subscrição (direito aos acionistas de aquisição de ações para aumento de capital com preço e prazo determinados), bonificações (emissão de ações gratuitas aos acionistas decorrentes de aumento do capital por incorporação de reservas).

A Caixa de Liquidação é responsável pelo fiel cumprimento de todos os negócios relacionados às ações efetuados na Bolsa de Valores.

2.4.10.2. Emissões de Debêntures

As debêntures são títulos de médio e longo prazo emitidos por sociedades anônimas, não financeiras, de capital aberto que, dentre outras destinações, se utilizam

desses recursos para o financiamento de projetos de investimento ou para o alongamento do perfil de endividamento.

As debêntures podem ser consideradas empréstimos do comprador (debenturista) ao seu emissor.

A emissão de debêntures precisa ser aprovada em todos os seus termos por Assembléia Geral Extraordinária dos acionistas. Após essa aprovação é feita a Escritura da Emissão das debêntures (Contrato) com todas as condições da emissão, inclusive direitos e deveres do emissor e dos debenturistas. Esta escritura é registrada em cartório.

A representação dos debenturistas ocorre através do Agente Fiduciário, que pode ser Pessoa Física (PF) ou Pessoa Jurídica (PJ). Cabe a ele garantir o cumprimento das obrigações contidas na Escritura de Emissão, atuando algumas vezes até mesmo na concepção da escritura. Ele é remunerado através de uma taxa fixa paga pelos debenturistas.

A empresa emissora precisa contratar um Banco Mandatário que pode ser qualquer banco comercial que passa a ser o responsável pela confirmação financeira de todos os pagamentos e demais operações efetuadas pela empresa emissora.

A remuneração paga pelo emissor ao debenturista compreende a correção financeira, os juros e os prêmios de acordo com o definido na Escritura de Emissão. A remuneração pode ser pré-fixada ou pós-fixada.

Dependendo das condições estabelecidas na Escritura de Emissão, o emissor pode resgatar as debêntures antecipadamente. Neste caso, o título resgatado antecipadamente é qualificado como debênture em tesouraria e poderá ser revendido dentro das mesmas condições da escritura inicial.

As debêntures apresentam a seguinte classificação:

- Quanto as preferência no recebimento dos créditos junto ao emissor:
 - Subordinada – O debenturista tem preferência apenas sobre os acionistas;
 - Quirográfica – O debenturista não possui nenhuma garantia ou preferência sobre os demais credores;

- Flutuante – O debenturista tem privilégios sobre o Ativo Total da empresa;
- Real – A garantia é prestada ao debenturista através da hipoteca com vinculação de bens do emissor.
- Quanto ao tipo:
 - Simples – o debenturista terá direito à correção e juros;
 - Conversível – o debenturista terá opção também de transformar as debêntures em ações da empresa;
 - Permutável – o debenturista terá opção de optar transformar o recebível em ações, mas não pelas ações da empresa emissora.
- Quanto a colocação junto ao mercado:
 - Direta – quando já existe um comprador ou grupo de compradores que querem comprar diretamente todos os títulos a serem emitidos, sem haver dessa forma oscilação do preço e mercado secundário;
 - Oferta Pública – quando as debêntures são colocadas ao público e o valor das debêntures passa a estar sujeito aos efeitos da oferta e procura dos títulos. Posteriormente tais títulos acabam sendo negociados no mercado secundário.

A garantia da liquidez e da segurança das debêntures é feita pelo Sistema Nacional de Debêntures da Andima (SND).

Ao se referir a várias formas criativas com que as debêntures vêm sendo usadas no mercado financeiro, FORTURNA [2002; p.258] cita que:

“... Em outros casos, serve como um instrumento de capital de risco, sem prazo de resgate e rentabilidade resultante, exclusivamente de resgate líquido do empreendimento. Nesse caso, há a necessidade de criação de uma Empresa de Propósito Específico (*Special Purpose Company* – SPC) para viabilizar a securitização do empreendimento, além de viabilizar a existência de um mercado secundário que dê liquidez a estas debêntures.”

2.4.11. Captação de Recursos no Exterior

Podem ser feitos através da emissão dos bônus/eurobônus nos casos de empresas nacionais com penetração internacional. Tal operação se dá apenas por

bancos sindicalizados, sendo uma operação bastante onerosa. A empresa paga comissão pela administração e emissão dos títulos, além de uma série de despesas legais.

2.4.11.1. Créditos de Carbono

Os projetos de pequenas centrais hidrelétrica podem ser beneficiados pelos créditos de carbono decorrentes da compensação pelo não atendimento das metas de redução de gás poluente e resíduos sólidos pelos países desenvolvidos que aderiram ao tratado de Kyoto.

Tais créditos já vêm beneficiando os projetos de fontes alternativas de energia, como a biomassa.

O crédito precisa ser aplicado em atividades que gerem diminuição na produção de poluentes ou que aumentem a vegetação responsável pela retenção da poluição do ar.

Esse crédito poderá ser destinado a projetos de PCH que substituam termoelétricas. Essa substituição ocorre com frequência no Sistema Isolado.

2.4.12. Parcerias Estratégicas

As parcerias se tornam interessantes ao investidor pelos seguintes motivos:

– Diminuir / Compartilhar os Riscos:

Parcerias com o governo são interessantes como forma de suprimir os riscos decorrentes de ação do governo, imputando ao representante do governo tais riscos.

Parcerias com os Fornecedores de Bens e Serviços são importantes, fazendo com que estes tenham compromisso maior e dividindo melhor os riscos de fornecimentos de bens e serviços.

– Autoprodução:

Atuar em parcerias pode fazer com que os diversos investidores possam fazer uso de vantagens relacionadas a autoprodução, pela soma de seus consumos passar a ser compatível com o volume a ser gerado no projeto.

– Viabilização de Grandes Projetos

As parcerias são capazes de viabilizar grandes projetos, cujo montante de recursos excederia a capacidade de um investidor.

Abaixo destacamos com maior ênfase às Parcerias Público-Privadas PPP's, assunto importante para o setor e que teve sua regulamentação recentemente:

2.4.12.1.1. Parcerias Público-Privadas

As PPP's são parcerias entre a iniciativa pública e a privada visando o investimento em projetos de interesse para o país, para os estados e para os municípios e que sejam atraentes aos investidores privados. Os investidores privados podem preencher as lacunas ao desenvolvimento deixadas pela escassez de recursos públicos.

As Parcerias Público-Privadas (PPP's) são reguladas pela lei 11079, de 30 de dezembro de 2004. Essa mesma lei define as PPP's como sendo "o contrato administrativo de concessão, na modalidade patrocinada ou administrativa".

A concessão patrocinada acontece quando a remuneração do parceiro privado é feita através da tarifa cobrada pelo serviço objeto da concessão adicionada de uma contra-prestação do parceiro público.

A concessão administrativa ocorre quando o parceiro público será o único usuário do serviço objeto da concessão.

A principal demanda por este tipo de parceria pode ser observada na infraestrutura, que é um dos principais gargalos ao desenvolvimento do país. São projetos urgentes, intensivos em capital, com recuperação no médio e longo prazo.

As PPP's só poderão ser celebradas em contratos com valores superiores a vinte milhões de reais, com duração superior a cinco anos e que não tenham como objetivo único o fornecimento de mão-de-obra, fornecimento e instalação de equipamentos e a execução de obras públicas. Além disso, as concessões comuns, tratadas na lei 8.987 de 13 de fevereiro de 1995, em que não houver contra-prestação do parceiro público, não constituirão PPP.

Dentre as diretrizes dessa parceria podem ser destacados, o respeito aos interesses dos destinatários dos serviços e dos entes privados incumbidos da sua execução, a repartição objetiva dos riscos entre o parceiro público e o privado, a sustentabilidade financeira e vantagens socioeconômicas dos projetos.

Os contratos de PPP deverão ser compatíveis com a amortização dos investimentos necessários, porém com prazo não inferior a cinco anos ou superior a trinta e cinco anos, eles deverão prever a divisão dos riscos entre as partes, inclusive os decorrentes de casos fortuitos, força maior, fato do príncipe ou álea econômica extraordinária.

Os contratos deverão prever também os critérios de avaliação do desempenho dos serviços concedidos ao parceiro privado. Importante ressaltar o parágrafo 1 do item X do artigo 6º da lei 8.967:

“As cláusulas contratuais de atualização automática de valores baseadas em índices e fórmulas matemáticas, quando houver, serão aplicadas sem necessidade de homologação pela administração pública, exceto se esta publicar, na imprensa oficial, onde houver, até o prazo de 15 (quinze) dias após a apresentação da fatura, razões fundamentadas nesta Lei ou no contrato para a rejeição da atualização.”

Os contratos também poderão prever o pagamento de bônus ao parceiro privado por conta de desempenho dentro de padrões e métodos definidos no contrato.

As garantias da Administração Pública frente ao parceiro privado podem ser tidas como: a vinculação de receitas, exceto os repasses previstos aos estados e municípios pela União, os investimentos em educação, as garantias às operações de crédito por antecipação de receita; a instituição ou utilização de fundos especiais para este objetivo; a contratação de seguro-garantia com seguradora não controlada pelo Poder Público; oferecimento de garantias oferecidas por organismos internacionais ou por instituições financeiras não controladas pelo Poder Público, garantias prestadas por fundo garantidor ou empresa estatal criada para esta finalidade e outros mecanismos admitidos pela lei.

A parceira privada deverá criar uma Sociedade de Propósito Específico (SPE) antes da celebração do contrato de concessão e deverá obedecer aos padrões de governança corporativa, adotando contabilidade padronizada conforme regulamentos.

A contratação das parcerias público-privadas deverá ser precedida de licitação na modalidade de concorrência e estará condicionada a:

- Investimentos no empreendimento previstos ou incrementais não afetarem as metas de resultados fiscais;

- Estar previsto no Plano Plurianual em vigor onde o contrato será celebrado;
- Já tiver sido emitida a Licença Ambiental Prévia ou as diretrizes para o licenciamento ambiental do empreendimento, se aplicável;

O contrato de parceria deverá incluir cláusula de resolução de disputas, inclusive a arbitragem para dirimir conflitos decorrentes do contrato.

O julgamento adotado para a concorrência poderá ser o menor valor da contra-prestação a ser paga pela Administração Pública ou a melhor proposta em razão da combinação do critério de menor valor de contra-prestação com o de melhor técnica.

O órgão gestor de PPP's federais foi instituído pelo decreto 5.385 de 4 de março de 2005, denominado Comitê Gestor de Parcerias Público-Privadas (CGP) com competência para definir os serviços prioritários para execução nesta forma de regime, disciplinar os procedimentos para a celebração dos contratos, autorizar a abertura de licitações e aprovar os editais, além de apreciar os relatórios de acompanhamento dos contratos.

A Lei 11.079 autoriza a União, suas autarquias e fundações públicas autorizadas a participar, no limite de seis bilhões de reais do Fundo Garantidor de Parcerias Público-Privadas (FGP) que terá a finalidade de prestar garantia de pagamento de obrigações assumidas pelo parceiro público em virtude das participações nos contratos de PPP.

O FGP poderá prestar contra-garantias a seguradoras, instituições financeiras e organismos internacionais que garantirem o cumprimento das obrigações dos cotistas em PPP's.

Cabe ainda ressaltar que a União não poderá contratar parceria quando a soma das despesas de caráter continuado do conjunto das parcerias já contratadas já tiver excedido no ano anterior a 1% (um por cento) da receita corrente líquida do exercício, e as despesas anuais dos contratos vigentes, nos 10 (dez) anos subsequentes, não excedam a 1% (um por cento) da receita corrente líquida projetada para os respectivos exercícios.

A União pode conceder incentivos, conforme previsto na Lei 10.735 de 11 de setembro de 2003, às aplicações em fundos de investimento, criadas por instituições financeiras, em direitos creditórios provenientes dos contratos de PPP's. As diretrizes para concessão de crédito destinado ao financiamento de contratos de PPP's serão estabelecidas pelo Conselho Monetário Nacional (CMN).

As operações de crédito efetuadas por empresas públicas ou sociedades de economia mista controladas pela União não podem exceder a 70% (setenta por cento) do total das fontes de recursos financeiros da Sociedade de Propósito Específico, sendo que para os estados da região Norte, Nordeste e Centro-Oeste, onde o Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) é inferior a média nacional essa participação não poderá exceder a 80% (oitenta por cento).

Além disso, a participação das entidades fechadas de previdência privada complementar somada a participação de empresas públicas ou sociedades de economia mista controladas pela União não poderá exceder 80% (oitenta por cento) do total das fontes de recursos financeiros da Sociedade de Propósito Específico, sendo que para os estados da região Norte, Nordeste e Centro-Oeste, onde o Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) é inferior a média nacional essa participação não poderá exceder a 90% (noventa por cento).

2.4.13.O Compromisso Social

Os empreendimentos interferem na vida da comunidade local e promovem questionamento de toda a sociedade. Empreendimentos que não estejam de acordo com aspectos culturais da sociedade envolvida poderão criar repercussão negativa.

Hoje já existem diversas Organizações Não Governamentais (ONGs) que representam interesses da sociedade. Esses interesses muitas vezes acabam sendo conflitantes. Podem ser vistas desavenças entre representantes do empresariado e da classe trabalhadora, entre movimentos de agricultores e da comunidade indígena e mesmo dos investidores em geração hidrelétrica com o Movimento dos Atingidos por Barragens.

As ONGs vêm tendo cada vez mais importância nas relações das empresas. Segundo GRAYSON e HODGES [2002; p38], "A maioria das ONGs existe para

servir a uma causa pública. Outras entendem que sua função, ou parte dela, seja contrabalançar a predominância mundial das empresas em geral e das multinacionais em particular.”

Entre as ONGs que possuem forte influência sobre os empreendimentos hidrelétricos, podemos considerar três forças:

- **Movimentos de Proteção Ambiental:** Entidades locais preocupadas com a interferência do projeto com o meio ambiente. As entidades locais normalmente são integradas a entidades regionais e nacionais tendo grande voz perante o restante da sociedade;
- **Movimentos políticos:** São entidades que representam algumas posições políticas de parte da sociedade, tal como os movimentos antiglobalização que são contra a política de desestatização das empresas de prestação de serviços públicos;
- **Movimento dos atingidos por barragens:** tem como bandeira a representação de todas as pessoas que foram afetadas pelos reservatórios de barragens. Sua atuação visa a reparação de perdas. Este movimento vem representando outros interesses com o passar do tempo, como o interesse pela compensação por impactos ambientais.

Avanços recentes na tecnologia vêm fazendo com as pessoas tenham conhecimento das informações, corretas ou não com muita velocidade. Isso faz com que os investidores necessitem tomar atenção especial à aceitação dos projetos perante a sociedade. Dentre as ações importantes podem ser citadas:

- **Criação de uma área específica para comunicação social e acompanhamento das relações públicas** envidando esforços para comunicar de forma clara e se relacionar da melhor forma com a sociedade;
- **Interagir com a sociedade e em especial com as ONGs** buscando demonstrar as contribuições do empreendimento para a sociedade;
- **Investir em Governança Corporativa, tratando de forma adequada:**

- Funcionários: em quesitos fundamentais como segurança e medicina do trabalho, pagamento de salários e encargos sociais;
- Meio Ambiente: atuar e demonstrar a importância da adequada proteção do meio ambiente por parte da empresa.
- Fornecedores: através do estímulo para que estes venham a atuar da mesma forma.
- Efetuar da forma justa as indenizações necessárias à execução do empreendimento;
- Efetuar todas as compensações ambientais previstas, excedendo se necessário.

Além dos efeitos junto à sociedade em geral, a falta de cuidados com fatores como segurança do trabalho e meio ambiente podem refletir negativamente na captação de recursos. Fundos de pensão têm potencial para serem grandes fontes de recursos, eles representam uma grande parcela da população que é preocupada com questões relacionadas aos fatores supracitados e haverá forte pressão para a suspensão desses investimentos caso sejam observadas agressões ao meio ambiente. O mesmo se aplica às instituições internacionais de fomento.

Outro fator é o efeito “Enxame”, conforme GRAYSON e HODGES [2002; p88]:

“A mudança de expectativas dos stakeholders não se manifesta isoladamente. Ocorre o fenômeno do “enxame”, difícil de prever e enfrentar, pelo qual a mídia e grupos de pessoas concentram repentinamente a atenção numa organização ou assunto. O “enxame” faz surgir uma questão que não era preocupação política nem da população, originando uma atenção exagerada em relação a sua significação real e possivelmente levando, no calor do momento, a decisões apressadas e ruins para dispersar o “enxame”.

Os principais temas enfocados ao impacto de empreendimentos de geração hidrelétrica na sociedade são:

- Ecologia e meio ambiente: Busca de fontes de energia renovável, recuperação das áreas degradadas pela obra, impacto na fauna e na flora da área do reservatório, especialmente espécies endêmicas;
- Saúde e bem estar: Impacto dos migrantes no sistema de saúde e transporte local;
- Direitos Humanos: Condições de trabalho;
- Comunidades: Impacto na vida de povos nativos, no serviço de educação.

Existe uma tendência natural à valorização do preço da energia, de um lado pela escassez de recursos energéticos como o petróleo e de outra pelo maior custo de produção de alternativas. Mesmo os potenciais hidráulicos, tendem a ser utilizados em ordem do mais rentável para o menos. Isso significa que medidas de eficiência energética deverão ser tomadas, visando a melhor utilização deste insumo. De qualquer forma, a escassez de energia tende a valorizar cada vez mais o negócio de geração.

Além da preocupação com os fatos atuais inerentes ao compromisso social precisamos nos atentar a outra questão importante, a força da sociedade está acima das leis. A exemplo disto poderíamos citar o fato de, mesmo sendo legal os reajustes de preço da energia elétrica, há um teto que a sociedade tem condições de arcar, extrapolando este teto é natural que exista uma revolta da sociedade em torno de um realinhamento de preços. A energia elétrica é um suprimento essencial ao bem estar da sociedade e esta não se condicionará à exclusão deste suprimento.

2.4.14.Aspectos Contratuais e Processuais

2.4.14.1. Leilão de Concessão de Novos Projetos

Os editais dos novos leilões deverão constar:

- objeto, metas, prazos e minutas dos contratos de concessão;
- percentual mínimo de energia hidrelétrica a ser destinada ao mercado regulado;

- prazos, locais e horários em que serão fornecidos, aos interessados, os dados, estudos e projetos necessários à elaboração dos orçamentos e apresentação das propostas, entre os quais:
 - os estudos de viabilidade técnica;
 - os Estudos de Impacto Ambiental - EIA e os Relatórios de Impacto Ambiental - RIMA; e
 - as licenças ambientais prévias;
- critérios para a aferição da capacidade técnica, da idoneidade financeira e da regularidade jurídica e fiscal dos licitantes;
- diretrizes relativas à sistemática dos leilões;
- indicadores, fórmulas e parâmetros a serem utilizados no julgamento das propostas, observado o critério de menor tarifa;
- prazos, locais, horários e formas para recebimento das propostas, julgamento da licitação e assinatura dos contratos;
- valor anual do pagamento pelo Uso do Bem Público -UBP, a ser definido pelo poder concedente;
- valor do custo marginal de referência, calculado pela EPE e aprovado pelo Ministério de Minas e Energia;
- critérios de reajuste ou revisão de tarifas, ouvido o Ministério da Fazenda;
- expressa indicação do responsável pelo ônus das desapropriações necessárias à execução do serviço ou da obra pública, ou para a instituição de servidão administrativa;
- condições de liderança do responsável, quando permitida a participação de consórcios; e;
- nos casos de concessão de serviços públicos ou de uso de bem público, precedidos ou não da execução de obra pública, serão estabelecidas as garantias exigidas para essa parte específica do contrato, adequadas a cada caso e limitadas ao valor da obra.

Para os aproveitamentos hidrelétricos em que eventual parcela da energia assegurada possa ser comercializada no ACL ou utilizada para consumo próprio, o

edital de leilão de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos deverá prever que parte da receita será destinada a favorecer a modicidade tarifária.

2.4.14.2. Contrato de Concessão

O contrato de concessão é o instrumento jurídico pelo qual o governo cede a pessoa ou entidade à possibilidade de prestar serviços públicos em seu nome em troca de determinada remuneração. Nele estão contidas todas as prerrogativas da concessão: prazo, início, marcos, condições de rescisão, obrigações da partes e outras disposições.

2.4.14.3. Memorandos de Entendimentos.

Antes de o investidor decidir entrar em um leilão para concorrer a uma concessão ele precisa estar subsidiado a respeito dos limites de oferta pela respectiva concessão para que possa chegar uma boa relação investimento versus retorno. Em função disto, antes de entrar no leilão ele procura empresas especializadas na avaliação de projetos e as empresas que poderão fornecer os bens e serviços do empreendimento para que ofertem preços.

Esses serviços executados por estas empresas podem ser remunerados pelo Cliente ou estar sujeitos a um contrato de riscos (um memorando de entendimentos). No primeiro caso, o investidor remunera os serviços prestados e, com a remuneração encerram-se os compromissos das partes. No segundo caso, em o investidor perdendo a concessão, as demais empresas perdem os valores investidos, caso contrário o investidor tem a obrigação de manter os fornecedores pelos preços anteriormente pactuados e esses a obrigação de manterem suas propostas.

No Memorando de Entendimentos (MOU de origem inglesa (*Memorand of Understand*)) estão contidas as principais condições dos preços com os quais o investidor poderá entrar no leilão e as condições do contrato futuro entre o investidor e os fornecedores.

2.4.14.4. Formação de Sociedade de Investidores

Consórcio

A Lei 6.404/76 regula esse contrato, sem personalidade jurídica, tendo em vista a ampla adoção dessa forma jurídica para a consecução de empreendimentos que ultrapassam a capacidade empresarial de cada sociedade isolada, visando determinado empreendimento, com duração determinada.

O seu objetivo não será permanente, e visará sempre a benefícios individuais para as sociedades consorciadas, mantendo estas, total autonomia quanto à administração de seus negócios e obrigando-se nos estritos limites previstos no respectivo contrato social, ou regimento interno. Geralmente a responsabilidade das consorciadas é solidária.

O consórcio possui uma representação, uma administração decorrente do mandato das sociedades consorciadas, que poderá ser outorgado a uma das empresas consorciadas, normalmente a empresa líder.

No Consórcio, as prestações de cada consorciada não se fundem nem se confundem. Estarão sempre destacadas as contribuições em recursos e em aptidões de cada uma das contratantes.

Os demonstrativos para efeito de rateio das despesas e outras demonstrações são elaborados para efeito de controle entre as consorciadas.

O registro do instrumento de constituição tem efeito apenas contra terceiros, não confere personalidade jurídica comercial.

Dessa forma, os Consórcios constituídos a fim de concorrer a licitações para contratação ou execução de obras e serviços ou contratação de concessão de serviço público, para os efeitos fiscais, não se caracterizam como pessoa jurídica nem a elas se equiparam.

No caso de formação de consórcio cada empresa é uma unidade administrativa, contábil e fiscal independente do consórcio.

Sociedade de Propósito Específico - SPE

É a possibilidade de o consórcio revestir-se formalmente de personalidade jurídica, através da criação de uma nova unidade contábil com apuração dos resultados financeiros e contábeis independentes das empresas que a compõem.

A forma de SPE é hoje adotada largamente para contratar obras, serviços, fornecimentos e concessões do poder público.

Conforme CELLA no site da Vieira Ceneviva Advogados Associados: “Dessa forma, temos assim, um procedimento em seqüência: primeiro forma-se um consórcio para participar da licitação que, uma vez vencedor, extinguir-se-á para, em seu lugar, constituir-se uma SPE, cujo capital é formado pelas mesmas sociedades anteriormente consorciadas. Dessa forma, a SPE estará habilitada a celebrar o contrato com o órgão público.

Assim, a SPE constitui um consórcio societário, com personalidade jurídica, que tem o seu objeto social, em razão do contrato público de obras, serviços ou concessão que celebra.”

Em decorrência da nova Lei de concessões e da Lei das PPP's, existem casos em que o próprio Poder Público passou a exigir a celebração de um consórcio entre sociedades licitantes, para que, em caso de adjudicação, fosse ele extinto e constituída uma SPE, que pudesse separar os capitais, os recursos e as aptidões, voltada unicamente para a aptidão do contrato público celebrado.

2.4.15. Estruturação Financeira

A estruturação financeira deve ser feita observando-se o porte do projeto. Projetos pequenos requerem soluções simples, projetos grandes requerem estudos detalhados.

A estrutura de um pequeno projeto deve ser feita em conjunto com um analista experiente, preferencialmente uma instituição financeira. A base do financiamento do capital próprio será a capacidade presente e a de geração futura do próprio empreendedor, em alguns casos parte do capital próprio poderá ser obtida através de adiantamentos de contratos de vendas futuras ou através da emissão de debêntures.

2.4.15.1. Corporate Finance

É o sistema tradicional de estruturação financeira. O agente financiador foca sua preocupação nas garantias do financiamento, tentando desta forma diminuir o risco

de inadimplemento, para isso ele chega a exigir inclusive garantias dos próprios sócios (pessoa física).

Neste tipo de financiamento o financiador não está interessado na rentabilidade ou na gerência do projeto, ele não divide nenhum risco do projeto.

2.4.15.2. *Project Finance*

Para projetos de médio e grande porte torna-se interessante a estruturação financeira baseada em um *Project Finance*.

Segundo BONOMI e MALVESSI [2002; p.20], “Uma estrutura de *Project Finance* é um exercício de engenharia financeira que permite que as partes envolvidas em um empreendimento possam realizá-lo, assumindo diferentes responsabilidades, ou diferentes combinações de risco e retorno, de acordo com suas respectivas preferências”.

O *Project Finance* visa estruturar o financiamento de um projeto de forma que cada participante do projeto, conforme suas características, possa assumir um risco que lhe é mais interessante, recebendo o retorno proporcional a este risco. Essa estruturação é possível através do envolvimento de vários interessados (financiadores, investidores, seguradores, construtores) através de uma rede de responsabilidades e de minuciosos acordos contratuais.

Além disso, o *Project Finance* utiliza montantes bem inferiores de garantias reais por parte dos investidores. Nele busca-se que a garantia seja o próprio fluxo de caixa do projeto. Todos os envolvidos, especialmente os agentes financiadores passam a visar o desempenho do projeto. Com isso todos os interessados passam a intervir ou buscar formas de garantir a boa gerência do projeto.

Projetos pequenos acabam não sendo atrativos a uma estrutura de *Project Finance* em função dos custos de estudo para a estruturação. Cada projeto tem agentes envolvidos com diferentes aspirações, todos os interesses destes são garantidos via instrumentos contratuais e garantias, cujos custos de assessoria e financeiros acabam sendo altos e são viáveis devido ao ganho de escala por projetos de altos valores.

Já existe uma série de obras cuja estruturação financeira se deu via Project Finance, dentre elas podem ser destacadas a Usina Hidrelétrica de Machadinho e a Usina Hidrelétrica de Itá que se localizam no Rio Uruguai entre os estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul e a Usina Hidrelétrica de Serra da Mesa que se localiza no Rio Tocantins no estado de Goiás.

Segundo BONOMI e MALVESSI [2002; 26] no *Project Finance* os riscos precisam ser divididos, e podem ser classificados pela sua capacidade de mitigação:

- Riscos Estratégicos com Coberturas Contratuais – Para os bens que possuam demandas instáveis ou muito dependentes de um fator externo, devemos firmar contratos que assegurem os menores riscos possível, garantindo o fluxo de caixa projetado;
- Riscos Seguráveis – São aqueles passíveis de mitigação através de apólices de seguro, como:
 - Riscos de Engenharia,
 - Responsabilidade Civil,
 - Perda de lucro esperado vinculado aos riscos de engenharia (*Advanced Lost of Profit - ALOP*),
 - Perda de lucro esperado decorrente de atraso sofrido em consequência de sinistro ocorrido durante o transporte de equipamentos nacionais e internacionais (“DSU”).
 - Riscos contra terceiros.
- Riscos com Cobertura por Derivativos – Riscos que podem ser cobertos com instrumentos financeiros cujas variações não estejam atrelados ao referido ativo, como os *hedges* cambiais e as taxa de juros. Os instrumentos financeiros podem ser contratos de antecipação ou de opção.

Alguns pontos sobre a administração dos riscos do projeto pelos diversos agentes:

- Abandono da obra, atrasos de construção e conclusão da obra – O construtor, o montador, a projetista e o fornecedor de equipamentos precisam dar garantia do fiel cumprimento do contrato através de um seguro-garantia, através de multas por atrasos de marcos contratuais. Deve haver um acompanhamento contínuo da execução das atividades para verificar se não está havendo atraso na execução das obras que possa provocar perdas no fluxo de caixa do projeto.

- É importante a contratação de fornecedores experientes.
- Aumentos de custo são contingenciados através da contratação de empreitadas em contrato por preço global na modalidade de EPC.
- Para evitar perdas de performance do empreendimento, é necessário que o fornecedor de equipamentos dê garantia de performance.
- É interessante, para fins de divisão dos riscos que os fornecedores de obras e equipamentos façam parte do consórcio investidor.
- Utilização de *hedging* cambial para mitigar riscos de grandes variações cambiais.
- Efetuar acordos com os governos a fim de diminuir as mudanças legais
- Os *sponsors* assumem todos os riscos do projeto no que se refere ao retorno do capital.

Os mitigadores legais e os possíveis efeitos relacionados aos riscos de um *Project Finance* estão mais bem detalhados na obra de BONOMI e MALVESSI [2002; pp 72-74].

2.4.15.3. Contratos de Fornecimento de Bens e Serviços

Os contratos de construção visam documentar o acordo firmado entre os investidores do projeto e os fornecedores. Os contratos podem ser de diversas modalidades de acordo com a forma de remuneração e a divisão dos riscos do

empreendimento. Quanto às modalidades de contrato podemos dividir basicamente em três:

Preço Unitário: onde o construtor recebe pela quantidade de serviços executados pelos preços pré-estabelecidos. A responsabilidade pela variação de custos é do contratado e a responsabilidade pela variação de quantidade é do contratante;

Administração: onde o contratado é remunerado pelos custos incorridos mais uma taxa que representa o lucro. O contratante é responsável pela variação de custos e pela variação de quantidade (se trata de uma locação de recursos);

Preço Global (empreitada): O contratante remunera o contratado por um preço global previamente estabelecido. Nessa modalidade a responsabilidade por variações de custo e de quantidade é inteiramente do construtor.

Como princípio básico na adoção de determinadas modalidades de contrato, precisamos definir qual das partes tem maiores condições de prever e assumir cada risco do empreendimento de forma que cada parte possa medir e contingenciar o risco que cabe a si. Existem contratos onde coexiste mais de uma modalidade visando uma melhor divisão dos riscos. O FIDIC (*Fédération Internationale des Ingénieurs-Conseils*) vem editando condições gerais de contratação de forma a subsidiar a divisão de riscos pelas partes.

Quanto ao escopo, os contratos podem ser se referir a serviços parciais ou a entrega de todo o empreendimento.

É comum a contratação de serviços em EPC (*Engeneering, Procurement and Construction*), onde o contratado (normalmente um grupo de empresas na forma de consórcio) se responsabiliza por todas as principais atividades de construção. Os contratos EPC normalmente são *Turn key* (entrega da chave), ou seja, se responsabilizam por todo o empreendimento até a entrega para plena operação comercial.

A adoção de qualquer modalidade de contrato acima requer uma análise diferente em relação ao estabelecimento de contingências.

Aspectos Relevantes na Elaboração de um Contrato de Fornecimento de Bens e Serviços para a Implantação de uma UHE.

Limite de Responsabilidade – É importante que seja estabelecido um Limite de Responsabilidade condizente com os montantes envolvidos no negócio e com os riscos vinculados a possibilidade de atrasos na entrega para geração, quebra de contrato, falhas de construção, perdas de performance dos equipamentos e danos contra terceiros.

Responsabilidade Solidária – O contratante deve estabelecer como premissa de contratação que todos os integrantes do consórcio fornecedor será solidariamente responsável pelo contrato. Isso fortalece a responsabilidade do consórcio fornecedor e traz uma vantagem especial ao contratante que é o fato de não necessitar que todas as empresas do consórcio fornecedor tenham porte de garantia do contrato, pois poderá executar a empresa de maior capacidade.

Antecipação – É interessante ao contratante e ao contratado preestabelecer a possibilidade de antecipação da geração de energia uma vez que dependendo das condições econômicas e dos preços da energia, o ganho decorrente da antecipação pode ser muito superior aos custos incorridos para tal evento, podendo gerar ganhos para ambas as partes.

Termos de Aceitação Provisória e Definitiva – Deve ser claramente definida no contrato a forma com que se dará a aceitação das estruturas e equipamentos definitivos, prazos, testes e responsabilidade a partir do momento da entrega, incluindo-se os serviços pós-venda.

Multas e Punições – as multas e juros decorrentes da não observação das estipulações do contrato devem observar os parâmetros legais, mas ter impacto suficiente para desincentivar desvios contratuais.

Arbitragem – Uma importante alternativa para resolução de disputas decorrentes do contrato e prevista dentro da ordem jurídica brasileira e internacional são as Câmaras de Arbitragem. As Câmaras de Arbitragem dentre outras vantagens em relação ao sistema judiciário brasileiro, é mais ágil, menos onerosa e se utiliza de

especialistas das diversas áreas de conhecimento para julgar as ações. Tal mecanismo deve estar previsto nos contratos.

Garantias – o contratante precisa exigir do contratado uma série de garantias como o *Performance Bond*, para garantir que o contratado cumpra com as obrigações do contrato em termos de qualidade, funcionalidade, prazo e escopo.

Ferramentas Disponíveis para Apresentação de Garantias

Aval Bancário: É uma garantia de pagamento de um título de crédito que o banco dá ao tomador do referido título para um Cliente preferencial. Neste caso o banco se torna mero avalista do Cliente avalizado.

Fiança Bancária: É um contrato através do qual o banco garante o cumprimento de uma obrigação assumida pelo Cliente. A concessão de fiança bancária normalmente se estende por todo o período de duração do financiamento, sendo emitidas cartas de fiança com prazos não superiores a 12 (doze) meses.

Segundo Eduardo Fortuna [2002;p. 243] O banco exige garantia para a emissão de carta de fiança, uma Nota Promissória no valor total da fiança, além de caução de títulos de renda fixa ou duplicatas de cobrança renováveis, conforme o caso, cujo valor de resgate deve, no mínimo, cobrir o valor da fiança.

Seguro Garantia: é um tipo de seguro que tem por objetivo garantir o cumprimento de uma obrigação contratual, seja ela de construir, fabricar, fornecer ou prestar serviços. Complementarmente, qualifica as empresas quanto às condições de cumprir o objetivo da licitação que pretende ingressar.

Garantias Reais: Compreende a hipoteca de bens como garantias das obrigações. ~~Extremamente complicadas~~, devido a necessidade de avaliação dos valores dos bens e necessidade de leilão de vendas no caso de execução por parte do beneficiário e vinculações de bens dificultando as operações e contratações de financiamentos por parte do emissor.

Garantias Específicas:

Bid Bond: É uma garantia de oferta, normalmente solicitada em concorrências públicas, ou mesmo em outras concorrências, visando que o proponente vencedor execute o objeto da concorrência da forma com que propôs.

Performance Bond: É a garantia do fiel cumprimento do contrato, muito utilizado em contratos de longo prazo. O *Performance Bond* garante a qualidade dos serviços executados dentro das especificações técnicas estabelecidas no contrato e os prazos de execução do objeto do contrato.

Demais Contratos

Além do contrato de fornecimento de bens e serviços que é o mais oneroso ao investidor, ele também pode contratar os seguintes serviços, que havendo experiência do investidor podem ser feitos por ele mesmo:

- Contratos de Gerenciamento dos Programas Sócio-ambientais e de Administração da Construção da Usina

Normalmente o investidor terceiriza essa atividade contratando uma empresa de locação de mão-de-obra específica para este serviço, esta empresa se responsabiliza dentre outros:

- Pelo acompanhamento dos programas estabelecidos no Projeto Básico Ambiental;
- Pela contratação de especialistas nas diversas áreas: biologia, zootecnia, arqueologia, comunicação social, serviços sociais;
- Pelo acompanhamento destes contratos;
- Pelo processo de cadastramento, levantamento e indenizações;
- Pelo levantamento e acompanhamento do impacto social;
- Pelo acompanhamento da qualidade na execução das obras;
- Pelo acompanhamento dos fornecedores de bens e serviços: tratativas comerciais e técnicas;

- As funções de acompanhamento da qualidade e certificação do projeto normalmente é terceirizada à uma projetista, denominada Engenheiro do Empreendedor.

- Operação da Usina

A operação da usina pode ser feita pelo próprio investidor ou delegado através de contrato a uma empresa especialista nesta área. O contrato é de longo prazo, definindo previamente metas de eficiência.

- Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e Distribuição (CUSD)

Esses contratos são assinados junto ao ONS que repassa os valores das tarifas ao transmissor e distribuidor. As tarifas são determinadas a partir da definição da barra de conexão ao sistema.

- Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) e Distribuição (CCD)

Esses contratos são assinados junto ao distribuidor ou transmissor no qual o gerador der entrada da energia gerada pelo seu empreendimento. Os contratos são padronizados por gerador/distribuidor. Não havendo incremento nas instalações por parte da entrada da nova carga no sistema, o contrato não será oneroso, caso contrário, os custos incorridos serão repassados ao gerador.

- Auditoria

Com vistas a garantir a fiel aplicação dos demais contratos torna-se imprescindível a contratação de assessoria especializada para auditar o acompanhamento dos referidos contratos transmitindo maior confiabilidade destes processos.

2.4.16. Encargos

Apresentamos abaixo um quadro com os encargos setoriais incidentes sobre os agentes da cadeia de valor da energia elétrica:

Tabela 01 – Principais Encargos do Sistema Elétrico Brasileiro

ENCARGOS	G	T	D	C
TFSEE – Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica	X	X	X	-
COFURH - Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos	X	-	X	-
P&D - Pesquisa e Desenvolvimento	X	X	X	-
CCC – Conta de Consumo de Combustíveis	-	-	-	X
CDE – Conta de Desenvolvimento Energético	-	-	-	X
ECE - Encargo de Capacidade Emergencial	-	-	-	X
T _{ITAIPU} - Transporte de ITAIPU	X	-	X	-
ESS – Encargo de Serviço do Sistema	X	-	X	X
PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia	-	-	-	X
EAE – Encargo de Aquisição de Energia	-	-	-	X
RGR – Reserva Global de Reversão	X	X	X	-
Taxa MAE – Taxa de Corretagem do MAE	X	-	X	X
Taxa ONS – Taxa de Administração do ONS	X	-	X	X
Perdas Comerciais	-	-	-	X

Fonte: LUDMER, Paulo. Expansão do Setor Elétrico: Mercado, Recursos Escassos, Obras Prioritárias e Administração dos Riscos. 2º Fórum Continuado de Energia. FGV, Ago/04.

Onde:

G: Geradores

T: Transmissores

D: Distribuidores

C: Comercializadores

Os encargos atuais cobrados nas tarifas de distribuição de transmissão podem ser observados no ANEXO 1 - Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) dos Distribuidores da Região Sul e no ANEXO 2 - Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão aplicáveis aos Consumidores Livres e Autoprodutores com unidade de consumo conectada à Rede Básica - Período 2005/2006.

Abaixo detalhamos os principais encargos setoriais incidentes sobre a cadeia de valor da energia elétrica:

RGR - Reserva Global de Reversão

Criada com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica.

A quota anual da RGR é de 2,5% do investimento *pro rata tempore*, observado o limite de 3% da receita operacional líquida de cada empresa.

Investimento em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

O investimento que as geradoras precisam fazer em P&D até a data de 31/12/05 está definido no contrato de concessão, a partir dessa data passa a vigorar o percentual de 1% sobre a Receita Operacional Líquida.

As empresas de distribuição e de transmissão também são obrigadas e investir em programas de pesquisa e desenvolvimento.

As PCH's estão isentas desta despesa.

Conta de Consumo de Combustíveis

Foi criada pelo decreto 774 de 18 de março de 1993 para subsidiar os custos adicionais com termelétricas. Mudou a partir de 1998, mantendo subsídio apenas para as termelétricas já construídas até esta data, as termelétricas novas não tiveram direito ao rateio desta conta. As termelétricas antigas terão direito a crédito inferior nos próximos anos, em percentuais decrescentes.

Hoje, a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) é dividida em duas parcelas, a CCC para a manutenção das termelétricas do sistema interligado, cota dividida dentro de cada região geográfica e CCC para a manutenção das termelétricas do sistema isolado (quando a geração de energia das termelétricas é substituída por geração hidrelétrica de PCH's, esta também tem direito ao crédito).

O valor da CCC é definido pela ANEEL até o final do ano antecessor ao do pagamento baseado no programa de geração de energia do sistema isolado.

Contribuem para a CCC:

- Concessionárias;
- Permissionárias e;
- Produtores Independentes que comercializam diretamente com consumidores finais.

A CCC referente ao Sistema Interligado tem extinção previsão para o término de 2006.

Conta de Desenvolvimento Energético

Foi criada pela Lei 10.438 de 2002 e entrou em vigor em 2003 impactando sobre os agentes que comercializam energia com consumidores finais.

Financia as fontes renováveis de energia e a universalização do serviço de eletricidade, ou seja, a obrigatoriedade das concessionárias de distribuição em fornecer energia à totalidade da população de suas respectivas áreas de atuação, conforme prazos e programas aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

As quotas da CDE terão valor idêntico àquelas estipuladas para o ano de 2001 e serão reajustadas anualmente, a partir do ano de 2002, na proporção do crescimento do mercado de cada agente, até o limite que não cause incremento tarifário para o consumidor.

Nesta conta serão incluídos os custos da conta PROINFA.

Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos

A lei 7.990/89 instituiu a Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos (CFURH), recolhida aos Municípios, aos Estados e Distrito Federal e à União, cujos territórios forem atingidos pela água do reservatório do aproveitamento. O valor a ser pago a cada atingido corresponde a participação da área inundada de cada um em relação a área inundada total.

A CFURH é calculada aplicando-se a taxa de 6% sobre o produto resultante da multiplicação da geração hidráulica da usina (MWh) pela Tarifa Atualizada de Referência (TAR).

As PCH's estão isentas deste encargo.

Taxa de Fiscalização do Sistema de Energia Elétrica (TFSEE)

É uma taxa anual incidente sobre as geradoras, distribuidoras e transmissoras, sendo calculada para esses agentes da seguinte forma:

Geradores:

$TFSEE = \text{Potência Instalada} \times 0,5\% \times \text{Benefício Anual do Serviço de Geração}$

Transmissores:

$TFSEE = \text{Potência Instalada} \times 0,5\% \times \text{Benefício Anual do Serviço de Transmissão}$

Distribuidores:

$TFSEE: \text{Energia Anual Faturada} / \text{Fator de Carga Média Anual das Instalações de Distribuição} \times 0,5\% \times \text{Benefício Anual do Serviço de Distribuição.}$

O Benefício Anual é estipulado pela ANEEL com base nas tarifas fixadas nos contratos de concessão, no ato da outorga dos serviços públicos ou nos contratos de venda de energia quando for produção independente.

Encargo de Capacidade Emergencial

Visa diminuir o impacto no preço da energia ao consumidor final em virtude de falta de capacidade instalada de geração. É pago pelos distribuidores e comercializadores aos geradores de energia e cobrado dos consumidores finais.

Encargo de Serviços do Sistema (ESS)

O ESS é um encargo criado para recupera os custos incorridos na manutenção da segurança e da estabilidade do sistema. É o pagamento da diferença entre a geração

despachada pelo ONS e a geração efetiva, decorrente de restrições no sistema de transmissão.

Taxa ONS (Operador Nacional do Sistema)

Encargo que visa subsidiar os serviços executados pelo ONS, sua alíquota é de 40% da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica.

Taxa MAE (Mercado Atacadista de Energia)

Encargo que subsidia os serviços executados no mercado de energia elétrica, sua alíquota é de 75% da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica.

2.4.17. Operação e Manutenção da Usina

A experiência de operação e manutenção de obras é de que estes custos variem de 2% a 5% de acordo com o tipo/tamanho do projeto e o grau de automatização.

Para as Pequenas Centrais Hidrelétricas pode ser tomado como parâmetro uma despesa de cerca de 3,75% da Receita.

Para usinas de grande porte pode ser tomado como parâmetro uma despesa de cerca de 3%.

Para as micro-centrais a despesa pode chegar a 5% da receita.

2.4.18. Tributos

Segundo o Código Tributário Nacional em seu art. 3º: “Tributo é toda prestação pecuniária compulsória, em moeda ou cujo valor nela se possa exprimir, que não constitua sanção por ato ilícito, instituída em lei e cobrada mediante atividade administrativa plenamente vinculada”.

2.4.18.1. Espécies de Tributos

- Impostos – são todos os tributos cobrados pelos governos sem uma contrapartida vinculada;
- Taxas – valores cobrados pelos governos pela prestação de serviço público ou pela disponibilização deste serviço;

- Contribuições de Melhorias – são contribuições decorrentes de obra pública que promovam a valorização de determinado bem. O valor não pode ser superior ao da execução das obras nem à valorização do bem.
- Contribuições Sociais – são contribuições à seguridade social.

2.4.18.2. Elementos Fundamentais dos Tributos

- Fato gerador – é a atividade lícita, conforme prevista em lei;
- Contribuinte ou responsável – são os responsáveis pelo ônus e os responsáveis pelo recolhimento do tributo;
- Base de Cálculo – é o valor estipulado em lei que servirá de base para a aplicação da alíquota;
- Alíquota – é a taxa do tributo incidente sobre a base de cálculo.

2.4.18.3. Classificação dos Tributos

2.4.18.3.1. Tributos Indiretos

Após definição do modelo de sociedade baseado no melhor enquadramento tributário será feita a análise dos impostos impactantes sobre o negócio:

PIS/COFINS:

O PIS incidente sobre as atividades de geração e sua alíquota é de 1,65% sobre o valor agregado. O valor agregado é obtido através da receita bruta deduzida dos suprimentos aprovados na Lei.

A alíquota do COFINS é de 7,6% sobre o valor agregado, sendo este calculado sob a mesma metodologia que o PIS.

ICMS:

O ICMS incide sobre todas as operações de venda de energia ao consumidor final. As vendas de energia para industrialização e / ou comercialização não tem incidência deste tributo.

Tabela 02 - Alíquotas de ICMS nos estados do Sul

Paraná	25%
Santa Catarina	25%
Rio Grande do Sul	17%

Fonte: Secretaria da Fazenda dos Estado de SC, PR e RS.

A base de cálculo para o ICMS é o valor da operação de venda.

No estado do Paraná os créditos decorrentes da aquisição de ativos permanentes podem ser feitos em quatro anos na medida de 1/48.

O estado do Paraná não vem cobrando o diferencial de alíquota dentro de seu território para a aquisição de imobilizado originário de outro estado.

Nos demais estados pode ser solicitada a isenção do recolhimento do diferencial. A solicitação terá de ser aprovada pelo CONFAZ.

O insumo energia elétrica gera crédito para as indústrias e companhias elétricas.

IPI

Não incide nas operações com energia elétrica.

Incide com alíquota variável sobre os produtos industrializados, influenciando o preço dos equipamentos a serem adquiridos para a construção da usina. O IPI é alvo de vários incentivos decorrentes de ações do governo visando influenciar o crescimento da economia pelo aumento do parque fabril.

ISS

Não incide nas operações com energia elétrica.

O ISS incide apenas sobre os serviços, têm influência relevante sobre o fornecimento de obras civis, montagem eletromecânica e projetos.

É importante que seja acompanhada e conduzida a negociação das alíquotas e condições de recolhimento do ISS dos fornecedores junto às prefeituras. Em se tratando de obra no território de mais de um município é necessária a negociação junto

as prefeituras envolvidas de convênio disciplinando a divisão da base de cálculo e condições, como a forma de abatimentos a título de materiais.

Imposto sobre Operações Financeiras

O IOF têm alíquota variável segundo a operação, sendo a alíquota máxima de 1,5% ao dia. Ele incide sobre os valores creditados ou postos a disposição.

Para as atividades de seguro o IOF é de 7% sobre os encargos cobrados pela instituição.

Imposto Territorial Rural

O ITR incide sobre o valor das áreas ocupadas que não se caracterizam como perímetro urbano. Ele varia de acordo com o tamanho do imóvel e com o nível de ocupação deste com atividades. As alíquotas de ITR são apresentadas no quadro abaixo:

Tabela 03 – Alíquotas do ITR

TABELA DE ALÍQUOTAS (em %)					
Tamanho do Imóvel (em hectares)	Grau de Utilização - GU (em %)				
	>80	>65 até 80	>50 até 65	>30 até 50	Até 30
Até 50	0,03	0,20	0,40	0,70	1,00
> 50 até 200	0,07	0,40	0,80	1,40	2,00
> 200 até 500	0,10	0,60	1,30	2,30	3,30
> 500 até 1000	0,15	0,85	1,90	3,30	4,70
> 1000 até 5000	0,30	1,60	3,40	6,00	8,60
> 5000	0,45	3,00	6,40	12,00	20,00

Fonte: CARNEIRO ; Daniel Araújo. Tributos e Encargos do Setor Elétrico Brasileiro – A Incidência Tributária nos contratos de comercialização de energia elétrica. Curitiba – PR : ed Juruá, 2002.

Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira

A CPMF incide a alíquota de 0,38% sobre todos os depósitos em conta corrente, inclusive sobre créditos decorrentes de falta de saldo em conta.

Incentivos fiscais

O investidor precisa buscar junto ao município e estado onde irá instalar seu empreendimento condições facilitadas em relação aos impostos e serviços junto aos municípios e ao estado.

2.4.18.3.2. Tributos Diretos

Imposto de Renda

O IRPJ possui alíquota de 15% aplicada ao lucro da empresa. O lucro anual que ultrapassar R\$ 240.000,00 terá uma incidência adicional de 10%.

O imposto de renda pode ser apurado basicamente de quatro formas:

- Simples Federal

Opção apenas para micro empresas e empresas de pequeno porte

- Lucro Presumido

O imposto é calculado sobre um lucro presumido obtido pela aplicação de uma taxa de lucratividade determinada pela lei sobre a receita do período. Neste caso não há a possibilidade de aproveitamento de créditos decorrentes de prejuízos anteriores.

É caracterizado por apurações e pagamentos trimestrais e para que a empresa possa ser enquadrada nesta categoria precisa ter um faturamento anual não superior a 48 milhões.

- Lucro Real

Apurado sobre o lucro contábil ajustado por adições e deduções previstas na lei.

O lucro real permite a utilização de créditos decorrentes de prejuízos anteriores. O aproveitamento pode se dar na proporção de até 30% do lucro do exercício em análise.

A apuração poderá ser pelo lucro real trimestral, com apurações e pagamentos trimestrais, ou mensal por estimativa, onde mensalmente é aplicada uma taxa de lucro arbitrada igual ao do imposto de renda presumido e no final do exercício é efetuado um ajuste para o lucro real.

- Lucro Arbitrado

Utilizado apenas em caso de ausência de registros ou intervenção de fiscalização da receita federal para arbitrar o imposto a ser recolhido. Normalmente equivale a 120% do imposto presumido.

Contribuição Social

Na apuração da contribuição social deve ser utilizado o mesmo método da apuração do imposto de renda. A contribuição social sobre o lucro líquido é de 9% sobre o lucro ajustado.

A Contribuição Social também pode ser apurado basicamente de quatro formas:

- Simples Federal

Opção apenas para micro empresas e empresas de pequeno porte.

- Lucro Presumido

O imposto é calculado sobre um lucro presumido obtido pela aplicação de uma taxa de lucratividade definida em lei sobre a receita. Neste caso não há a possibilidade de aproveitamento de créditos decorrentes de prejuízos anteriores.

É caracterizado por apurações e pagamentos trimestrais e para que a empresa possa ser enquadrada nesta categoria precisa ter um faturamento anual não superior a 48 milhões.

- Lucro Ajustado

Apurado sobre o lucro contábil ajustado por adições e deduções previstas na lei.

O lucro ajustado permite a utilização de créditos decorrentes de prejuízos anteriores. O aproveitamento pode se dar na proporção de até 30% do lucro do exercício em análise.

A apuração poderá ser pelo lucro real trimestral, com apurações e pagamentos trimestrais, ou mensal por estimativa, onde mensalmente é aplicada uma taxa de lucro arbitrada igual ao do imposto de renda presumido e no final do exercício é efetuado um ajuste para o lucro real.

- Lucro Arbitrado

Utilizado apenas em caso de ausência de registros ou intervenção de fiscalização da receita federal para arbitrar o imposto a ser recolhido. Normalmente equivale a 120% do imposto calculado pelo lucro presumido.

2.4.19.Reajustamento

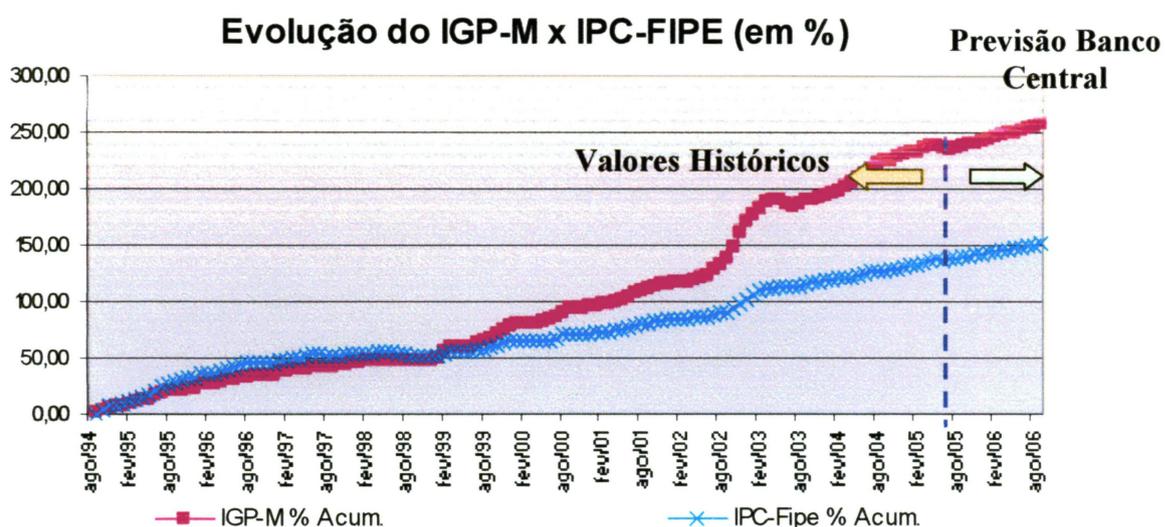
Os contratos de fornecimento de energia elétrica vem sendo reajustados pelo IGP-M conforme os contratos de concessão. O IGP-M reflete as variações de custo dessas atividades, porém, há diversas dificuldades observadas nos momentos de aplicação dos reajustes anuais por parte dos consumidores que se acham lesados, principalmente pelo fato da variação do IGP-M ser superior a variação do IPC (Índice de Preços ao Consumidor), no qual se baseia o cálculo dos dissídios salariais. Abaixo apresentamos gráfico demonstrando a evolução mensal destes índices desde 1995, quando da regulamentação dos contratos de concessão de serviços públicos.

Além do IGP-M são incorporados no reajuste todos os custos “não gerenciáveis”.

O aumento do preço da energia em percentuais muito superiores ao aumento do poder aquisitivo dos consumidores pode deflagrar uma situação insustentável acarretando em uma “revolta popular” e deflagrando na necessidade de negociações e conseqüente diminuição dos preços, logo, há um teto ao reajustamento da energia.

Vale observar que a energia elétrica é um serviço básico ao bem estar da sociedade e é limitado o nível ao qual a sociedade abrirá mão deste serviço.

Figura 09 – Comparativo da Evolução do IGPM x IPC-FIPE



Fonte: FGV e FIPE.

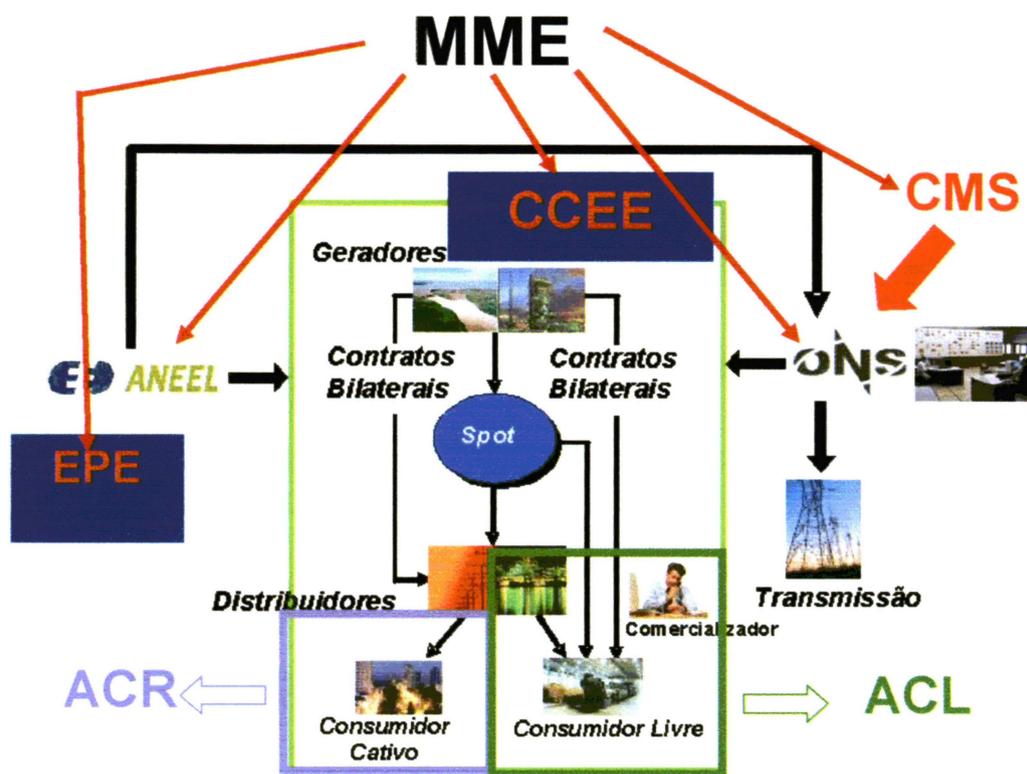
2.4.20.Cadeia de Valor

Segundo GARCIA [2001, p.92]:

“Não há meio alternativo a montagem de um modelo de gestão aderente à estratégia competitiva de uma empresa, que não o detalhamento de sua cadeia de valores, assim como a sua interação no ambiente competitivo da indústria de eletricidade como um todo, uma vez que o objetivo estratégico perseguido é o de remunerar os capitais investidos acima da média da indústria.”

Um resumo do novo mercado de energia elétrica pode ser observado na figura abaixo:

Figura 10 – Mercado da Energia no Novo Modelo



Fonte: LUDMER, Paulo. Expansão do Setor Elétrico: Mercado, Recursos Escassos, Obras Prioritárias e Administração dos Riscos. 2º Fórum Continuado de Energia. FGV, Ago/04.

Abaixo apresentamos os principais agentes do setor:

2.4.20.1. Empresas Geradoras

São os produtores de energia, estão incluídos os geradores hidrelétricos, termoelétricos, eólicos, nucleares, por cogeração, biomassa, dentre outros.

São projetos caracterizados por grandes investimentos com retorno no longo prazo. O gerador é o primeiro agente do ciclo, os custos de geração são agregados aos custos do sistema de transmissão para formar o preço ao consumido.

Os empreendimentos de geração compreendem todos os investimentos em estruturas e instalações definidos no edital de licitação e sua operação.

A composição dos principais custos de geração é a seguinte:

–Uso do Bem Público (UBP) – Composto de duas parcelas, o valor mínimo estabelecido pelo governo para concessão e o ágio decorrente da negociação do projeto no leilão de concessão;

–Projeto de Viabilidade – Projeto feito por empresa ao Ministério de Minas e Energia (MME) com vistas a avaliar a viabilidade de cada aproveitamento. Os estudos do projeto de viabilidade servem como parâmetros a avaliação do projeto e dão origem às condições básicas do edital de concessão, como a capacidade instalada e a energia assegurada. Estão inclusos no projeto de viabilidade os estudos de geologia, hidrologia, estruturas e equipamentos;

–Projeto Básico / Básico Consolidado – São projetos mais detalhados, normalmente atualizados com informações obtidas após a concessão. O Projeto Básico serve como base às negociações do contrato de Fornecimento de Bens e Serviços para a Construção da Usina.

–Projeto Básico Ambiental (PBA) – O PBA é requisito a obtenção das licenças para a construção e operação da usina e do reservatório. Consiste em estudos apresentando o impacto ambiental das obras e os programas e investimentos mitigatórios. A partir do PBA aprovado pelo órgão ambiental competente são requeridas as licenças:

- Licença Prévia (LP) – Licença expedida pelo órgão ambiental oficializando a viabilidade ambiental do projeto;
- Autorização de Supressão Vegetal (ASV) - Autorização para desmatamento de determinada área do canteiro de obras da usina e do reservatório;

- Licença de Instalação (LI) – Licença que aprova o projeto e planejamento da obra, liberando o início das construções;
- Licença de Operação (LO) – Licença que aprova as condições da obra para o início do enchimento do reservatório.

–Programas Sócio-Ambientais – São as compensações pela degradação do meio ambiente e pelos impactos à vida das comunidades locais decorrentes do projeto. São exemplos desses programas a construção de escolas, hospitais, creches, estudos de conservação da fauna e flora local. Vale citar também os programas de salvamento arqueológico;

–Fornecimento de Bens e Serviços à Construção da Usina – Este item pode ser segmentado em outros itens:

- Projeto Executivo;
- Obras Civis;
- Montagem Eletromecânica;
- Fornecimento dos Equipamentos;
- Fornecimento e Montagem de Linha de Transmissão e Subestações;
- Fornecimento de Materiais Básicos;
- Gerenciamento dos Fornecimentos de Bens e Serviços;
- Seguros.

–Indenizações das Áreas – A indenização é feita junto aos proprietários das terras das áreas necessárias ao projeto. A negociação é feita pelo investidor com os proprietários das terras. Quando a negociação não ocorre, pode ser encaminhada ao poder judiciário, onde será arbitrado o valor justo pela respectiva área. Pode ser solicitado junto ao governo competente o Decreto de Utilidade Pública. A indenização pode ser feita basicamente de quatro formas, e a opção parte do indenizado:

- Carta de Crédito – onde são indenizadas em dinheiro todas as posses do indenizado;
- Permuta – onde o investidor adquire outra terra e faz uma troca com o proprietário indenizado;

- Reassentamento Individual – O investidor se responsabiliza em locar o proprietário em outra propriedade com a infra-estrutura necessária;
- Reassentamento Coletivo – O investidor se responsabiliza em locar em grupos os proprietários dando a eles a infra-estrutura e acompanhamento necessários.

–Operação e Manutenção – São os custos decorrentes da manutenção da equipe de operação, dos custos com reparos e trocas de peças de desgaste, conforme item 2.4.18;

–Encargos de Geração – São os encargos conforme exposto no item 2.4.17;

–Tributos – São os constantes no item 2.4.19.

Os geradores podem optar pelo ambiente de contratação regulado e / ou pelo ambiente de contratação livre.

2.4.20.2. Empresas Transmissoras

As novas linhas são concedidas pelo Ministério de Minas e Energia através de leilões. Os investimentos são garantidos por meio de um mercado regulado onde a receita garantida anual é rateada aos usuários das linhas, geradores, distribuidores e consumidores livres, pela máxima oferta/demanda de energia ao sistema.

O rateio é feito através de duas parcelas, uma calculada pelo sistema Nodal, avaliando-se o custo de cada “nó” do sistema, onde todas as conexões numa mesma barra pagam a mesma tarifa nodal pela sua oferta/demanda ao sistema. A outra parcela é rateada entre todos os usuários, incluindo-se na metodologia, mas não se limitando, ao posicionamento do usuário dentro do sistema, sua respectiva posição em relação a oferta/demanda. Com isso há um incentivo a gerações próximas às áreas de maior consumo e consumo próximo das áreas de maior geração.

O valor das tarifas aplicadas a cada usuário são calculadas e definidas pelo ONS. A TUST, Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, é dividida em duas parcelas, os encargos de transmissão, cuja tarifa é em R\$/MWh e a tarifa fio em

R\$/kW de oferta/demanda. Tais tarifas atualizadas podem ser encontradas no *site* da ANEEL (www.aneel.gov.br).

Além da TUST, que se refere aos contratos de uso do sistema de transmissão, o usuário pode ter custos decorrentes dos contratos de conexão. Caso a conexão do usuário ao sistema gere a necessidade de investimentos adicionais ao transmissor, dentro das caracterizações estabelecidas pela Resolução Normativa ANEEL nº 158, de 23 de maio de 2005, tais custos poderão ser repassados ao usuário, seja ele o gerador ou o consumidor.

As tarifas atuais de uso do sistema de transmissão podem ser observadas no ANEXO 2 - Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão aplicáveis aos Consumidores Livres e Autoprodutores com unidade de consumo conectada à Rede Básica - Período 2005/2006, no ANEXO 3 - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão para Geradores e no ANEXO 4 - Tarifas de Referência de Uso do Sistema de Transmissão Aplicadas aos Geradores da Região Sul.

2.4.20.3. Empresas Distribuidoras

O distribuidor, da mesma forma que o transmissor, atua no mercado regulado, adquirindo energia através de contratos iniciais, leilões de energia e suprimento próprio, pagando a tarifa de transmissão e repassando-a ao consumidor cativo.

Os custos do distribuidor compreendem os investimentos nas instalações de sua área de abrangência, a manutenção de sua rede e equipamentos, o seu suprimento de energia, as tarifas do sistema de transmissão e os encargos de distribuição.

O distribuidor atua de duas formas, vendendo a energia aos consumidores cativos e livres que não optaram por essa categoria e cobrando pela transmissão aos demais usuários, os geradores com conexão no sistema de distribuição e os consumidores com conexão neste mesmo sistema.

O distribuidor repassa através da TUSD as tarifas de transmissão.

As tarifas atuais de distribuição podem ser observadas no ANEXO 1 - Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) dos Distribuidores da Região Sul.

2.4.20.4. Comercializador

O comercializador atua no ambiente de contratação livre intermediando o produtor de energia e o consumidor final.

Além da intermediação, o comercializador atua como uma consultoria no mercado de energia elétrica.

2.4.20.5. Consumidores Finais

Os consumidores pagam pela energia os custos decorrentes de todos os agentes predecessores na cadeia, além do ICMS, cuja incidência pode resultar em créditos tributários.

Os consumidores podem ser divididos em classes e subgrupos, de acordo com a tensão e o destino da energia:

Consumidor Cativo

O consumidor cativo tem sua energia contratada diretamente com o distribuidor local dentro das seguintes opções:

- Tarifa Convencional;
- Tarifa Horosazonal Verde;
- Tarifa Horosazonal Azul.

O consumidor precisa optar tomando por base as suas características de demanda e consumo nos horários de ponta e fora de ponta, sendo necessário informar ao distribuidor a decisão de mudança com a antecedência mínima de 180 dias.

Consumidor Livre

O consumidor livre pagará as tarifas de acordo com os PPA's / contratos bilaterais firmados no ambiente de contratação livre com os PEE's, comercializadores, ou geradores estatais.

Caso o consumidor livre opte por voltar ao enquadramento de cativa, a concessionária local poderá cobrar pelos custos decorrentes da nova conexão.

Além dos contratos de longo prazo, os consumidores livres poderão adquirir energia no mercado de curto prazo onde estará sujeito aos efeitos da oferta e da procura no momento da contratação/consumo.

2.4.20.6. Os Agentes Reguladores

Cabe a estes agentes a função de interlocução entre os agentes da cadeia, a fiscalização e aprovação de contratos, a definição das regras de contratação, liquidação e rateio dos encargos setoriais, como a CCC e a CDE.

2.4.20.7. Preço da Energia ao Consumidor Final

Para chegarmos ao preço da energia para o consumidor final é necessário identificar a cadeia de processos/agentes da energia elétrica.

Ambiente de Contratação Livre

Geração + Contrato de Conexão do Gerador + Tarifa de Transmissão + Tarifa de Distribuição + Taxa do Comercializador + Contrato de Conexão do Consumidor Final + ICMS = Preço ao Consumidor Livre.

Ambiente de Contratação Regulada

Geração + Contrato de Conexão do Gerador + Tarifa de Transmissão + Tarifa de Distribuição + ICMS = Preço ao Consumidor Cativo.

2.4.21. As Expectativas do Negócio de Geração Hidrelétrica

A sociedade vem percebendo a escassez dos recursos energéticos, essa perspectiva vem encarecendo os derivados do petróleo e a energia elétrica. A perspectiva é de que esse processo continue a ocorrer por um longo tempo, senão para sempre. O único fator que pode mudar essa tendência é a descoberta de alternativas energéticas mais baratas.

A previsão das principais associações de classe do meio energético brasileiro alerta para uma provável escassez de energia a partir de 2009, dependendo do volume de investimentos neste e nos próximos anos e do volume de chuvas, que interfere nos reservatórios.

O BNDES deverá estar liberando até o final deste ano os financiamentos destinados aos projetos de energia renovável já aprovados no primeiro processo do PROINFA e já anuncio a abertura de um novo processo onde disponibilizará um montante ainda maior de recursos para estes investimentos.

O crescimento da demanda de energia elétrica ocorre em função do crescimento populacional e do crescimento econômico. O crescimento populacional do Brasil vai perdurar por vários anos, mas em taxas cada vez menores. O crescimento econômico do Brasil previsto pelo governo é de cerca de 3,7% para 2005 e de cerca de 3,8% para 2006. Esse crescimento econômico demanda um aumento substancial na oferta de energia elétrica.

A falta de redes de transmissão de energia ainda é um problema que precisa ser solucionado. A insuficiência de redes encarece e diminui a possibilidade de escoamento da energia das regiões produtoras para as regiões consumidoras aumentando o potencial do sistema como um todo pela integração.

O aumento dos preços dos derivados de aço e de cobre vem encarecendo o custo de instalação dos projetos. Esse aumento decorre do grande crescimento da economia chinesa, que vem demandando grandes volumes de aço. A volta dos preços aos patamares normais só ocorrerá quando houver um equilíbrio entre a demanda e a oferta.

A entrada de usinas novas, considerando o grau de depreciação do parque gerador produz aumento dos preços da energia.

A escassez de fontes de energia como o petróleo é outro fator que pode impulsionar o aumento dos preços da energia.

O maior volume de exigências com conseqüente maior custo ambiental dos novos projetos também influencia no aumento dos preços da energia.

O aumento de tecnologias que permitam o gerenciamento e controle dos consumos de energia, a criação de novas tecnologias e o desenvolvimento das tecnologias existentes em relação às fontes alternativas de energia pode baixar o preço da energia.

A taxa de juros dos financiamentos é outro fator importante no encarecimento ou não da energia, pois grande parte do montante investido na geração se origina de financiamentos onerados pelas taxas de juros. Além disso, os juros são parâmetro aos

investidores quando da decisão de investimento. Quando os juros estão em níveis mais elevados, superiores ao da perspectiva de rentabilidade de projetos de setores produtivos, não há interesse do investidor em correr riscos.

2.4.22. Desenvolvimento da Estratégia:

O planejamento estratégico pode ser feito basicamente através da busca de três alternativas:

– Menor Custo:

- Através da escolha dos melhores aproveitamentos energéticos;
- Menor volume de investimentos;
- Menores taxas de juro na obtenção de financiamentos.

– Diferenciação:

- Melhor contrato de venda;

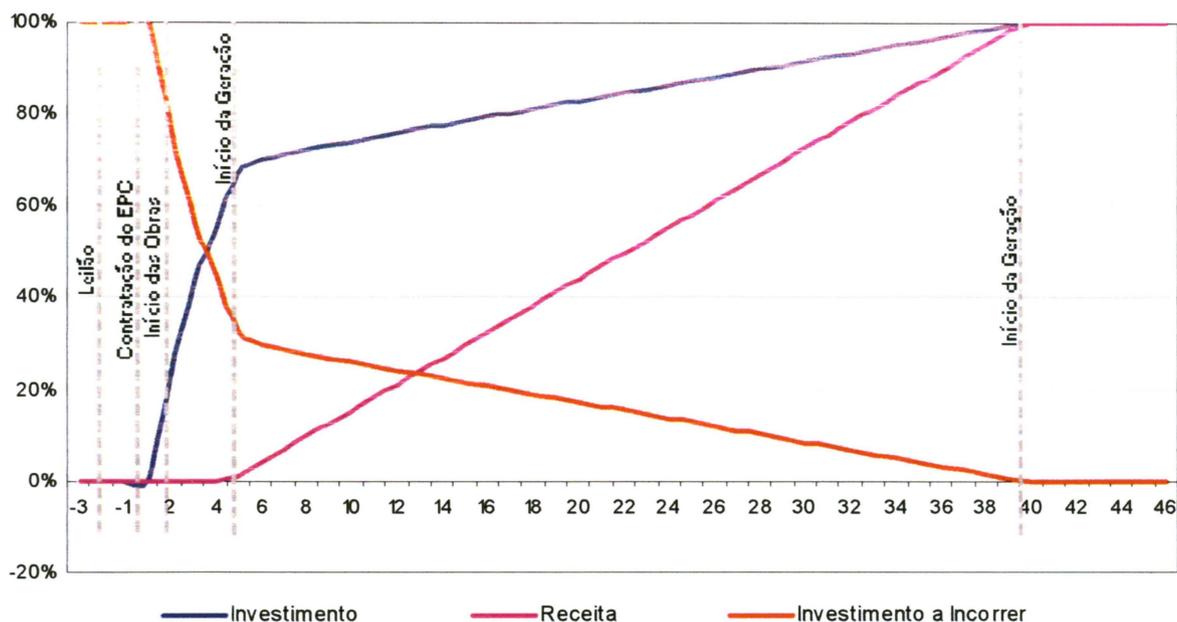
– Enfoque:

- Localização;
- Mercado Consumidor.

O Momento de Decidir

O investidor deve tomar alguns cuidados especiais com projetos como os de energia, que são de longo prazo, pois podem incorrer em graves erros. As principais decisões que impactam no desempenho do projeto devem ser tomadas antes do início das atividades. Pouco pode ser feito após a conquista do leilão e menos ainda após a assinatura dos contratos de fornecimento. Abaixo uma demonstração gráfica dos momentos do projeto, dos montantes investidos e retornos e uma linha simbólica traçando a possibilidade de decisão sobre o projeto.

Figura 11 - Momento das Decisões x Efeito



Fonte: Simulação em Modelo de Avaliação – Apêndice 01. A curva de decisão é dedutiva a partir das demais.

As Pequenas Centrais Hidrelétricas

As PCH's apresentam algumas peculiaridades que precisam ser observadas para a decisão sobre investir ou não. As premissas estratégicas do negócio de geração de energia em PCH's são as seguintes:

- Análise Externa :
 - o Ameaças e Oportunidades;

- Cenário Político;

Incentivo às fontes de energia renovável através de programa específico (PROINFA).

Fortalecimento da classe através da formação de associações de produtores de energia.

- Cenário Econômico;

Crescimento do desempenho industrial, demandando mais energia

Atraso no repasse de verbas ligadas ao PROINFA

Contratos de compra de energia pela Eletrobrás bancados pela conta PROINFA.

- Tecnologia;

Desenvolvimento por parte de fornecedores de equipamentos de tecnologias próprias para este tipo de usina.

- Cenário Social / Meio Ambiente;

Busca da sociedade por tecnologias alternativas de energia sem deterioração do meio ambiente conforme tratado de Kyoto.

- Cenário Legal;

Negociação junto ao BNDES para melhoria das condições para financiamento.

- Cenário Fiscal;

Isenção de uma série de encargos para as usinas de geração através de PCH's.

- Concorrência;

Negócio altamente regulado.

Principal concorrente é a energia produzida por empresas estatais, cuja amortização dos custos já ocorreu, bem como o pagamento do financiamento e juros.

- Fornecedores;

Grande número de fornecedores capacitados para executar as obras, fornecer equipamentos e desenvolver projetos.

- Cenário Demográfico;

O crescimento da população está desacelerando, principalmente a população de média e alta renda, no entanto o consumo de energia vem aumentando em função da incorporação de novos eletrodomésticos e eletrônicos.

Lentamente os fabricantes de eletro-eletrônicos estão incorporando tecnologias para diminuição do consumo de energia.

- **Análise Interna:**

o **Pontos Fortes e Pontos Fracos;**

Existência de experiência no ramo de geração ou contratação de pessoal experiente no ramo para gerenciar a construção, desenvolver e acompanhar o projeto financeiro e a operação da geração de energia.

Encontrar um bom potencial:

- Baixo custo de instalação;
- Baixo custo de indenizações e compensações;
- Proximidade dos consumidores;

Ser enquadrado num bom programa de investimento;

- Ter garantias;
- Estar bem ranqueado junto às instituições seguradoras;
- Ter comprador para a energia gerada ou ser grande consumidor.

3. DESENVOLVIMENTO DA METODOLOGIA DE ANÁLISE

3.1. Etapas de Construção do Modelo

O modelo foi construído visando fornecer ao usuário uma ferramenta simples e eficaz para o cálculo de indicadores capazes de guiar o investidor em suas decisões sobre um determinado projeto.

Para o cálculo dos indicadores precisa ser obtida uma série de informações, as quais enumeramos e descrevemos sucintamente abaixo:

a) Geração

Determinação das principais características do projeto:

- Capacidade Instalada
- Geração Assegurada;
- Número de Unidades Geradoras
- Período de Concessão;
- Perdas de energia;
- Consumo próprio de energia;
- Disponibilidade de operação;
- Horas de geração diária.

b) Preço

O preço corresponde a variável mais importante no cálculo dos indicadores como poderá ser confirmado na análise de sensibilidade apresentada no item 4. O preço é a variável mais difícil de ser definição.

Para a definição do preço a ser adotado nos cálculos de avaliação de viabilidade não é suficiente a análise do preço praticado no mercado, mas sim uma avaliação da perspectiva de evolução do preço durante o transcorrer do projeto.

Abaixo são apresentados os preços praticados nos leilões de energia existente (velha) que ocorreram até o presente momento, os preços praticados no mercado de curto prazo (*spot*) e os preços estabelecidos como referência durante o governo Fernando Henrique Cardoso, os Valores Normativos (VN).

Tabela 04 – Preços médios ao comprador nos leilões de energia existente

QUADRO DE PREÇOS DOS LEILÕES DE ENERGIA EXISTENTE (R\$)			
Contrato de Venda para	Preço	Volume Negociado	Unidade de Medida
1º Leilão - Dezembro/04			
2005	57,51	9.054,00	lotes de 1 MW
2006	67,33	6.782,00	lotes de 1 MW
2007	75,46	1.172,00	lotes de 1 MW
2º Leilão - Abril/05			
2008	83,13	92.919.600	MWh
2009	-	0	MWh
3º Leilão - Outubro/05			
2006	62,95	2.683.008	MWh
4º Leilão - Outubro/05			
2009	94,91	81.769.248	MWh

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (www.ccee.org.br)

Tabela 05 – Preços médios mensais praticados no mercado de curto prazo

Preço Médio do MAE (R\$/MWh) – Resolução ANEEL N°236/2003				
Mês	Submercado			
	SE/CO	S	NE	N
set/05	31,94	29,42	18,4	31,94
ago/05	34,51	34,51	18,5	34,51
jul/05	31,74	31,56	18,33	31,74
jun/05	26,45	24,07	18,33	25,42
mai/05	43,96	79,35	18,33	20,28
abr/05	24,88	83,97	18,33	18,87
mar/05	18,33	26,78	18,33	18,33
fev/05	18,33	18,99	18,33	18,33
jan/05	18,33	18,33	18,33	18,33
dez/04	18,59	18,59	18,59	18,59
nov/04	18,59	18,59	18,59	18,59
out/04	18,75	18,75	18,59	18,75
set/04	18,59	18,59	18,59	18,59
ago/04	18,59	18,59	18,59	18,59
jul/04	18,59	18,59	18,59	18,59
jun/04	18,59	18,59	18,59	18,59
mai/04	18,59	18,59	18,59	18,59
abr/04	18,59	18,59	18,59	18,59
mar/04	18,59	18,59	18,59	18,59
fev/04	18,59	18,59	18,59	18,59
jan/04	23,68	23,68	294,09	21,48
dez/03	20,18	20,18	49,41	19,93
nov/03	28,03	29,85	24,7	27,91
out/03	25,82	26,3	19,88	25,73
set/03	18,3	20,52	15,44	18,3
ago/03	16,95	18,56	13,37	16,89
jul/03	13,13	13,92	9,87	13,1
jun/03	11,22	11,22	10,53	10,43
mai/03	7,3	7,3	6,34	6,23

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (www.ccee.org.br)

Tabela 06 – Valores Normativos atualizados pelo IGP-M

QUADRO DE PREÇOS (R\$) - VALORES NORMATIVOS		
FONTE	DATA BASE ECONÔMICA	
	JAN/01	SET/05
Competitiva	72,35	121,79
Carvão Nacional	74,86	126,01
PCH	79,29	133,47
Biomassa / Resíduos	89,86	151,26
Eólica	112,21	188,89
Solar	264,12	444,60

Fonte: ANEEL, atualização a partir do IGP-M do FGV.

O preço da energia reflete a relação entre a oferta e a procura e a característica do parque gerador. Um parque gerador depreciado fornece uma energia mais barata. A viabilização da entrada de empreendimentos novos só ocorre com o aumento do preço.

Pode-se concluir que o preço futuro da energia tende a representar os custos de implantação dos novos projetos, mais onerosos em decorrência das compensações ambientais e da utilização de aproveitamentos energéticos cada vez menos eficientes.

Um modelo de previsão de preços pode ser analisado na dissertação de UMBRIA apresentada à Universidade Federal do Paraná (UMBRIA, F.C.. Modelo de Previsão de preços de suprimento de energia elétrica no contexto do novo ambiente competitivo do setor elétrico brasileiro. Curitiba – PR. Dissertação CHPAR, 1999).

c) Custos

Com relação aos custos é necessário que sejam definidos os valores referentes aos encargos, tributos e das demais despesas.

Os encargos e demais despesas aplicáveis à geração de energia são os seguintes:

- Operação e Manutenção;
- Taxa Fiscalização do Sistema de Energia Elétrica;
- Compensação pela Utilização de Recursos Hídricos;

- Taxa da ONS;
- Taxa MAE;
- Pesquisa e Desenvolvimento;
- Seguro.

Os impostos incidentes são os seguintes:

- Programa de Integração Social (PIS);
- Contribuição para Fim Social (COFINS);
- Reserva Geral de Reversão (RGR);
- Imposto sobre Operações Financeiras (IOF);
- Contribuição Provisória sobre a Movimentação Financeira (CPMF);
- Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ);
- Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL).

d) Investimento

Correspondem aos recursos investidos na construção da usina e no reservatório. Os investimentos na construção da usina são basicamente os seguintes:

- Uso do Bem Público;
- Projeto de Viabilidade;
- Projeto Básico;
- Projeto Executivo;
- Obras Civas;
- Fornecimento de Materiais Específicos;
- Montagem Eletromecânica;
- Fornecimento de Equipamentos Eletromecânicos;
- Linha de Transmissão e Subestações;

- Gerenciamento de Interfaces;
- Seguros.

Os custos ambientais e no reservatório compreendem os abaixo:

- Estudos de Impactos Ambientais;
- Programas de Compensação de Impactos Ambientais;
- Indenizações e Reassentamento dos Atingidos;
- Desmatamento da Área do Reservatório;
- Salvamento da fauna e da flora;
- Salvamento do Patrimônio Arqueológico;
- Aquisição da Área do Canteiro de Obras.

Para acompanhamento dessas atividades o empreendedor precisa manter uma equipe de administração, cujos custos também precisam ser previstos.

Estes valores de investimento precisam ser orçados ou cotados junto aos especialistas das diversas especialidades.

Financiamentos

É necessária a análise das alternativas de fontes de capital, analisando inclusive a capacidade do próprio investidor, definindo-se a melhor relação entre o capital próprio e o capital de terceiros.

Quanto ao volume de capital financiado é necessário:

- A identificação das linhas de financiamento;
- A análise das taxas de juros, spread bancário, cesta de moedas e outros indexadores;
- A identificação dos equipamentos financiáveis;
- A análise da carência, modelo de amortização e quantidade de parcelas;

- A análise da capacidade de investimento próprio (*equity*);
- A determinação da Taxa de Atratividade.

Cadeia de Valor

Para poder se efetuar uma avaliação mais eficiente, torna-se interessante a análise do preço proposto diante do preço praticado no mercado regulado. Para tanto é necessário obter os preços praticados pelos distribuidores locais e os encargos que incidirão a partir da geração da energia do projeto empreendido até o consumidor final. Podemos discriminar estes encargos abaixo:

- Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - Gerador;
- Tarifa de Uso de Sistema de Distribuição – Gerador;
- Custo decorrente do Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão / Distribuição - Gerador;
- Taxa de Remuneração do Comercializador;
- Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - Consumidor;
- Tarifa de Uso de Sistema de Distribuição – Consumidor;
- Custo decorrente do Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão / Distribuição - Consumidor;

Projeções Macroeconômicas

Avaliação dos Índices que melhor demonstram a evolução dos juros e da inflação para as seguintes variáveis:

- Reajustamento dos serviços e fornecimentos para a construção da Usina;
- Correção do Preço de Venda da Energia e data base de correção;
- Correção dos custos com operação e manutenção da Usina;
- Valorização da terra a ser indenizada;
- Evolução das taxas de juros de empréstimos de curto e de longo prazo;

- Evolução das taxas de juros de aplicações de curto e longo prazo;
- Expectativas de crescimento econômico;
- Expectativas de crescimento populacional.

Informações Adicionais

Estabelecimento do planejamento financeiro:

- Valores a serem mantidos em caixa;
- Taxa de juros das aplicações de curto prazo;
- Taxa de juros de captações de curto prazo;

Elaboração das Demonstrações Contábeis Projetadas

A partir das demais informações e de vários cálculos é possível elaborar as Demonstrações Contábeis em acordo com os princípios contábeis a partir de um processo simplificado de registro contábil das operações descritas acima. As demonstrações resultantes compreendem:

- Demonstração de Resultados do Exercício;
- Balanço Patrimonial;
- Demonstração do Fluxo de Caixa;
- Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido;
- Demonstração de Origens e Aplicações de Recursos.

Cálculo dos Indicadores

A partir de todas as informações acima referenciadas é possível se efetuar finalmente o cálculo dos indicadores. São citados abaixo os principais:

- Taxa Interna de Retorno e EVA®;

A TIR é calculada através da função TIR da planilha eletrônica do Microsoft Excel;

O EVA é calculado através da dedução do custo de oportunidade do Lucro contábil.

- Valor Presente Líquido e Custo de Oportunidade;

O VPL é calculado através da função VPL da planilha eletrônica do Microsoft Excel;

O custo de oportunidade é calculado a partir da taxa de retorno dos capitais de terceiros e da taxa de atratividade do capital próprio.

- Ebitda / Ebit;

O EBITDA é calculado pelo resultado da diminuição dos custos operacionais com efeito sobre o caixa das receitas operacionais.

O EBIT através da dedução da depreciação e amortização do IBITDA.

Análise do Risco

A avaliação do risco do projeto pode ser feita através da avaliação do impacto da variação dos principais indicadores de desempenho. Os métodos utilizados são citados abaixo:

- Análise de sensibilidade;
- Simulações.

3.2. Metodologia do Modelo

O modelo calcula indicadores para avaliar a viabilidade de projetos de geração hidrelétrica através da utilização de cenários, compostos por uma série de variáveis.

O modelo busca, através da utilização das variáveis, representar os fatos ocorridos na realidade numa seqüência lógica.

Abaixo apresentamos sinteticamente os cálculos que são feitos nas diversas planilhas que representam as etapas reais pelas quais as variáveis previstas passarão.

Sumário

É a introdução às demais planilhas que compõem o modelo, utilizada também como *menu* de navegação.

Configurações

Contém as configurações que precisam ser alteradas no Microsoft Excel para atender as necessidades do modelo.

Premissas

Principais variáveis, com as informações de entrada (inputs) do usuário.

Esta planilha apresenta *links* para que sejam inseridos dados em outras planilhas, são eles:

- Opção de distribuição manual do preço anual da energia.
- Distribuição percentual do avanço do desembolso para o pagamento de cada item do investimento.
- Opção de definição do método de apuração do IRPJ/CSLL para cada ano.

Projeções Macroeconômicas

Onde são determinadas as previsões de variações dos principais indicadores macroeconômicos que interferem no projeto.

Nesta planilha são feitas as opções dos índices que representarão as variações dos diversos fenômenos, como preço e custos.

A planilha foi construída de forma que o índice de evolução do preço seja calculado de forma anual e os demais, cuja variação independe da reavaliação das tarifas, de forma mensal.

Também é possível determinar a data-base dos valores de algumas variáveis, tais como o investimento. Através das datas-base é que inicia o cálculo da evolução do reajustamento.

Geração

Nesta planilha é efetuado o cálculo da capacidade instalada do projeto, da energia assegurada, das perdas, indisponibilidade e também e a receita operacional bruta.

A capacidade instalada periódica é obtida através da verificação do número de unidades geradoras com sua respectiva capacidade que estão operando no referido período.

A energia assegurada do período é obtida através da multiplicação da capacidade assegurada das unidades operantes no período pelas horas trabalhadas diárias e pelos dias de geração do período.

A receita é calculada a partir da dedução das perdas e da indisponibilidade da energia assegurada multiplicada pelo preço da energia reajustado para o referido período.

Investimento

Na planilha de investimentos existem campos de entrada para os percentuais mensais de pagamento de cada item do investimento.

Esta planilha, em função dos percentuais mensais inseridos, calcula os valores mensais e os reajusta segundo os índices que foram definidos para cada item do investimento na planilha **Projeções Macroeconômicas**.

Despesas Operacionais

Nesta planilha são calculados os valores das despesas operacionais multiplicando-se os índices / taxas pelas respectivas bases de cálculo e pelos índices de reajustamento nos casos em que é necessário.

Consolidação Empréstimos

Consolida as informações geradas nas quatro planilhas de opção de cálculo de amortização, sendo elas:

- Sistema de Amortização Constante (**SAC**);
- Sistema de Amortização Crescente (**SACRE**);

- Tabela *Price e*;
- Método dos **Montantes**.

Essas quatro planilhas efetuam os cálculos de amortização conforme seus próprios métodos. As informações referentes a taxa de juros de cada fonte de empréstimos e o índice de correção monetária são obtidos da planilha **Premissas**.

Essas planilhas possuem três campos de cálculo, uma vez que o modelo oferece possibilidade de se utilizar três fontes/formas diferentes de financiamento, com quatro opções de amortização.

Para os cálculos de cada financiamento o modelo multiplica o percentual de participação de cada fonte pelo valor total dos investimentos acrescentando-se a CPMF.

Evolução do Permanente

Nesta planilha são feitos os cálculos de acompanhamento dos investimentos no ativo permanente e de sua depreciação/amortização.

O valor da concessão é amortizado conforme índice de correção definido na planilha **Premissas** e sua amortização acontece segundo o método dos montantes de acordo com as parcelas de amortização e o período de carência.

Os investimentos na usina/reservatório são acumulados em uma conta denominada “Construções em Andamento” e são transferidos para a conta de obras em operação em parcelas correspondentes ao produto do inverso da quantidade de máquinas pelo valor acumulado na conta “Construções em Andamento”. A depreciação é calculada de acordo com as taxas de depreciação definidas na planilha **Premissas**.

Tributos sobre a Venda

Esta planilha apura o valor periódico de cada um dos impostos sobre a venda que são o PIS, a COFINS, e a Reserva Geral de Reversão. Os cálculos são feitos a partir das informações fornecidas pelo usuário na planilha **Premissas** considerando as

alíquotas, as base de cálculo, a forma de apuração da base de cálculo e a definição de limites do valor dos tributos.

A forma de apuração da base de cálculo do PIS e da COFINS será a definida na planilha **Premissas**.

Tributos sobre a Renda

Esta planilha apura o valor a ser recolhido de IRPJ e CSLL para cada uma das opções de apuração aplicáveis: Lucro Real com apuração trimestral ou por estimativa e Lucro Presumido.

O modelo calcula, utilizando-se como base uma margem de lucro que equipara as apurações pelo Lucro Real ou pelo Lucro Presumido, e propõem a melhor opção de apuração.

A planilha também oferece opção ao usuário para que defina a seu critério a opção de apuração para cada ano do projeto.

Com base na opção de apuração atribuída para cada ano o modelo calcula o imposto e o montante pago em cada período para o IRPJ e para a CSLL.

Controles de Caixa

Esta planilha tem como objetivo a apresentação de saldos de caixa parciais para a definição dos montantes de juros sobre o capital próprio e dividendos que podem ser distribuídos considerando-se a disponibilidade de caixa e os valores que deverão ser aplicados ao emprestados afim de garantir o caixa mínimo às operações do projeto.

O cálculo destes saldos é feito a partir da consolidação das informações das demais planilhas.

Evolução do Patrimônio Líquido

Nesta planilha são feitos os cálculos para transferência para reservas legais e outras reservas em função dos percentuais do Lucro Líquido e dos limites sobre o capital social estabelecidos na planilha **Premissas**.

Também são efetuados todos os cálculos de provisionamento e distribuição de juros sobre o capital próprio e dividendos, baseados nas condições definidas na planilha **Premissas** no que se refere a opção de provisionamento e limite de distribuição.

Esta planilha prevê descapitalização do empreendimento e a distribuição de todo o saldo de dividendos/reservas após o término da concessão.

Capital em Giro

Nesta planilha são efetuados todos os cálculos de necessidade de caixa e de aplicação de excedentes de caixa. O excedente de caixa é aplicado considerando-se a taxa de juros atribuída na planilha **Premissas**. Quanto à necessidade de caixa, é emprestada a taxa de juros definida na planilha **Premissas**.

Outros Tributos

Nesta planilha é calculado o CPMF. O cálculo, em função da seqüência dos fatos, é dividido em duas partes, a primeira calculando o CPMF sobre as atividades decorrentes das operações objeto do empreendimento e a segunda calculando o imposto sobre a movimentação do capital em giro.

Contabilização

Na planilha **Contabilização** é efetuado o acompanhamento das principais contas contábeis, a transformação da linguagem operacional para a linguagem contábil, a partir da qual é possível construir as demonstrações contábeis.

Cálculo dos Indicadores

Esta planilha é utilizada para o cálculo de indicadores mais complexos como o EVA e o ROI, além do processo de deflacionamento de valores para o cálculo de outros indicadores.

A metodologia de cálculo desses indicadores é mais bem explicitada no capítulo 2.1 deste trabalho.

Preço Final da Cadeia de Valor

Esta planilha calcula o preço final da energia considerando-se todos os valores agregados na cadeia de valor, desde a geração, traduzida pelo empreendimento em análise até o consumidor final.

Para este cálculo, a planilha se baseia nos dados definidos na planilha **Premissas** para encargos de transmissão e distribuição, ônus dos contratos de conexão, taxa de remuneração do comercializador e ICMS.

O resultado dos cálculos é deflacionado gerando um preço final de referência.

Demonstrações Contábeis

A partir das informações geradas, traduzidas à linguagem contábil na planilha **Contabilização** são geradas as demonstrações contábeis em consonância com os princípios contábeis e a Lei das SA's, exceção feita à divisão do CPMF sobre operações e sobre o capital em giro e em relação à utilização dos conceitos de EBIT e EBITDA na Demonstração de Resultados do Exercício. As demonstrações elaboradas são as seguintes:

Demonstração de Resultados do Exercício (DRE);

Balanço Patrimonial (BP);

Demonstração dos Fluxos de Caixa (DFC);

Demonstração das Origens e Aplicações dos Recursos (DOAR);

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido (DMPL).

Indicadores

Os indicadores calculados/apresentados nesta planilha têm sua metodologia atrelada às descrições dos respectivos indicadores feita no item 2.1 deste trabalho. Acrescente-se à metodologia as fórmulas fornecidas pelo Microsoft Excel, em consonância com a literatura a respeito através das funções TIR, TIRM, VPL, Pgto, dentre outras.

Ressalte-se que para o cálculo da TIRM, foi utilizado como taxa para reinvestimentos do fluxo a taxa de atratividade e como taxa de financiamento do fluxo

a taxa de retorno dos financiadores, obtida do próprio fluxo de caixa restringindo-se as movimentações que afetam o financiamento, sendo elas o empréstimo e as amortizações.

Outro ponto a ressaltar são as terminologias empregadas várias vezes neste trabalho e em seus apêndices “TIR Io” ou “TIRM Io”, o “Io” utilizado determina que o indicador decorre de uma série de valores já deflacionada pelo índice definido na planilha **Premissas**.

Preço do Distribuidor

Nesta planilha é calculado qual seria o preço do distribuidor local, em regime de Ambiente de Comercialização Regulado (ACR) para o fornecimento de energia a um consumidor final. O cálculo é feito com as três tarifas básicas de fornecimento para consumidores em alta e média tensão: convencional, horosazonal verde e horosazonal azul.

A definição dos preços para a subcategoria em cada uma das tarifas é definida pelo usuário com base nos preços da distribuidora local.

Os valores de demanda e consumo devem ser calculados considerando as peculiaridades de um consumidor ou conjunto de consumidores alvo que consumiriam toda a energia assegurada do projeto em análise. A determinação da demanda na ponta e fora de ponta, da parcela de consumo na ponta e fora de ponta, seca e úmida também dever ser feita observando-se as peculiaridades do consumidor.

Relatório Final

O relatório final é um relatório que resume as principais informações do projeto, as variáveis e os indicadores gerados visando à análise do empreendimento e da cadeia de valor, associando e comparando os resultados.

O relatório final é o principal instrumento de subsídio as decisões em decorrência da utilização do modelo.

Gráficos

Para facilitar a análise através da visualização existe um gráfico dinâmico, onde se pode, através de uma caixa de escolhas, optar pela demonstração de um dentre vários indicadores, podendo-se avaliar sua evolução no decorrer do projeto.

4. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE E SIMULAÇÕES

Segundo GARCIA [2001; p. 96]:

“Para os investidores potenciais, a simulação de estratégias competitivas e de modelos de gestão certamente permitirá melhor parametrização de seus estudos de viabilidade econômico-financeira, na medida em que obterão um método de tratamento sistematizado das variáveis relevantes para a administração a performance do negócio, melhorando os dados de entrada em estimativas do ‘cash-flow’ e dimensionando melhor os riscos associados ao negócio.”

A análise de sensibilidade e as simulações apresentadas abaixo foram baseadas nos resultados do Modelo Financeiro (APÊNDICE 1), considerando uma série de informações modelo e as previsões de variação de uma série de indicadores feitas pelo Banco Central (APÊNDICE 3). Os resultados decorrentes da análise são apresentados abaixo.

4.1. Sensibilidade

Tabela 07 – Efeito das Variações das Principais Variáveis sobre os Indicadores de Desempenho do Projeto

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DAS PRINCIPAIS VARIÁVEIS								
Condição	Original	Variações						
Principais Variáveis								
Preço	R\$ 120,00	+ 5%						
UBP	R\$ 800.000.000		+ 5%					
Investimento	R\$ 1.873.282.000			+ 5%				
Taxa Juros	4,00%				+ 5%			
Parcelas	120					+ 5%		
O&M	3,75%						+ 5%	
Capital Próprio	35,00%							+ 5%
Índices de Desempenho								
TIR Investidor	17,67%	18,47%	17,60%	16,99%	17,58%	17,74%	17,63%	17,45%
TIR Projeto	16,40%	16,88%	16,36%	15,99%	16,42%	16,42%	16,38%	16,31%
TIR lo Investidor	12,16%	12,93%	12,10%	11,52%	12,08%	12,23%	12,13%	11,96%
TIR lo Projeto	10,96%	11,41%	10,92%	10,57%	10,98%	10,98%	10,94%	10,87%
TIRM Investidor	14,59%	14,82%	14,57%	14,39%	14,58%	14,61%	14,58%	14,50%
TIRM Projeto	13,44%	13,57%	13,43%	13,33%	13,45%	13,45%	13,43%	13,42%
VPL 12% aa (R\$ * 1000)	R\$ 865.966	R\$ 995.135	R\$ 855.515	R\$ 794.843	R\$ 855.262	R\$ 874.404	R\$ 860.906	R\$ 856.313
TRI (Pay Back) anos	6,67	6,41	6,69	6,90	6,65	6,66	6,68	6,72
IBC	1,6950	1,7837	1,6878	1,6202	1,6979	1,7034	1,6915	1,6858
EVA (R\$ * 1000)	R\$ 4.530.472	R\$ 4.822.114	R\$ 4.507.534	R\$ 4.484.308	R\$ 4.504.765	R\$ 4.514.173	R\$ 4.518.726	R\$ 4.560.459

Fonte: Resultados gerados a partir do Modelo Matemático, Apêndice 1

Tabela 08 – Análise da Sensibilidade sobre Cada Indicador

ANÁLISE DO GRAU DE SENSIBILIDADE SOBRE CADA INDICADOR			
TIR Investidor			
Variante	Alavancagem	Original	+ 5%
Preço	4,54%	17,67%	18,47%
UBP	-0,40%	17,67%	17,60%
Investimento	-3,80%	17,67%	16,99%
Taxa Juros	-0,51%	17,67%	17,58%
Parcelas	0,42%	17,67%	17,74%
O&M	-0,18%	17,67%	17,63%
Capital Próprio	-1,23%	17,67%	17,45%
TIR Projeto:			
Variante	Alavancagem	Original	+ 5%
Preço	2,93%	16,40%	16,88%
UBP	-0,26%	16,40%	16,36%
Investimento	-2,49%	16,40%	15,99%
Taxa Juros	0,15%	16,40%	16,42%
Parcelas	0,12%	16,40%	16,42%
O&M	-0,12%	16,40%	16,38%
Capital Próprio	-0,55%	16,40%	16,31%
TIRM Investidor:			
Variante	Alavancagem	Original	+ 5%
Preço	1,56%	14,59%	14,82%
UBP	-0,13%	14,59%	14,57%
Investimento	-1,42%	14,59%	14,39%
Taxa Juros	-0,07%	14,59%	14,58%
Parcelas	0,10%	14,59%	14,61%
O&M	-0,06%	14,59%	14,58%
Capital Próprio	-0,65%	14,59%	14,50%
TIRM Projeto:			
Variante	Alavancagem	Original	+ 5%
Preço	0,97%	13,44%	13,57%
UBP	-0,08%	13,44%	13,43%
Investimento	-0,85%	13,44%	13,33%
Taxa Juros	0,10%	13,44%	13,45%
Parcelas	0,09%	13,44%	13,45%
O&M	-0,04%	13,44%	13,43%
Capital Próprio	-0,10%	13,44%	13,42%
VPL Projeto:			
Variante	Alavancagem	Original	+ 5%
Preço	14,92%	865.966	995.135
UBP	-1,21%	865.966	855.515
Investimento	-8,21%	865.966	794.843
Taxa Juros	-1,24%	865.966	855.262
Parcelas	0,97%	865.966	874.404
O&M	-0,58%	865.966	860.906
Capital Próprio	-1,11%	865.966	856.313
TRI Projeto:			
Variante	Alavancagem	Original	+ 5%
Preço	-3,81%	6,67	6,41
UBP	0,35%	6,67	6,69
Investimento	3,49%	6,67	6,90
Taxa Juros	-0,20%	6,67	6,65
Parcelas	-0,17%	6,67	6,66
O&M	0,16%	6,67	6,68
Capital Próprio	0,74%	6,67	6,72
IBC Projeto:			
Variante	Alavancagem	Original	+ 5%
Preço	5,23%	1,6950	1,7837
UBP	-0,42%	1,6950	1,6878
Investimento	-4,41%	1,6950	1,6202
Taxa Juros	0,17%	1,6950	1,6979
Parcelas	0,49%	1,6950	1,7034
O&M	-0,20%	1,6950	1,6915
Capital Próprio	-0,54%	1,6950	1,6858
EVA Projeto:			
Variante	Alavancagem	Original	+ 5%
Preço	6,44%	4.530.472	4.822.114
UBP	-0,51%	4.530.472	4.507.534
Investimento	-1,02%	4.530.472	4.484.308
Taxa Juros	-0,57%	4.530.472	4.504.765
Parcelas	-0,36%	4.530.472	4.514.173
O&M	-0,26%	4.530.472	4.518.726
Capital Próprio	0,66%	4.530.472	4.560.459

Fonte: Resultados gerados a partir do Modelo Matemático, Apêndice 1.

Nesta análise pode-se observar que para este projeto, considerando as variáveis originais, o projeto é mais sensível a variação de preços, onde uma variação de 5% no preço da energia elétrica impacta numa variação de 4,54% na TIR do investidor, ou de 14,92% no VPL.

Em seqüência podemos observar o impacto da variação no valor do investimento que é outra variável muito importante na análise no investido.

A terceira variável em ordem de importância é a relação Capital Próprio x Capital de Terceiros, onde um aumento da participação do capital próprio impacta negativamente no resultado do projeto.

4.2. Simulações

As simulações abaixo foram feitas considerando-se três possíveis cenários:

Simulação 01 - Sendo alterado o índice de reajustamento do preço de IGP-M para IPC.

Tabela 09 – Simulação 01

Índices de Desempenho	Original	Com Variação
TIR Investidor	17,67%	16,90%
TIR Projeto	16,40%	15,92%
TIR lo Investidor	12,16%	11,44%
TIR lo Projeto	10,96%	10,50%
TIRM Investidor	14,59%	14,30%
TIRM Projeto	13,44%	13,28%
VPL 12% aa (R\$ * 1000)	865.966	716.036
TRI (Pay Back)	6,67	6,94
IBC	1,6950	1,5921
EVA (R\$ * 1000)	4.530.472	3.908.373

Fonte: Resultados gerados a partir do Modelo Matemático, Apêndice 1.

Simulação 02 - Volta da apuração do PIS e COFINS em Cascata:

Tabela 10 – Simulação 02

Índices de Desempenho	Original	Com Variação
TIR Investidor	17,67%	18,49%
TIR Projeto	16,40%	16,89%
TIR lo Investidor	12,16%	12,95%
TIR lo Projeto	10,96%	11,43%
TIRM Investidor	14,59%	14,83%
TIRM Projeto	13,44%	13,57%
VPL 12% aa (R\$ * 1000)	865.966	1.001.267
TRI (Pay Back)	6,67	6,41
IBC	1,6950	1,7879
EVA (R\$ * 1000)	4.530.472	4.860.329

Fonte: Resultados gerados a partir do Modelo Matemático, Apêndice 1.

Simulação 03 - Aumento de 20% no Preço de Venda de 2009 a 2012 por

escassez:

Tabela 11 – Simulação 03

Índices de Desempenho	Original	Com Variação
TIR Investidor	17,67%	18,68%
TIR Projeto	16,40%	16,96%
TIR lo Investidor	12,16%	13,13%
TIR lo Projeto	10,96%	11,49%
TIRM Investidor	14,59%	14,80%
TIRM Projeto	13,44%	13,55%
VPL 12% aa (R\$ * 1000)	865.966	979.730
TRI (Pay Back)	6,67	6,37
IBC	1,6950	1,7731
EVA (R\$ * 1000)	4.530.472	4.587.531

Fonte: Resultados gerados a partir do Modelo Matemático, Apêndice 1.

As variações nos índices de desempenho, por si próprias já demonstram o impacto que o projeto poderá receber pela mudança de cenários. É importante que sejam traçados vários cenários que representam alternativas de risco ou oportunidades do projeto.

5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Desde 1994 está sendo reformulado o setor elétrico brasileiro, com a transferência da propriedade dos bens de produção da iniciativa pública para a iniciativa privada. É um processo lento onde precisam ser atendidos os interesses dos mais diversos segmentos econômicos da sociedade, o crescimento da produção industrial, a modicidade tarifária e a rentabilidade aos investidores desse setor.

A regulamentação do setor energético no Brasil não é um conjunto acabado, mas sim um processo de ajuste entre os diversos agentes que deverá ser equilibrado nos próximos anos.

O crescimento econômico desejado para o país demanda energia. O país precisa atuar de duas formas para aumentar o volume de energia disponibilizado, através do uso racional e da otimização do consumo e através do aumento da geração.

A conclusão de que haverá escassez de combustíveis fósseis em futuro breve e a verificação dos impactos ambientais causados pela emissão de gases nocivos ao meio ambiente faz com que a sociedade comece a repensar sua forma de desenvolvimento e continuidade. Os custos ambientais para promover a entrada de energia nova no mercado tendem a ser cada vez maiores o que deverá ser embutido no preço final.

Os riscos inerentes aos investimentos em geração hidrelétrica são grandes e o investidor precisa decidir quais os riscos que está disposto a assumir. Para isso é preciso avaliar o impacto de diferentes cenários no desempenho econômico do projeto.

Uma das melhores ferramentas para a tomada de decisões sobre o investimento em projetos de geração hidrelétrica é a modelagem financeira. A construção de um modelo de avaliação permite ao investidor a simulação de cenários diversos, oportunizando a ele maior conhecimento sobre o resultado esperado do projeto e sobre o efeito de alterações no cenário deste mesmo projeto sobre o resultado.

Embora a modelagem seja uma ferramenta eficiente, sua eficácia está diretamente relacionada à qualidade e confiabilidade das informações fornecidas. O modelo projeta informações a partir de premissas básicas definidas pelo usuário.

O uso de conceitos de contabilidade associados aos de finanças e economia engrandecem a qualidade das informações produzidas pelos modelos de avaliação não somente pela diversidade de informações e relatórios produzidos, mas pela possibilidade de estabelecimento de padrões para avaliação e acompanhamento do resultado da instalação dos projetos.

Este trabalho foi em ensaio sobre o um tema que merece destaque no meio científico e na literatura pela complexidade e pela importância do tema. Torna-se importante e oportuno que o tema seja refletido e estudado por novos estudantes e sobre outros enfoques.

GLOSSÁRIO

Foi utilizado uma série de conceitos técnicos específicos da geração de energia elétrica ou cujo entendimento necessita de uma definição própria dentro do conceito. Abaixo são apresentados os conceitos necessários à boa compreensão dos textos:

Concessão: É o direito concedido pelo governo de explorar bem ou serviço de utilidade pública.

Contrato *Turn key*: São contratados que visam entregar o empreendimento pronto, em condições de operação. O termo *turn key* significa girar a chave.

Contratos Bilaterais: Contratos de longo termo com vigência, preço e quantidade previamente fixados.

Derivativos: Contratos privados, cujos valores derivam de algum ativo financeiro (taxa de juros, ação, índices, títulos, moedas) ou commodities.

Energia Assegurada: Segundo a TRADENER Ltda, “a energia assegurada de um dado aproveitamento hidrelétrico é obtida simulando-se a operação do aproveitamento com as séries históricas de afluência ao local. Os procedimentos para determinação da energia assegurada tanto do sistema como de um aproveitamento específico são realizados pelos modelos da cadeia especificamente aprovada pela ANEELANEEL: NEWAVE e SUISHI”.

Energia *Botox*: é a energia velha, que levou um “*botox*”, e ficou nova no momento de transição. Isto é, uma energia que existe desde 2000, mas não tinha contrato e também a energia já concedida, mas também não contratada. Essas energia pode ser comercializada nos leilões de energia velha e nova.

Energia Garantida: segundo YAMASHITA [1998; p.19] “...é a máxima energia constante que pode ser gerada, obedecendo-se o critério de otimização a partir de uma série sintética de afluências, sem provocar déficits não maiores que 5% do tempo. Em outras palavras, dando o histórico de vazões dos rios brasileiros e uma

modelagem hidrológica que estenda essa amostra, a energia garantida, associada a um conjunto de usinas operadas otimamente, é aquela que tem uma probabilidade de déficit menor ou igual que 5%.” É a potência média garantida de operação da planta a partir da qual é firmada obrigação de fornecimento de energia. A energia garantida compreende não só a energia gerada na própria usina, como também a energia gerada em outra usina da cadeia cuja origem está associada a implantação desta.

Engenheiro do Empreendedor: O empreendedor contrata um especialista para poder acompanhar o processo da construção do empreendimento. O engenheiro do empreendedor normalmente se trata de uma projetista contratada pelo empreendedor para fiscalizar a execução da obra.

EPC: Engineer, Procurement and Construction. Esquema formado por engenheiros, fornecedores e construtores para executar um projeto *turn-key*.

Equity/Debt: Relação entre o capital investido por patrocinadores (*sponsors*) e o alavancado junto a credores (*lender*) em um empreendimento. Resulta, portanto, no rateio do retorno na mesma proporção. No cálculo do retorno efetivo (ROE) deve-se levar em consideração o WACC.

ESCOS: Empresas especializadas em projetos, operação e gerenciamento do uso da energia de forma mais eficiente e econômica. Frequentemente sua remuneração está associada a resultados (contratos de risco ou de desempenho).

Fiança Bancária: É uma garantia financeira apresentada pelo banco do garantidor ao garantido em troca de uma remuneração financeira.

Força Maior / Caso Fortuito: Segundo o Art. 393 da Lei 10.406 de 10 de janeiro de 2002, *o caso fortuito ou de força maior verifica-se no fato cujos efeitos não era possível evitar ou impedir*. Podem ser citados como exemplo furacões, vendavais, greves e revoltas. Os Casos Fortuitos se referem aos eventos causados pelo homem e os de força maior aos eventos da natureza.

Garantias Cruzadas: Os fornecedores em consórcio costumam ser solidariamente responsável pela conclusão do projeto. Visando estabelecer garantias

internamente no consórcio eles trocam garantias entre eles. Os seguros-garantia trocados internamente dentro do consórcio são também chamados de contra-garantias.

Garantias Reais: São garantias físicas apresentada, ficando tais bens vinculados enquanto perdurar a necessidade de garantias.

Hedging Cambial: Operação pela qual se estabelecem contratos futuros de compra ou opção de compra de determinada moeda a um determinado valor. Adotada pelas empresas para mitigar os riscos de grandes variações cambiais.

Lenders: São os financiadores (patrocinadores) do projeto.

Micro Central Geradora: São os aproveitamentos de potenciais hidráulicos iguais ou inferiores a 1.000 kW e são dispensados de concessão.

Pequena Central Hidrelétrica: São consideradas Pequenas Centrais Hidrelétricas, ou PCH's, os empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW e com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 km².

Potência Instalada: É a capacidade de geração dos equipamentos instalados na planta de geração.

PPA: *Power Purchase Agreement.* Acordo de compra de energia, normalmente de longo prazo, visando viabilizar projetos energéticos. Não confundir com Programa Pluri-Anual feito pelo governo brasileiro.

Risco: Incertezas contidas em alguma operação, tomada de decisão ou valoração de ativos e passivos, mensuradas através de alguns parâmetros estatísticos tais como volatilidade, variância, desvio-padrão e outros.

Seguro Garantia: É uma garantia financeira apresentada pelo garantidor ao garantido baseado em rede de seguros, inclusive resseguros, quando o montante dos valores exigirem, cujas seguradoras e corretoras cobram encargos pela sua assunção.

Sistema Interligado: Como o próprio nome diz, é o sistema elétrico nacional interligado, onde uma entrada de energia em uma ponta do sistema pode ser transferida para outra através de um sistema de linhas de transmissão.

Sistema Isolado: Compreendem as redes de transmissão isoladas da rede básica, são redes regionais, normalmente alimentadas com termelétricas visando exclusivamente atender a demandas locais.

Sociedade de Propósito Específico (SPE): Sociedade de investidores criada exclusivamente para um devido fim.

SPC: *Special Purpose Company*. Empresa de propósito única criada em geral para gerenciar projetos.

Sponsors: São os investidores, que procuram o negócio e se organizam em seu nome ou através de uma *SPC* para montar e gerir um negócio visando um determinado retorno.

Spot: Refere-se ao mercado de curto prazo, onde o preço varia de acordo com a relação entre a oferta e a procura.

Spread: No contexto financeiro, significa a diferença entre o custo de captação de recursos e o custo da taxa de empréstimos, ou a diferença entre o preço de compra e o preço de venda de um ativo.

Swap: São contratos que estabelecem a troca de risco entre investidores. É um contrato derivativo. No mercado, as operações mais comuns são de troca de juros prefixados por juros pós-fixados (*CDI over*), que é o *swap* prefixado, e *swap* cambial, de taxa de dólar por juros pós-fixados.

Take-or-Pay: Tipo de contrato que garante que o fornecedor seja pago integralmente, ou um valor mínimo, pelo comprador mesmo que este não venha a usar o insumo energético contratado (gás, eletricidade, etc.).

Taxa Atualizada de Referência – é a valoração da energia gerada pelo concessionário para aplicação da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos. Ela é calculada e comunicada pela ANEEL e é revisada anualmente. A TAR foi criada pelo decreto nº 774 de 18 de março de 1993.

Usina Hidrelétrica: São aproveitamento de potenciais hidráulicos de grande porte, superiores a 30 MW ou com área do reservatório superior a 3,0 km².

VN: Valor Normativo. É o custo de referência para comparação com o preço de compra da energia e a definição do custo a ser repassado às tarifas de fornecimento. Permitem estabelecer condições necessárias a distribuidores e geradores para a celebração de contratos de longo prazo.

WACC: Custo médio ponderado do capital empregado, calculado quando diferentes investidores de um mesmo empreendimento possuem custos de capital diferenciados.

REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica. www.aneel.gov.br > Acesso em: 30 set. 2005.

ALMEIDA, D.M.; STRAIOTO, D.M.G.T. Avaliação de empresas, como determinar o valor de uma empresa utilizando o método do fluxo de caixa descontado. **Revista Brasileira de Contabilidade**, n. 135, p. 23-33, mai./jun. 2002.

ASSAF NETO, A. **Estrutura e análise de balanços, um enfoque econômico-financeiro**. 5. São Paulo – SP: ed. Atlas, 2000.

_____. **Mercado financeiro**. 3. São Paulo – SP: ed. Atlas, 1999.

Associação Brasileira da Infra-estrutura e Indústria de Base. www.abdib.org.br > Acesso em: 30 set. 2005.

Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica. www.abrage.com.br > Acesso em: 30 set. 2005.

Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica. www.abce.org.br > Acesso em: 30 set. 2005.

Associação Brasileira dos Pequenos e Médios Produtores de Energia Elétrica. www.apmpe.com.br > Acesso em: 30 set. 2005.

Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica. www.apine.com.br > Acesso em: 30 set. 2005.

Banco Central do Brasil. www.bancocentral.gov.br > Acesso em: 30 set. 2005.

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. www.bndes.gov.br > Acesso em: 30 set. 2005.

BONOMI, C.A.; MALVESSI, O. **Project finance no Brasil – fundamentos e estudos de caso**. São Paulo – SP: ed. Atlas, 2002.

BRIGHAM, H.. **Fundamentos da moderna administração financeira**. São Paulo – SP: ed. Campus, 1999.

CAMPOS FILHO, A.. **Demonstração dos fluxos de caixa, uma ferramenta indispensável para administrar sua empresa**. São Paulo – SP: ed. Atlas, 1999.

CanalEnergia Internet S/C Ltda. www.canalenergia.com.br > Acesso em: 30 set. 2005.

CARNEIRO, D. A.. **Tributos e encargos do setor elétrico brasileiro – A incidência tributária nos contratos de comercialização de energia elétrica**. Curitiba – PR : ed Juruá, 2002.

CATELLI, A.. **Controladoria, uma abordagem da gestão econômica (GECON)**. São Paulo – SP: ed. Atlas, 1999.

Centrais Elétricas Brasileiras. www.eletronbras.com.br > Acesso em: 30 set. 2005.

Centro Nacional de Desenvolvimento de PCH. www.cndpch.com.br > Acesso em: 30 set. 2005.

CHUAHY, E ; VICTER, W.G.. **A construção e a destruição do Setor Elétrico Brasileiro – de Getúlio Vargas a Fernando Henrique Cardoso**. Relume Dumará, 2002.

DUTRA SOBRINHO, J. V.. **Matemática financeira**. 3. São Paulo – SP: ed Atlas, 2000.

Energia Elétrica , o SITE !. www.eletrica.com.br > Acesso em: 30 set. 2005.

FABRETTI, C.C.. **Contabilidade tributária**. 7. São Paulo – SP: ed. Atlas, 2001.

FALCINI, P.. **Avaliação econômica de empresas**. São Paulo – SP: ed. Atlas, 1995.

FGVDADOS - Informação Econômica Online. www.fgvdados.fgv.br > Acesso em: 30 set. 2005.

FORTUNA; E.. **Mercado financeiro: produtos e serviços**. 15. Rio do Janeiro – RJ: ed. Qualitymark, 2002.

FREZATTI, F.. **Orçamento empresarial, planejamento e controle gerencial. 2.** São Paulo – SP: ed. Atlas, 2000.

Fundação Getúlio Vargas. www.fgv.com.br > Acesso em: 30 set. 2005.

Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas. www.fipe.com.br > Acesso em: 30 set. 2005.

GANIN; A.. **Setor Elétrico Brasileiro: aspectos regulamentares e tributários. 1.** Rio de Janeiro – RJ: ed. Canalenergia, 2003.

GARCIA; K.S.. **Planejamento estratégico no setor elétrico.** Curitiba – PR. Monografia CHPAR, 2001.

HIGUCHI, H.; HIROYUKI, C.. **Imposto de renda das empresas, interpretação e prática. 27.** São Paulo – SP: ed. Atlas, 2002.

HORNGREN, C.T.; FOSTER, G; DATAR, S. M.. **Contabilidade de custos. 9.** Rio de Janeiro – RJ: ed. LTC, 2000.

HUMMEL, P.R.V.; TASCHINER, M.R.B. **Análise e decisão sobre investimentos e financiamentos, engenharia econômica. 3.** São Paulo – SP: ed. Atlas, 1992.

INDÍCIBUS, S., MARTINS, E., GELBCKE, E.R. **Manual de contabilidade das sociedades por ações. 5.** São Paulo – SP: ed. Atlas, 2000.

Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. www.ibge.gov.br > Acesso em: 30 set. 2005.

Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. www.ipea.gov.br > Acesso em: 30 set. 2005.

J. Malucelli Seguradora SA. www.jmalucelliseguradora.com.br > Acesso em: 30 set. 2005.

KAPLAN, R.; NORTON, D.P. **A estratégia em ação, Balanced Scorecard. 8.** São Paulo – SP: ed. Campus, 1997.

KASSAI, J.R.; KASSAI, S.; SANTOS, A.; ASSAF NETO, A. **Retorno de investimentos, abordagem matemática e contábil do lucro empresarial.** São Paulo – SP: ed. Atlas, 1999.

LAPPONI, J.C.. **EXCEL e cálculos financeiros – introdução à modelagem financeira.** São Paulo – SP: ed Lapponi Treinamento e Editora, 1999.

LEÃO, N.S.. **Custos e orçamentos na prestação de serviços.** São Paulo – SP: ed. Nobel, 2000.

LIMMER, C.V.. **Planejamento, orçamento e controle de projetos e obras.** Rio de Janeiro – RJ: ed. LTC, 1997.

Machado, Meyer, Sendacz e Ópice Advogados. www.machadomeyer.com.br > Acesso em: 30 set. 2005.

MALVESSI, O.. Criação ou destruição de valor ao acionista. **Conjuntura Econômica**, v. 54, n. 1, p.42-44, jan./00.

_____. **Empresas criam ou destroem a riqueza dos acionistas.** **Revista Mercado de Capitais**, São Paulo: nº 81, p. 30-34.

MARIN, M.C.F.C.. **Pequenas Centrais Hidrelétricas no novo modelo do setor elétrico brasileiro.** Curitiba – PR. Monografia CHPAR, 2000.

MARION, J.C.. **Contabilidade empresarial.** 8. São Paulo – SP: ed. Atlas, 1998.

MARTINS, E. **Avaliação de empresas: da mensuração contábil à econômica.** São Paulo – SP: ed. Atlas, 2001.

_____. **Contabilidade de custos, inclui ABC.** 5. São Paulo – SP: ed. Atlas, 1996.

MATTOZO, V. ; CAMARGO, C.C. de B.. **Energia, ambiente e mídia – qual é a questão.** Florianópolis – SC: ed da UFSC, 2005.

MAXIMIANO, A.C.A. **Introdução à administração.** 4. São Paulo – SP: ed. Atlas, 1995.

MELEK, L.A.P.. **Estudo dos encargos de transporte – formação de pares carga-geração de custo de transporte.** Curitiba – PR. Monografia CHPAR, 2000.

Ministério de Minas e Energia. www.mme.gov.br > Acesso em: 30 set. 2005.

MOREIRA, H.C.. **Project Finance.** São Paulo – SP: BNDES, 1999.

Operador Nacional do Sistema. www.ons.com.br > Acesso em: 30 set. 2005.

PADOVEZE, C.L.. **Controladoria estratégica e operacional.** São Paulo - SP: ed. Thomson, 2003.

Presidência da República Federativa do Brasil. www.planalto.gov.br > Acesso em: 30 set. 2005.

QUEIROZ, C.A.R.S. de. **Manual de terceirização.** 8. São Paulo – SP: ed. Global, 1996.

REIS, M.J. ; BLOEMER, N.M.S.. **Hidrelétricas e populações locais.** Florianópolis – SC: ed da UFSC, 2001.

SANTOS, V.P.. **Manual de diagnóstico e reestruturação financeira de empresas.** 2. São Paulo – SP: ed. Atlas, 2000.

SAUER, I.L. et al. **A reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro.** Campo Grande – MS : ed UFMS ; São Paulo – SP : Paz e Terra, 2003.

SCHIMIDT, P.. **Controladoria: Agregando valor para a empresa.** Porto Alegre – RS: ed. Bookman, 2002.

SOUZA, S. de. **Seguros: contabilidade, atuária e auditoria.** São Paulo – SP: ed. Saraiva, 2002.

TRADENER SA. www.tradener.com.br > Acesso em: 30 set. 2005.

UMBRIA, F.C.. **Modelo de previsão de preços de suprimento de energia elétrica no contexto do novo ambiente competitivo do setor elétrico brasileiro.** Curitiba – PR. Dissertação CHPAR, 1999.

_____. **O novo modelo do setor elétrico brasileiro e a comercialização de energia elétrica no âmbito do mercado atacadista de energia.** Curitiba – PR. Monografia CHPAR, 1999.

VASCONCELOS, Y.. Ebitda como instrumento de avaliação de empresas. **Revista Brasileira de Contabilidade**, Brasília, n. 136, p. 39-73, jul./ago. 2002.

Vieira Ceneviva Advogados Associados. www.vieiraceneviva.com.br > Acesso em: 30 set. 2005.

WERNKE, R.. Aplicação do conceito de valor presente na contabilidade gerencial. **Revista Brasileira de Contabilidade**, p. 26-35, nov./dez. 2000.

WERNKE, R; LEMBECK, M.. Valor Econômico Adicionado. **Revista Brasileira de Contabilidade**, p. 84-90.

YAMASHITA, J.. **A Reforma do setor elétrico brasileiro.** Curitiba – PR. Monografia CHPAR, 1998.

APÊNDICES E ANEXOS

Apêndice 1 - Modelo de Avaliação de Viabilidade Econômica e Financeira (CD)

Apêndice 2 – Manual do Usuário do Modelo de Viabilidade

Apêndice 3 – Projeção de Indicadores Macroeconômicos

Anexo 1 – TUSD dos Distribuidores da Região Sul do Brasil

Anexo 2 – TUST aos Consumidores Livres da Rede Básica

Anexo 3 – TUST para Geradores

Anexo 4 – Resumo dos TUST para os Geradores da Região Sul do Brasil

**APÊNDICE 1 - MODELO DE AVALIAÇÃO DE VIABILIDADE
ECONÔMICA E FINANCEIRA (CD)**

Planilha Premissas:

Geração		Preço	
Potência Instalada:	A1 855 MW	Tarifa Atual MWh:	R\$ 120,00 Distr. Preço Manual: B4 Não
Potência Assegurada:	1 Máq. 179,15 MW	Índice Reaj. Preço:	IGP-M B2 Mês: 8 B3 Período Anual
	2 Máq. 179,15 MW	Impostos sobre Faturamento:	
	3 Máq. 73,7 MW	PIS	1,65% S/ Valor Agregado B9
	4 Máq. 0 MW	COFINS	7,60% S/ Valor Agregado B6
	5 Máq. 0 MW	ICMS	0,00% B7
Total	432 MW	ISS	0,00% B8 Emitir 3,00% s/ Residual do Imobilizado
Hs Geração p/ dia	A2 24 A4	RGR	0,00% B10
Máquinas:	A5 4 A6	CPMF:	0,38% B11
Disponibilidade:	97,00% A7	Impostos s/ Renda:	Alíquotas Limitador B12 Adicional B14 IR Presumido Base B16
Perda:	3,00% A8	IR	15,00% B13 240.000 B15 10,00% B17 8,00%
Consumo Próprio:	0,50% A3	CS	9,00% B18 0 B19 0,00% B20 12,00%
		Sist. Apuração do IRP/CSIt	(Clique aqui) B21
Amortizações		Informações Adicionais:	
Valor da Concessão:	R\$ 800.000.000 C1	Classe de Produtor	Independente D1
Parcelas Mensais	Base: jan-05 C2 240,00 C3	Destino da Energia	Fora do Estado D2
Carência	12,00 meses C4	Tipo do Cliente	Concessionária D3
Taxa de Amortização Concessão:	10,00% aa C5	Tamanho da Usina	Usina Hidrelétrica > 30 MW D4
Taxa de Amortização Ativo Diferido:	20,00% aa C6	Nome do Projeto:	UHE Tangará D5
Taxa de Depreciação Investimento:	1/30 aa C7	Nome do Investidor:	Rio Bonito Energética SA D6
		Início dos Investimentos:	Jan-06 D7 Período da Concessão (Anos): 35
		Início Fluxo Financeiro:	Jan-05 D8 Data base dos valores: D9 mar-05 D10

Item	Informação	Origem
GERAÇÃO		
A1	Potência Instalada	Capacidade nominal dos equipamentos instalados na usina.
A2	Potência Assegurada	Volume de energia assegurado por unidade geradora utilizada para os cálculos de geração conforme o conceito utilizado no glossário do Relatório de Monografia.
A3	Início da Geração	Data em que cada unidade geradora irá iniciar a operação comercial.
A4	Hs Geração p/ Dia	Número de horas diárias que o projeto irá gerar energia em condições normais, normalmente 24 hs.
A5	Máquinas	Quantidade de unidades geradoras do projeto.
A6	Disponibilidade	% de tempo em que o projeto estará com suas unidades geradoras gerando a energia assegurada.
A7	Perda	Perdas operacionais de energia entre a energia gerada e a energia despachada no sistema.
A8	Consumo Próprio	Volume de energia em % do total assegurado necessário para a manutenção das atividades da Usina.

Item	Informação	Origem
PREÇO		
B1	Tarifa Atual	Preço previsto para a venda da energia baseado nos resultados dos leilões e nas perspectivas sobre o futuro do mercado.
B2	Índice Reaj. Preço	O índice que será utilizado para o reajustamento dos preços. Atualmente o IGP-M é o índice mais utilizado.
B3	Mês	O mês do ano em formato cardinal em que ocorre o reajustamento da tarifa, uma vez que o reajustamento tarifário ordinário é anual.
B4	Distribuição de Preço Manual	Neste campo você opta entre utilizar o preço indicado no campo B1 para os cálculos ou indicar um preço diferente na data base para cada ano de avaliação. O preço deverá ser digitado nas células da planilha Geração .
B5	PIS	Alíquota de PIS vigente, pode ser consultado o site da Receita Federal.
B6	COFINS	Alíquota de COFINS vigente, pode ser consultado o site da Receita Federal.

B7	ICMS	Precisam ser consultadas as Receitas Estaduais dos estados envolvidos, utilizado apenas em condições de venda direta ao consumidor final, conforme descrito no Relatório de Monografia.
B8	ISS	Precisam ser consultadas as Prefeituras Municipais. Não há incidência sobre a geração.
B9	Base	É a forma de cálculo da base de cálculo dos impostos PIS e COFINS, que poderá ser em cascata ou sobre o valor agregado. A forma vigente pode ser consultada no site da Receita Federal.
B10	RGR	Precisa ser consultado o site da ANEEL em relação a sua vigência, alíquota e ao limite do encargo.
B11	CPMF	A alíquota vigente. Pode ser consultado o site da Receita Federal.
B12	IR	A alíquota vigente pelo método do Lucro Real. Pode ser consultado o site da Receita Federal.
B13	CS	A alíquota vigente pelo método do Lucro Real. Pode ser consultado o site da Receita Federal.
B14	Limitador	Limite vigente, a partir do qual haverá uma taxa adicional de imposto. Pode ser consultado o site da Receita Federal.
B15	Adicional	Adicional de alíquota incidente sobre o lucro que ultrapassar o limite vigente. Pode ser consultado o site da Receita Federal.
B16	Base de Cálculo 1	Percentual vigente para determinação do Lucro Presumido para o cálculo do IRPJ. Pode ser consultado o site da Receita Federal.
B17	Base de Cálculo 2	Percentual vigente para determinação do Lucro Ajustado para o cálculo da CSLL. Pode ser consultado o site da Receita Federal.
B18	Sist. Apuração do IRPJ/CSLL	Ao clicar, você entra em uma tela onde é apresentado o sistema de apuração que será utilizado em cada ano, o próprio modelo calcula a forma mais atrativa, o usuário pode optar entre a forma calculada pelo modelo e a forma que lhe convier.

Item	Informação	Origem
C	AMORTIZAÇÕES	
C1	Valor da Concessão:	O valor da concessão é definido no leilão de concessão. Na análise de viabilidade do projeto anterior ao leilão esse valor é a incógnita, é analisado qual o valor que poderá ser pago de ágio dentro das perspectivas de rentabilidade do projeto. O governo estabelece um piso para o valor da concessão que consta no edital do leilão.
C2	Base	É a data-base do valor lançado no modelo, não devendo ser anterior ao mês de janeiro do ano de início do fluxo financeiro.
C3	Parcelas Mensais	É o número de parcelas nas quais será pago o valor da concessão (UBP).
C4	Carência	O intervalo de tempo em meses entre o início da geração e o início do pagamento da concessão, estipulado no edital do leilão de concessão.
C5	Taxa de Amortização Concessão	É o percentual mensal com que o modelo calculará a amortização dos valores da concessão para efeito contábil.
C6	Taxa de Amortização Ativo Diferido	É o percentual mensal com que o modelo calculará a amortização dos juros e correção monetária incorridos nos financiamentos anteriores ao início da geração para efeito contábil.
C7	Taxa de Depreciação Investimento	É o percentual mensal com que o modelo calculará a depreciação dos investimentos do projeto para efeito contábil.

Item	Informação	Origem
D	INFORMAÇÕES ADICIONAIS	
D1	Classe de Produtor	É a modalidade do produtor: autoprodutor ou produtor independente.
D2	Destino da Energia	Para dentro ou fora do estado.
D3	Tipo do Cliente	Quem será suprido com a energia gerada: autoprodução, indústria, concessionária, consumidor livre.
D4	Tamanho da Usina	Se a usina é enquadrada em micro central menor que 1MW de capacidade, PCH menor que 30 MW ou UHE, maior que 30 MW.
D5	Nome do Projeto	Nome do projeto objeto de análise.
D6	Nome do Investidor	Nome do investidor/consórcio investidor.
D7	Início dos Investimentos	Mês/Ano de início das atividades do contrato principal de construção da Usina.
D8	Início Fluxo Financeiro	Mês/ano em que iniciam os dispêndios financeiros.
D9	Período da Concessão (Anos)	Número de anos pelos quais o detentor da concessão poderá usufruir a concessão, obtido no edital do leilão de concessão.
D10	Data base dos valores	Data-base dos valores adotados no cálculo, para vários valores há possibilidade de definir sua própria data-base na Planilha Premissas ou na Planilha Projeções Macroeconômicas.

Custos Operacionais:			
Oper & Manut (/kWh)	3,75% do Preço	R\$	11,48
Taxa Fiscalização Aneel (TSFEE)	E2	R\$	0,50%
Taxa de Utilização de Rec. Hídricos	E3	R\$	6,75%
Taxa ONS (% Taxa Aneel)	E4	R\$	40,00%
Taxa MAE (% Taxa Aneel)	E5	R\$	75,00%
P&D	E6	R\$	1,00%
Seguro	E7	R\$	0,00%
Outros	E8	R\$	-
Outros	E9	R\$	-
Outros	E10	R\$	-
Outros	E11	R\$	-
Outros	E12	R\$	-
Outros	E13	R\$	306,23
Outros	E14	IPC	-

Investimento (R\$)			
			1.873.282.000
Usina:			1.320.272.000
Obras Civis	F1		1.307.200.000
Gerenciamento	F2		0
Forn. Materiais	F3		0
Mont. Eletromecânica	F4		0
Seguros	F5		13.072.000
Projeto	F6		0
Forn. de Equipamentos	F7		0
Diferencial de ICMS no Destino	F8		0
Outros	F9		0
Conta 10:			553.010.000
Salvam. Patrim. Arqueológico	F10		200.000
Supervisão Ambiental	F11		500.000
Indenização de Terras	F12		552.000.000
Desmatamento do Reservatório	F13		100.000
Relatórios de Impacto Ambiental	F14		200.000
Outros	F15		10.000
Curva de Distribuição do Investimento	F16	(Classe Água)	-

Item	Informação	Origem
E	CUSTOS OPERACIONAIS	
E1	Oper & Manut (/kWh)	Percentual do Preço de Venda correspondente ao custo de operação e manutenção da usina e do reservatório previsto para o projeto.
E2	Taxa Fiscalização Aneel (TSFEE)	Taxa cobrada para a manutenção das atividades da ANEEL, o percentual vigente pode ser obtido no site da ANEEL.
E3	Taxa de Utilização de Rec. Hídricos	Taxa cobrada para a compensação pela utilização dos recursos hídricos, o percentual vigente pode ser obtido no site da ANEEL.
E4	Taxa ONS (% Taxa Aneel)	Taxa cobrada para a manutenção das atividades do ONS, o percentual vigente pode ser obtido no site da ANEEL.
E5	Taxa MAE (% Taxa Aneel)	Taxa cobrada para a manutenção das atividades da CCEE, o percentual vigente pode ser obtido no site da ANEEL.
E6	P&D	Percentual da Receita Líquida obrigatório para investimento em Pesquisa e Desenvolvimento, o percentual vigente pode ser obtido no site da ANEEL.
E7	Seguro	Percentual do investimento adotado referente a previsão de custos com seguros da Usina.
E8	Outros	Descrição de encargo não previsto na relação acima, considerando o custo por MW de capacidade instalada.
E9	Taxas	Percentual em relação a energia assegurada do montante avaliado para cada encargo não previsto.

E10	Taxa Atualizada de Referência (TAR R\$/kWh)	Tarifa utilizada para o cálculo da Taxa de utilização de recursos hídricos, pode ser obtida no site da ANEEL.
E11	Tarifa de Energia Otimizada (TEO R\$/kWh)	Tarifa utilizada para o cálculo dos custos do Mecanismo de Realocação de Energia, pode ser obtida no site da ANEEL. Informação não obrigatória.
E12	Tarifa Marginal de Operação (TMO R\$/kWh)	Tarifa de energia no mercado de curto prazo. Informação não obrigatória.
E13	Benefício Anual (R\$/kW)	Tarifa a partir da qual se calcula a Taxa de Utilização dos Recursos Hídricos. Encontrada no site da ANEEL.
E14	Crítério Reajustamento Custos Internos	Indicador de correção monetária que melhor demonstra a evolução dos encargos não ligados à Receita.

Item	Informação	Origem
F		
INVESTIMENTO		
F1	Obras Civis	Preço previsto para a execução das obras civis da usina.
F2	Gerenciamento	Preço previsto para o gerenciamento de todo o processo de construção da usina.
F3	Forn. Materiais	Custo dos materiais fornecidos diretamente pelo investidor, como cimento, aço e energia.
F4	Mont. Eletromecânica	Preço previsto para a execução da montagem eletromecânica dos equipamentos e sistemas da usina.
F5	Seguros	Custo dos seguros de responsabilidade do investidor. Normalmente os seguros de engenharia <i>All Risks</i> .
F6	Projeto	Preço previsto para a elaboração dos projetos básico e executivo da usina.
F7	Forn. de Equipamentos	Preço previsto para o fornecimento dos equipamentos e sistemas da usina.
F8	Diferencial de ICMS no Destino	Diferencial de alíquota a ser recolhido pelo investidor no estado de destino referente aos equipamentos fabricados fora do estado do projeto.
F9	Outros	Outros custos não computados nos itens anteriores.
F10	Salvam. Patrim. Arqueológico	Custos previstos para a execução dos serviços de Salvamento Arqueológico.
F11	Supervisão Ambiental	Custos previstos para a execução dos serviços de supervisão ambiental.
F12	Indenização de Terras	Custos previstos para indenização dos proprietários das terras do reservatório e canteiro de obras.
F13	Desmatamento do Reservatório	Custos previstos para o desmatamento e retirada do material vegetal da área do reservatório.
F14	Relatórios de Impacto Ambiental	Custos previstos com a contratação de especialistas que elaboram os Relatórios e Estudos de Impacto Ambiental, bem como as adequações exigidas/sugeridas pelos órgãos ambientais.
F15	Outros	Outros custos previstos que não se enquadram nos anteriores.
F16	Curva de Distribuição do Investimento	Clicando neste item, você será direcionado à página em que será feita a distribuição percentual dos desembolsos para cada item dos investimentos.

Composição do Capital

Próprio:	R\$ 658.149.669	35,00%	G1
Terceiros:	R\$ 1.222.277.956	65,00%	
Total	R\$ 1.880.427.625	100,00%	

Taxa Atratividade: 12,00% ao ano G2

Capital Terceiros 01 40,00% G3

Valor R\$ 488.911.182

Juro 4,50% ao ano G4

Corr. Monetária TJLP G5

Parcelas Mensais 144 G6

Carência 8 meses G7

Capital Terceiros 02 40,00%

Valor R\$ 488.911.182

Juro 4,50% ao ano

Corr. Monetária TJLP

Parcelas Mensais 120

Carência 8 meses

Capital Terceiros 03 20,00%

Valor R\$ 244.455.591

Juro 4,50% ao ano

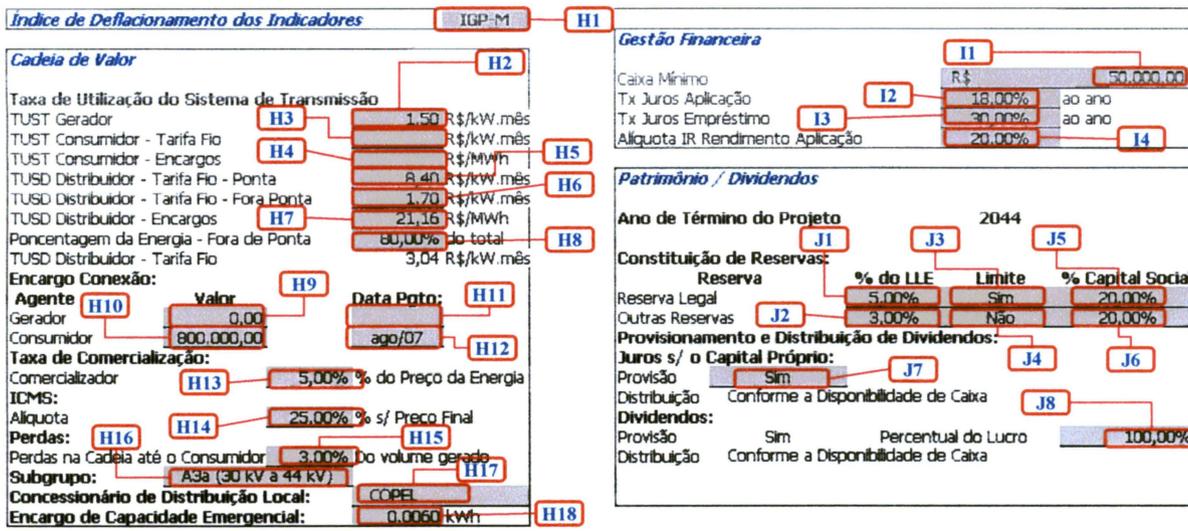
Corr. Monetária TJLP

Parcelas Mensais 120

Carência 8 meses

Amortização	SAC - Sistema de Amortização Constante	G8
Agente Financiador:	BNDES	G9
Intermediário:	BNDES	G10
Amortização	SAC - Sistema de Amortização Constante	
Agente Financiador:	BNDES	
Intermediário:	BNDES	
Amortização	SAC - Sistema de Amortização Constante	
Agente Financiador:	BIRD	
Intermediário:		

Item	Informação	Origem
G	COMPOSIÇÃO DO CAPITAL	
G1	Composição do Capital	% do total dos investimentos que será financiado com capital próprio.
G2	Taxa Atratividade	Taxa mínima anual deflacionada objetivada pelo investidor para o empreendimento.
G3	Capital Terceiros	Dentre o total do capital financiado, qual o percentual de cada fonte, o modelo oferece a opção de 3 fontes diferentes.
G4	Juro	Taxa de Juros prevista para cada fonte, exceto correção monetária. Referências podem ser obtidas junto aos bancos e às agências de fomento, como o BNDES.
G5	Corr. Monetária	Taxa utilizada pelo investidor para corrigir os valores financiados (embora a TJLP não é um índice de correção monetária, alguns bancos a enquadram como tal). Referências podem ser obtidas junto a bancos e agência de fomento, como o BNDES.
G6	Parcelas Mensais	Quantidade de parcelas em que ocorrerá o pagamento dos empréstimos.
G7	Carência	O intervalo de tempo entre o início da geração e o início do pagamento do financiamento. A data do final da carência não pode ser anterior a data de término da necessidade de investimento.
G8	Amortização	Forma que será utilizada para o cálculo da amortização: SAC, SACRE, PRICE ou Método dos Montantes.
G9	Agente Financiador:	Nome do agente financiador.
G10	Intermediário:	Nome do intermediário da operação, caso haja.



Item	Informação	Origem
H	CADEIA DE VALOR	
H1	Índice de Deflacionamento dos Indicadores	É o índice que será utilizado para fazer o deflacionamento de valores para cálculo de todos os indicadores deflacionados.
H2	TUST Gerador	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão paga pelo Gerador quando conecta em Subestação maior ou igual a 230kV. Uma tarifa de referência pode ser obtida na ANEEL. Pode ser feita uma simulação no programa nodal disponível no site da ONS ou através de consulta à mesma.
H3	TUST Consumidor - Tarifa Fio	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão paga pelo Consumidor quando conecta em Subestação maior ou igual a 230kV correspondente a receita do Transmissor. Uma tarifa de referência pode ser obtida na ANEEL. Pode ser feita uma simulação no programa nodal disponível no site da ONS ou através de consulta à mesma.
H4	TUST Consumidor - Encargos	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão paga pelo Consumidor quando conecta em Subestação maior ou igual a 230kV correspondente aos encargos do setor elétrico. Uma tarifa de referência pode ser obtida na ANEEL. Pode ser feita uma simulação no programa nodal disponível no site da ONS ou através de consulta à mesma.
H5	TUSD Distribuidor - Tarifa Fio - Ponta	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição paga pelo Consumidor quando conecta em Subestação menor que 230kV correspondente a receita do Distribuidor, nos horários de ponta. Uma tarifa de referência pode ser obtida na ANEEL. Pode ser feita uma simulação no programa nodal disponível no site da ONS ou através de consulta à mesma.
H6	TUSD Distribuidor - Tarifa Fio - Fora Ponta	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição paga pelo Consumidor quando conecta em Subestação menor que 230kV correspondente a receita do Distribuidor, nos horários fora de ponta. Uma tarifa de referência pode ser obtida na ANEEL. Pode ser feita uma simulação no programa nodal disponível no site da ONS ou através de consulta à mesma.
H7	TUSD Distribuidor - Encargos	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição paga pelo Consumidor quando conecta em Subestação menor que 230kV correspondente aos encargos do setor elétrico. Uma tarifa de referência pode ser obtida na ANEEL. Pode ser feita uma simulação no programa nodal disponível no site da ONS ou através de consulta à mesma.
H8	Porcentagem da Energia - Fora de Ponta	Percentual correspondente a relação da energia demandada pelo consumidor na ponta em relação à demandada fora de ponta.
H9	Gerador	Valor pago pelo gerador para se conectar ao transmissor / distribuidor (CCT/CCD) decorrente de ampliação feita pelo respectivo agente necessária e devidamente enquadrada com as leis vigentes. Verificar a legislação a respeito no site da ANEEL.

H10	Consumidor	Valor pago pelo consumidor para se conectar ao transmissor / distribuidor (CCT/CCD) decorrente de ampliação feita pelo respectivo agente necessária e devidamente enquadrada com as leis vigentes. Verificar a legislação a respeito no site da ANEEL.
H11	Data Pgto Gerador	Mês/ano em que ocorrerá o pagamento do CCT/CCD pelo gerador
H12	Data Pgto Consumidor	Mês/ano em que ocorrerá o pagamento do CCT/CCD pelo consumidor
H13	Comercializador	Percentual correspondente a relação entre o montante cobrado pelo comercializador e valor da energia fornecida pelo gerador.
H14	ICMS	Alíquota de ICMS sobre o valor da energia a ser paga pelo consumidor final.
H15	Perdas na Cadeia até o Consumidor	Perdas no processo de transmissão / distribuição.
H16	Subgrupo	Subgrupo do consumidor, em função da tensão de conexão: A1, A2, A3 ...
H17	Concessionário de Distribuição Local	Denominação do concessionário local de distribuição.
H18	Encargo de Capacidade Emergencial:	Alíquota do Encargo de Capacidade emergencial vigente. Verificar no site da ANEEL.

Item	Informação	Origem
I	GESTÃO FINANCEIRA	
I1	Caixa Mínimo	Valor mínimo a ser mantido em caixa na data-base dos valores.
I2	Tx Juros Aplicação	Taxa de juros, incluído efeito da inflação, previsto para a aplicação de excedentes de caixa.
I3	Tx Juros Empréstimo	Taxa de juros, incluído efeito da inflação, previsto para empréstimos destinados a suprir falta de caixa.
I4	Alíquota IR Rendimento Aplicação	Alíquota vigente de IR para aplicações financeiras de curto prazo. Alíquota pode ser obtida no site da Receita Federal.

Item	Informação	Origem
J	PATRIMÔNIO / DIVIDENDOS	
J1	Reserva Legal	Percentual do lucro líquido a ser destinado anualmente para a conta de reserva legal. Consultar Lei das SA's sobre o percentual vigente.
J2	Outras Reservas	Percentual do lucro líquido a ser destinado anualmente para outras reservas.
J3	Limite Reserva Legal	Opção por impor limite a Reserva Legal: sim ou não.
J4	Limite Outras Reservas	Opção por impor limite ao valor de Outras Reservas: sim ou não.
J5	% s/ Capital Social Reserva Legal	Percentual correspondente à relação do valor acumulado em Reserva Legal sobre o valor do capital social que é o limite para cálculo, onde a partir deste limite o modelo para de lançar valores nesta conta até que haja mudança no valor limitado.
J6	% s/ Capital Social Outras Reservas	Percentual correspondente à relação do valor acumulado em outras reservas sobre o valor do capital social que é o limite para cálculo, onde a partir deste limite o modelo para de lançar valores nesta conta até que haja mudança no valor limitado.
J7	Juros s/ o Capital Próprio	Se haverá provisionamento para pagamento de juros sobre o capital próprio: sim ou não.
J8	Dividendos	Se haverá provisionamento para pagamento de dividendos: sim ou não.

Planilha Projeções Macroeconômicas

		PROJEÇÕES MACROECONÔMICAS					
Mês Fluxo		dez/04	jan/05	fev/05	mar/05	abr/05	mai/05
Mês Obra	K1	K2	-12	-11	-10	-9	-8
		2004	2005	2005	2005	2005	2005
Índice Macroeconômico:							
INCC	5		0,91%	0,91%	0,91%	0,91%	0,91%
Acumulado	6	1,000000	1,009100	1,018283	1,027549	1,036900	1,046336
IPCA	7		0,45%	0,45%	0,45%	0,45%	0,45%
Acumulado	8	1,000000	1,004500	1,009020	1,013561	1,018122	1,022704
CDI	9		1,43%	1,43%	1,43%	1,43%	1,43%
Acumulado	10	1,000000	1,014300	1,028804	1,043516	1,058438	1,073574
IGP-DI	11		0,28%	0,28%	0,28%	0,28%	0,28%
Acumulado	12	1,000000	1,002800	1,005608	1,008424	1,011248	1,014079
IGP-M	13		0,29%	0,29%	0,29%	0,29%	0,29%
Acumulado	14	1,000000	1,002900	1,005808	1,008725	1,011650	1,014584
SELIC	15		1,47%	1,47%	1,47%	1,47%	1,47%
Acumulado	16	1,000000	1,014700	1,029616	1,044751	1,060109	1,075693
TJLP	17		0,78%	0,78%	0,78%	0,78%	0,78%
Acumulado	18	1,000000	1,007800	1,015661	1,023583	1,031567	1,039613
PIB	19		0,25%	0,25%	0,25%	0,25%	0,25%
Acumulado	20	1,000000	1,002500	1,005006	1,007519	1,010038	1,012563
TR	21		0,22%	0,22%	0,22%	0,22%	0,22%
Acumulado	22	1,000000	1,002200	1,004405	1,006615	1,008830	1,011049
IPC	23		0,42%	0,42%	0,42%	0,42%	0,42%
Acumulada	24	1,000000	1,004200	1,008418	1,012653	1,016906	1,021177
Dólar	25		-0,61%	-0,61%	-0,61%	-0,61%	-0,61%
Dólar	26	2,70	2,68	2,67	2,65	2,64	2,62

Item	Informação	Origem
K	ÍNDICES MACROECONÔMICOS	
K1	Índice	Nestas células são escolhidos os índices que serão usados como referências para o modelo. Os mesmos índices são atribuídos a cada fenômeno pelo usuário em outros campos.
K2	Projeção	É o percentual ou cotação mensal ou anual conforme o título da coluna, projetado para os vários períodos do modelo.

Investimento:**Usina:**

	L1	L2						
Obras Civas	IGP-M	jun/05	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
Gerenciamento	IPCA	jun/05	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
Forn. Materiais	IGP-M	jun/05	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
Mont. Eletromecânica	IGP-M	jun/05	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
Seguros	IPCA	jun/05	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
Projeto	IPCA	jun/05	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
Forn. de Equipamentos	Dólar	jun/05	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
Diferencial de ICMS no Destrib	Dólar	jun/05	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
Outros	IGP-M	jun/05	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000

Conta 10:

Salvam. Patrim. Arqueológico	IGP-M	jun/05	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
Supervisão Ambiental	IGP-M	jun/05	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
Indenização de Terras	IGP-M	jun/05	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
Desmatamento do Reservato	IGP-M	jun/05	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
Relatórios de Impacto Ambie	IGP-M	jun/05	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
Outros	IGP-M	jun/05	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000

Concessão

	L3	L4	L5					
	IGP-M	jan-05	1,000000	1,002900	1,005808	1,008725	1,011650	

Valores de Referência:

Taxa Atualizada de Referênc	L4	L5	IGP-M	dez/04	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
Tarifa de Energia Otimizada	IGP-M	dez/04	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	
Tarifa Marginal de Operação	IGP-M	dez/04	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	
Benefício Anual (R\$/kW)	IGP-M	ago/05	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	

Tabela do Imposto de Renda	L6	L7	L8	IPCA	mar/05	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
----------------------------	----	----	----	------	--------	----------	----------	----------	----------	----------

Reajuste CUST	IGP-M	mar/05	1,000000	1,000000	1,000000	1,002900	1,002900	
Reajuste CCT	IGP-M	abr/05	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,002900	
Reajuste CUSD	IGP-M	mai/05	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	
Reajuste CCT	IGP-M	dez/05	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	

Deflacionamento de Preços	IGP-M	mar/05	1,000000	1,000000	1,002900	1,005808	1,008725	
---------------------------	-------	--------	----------	----------	----------	----------	----------	--

Juros sobre o Capital Próprio TJLP			0,78%	0,78%	0,78%	0,78%	0,78%	
------------------------------------	--	--	-------	-------	-------	-------	-------	--

Item	Informação	Origem
L	INVESTIMENTOS	
L1	Índice Investimento	Índice que melhor representa a evolução inflacionária de cada parcela do investimento.
L2	Data-base Investimento	Data a que se refere o valor de cada parcela do investimento.
L3	Índice Concessão	Índice pelo qual serão corrigidas as parcelas do pagamento da concessão.
L4	Índice Tarifas de Referência	Índice pelo qual serão corrigidas as diversas tarifas de referência utilizadas para o cálculo dos encargos.
L5	Data-base Tarifas de Referência	Mês/ano do último reajustamento das tarifas utilizadas.
L6	Índice Tabela IRPJ	Índice que representa a variação feita pelo governo em função da inflação nas tabelas de enquadramento no IRPJ.
L7	Índice Contratos Transmissão	Índice utilizado para o reajustamento dos contratos de transmissão.
L8	Data-base Contratos Transmissão	Data a que se referem os valores das tarifas dos contratos de transmissão utilizados neste modelo.

Planilha Investimentos

INVESTIMENTOS

Mês Fluxo	dez/04	jan/05	fev/05	mar/05	abr/05	mai/05	jun/05	jul/05	ago/05
Mês Obra	2004	2005	2005	2005	2005	2005	2005	2005	2005
		-12	-11	-10	-9	-8	-7	-6	-5

Investimentos
Avanços Mensais % (Desembolso)

MI

Usina:	Valor	Base						
Obras Civas	1.307.200	jun/05		5,00%	5,00%	10,00%	5,00%	2,00%
Gerenciamento	0	jun/05		5,00%	5,00%	10,00%	5,00%	2,00%
Forn. Materiais	0	jun/05		5,00%	5,00%	10,00%	5,00%	2,00%
Mont. Eletromecânica	0	jun/05		5,00%	5,00%	10,00%	5,00%	2,00%
Seguros	13.072	jun/05		5,00%	5,00%	10,00%	5,00%	2,00%
Projeto	0	jun/05		5,00%	5,00%	10,00%	5,00%	2,00%
Forn. de Equipamentos	0	jun/05		5,00%	5,00%	10,00%	5,00%	2,00%
Diferencial de ICMS no Destino	0	jun/05		5,00%	5,00%	10,00%	5,00%	2,00%
Outros	0	jun/05		5,00%	5,00%	10,00%	5,00%	2,00%
Conta 10:								
Salvam. Patrim. Arqueológico	200	jun/05		5,00%	5,00%	10,00%	5,00%	2,00%
Supervisão Ambiental	500	jun/05		5,00%	5,00%	10,00%	5,00%	2,00%
Indenização de Terras	552.000	jun/05		5,00%	5,00%	10,00%	5,00%	2,00%
Desmatamento do Reservatório	100	jun/05		5,00%	5,00%	10,00%	5,00%	2,00%
Relatórios de Impacto Ambiental	200	jun/05		5,00%	5,00%	10,00%	5,00%	2,00%
Outros	10	jun/05		5,00%	5,00%	10,00%	5,00%	2,00%

Item	Informação	Origem
M	FLUXO DE PAGAMENTOS	
M1	Fluxo de Pagamentos	O usuário deverá preencher estas células com a previsão mensal em percentual dos desembolsos de cada um dos investimentos.

Planilha Impostos sobre a Renda

Opção para Cálculo

Calculada

N1

N2

Ano	Calculada	Sugerida	Adotada
2005	Lucro Real Trimestral	Lucro Real Trimestral	Lucro Real Trimestral
2006	Lucro Real Trimestral	Lucro Real Trimestral	Lucro Real Trimestral
2007	Lucro Real Trimestral	Lucro Real Trimestral	Lucro Real Trimestral
2008	Lucro Real Trimestral	Lucro Real Trimestral	Lucro Real Trimestral
2009	Lucro Real Trimestral	Lucro Real Trimestral	Lucro Real Trimestral
2010	Lucro Real Trimestral	Lucro Real Trimestral	Lucro Real Trimestral
2011	Lucro Real Trimestral	Lucro Real Trimestral	Lucro Real Trimestral
2012	Lucro Real Trimestral	Lucro Real Trimestral	Lucro Real Trimestral
2013	Lucro Real Trimestral	Lucro Real Trimestral	Lucro Real Trimestral
2014	Lucro Real por Estimativa	Lucro Real Trimestral	Lucro Real por Estimativa
2015	Lucro Real por Estimativa	Lucro Real Trimestral	Lucro Real por Estimativa
2016	Lucro Real por Estimativa	Lucro Real Trimestral	Lucro Real por Estimativa
2017	Lucro Real por Estimativa	Lucro Real Trimestral	Lucro Real por Estimativa
2018	Lucro Real por Estimativa	Lucro Real Trimestral	Lucro Real por Estimativa
2019	Lucro Real por Estimativa	Lucro Real Trimestral	Lucro Real por Estimativa
2020	Lucro Real por Estimativa	Lucro Real Trimestral	Lucro Real por Estimativa
2021	Lucro Real por Estimativa	Lucro Real Trimestral	Lucro Real por Estimativa
2022	Lucro Real por Estimativa	Lucro Real Trimestral	Lucro Real por Estimativa
2023	Lucro Real por Estimativa	Lucro Real Trimestral	Lucro Real por Estimativa
2024	Lucro Real por Estimativa	Lucro Real Trimestral	Lucro Real por Estimativa
2025	Lucro Real por Estimativa	Lucro Real Trimestral	Lucro Real por Estimativa
2026	Lucro Real por Estimativa	Lucro Real Trimestral	Lucro Real por Estimativa
2027	Lucro Real por Estimativa	Lucro Real Trimestral	Lucro Real por Estimativa
2028	Lucro Real por Estimativa	Lucro Real Trimestral	Lucro Real por Estimativa
2029	Lucro Real por Estimativa	Lucro Real Trimestral	Lucro Real por Estimativa
2030	Lucro Real por Estimativa	Lucro Real Trimestral	Lucro Real por Estimativa
2031	Lucro Real por Estimativa	Lucro Real Trimestral	Lucro Real por Estimativa
2032	Lucro Real por Estimativa	Lucro Real Trimestral	Lucro Real por Estimativa
2033	Lucro Real por Estimativa	Lucro Real Trimestral	Lucro Real por Estimativa
2034	Lucro Real por Estimativa	Lucro Real Trimestral	Lucro Real por Estimativa
2035	Lucro Real por Estimativa	Lucro Real Trimestral	Lucro Real por Estimativa
2036	Lucro Real por Estimativa	Lucro Real Trimestral	Lucro Real por Estimativa
2037	Lucro Real por Estimativa	Lucro Real Trimestral	Lucro Real por Estimativa
2038	Lucro Real por Estimativa	Lucro Real Trimestral	Lucro Real por Estimativa
2039	Lucro Real por Estimativa	Lucro Real Trimestral	Lucro Real por Estimativa

Item	Informação	Origem
N		OPÇÃO PARA CÁLCULO
N1	Opção	Neste campo o usuário opta por calcular o IRPJ e CSLL através da forma indicada pelo próprio modelo como sendo a mais interessante ou por definir a forma de apuração que quer adotar.
N2	Sugestão	Nestas células o usuário poderá indicar ano a ano qual a forma de apuração do IRPJ/CSLL que quer adotar.

Planilha Preço Distribuidor

Preços dos Concessionários de Distribuição

Informações de Demanda e Consumo

Distribuidor: COPEL
 Tarifa: Convencional
 Subgrupo: A3a (30 kV a 44 kV)
 ICMS: 25,00%

Relatório Calcular
 Premissas Sumário

Informações	Demanda (kw)		Consumo (MWh)				Totais
	Ponta	Fora de Ponta	Ponta		Fora de Ponta		
			Seca	Úmida	Seca	Úmida	
Consumo / Demanda Mensal	139.680,00	419.040,00	5.475,46	3.911,04	82.131,84	58.665,60	150.183,94
Preços	R\$ 13,54	R\$ 13,54	R\$ 151,64	R\$ 151,64	R\$ 151,64	R\$ 151,64	
Subtotal	1.891.267,20	5.673.801,60	830.298,15	593.070,11	12.454.472,22	8.896.051,58	30.338.960,86
ICMS							10.112.986,95
ECE					6,0000		901.103,62
Total							41.353.051,42
Total por MWh							275,35

Tarifa: Horosazonal Azul

Informações	Demanda (kw)		Consumo (MWh)				Totais
	Ponta	Fora de Ponta	Ponta		Fora de Ponta		
			Seca	Úmida	Seca	Úmida	
Consumo / Demanda Mensal	139.680,00	419.040,00	5.475,46	3.911,04	82.131,84	58.665,60	150.183,94
Preços	R\$ 26,41	R\$ 8,35	R\$ 197,33	R\$ 180,33	R\$ 101,32	R\$ 89,91	
Subtotal	3.688.948,80	3.498.984,00	1.080.471,73	705.277,84	8.321.598,03	5.274.624,10	22.569.904,50
ICMS							7.523.301,50
ECE					6,0000		901.103,62
Total							30.994.309,62
Total por MWh							206,38

Tarifa: Horosazonal Verde

Informações	Demanda (kw)		Consumo (MWh)				Totais
	Ponta	Fora de Ponta	Ponta		Fora de Ponta		
			Seca	Úmida	Seca	Úmida	
Consumo / Demanda Mensal		419.040,00	5.475,46	3.911,04	82.131,84	58.665,60	150.183,94
Preços		R\$ 8,35	R\$ 686,83	R\$ 669,86	R\$ 101,32	R\$ 89,91	
Subtotal		3.498.984,00	3.760.707,44	2.619.849,25	8.321.598,03	5.274.624,10	23.475.762,82
ICMS							7.825.254,27
ECE					6,0000		901.103,62
Total							32.202.120,71
Total por MWh							214,42

Item	Informação	Origem
O	PREÇO DO CONCESSIONÁRIO DE DISTRIBUIÇÃO	
O1	Demanda	Nestes campos deve-se entrar com a carga de energia em kW nos períodos de ponta e fora de ponta.
O2	Consumo	Nestes campos o usuário deve entrar com os montantes consumidos de energia nos horários de ponta e fora de ponta nos períodos seco e úmido.
O3	Preço demanda convencional	Preços do concessionário distribuidor selecionado para a demanda de energia do subgrupo do consumidor - tarifa convencional.
O4	Preço consumo convencional	Preços do concessionário distribuidor selecionado para fornecimento de energia para o subgrupo do consumidor - tarifa convencional.
O5	Preço demanda horosazonal azul	Preços do concessionário distribuidor selecionado para a demanda de energia do subgrupo do consumidor na ponta e fora de ponta - tarifa horosazonal azul.
O6	Preço consumo horosazonal azul	Preços do concessionário distribuidor selecionado para fornecimento de energia para o subgrupo do consumidor na ponta e fora de ponta e nos períodos úmido e seco - tarifa horosazonal azul.
O7	Preço demanda horosazonal verde	Preços do concessionário distribuidor selecionado para a demanda de energia do subgrupo do consumidor - tarifa horosazonal verde.
O8	Preço consumo horosazonal verde	Preços do concessionário distribuidor selecionado para fornecimento de energia para o subgrupo do consumidor na ponta e fora de ponta e nos períodos úmido e seco - tarifa horosazonal verde.

Planilha Relatório Final

RELATÓRIO FINAL PARA AVALIAÇÃO DO PROJETO

ANÁLISE DA GERAÇÃO		
Principais Inputs:		Principais Outputs:
Potência Instalada:	855 MW	TIR do Investidor
Potência Assegurada:	432 MW	TIR do Projeto
Financiamento:	65,00% do investimento	TIR do Investidor Deflacionada
Início Geração:	Jul/09	TIR do Projeto Deflacionada
Prazo da Concessão:	35 anos	Taxa Interna de Retorno Modificada do Investidor
Investimento Total (R\$*1000)	1.873.282	Taxa Interna de Retorno Modificada do Projeto
Classe de Produtor:	Independente	Retorno Operacional do Investimento
Taxa de Atratividade	12,00%	VPL 12% aa (R\$ * 1000)
Preço Adotado	R\$ 120,00 /MWh	TRI (Pay Back)
Valor da Concessão (UBP) (R\$ * 1000)	R\$ 800.000,00	Valor Anual Uniforme Equivalente - VAUE (R\$ * 1000)
		Índice Benefício/Custo - IBC
		Valor Econômico Adicionado (EVA) (R\$ * 1000)
		Lucro Líquido do Exercício (R\$ * 1000)*
		EBIT (R\$ * 1000) *
		EBITDA (R\$ * 1000) *

ANÁLISE DA CADEIA DE VALOR		
Principais Inputs:		Principais Outputs:
Taxa de Adm. Do Comercializador	5,00% da EE Transmitida	Preço Posto ao Consumidor (R\$/MWh)
Alíquota do ICMS	25,00% por fora	Tarifas do Concessionário Local (R\$/MWh)
Perdas	3,00% da geração	Convencional (R\$/MWh)
Subgrupo do Consumidor	A3a (30 kv a 44 kv)	Horo-sazonal Verde (R\$/MWh)
Distribuidor da Área do Consumidor	COPEL	Horo-sazonal Azul (R\$/MWh)
Demanda Fora de Ponta	80,00% Demanda Total	

Observação:
* Valores Deflacionados pelo IGP-M

Item	Informação	Origem
P	RELATÓRIO FINAL PARA AVALIAÇÃO DO PROJETO	
P1	TIR do Investidor	Neste campo é retornada a taxa interna de retorno para o fluxo de caixa do investidor, o índice pode ser comparado com as taxas de retorno de outros investimentos.
P2	TIR do Projeto	Neste campo é retornado o taxa interna de retorno para o fluxo de caixa do projeto, ou seja, a soma dos fluxos do investidor e dos financiadores.
P3	TIR do Investidor Deflacionada	Semelhante ao campo P1, este campo apresenta a TIR já descontada a inflação. Ela é o principal parâmetro utilizado neste modelo para avaliar a viabilidade do projeto para o investidor.
P4	TIR do Projeto Deflacionada	Semelhante ao campo P2, este campo apresenta a TIR já descontada a inflação.
P5	TIR Modificada do Investidor	A TIRM é relevante a medida que corrige alguns defeitos da TIR, por levar em consideração taxas diferentes para os financiamentos e reinvestimentos. Neste caso, a taxa de reinvestimento é a taxa de atratividade e a taxa de financiamento o retorno dos financiadores. Este campo apresenta o resultado para o fluxo de caixa do investidor.
P6	TIR Modificada do Projeto	Este campo apresenta a taxa de retorno do projeto, com as considerações adicionais, conforme exposto no item P5.
P7	Retorno Operacional do Investimento	Calculado apenas a partir das contas operacionais, esse índice apresenta o resultado das operações.
P8	VPL	Apresenta o resultado do fluxo de caixa deflacionado, trazido a valor presente pela taxa de atratividade.
P9	TRI (Pay Back)	Tempo em anos necessário para que o investimento retorne em 100%, calculado com base na taxa interna de retorno do projeto deflacionada.
P10	Valor Anual Uniforme Equivalente - VAUE	Esse campo apresenta a parcela correspondente de retorno obtido para cada ano do investimento, considerando-se parcelas constantes.

P11	Índice Benefício / Custo- IBC	É a relação entre o valor presente dos retornos e o valor presente dos investimentos.
P12	Valor Econômico Adicionado (EVA)	É o valor econômico adicionado pelo empreendimento descontando um custo do capital baseado na taxa de atratividade do investidor e na taxa de retorno do capital dos financiadores.
P13	Lucro Líquido do Exercício	É o lucro obtido através de processos contábeis, estando excluído desse valor inclusive o IRPJ e a CSLL.
P14	EBIT	É o resultado operacional do projeto, incluindo-se as depreciações e amortizações.
P15	EBITDA	É o resultado do projeto desconsiderando-se as despesas que não impactam no caixa, como depreciações e amortizações.
P16	Preço Posto ao Consumidor	É o preço, a partir das premissas propostas que a energia elétrica de projeto deverá chegar ao consumidor final.
P17	Tarifa Convencional	É o preço médio pelo qual o concessionário distribuidor local oferece energia pela tarifa convencional
P18	Tarifa Horosazonal Verde	É o preço médio pelo qual o concessionário distribuidor local oferece energia pela tarifa horosazonal verde
P19	Tarifa Horosazonal Azul	É o preço médio pelo qual o concessionário distribuidor local oferece energia pela tarifa horosazonal azul

Planilha Gráficos

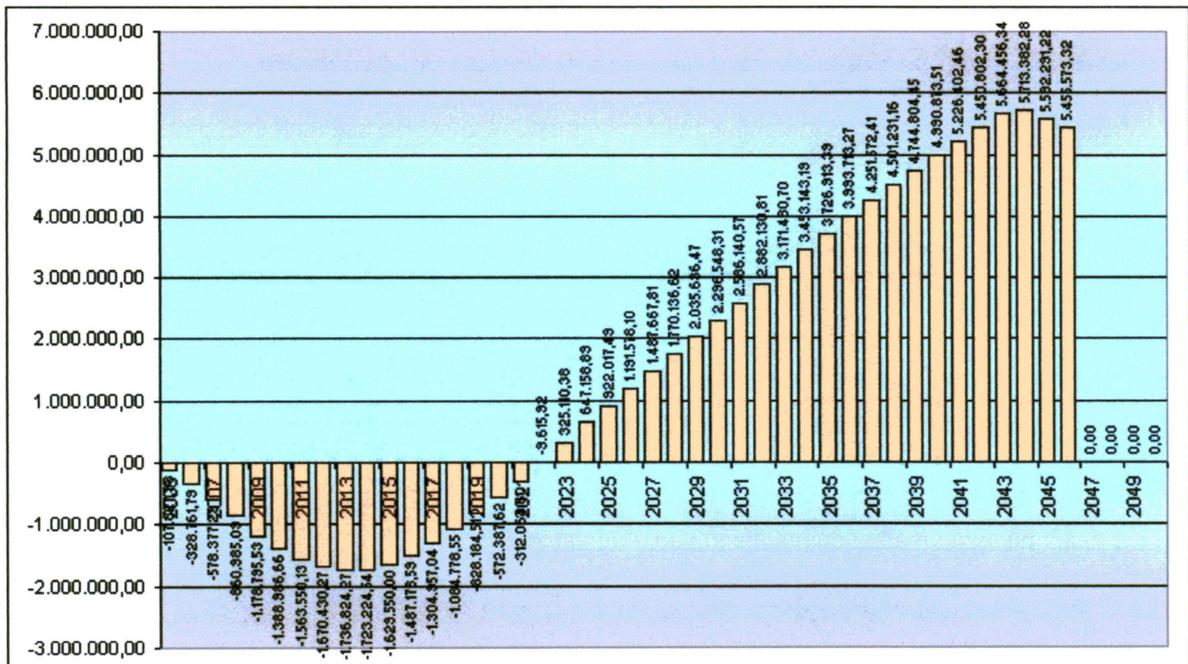
MODELO DE ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA DE INVESTIMENTOS EM GERAÇÃO HIDRELÉTRICA



Nome do Projeto: UHE Tangará
Início do Projeto: jan/06 **Início do Flux** jan/05 **Q1** **Duração:** 35 anos
Investidor: Rio Bonito Energética SA **Data Base:** mar/05

Atualizar Premissas Sumário

Análise da Evolução do Indicador: Valor Econômico Adicionado (EVA) R\$/1000



Item	Informação	Origem
Q	OPÇÃO PARA CÁLCULO	
Q1	Indicador	Nesta célula o usuário escolhe o indicador que deseja visualizar no gráfico.

Planilha Premissas

Painel de Resultados			
TIR do Investidor	17,55% aa	VPL 12% aa (R\$ * 1000)	848.735
TIR do Projeto	16,50% aa	TRI (Pay Back)	6,61 anos
TIR do Investidor Deflacionada	12,05% aa	Valor Econômico Adicionado (EVA) (R\$ * 1000)	4.410.073
TIR do Projeto Deflacionada	11,05% aa	Mensagem: O projeto é viável economicamente.	R1

Item	Informação	Origem
R	OPÇÃO PARA CÁLCULO	
R1	Mensagem	O modelo retorna uma mensagem a respeito dos resultados em relação a taxa de atratividade. Caso ocorra alguma falha nos cálculos, é neste campo que o usuário será informado.

2.4. Limitação do Modelo

Este modelo tem sua aplicação restrita a avaliação de projetos de geração hidrelétrica, não sendo apropriado a outras fontes.

O modelo é uma ferramenta estática e sua eficácia depende da qualidade das informações utilizadas.

O acompanhamento de especialista em finanças e no setor é de suma importância.

3. REFERÊNCIAS

www.aneel.gov.br

www.mme.gov.br

www.canalenergia.com.br

www.eletrica.com.br

www.ons.gov.br

www.receita.fazenda.gov.br

FRITZEN; Marcio B. Avaliação de Viabilidade de Investimentos em Geração Hidrelétrica - Apresentação de um Modelo de Avaliação de Viabilidade Econômica e Financeira. Curitiba – PR. Monografia, 2005.

APÊNDICE 2 – MANUAL DO USUÁRIO DO MODELO DE VIABILIDADE

MARCIO BOHNENBERGER FRITZEN

MANUAL DO USUÁRIO

Modelo de Avaliação de Viabilidade Econômica e Financeira

Orientador: Jackson Ciro Sandrini

CURITIBA

Outubro / 2005

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	2
1.1. Origem do Modelo	2
1.2. Objetivos	2
1.3. Metodologia de Pesquisa.....	2
2. O FUNCIONAMENTO DO MODELO	3
2.1. Iniciando o Modelo	3
2.2. Falhas no Programa.....	4
2.3. Origem das Informações	4
2.4. Limitação do Modelo	19
3. REFERÊNCIAS	19

1. INTRODUÇÃO

1.1. Origem do Modelo

Este modelo surgiu como uma solução às dificuldades encontradas por fornecedores de bens e serviços aos projetos de geração hidrelétrica no momento de traçarem suas estratégias de negociação, uma vez que o conhecimento do mercado de energia era relativamente restrito.

A construção deste modelo surgiu como uma alternativa para buscar conhecimento e para entender a dinâmica da cadeia de valor da energia elétrica.

A partir do conhecimento do resultado de cada projeto ao investidor é possível traçar estratégias comerciais próprias e mais eficientes. Com essas informações também é possível deixar de investir em projetos inviáveis, os quais dificilmente sairão do papel.

1.2. Objetivos

Muito além de sua origem, esse modelo se propõe a auxiliar não apenas fornecedores de bens e serviços aos empreendimentos de geração, mas principalmente os investidores pequenos, médios e grandes, incluindo-se aí os industriais, cujo suprimento da demanda de energia a valores competitivos é de suma importância à manutenção e crescimento de seus negócios.

1.3. Metodologia de Pesquisa

O modelo foi elaborado utilizando-se o Microsoft Excel e suas diversas fórmulas, de acordo com os enunciados do Relatório de Monografia¹, no qual podem ser obtidas mais informações.

¹ O Relatório de Monografia é o trabalho apresentado por este autor à Universidade Federal do Paraná como requisito à obtenção do título de Especialista em Controladoria denominado AVALIAÇÃO DE VIABILIDADE DE INVESTIMENTOS EM GERAÇÃO HIDRELÉTRICA - Apresentação de um Modelo de Avaliação de Viabilidade Econômica e Financeira.

2. O FUNCIONAMENTO DO MODELO

2.1. Iniciando o Modelo

Antes de iniciar o modelo é imprescindível abrir o Microsoft Excel e efetuar algumas configurações conforme abaixo:

1º Passo - Instalar Ferramentas de Análise VBA:

Menu Ferramentas / Suplementos / Selecionar os itens: Ferramentas de Análise e Ferramentas de Análise VBA

2º Passo - Configurar Iterações de Cálculos:

Menu Ferramentas / Opções / Cálculo / Iterações / Colocar Número Máximo de Iterações = 1000

3º Passo - Configurar Segurança de Macros:

Menu Ferramentas / Opções / Segurança / Segurança de Macro / Selecionar: Média

4º Passo - Configurar Cálculo Manual

Menu Ferramentas / Opções / Cálculo / Cálculo : Selecionar Manual

Após feitas essas configurações é necessário a abertura do modelo clicando duas vezes sobre o arquivo Excel constante no CD e nomeado de **Modelo Financeiro.xls**.

Aberto o arquivo, estará na tela a primeira pasta denominada **Sumário**, elencando as demais pastas do arquivo.

Depois de aberto o arquivo poderá ser iniciado o uso da planilha, lembrando que para a navegação de uma planilha para outra existem botões próprios que aceleram esse processo, sendo:

Botão Laranja – “**Sumário**”, retorna a planilha do sumário que permite navegar por todas as demais planilhas;

Botão Amarelo – “**Calcular ou Atualizar**”, clicando neste botão o modelo efetuará os cálculos considerando todas as novas informações fornecidas pelo

usuário. As atualizações serão feitas para todo o arquivo, não sendo necessária a repetição da operação nas demais planilhas;

Botão Azul – “**Relatório**”, clicando neste botão você será remetido ao relatório final que contém todas as principais informações geradas pelo modelo;

Botão Verde – “**Premissas**”, clicando neste botão você será remetido à planilha **Premissas** na qual são inseridas as principais informações demandadas pelo modelo;

Também é importante ressaltar que poderão ser alteradas somente as células com a cor cinza, sendo que as demais estão protegidas.

2.2. Falhas no Programa

Caso ocorra algum problema ao executar o cálculo do problema, o usuário deverá proceder as seguintes ações, na medida em que o problema não seja resolvido:

- a) Clicar novamente no botão amarelo ou clicar na tecla;
- b) Fechar o modelo e refazer as configurações constantes na planilha **Configurações**;
- c) Verificar a existência de inconsistências das informações fornecidas ao modelo;
- d) Consultar o autor do modelo para que sejam feitos os esclarecimentos necessários. O endereço consta na planilha **Configurações**.

2.3. Origem das Informações

Para auxiliar a entender as informações necessárias apresentamos abaixo as telas do modelo e as informações que deverão ser cadastradas pelo usuário. Também aproveitamos para descrever algumas das informações geradas no modelo para que o usuário entenda melhor os resultados obtidos. Para a análise basta associar os itens das telas às descrições dos mesmos itens nas planilhas subsequentes:

APÊNDICE 3 – PROJEÇÃO DE INDICADORES MACROECONÔMICOS

PROJEÇÃO DE INDICADORES MACROECONÔMICOS

Índices	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
PIB (% aa)	4,36%	1,31%	1,93%	0,54%	5,20%	2,99%	3,47%	3,57%	3,68%	3,58%
TR (% aa)	2,10%	2,29%	2,81%	4,66%	1,82%	2,71%	1,87%	1,73%	1,67%	1,71%
CDI (% aa)	17,33%	17,26%	19,09%	23,26%	16,16%	18,62%	16,19%	14,54%	13,45%	12,85%
SELIC (% aa)	17,52%	17,63%	19,52%	23,08%	16,44%	19,08%	16,38%	14,71%	13,61%	13,00%
TJLP (% aa)	10,75%	9,50%	9,88%	11,50%	9,81%	9,75%	9,75%	9,75%	9,75%	9,75%
IPCA (% aa)	5,97%	7,67%	12,53%	9,30%	7,60%	5,52%	4,94%	4,68%	4,55%	4,55%
IGP-M (% aa)	9,95%	10,38%	25,31%	8,71%	12,41%	3,52%	5,50%	5,00%	4,83%	4,87%
IGP-DI (% aa)	9,81%	10,40%	26,41%	7,67%	12,14%	3,36%	5,38%	5,05%	4,91%	4,96%
INCC (% aa)	7,66%	8,85%	12,87%	14,42%	11,02%	11,42%	4,44%	4,17%	4,05%	4,09%
IPA (% aa)	12,05%	11,87%	35,41%	6,26%	14,67%	2,13%	5,38%	4,96%	4,87%	4,90%
IPC-FIPE (% aa)	4,38%	7,14%	9,90%	8,17%	5,74%	5,14%	4,84%	4,48%	4,32%	4,42%
Dólar (R\$/US\$)	1,8295	2,3522	2,9309	3,0715	2,9257	2,5100	2,6800	2,8200	2,9500	3,0400

Projeções:

Valores Projetos a partir das séries históricas
INCC - Acompanha a Evolução do IGP-DI
TJLP - Mantida a Taxa Anual Atual
CDI - Acompanha a Evolução da SELIC
TR - Acompanha a Evolução do IPC-FIPE

Tendência observada até o mês de junho/05

 Tendência a partir das expectativas do Banco Central do Brasil em 05/08/2005

ANEXO 1 – TUSD DOS DISTRIBUIDORES DA REGIÃO SUL DO BRASIL

ANEXO 1

TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO (TUSD) DOS DISTRIBUIDORES DA REGIAO SUL

COPEL

Vigência: 24/6/2004 até 23/6/2005

TUSD Encargo

Descrição	R\$/MWh
TUSD ENCARGO	19,86
CCC	11,16
P & D	0,14
PERDAS COMERCIAIS	0,99
PIS/COFINS	0,8
TFSEE	0,05
TRANSPORTE ITAIPU	1,17
CDE	5,26
FINANCEIRO	0,28

Tarifa Fio

TUSD - Consumidores livres	TUSD (R\$/KWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A2 (88kV a 138kV)	14,76	2,49
A3 (69kV)	17,66	3,76
A3a (30kV a 44kV)	25,12	7,08
A4 (2,3kV a 25kV)	30,53	8,86
BT (Menor que 2,3kV)	49,23	9,06

CELESC

Vigência: 7/8/2004 até 6/8/2005

TUSD Encargo

Descrição	R\$/MWh
TUSD ENCARGO	21,16
CCC	11,58
P & D	0,15
PERDAS COMERCIAIS	1,52
PIS/COFINS	0,81
TFSEE	0,09
TRANSPORTE ITAIPU	1,23
CDE	5,17
FINANCEIRO	0,6

Tarifa Fio

TUSD - Consumidores livres	TUSD (R\$/KWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A2 (88kV a 138kV)	11,8	1,71
A3 (69kV)	16,6	3,35
A3a (30kV a 44kV)	18,06	4,58
A4 (2,3kV a 25kV)	22,23	5,96
BT (Menor que 2,3kV)	32,77	5,68

RGE

Vigência: 19/4/2005 até 18/4/2006

TUSD Encargo

Descrição	R\$/MWh
TUSD ENCARGO	25,7
CCC	12,6
P & D	0,17
PERDAS COMERCIAIS	1,34
PIS/COFINS	0,85
TFSEE	0,07
TRANSPORTE ITAIPU	1,36
CDE	8,39
FINANCEIRO	0,92

Tarifa Fio

TUSD - Consumidores livres	TUSD (R\$/KWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A2 (88kV a 138kV)	14,41	2,21
A3 (69kV)	21,07	4,45
A3a (30kV a 44kV)	25,04	6,76
A4 (2,3kV a 25kV)	38,82	11,34
BT (Menor que 2,3kV)	49,18	8,87

ANEXO 1

TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO (TUSD) DOS DISTRIBUIDORES DA REGIAO SUL

CEEE

Vigência: 25/10/2004 até 24/10/2005

TUSD Encargo

Descrição	R\$/MWh
TUSD ENCARGO	24,23
CCC	11,4
P & D	0,19
PERDAS COMERCIAIS	4,47
PIS/COFINS	0,98
TFSEE	0,1
TRANSPORTE ITAIPU	1,51
CDE	4,78
FINANCEIRO	0,82

Tarifa Fio

TUSD - Consumidores livres	TUSD (R\$/KWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A2 (88kV a 138kV)	14,84	2,21
A3 (69kV)	17,79	3,44
A3a (30kV a 44kV)		
A4 (2,3kV a 25kV)	26,12	6,97
BT (Menor que 2,3kV)	52,42	9,44

AES - SUL

Vigência: 19/4/2005 até 18/4/2006

TUSD Encargo

Descrição	R\$/MWh
TUSD ENCARGO	20,75
CCC	11,27
P & D	0,12
PERDAS COMERCIAIS	1,16
PIS/COFINS	0,66
TFSEE	0,07
TRANSPORTE ITAIPU	1,19
CDE	5,88
FINANCEIRO	0,39

Tarifa Fio

TUSD - Consumidores livres	TUSD (R\$/KWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A2 (88kV a 138kV)	11,03	1,52
A3 (69kV)	12,43	2,19
A3a (30kV a 44kV)		
A4 (2,3kV a 25kV)	21,46	5,68
BT (Menor que 2,3kV)	31,47	5,41

ANEXO 2 – TUST AOS CONSUMIDORES LIVRES DA REDE BÁSICA

ANEXO 2

**TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO APLICÁVEIS AOS CONSUMIDORES LIVRES E
 AUTOPRODUTORES COM UNIDADE DE CONSUMO CONECTADA À REDE BÁSICA - PERÍODO 2005/2006**

CONSUMIDOR LIVRE	Nº DA BARRA	U.F.	TUST FIO (R\$/kW.mês)	CCC R\$/MWh			CDE R\$/MWh	
				S/SE/CO	N/NE	ISOLADO	S/SE/CO	N/NE
ACESITA	1596	MG	5,999	0,48	-	12,68	8,3	-
AGA	1596	MG	5,999	0,48	-	12,68	8,3	-
ALBRÁS	6461	PA	2,493	-	0	12,68	-	1,93
ALUMAR	5551	MA	3,53	-	0	12,68	-	1,93
ALUNORTE	6461	PA	2,493	-	0	12,68	-	1,93
BELGO-MINEIRA	1520	MG	5,369	0,48	-	12,68	8,3	-
BRASKEN - AL (TRIKEM)	5111	AL	2,415	-	0	12,68	-	1,93
BRASKEM - BA (UNIB)	5751	BA	2,707	-	0	12,68	-	1,93
BRASKEM - BA (USC)	5751	BA	2,707	-	0	12,68	-	1,93
BRASKEM - RS (OPP)	1204	RS	5,103	0,48	-	12,68	8,3	-
CARAÍBA METAIS	5751	BA	2,707	-	0	12,68	-	1,93
CARAMURU	2978	GO	2,472	-	0	12,68	-	1,93
CARBOCLORO	477	SP	4,944	0,48	-	12,68	8,3	-
CBA	590	SP	5,321	0,48	-	12,68	8,3	-
CCM	6416	PA	1,739	-	0	12,68	-	1,93
CNT - CIA NIQUEL TOCANTINS	787	GO	2,764	0,48	-	12,68	8,3	-
CODEMIN	787	GO	2,764	0,48	-	12,68	8,3	-
COPEL	1204	RS	5,103	0,48	-	12,68	8,3	-
CSN-ARAUCÁRIA (ANTIGA CISA)	813	PR	4,676	0,48	-	12,68	8,3	-
CVRD - ÁGUA LIMPA	1520	MG	5,369	0,48	-	12,68	8,3	-
CVRD - BRUCUTU	9006	MG	5,117	0,48	-	12,68	8,3	-
CVRD - ITABIRA	1534	MG	5,313	0,48	-	12,68	8,3	-
CVRD - MINA	6401	PA	2,126	-	0	12,68	-	1,93
CVRD - PELOTIZAÇÃO E PORTO	5551	MA	3,53	-	0	12,68	-	1,93
CVRD - SOSSEGO	6407	PA	2,592	-	0	12,68	-	1,93
DOW BRASIL NORDESTE	5822	BA	2,866	-	0	12,68	-	1,93
DSM - ELASTÔMEROS	1204	RS	5,103	0,48	-	12,68	8,3	-
EKA BAHIA	5970	BA	3,647	-	0	12,68	-	1,93
FERBASA	5782	BA	3,195	-	0	12,68	-	1,93
FIBRAPLAC	1315	RS	5,324	0,48	-	12,68	8,3	-
GERDAU - BA (USIBA)	5802	BA	3,017	-	0	12,68	-	1,93
GERDAU - PE (AÇONORTE)	5152	PE	3,192	-	0	12,68	-	1,93
GERDAU - SP	585	SP	4,761	0,48	-	12,68	8,3	-
INNOVA	1204	RS	5,103	0,48	-	12,68	8,3	-
IPIRANGA	1204	RS	5,103	0,48	-	12,68	8,3	-
LIBRA	5422	CE	2,86	-	0	12,68	-	1,93
MINERAÇÃO CARAÍBA	6321	BA	2,026	-	0	12,68	-	1,93
NOVA ERA SILICON	1545	MG	5,255	0,48	-	12,68	8,3	-
NOVELIS	5822	BA	2,866	-	0	12,68	-	1,93
OXITENO	1204	RS	5,103	0,48	-	12,68	8,3	-
PETROBRÁS - FAFEN	5721	SE	0,814	-	0	12,68	-	1,93
RDM (SIBRA)	5802	BA	3,017	-	0	12,68	-	1,93
SÃO BENTO MINERAÇÃO	9006	MG	5,117	0,48	-	12,68	8,3	-
SCHINCARIOL	5731	BA	2,678	-	0	12,68	-	1,93
TRIUNFO	1204	RS	5,103	0,48	-	12,68	8,3	-
USIMINAS-1	9040	MG	5,242	0,48	-	12,68	8,3	-
USIMINAS-2	9045	MG	5,095	0,48	-	12,68	8,3	-
VERACEL	5970	BA	3,647	-	0	12,68	-	1,93
WHITE MARTINS - BARÃO DE COCAIS	9006	MG	5,117	0,48	-	12,68	8,3	-
WHITE MARTINS - IPATINGA / MESQUITA -1 - MG	9040	MG	5,242	0,48	-	12,68	8,3	-
WHITE MARTINS - IPATINGA / MESQUITA -2 - MG	9045	MG	5,095	0,48	-	12,68	8,3	-
WHITE MARTINS - MONLEVADE	1520	MG	5,369	0,48	-	12,68	8,3	-
WHITE MARTINS - RS	1204	RS	5,103	0,48	-	12,68	8,3	-

ANEXO 3 – TUST PARA GERADORES

ANEXO 3**TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO PARA GERADORES**

Tipo	Usina	UF	Tarifas R\$/kW.mês
CGE	CANOA QUEBRADA	CE	2,704
CGE	ELEBRAS CIDREIRA 1	RS	0,628
CGE	PARQUE EOLICO ENACEL	CE	2,704
CGE	RIO DO FOGO(RN)	RN	1,87
CGE	SANGRADOURO	RS	0,608
UHE	AGUA VERMELHA	SP	2,678
UHE	AIMORES	MG	0,373
UHE	APOLONIO SALES (MOXOTO)	BA	5,082
UHE	BARIRI (A.S.LIMA)	SP	1,158
UHE	BARRA BONITA	SP	1,139
UHE	BARRA GRANDE	SC	2,533
UHE	BOA ESPERANCA	PI	3,943
UHE	CACHOEIRA DOURADA	GO	3,646
UHE	CACONDE	SP	1,696
UHE	CAMARGO	MG	1,608
UHE	CAMPOS NOVOS	SC	2,44
UHE	CANA BRAVA	GO	3,994
UHE	CANDONGA	MG	1,605
UHE	CANOAS I	SP	1,894
UHE	CANOAS II	SP	1,771
UHE	CAPIM BRANCO I	MG	3,202
UHE	CAPIM BRANCO II	MG	3,297
UHE	CAPIVARA	SP	2,734
UHE	CHAVANTES	SP	1,457
UHE	CORUMBA I	GO	3,284
UHE	CORUMBA IV	DF	3,281
UHE	DONA FRANCISCA	RS	2,317
UHE	EMBORCACAO	MG	3,022
UHE	ESPORA	GO	4,672
UHE	ESTREITO(L.C.BARRETO)	SP	2,3
UHE	EUCLIDES DA CUNHA	SP	1,696
UHE	FONTES NOVA	RJ	1,348
UHE	FUNIL - BA	BA	3,326
UHE	FUNIL - RJ	RJ	1,443
UHE	FUNIL-MG	MG	1,625
UHE	FURNAS	MG	2,033
UHE	GOV. PARIGOT SOUZA	PR	1,168
UHE	GOV.BENTO MUNHOZ(AREIA)	PR	2,641
UHE	GUAPORE	MT	8,354

ANEXO 3**TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO PARA GERADORES**

Tipo	Usina	UF	Tarifas R\$/kW.mês
UHE	GUILMAN AMORIM	MG	1,246
UHE	HENRY BORDEN	SP	1,261
UHE	IBITINGA	SP	2,26
UHE	IGARAPAVA	MG	2,695
UHE	ILHA DOS POMBOS	RJ	1,304
UHE	ILHA SOLTEIRA	SP	2,739
UHE	IRAPE	MG	2,631
UHE	ITA	SC	2,929
UHE	ITAIPU	PR	2,269
UHE	ITAPARICA (SL GONZAGA)	PE	4,874
UHE	ITAPEBI	BA	4,058
UHE	ITAUBA	RS	2,248
UHE	ITUIQUIRA(I,II)	MT	6,273
UHE	ITUMBIARA	MG	3,264
UHE	ITUTINGA	MG	1,608
UHE	JACUI	RS	2,126
UHE	JAGUARA	MG	2,365
UHE	JAGUARI	SP	0,885
UHE	JURU	MT	8,354
UHE	JUPIA	SP	2,709
UHE	JURUMIRIM (A.A.LAYDNER)	SP	0,894
UHE	LAJEADO	TO	4,287
UHE	LIMOEIRO(A.S.OLIVEIRA)	SP	1,696
UHE	MACHADINHO	SC	2,762
UHE	MANSO	MT	7,357
UHE	MARIMBONDO	MG	2,886
UHE	MASCARENHAS DE MORAES(PEIX.)	MG	2,203
UHE	MASCARENHAS-ESCELSA	ES	1,276
UHE	MIRANDA	MG	2,976
UHE	MONTE CLARO	RS	1,515
UHE	NILO PECANHA	RJ	1,348
UHE	NOVA AVANHANDAVA	SP	2,472
UHE	NOVA PONTE	MG	2,833
UHE	OURINHOS	SP	1,599
UHE	PARAIBUNA	SP	0,929
UHE	PASSO FUNDO	RS	1,658
UHE	PASSO REAL	RS	2,084
UHE	PAULO AFONSO I, II, III	BA	5,082

ANEXO 3**TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO PARA GERADORES**

Tipo	Usina	UF	Tarifas R\$/kW.mês
UHE	PAULO AFONSO IV	BA	5,014
UHE	PEDRA DO CAVALO	BA	3,994
UHE	PEIXE ANGICAL	TO	3,931
UHE	PEREIRA PASSOS	RJ	1,345
UHE	PICADA(MG)	MG	1,3
UHE	PIRAJU	SP	1,212
UHE	PONTE DE PEDRA	MT	8,945
UHE	PORTO COLOMBIA	MG	1,995
UHE	PORTO ESTRELA	MG	1,245
UHE	PORTO PRIMAVERA(S.MOTTA)	SP	2,873
UHE	PROMISSAO	SP	2,389
UHE	QUEBRA QUEIXO	SC	1,704
UHE	QUEIMADOS	MG	2,389
UHE	ROSAL	ES	1,161
UHE	ROSANA	SP	1,977
UHE	SA CARVALHO	MG	0,12
UHE	SALTO CAXIAS	PR	3,169
UHE	SALTO GRANDE (LN GARCEZ-GP)	SP	1,672
UHE	SALTO GRANDE - MG	MG	1,1
UHE	SALTO OSORIO	PR	2,573
UHE	SALTO SANTIAGO	PR	3,034
UHE	SALTO SEGREDO(GOV.N.BRAGA)	PR	2,931
UHE	SANTA BRANCA	RJ	0,625
UHE	SANTA CLARA - MG	MG	0,873
UHE	SANTA CLARA - PR	PR	1,851
UHE	SAO SIMAO	MG	3,175
UHE	SERRA DA MESA	GO	3,816
UHE	SOBRADINHO	BA	4,86
UHE	SOBRAGI	MG	1,478
UHE	TAQUARUCU	SP	2,67
UHE	TRES IRMAOS	SP	2,773
UHE	TRES MARIAS	MG	1,816
UHE	TUCURUI	PA	4,572
UHE	VOLTA GRANDE	MG	2,575
UHE	XINGO	AL	5,009
UTE	ALEGRETE	RS	2,893
UTE	ANGRA I	RJ	1,609
UTE	ANGRA II	RJ	1,609

ANEXO 3

TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO PARA GERADORES

Tipo	Usina	UF	Tarifas R\$/kW.mês
UTE	ARAUCARIA	PR	1,681
UTE	CAMACARI	BA	3,992
UTE	CAMPOS	RJ	1,257
UTE	CANOAS (REFAP)	RS	1,543
UTE	CARIOBA	SP	1,585
UTE	CHARQUEADAS	RS	1,27
UTE	CUIABA	MT	7,302
UTE	ELETROBOLT	RJ	1,337
UTE	FAFEN	BA	4,42
UTE	FIGUEIRA	PR	1,064
UTE	FORTALEZA	CE	3,385
UTE	IBIRITE	MG	1,654
UTE	IGARAPE	MG	1,684
UTE	JORGE LACERDA A,B,C	SC	1,704
UTE	JUIZ DE FORA	MG	1,412
UTE	MACAE MERCHANT	RJ	1,517
UTE	NORTE FLUMINENSE	RJ	1,517
UTE	NOVA PIRATININGA	SP	1,638
UTE	PIRATININGA	SP	1,638
UTE	PORTO ALEGRE(NUTEPA)	RS	1,194
UTE	PRES.MEDICI A,B	RS	1,9
UTE	SANTA CRUZ	RJ	1,345
UTE	SAO JERONIMO	RS	1,27
UTE	TERMOACU	RN	2,646
UTE	TERMOBAHIA	BA	3,782
UTE	TERMOCEARA	CE	3,893
UTE	TERMOPERNAMBUCO	PE	3,994
UTE	TERMORIO	RJ	1,356
UTE	TRES LAGOAS	MS	2,655
UTE	URUGUAIANA	RS	1,535
UTE	W.ARJONA	MS	2,388
UTE	AQUIRAZ (CE)	CE	2,893
UTE	BAHIA I (BA)	BA	3,792
UTE	CABO (PE)	PE	3,994
UTE	CAGECE (CE)	CE	2,893
UTE	CARAPINA (ES)	ES	1,045
UTE	CIVIT (ES)	ES	1,061
UTE	COCAL (SP)	SP	1,987

ANEXO 3**TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO PARA GERADORES**

Tipo	Usina	UF	Tarifas R\$/kW.mês
UTE	COLUNA (CE)	CE	2,893
UTE	DAIA (GO)	GO	2,223
UTE	IPOJUCA (PE)	PE	3,994
UTE	ITAENGA (PE)	PE	3,451
UTE	JARDIM (SE)	SE	4,42
UTE	MARANGUAPE (CE)	CE	2,893
UTE	PACAJUS (CE)	CE	2,893
UTE	PARAIPABA (CE)	CE	2,893
UTE	PETROLINA (PE)	PE	4,087
UTE	PONTA DO UBU (ES)	ES	1,116
UTE	PORTO(PE)	PE	3,994
UTE	PRAZERES (PE)	PE	3,994
UTE	RIO FORMOSO (PE)	PE	3,829
UTE	RIO LARGO (AL)	AL	3,942
UTE	SUAPE (PE)	PE	3,994
UTE	TEP (RN)	RN	1,804
UTE	TERMOCABO (PE)	PE	3,994
UTE	TUBARAO (ES)	ES	1,045
UTE	XAVANTES (GO)	GO	2,074

**ANEXO 4 – RESUMO DOS TUST PARA OS GERADORES DA REGIÃO
SUL DO BRASIL**

ANEXO 4**TARIFAS DE REFERÊNCIA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO APLICADAS AOS GERADORES DA REGIÃO SUL**

UF	Tipo	Dados	Total
PR	UHE	Mínimo de Tarifas R\$/kW.mês	1,168
		Média de Tarifas R\$/kW.mês	2,455
		Máximo de Tarifas R\$/kW.mês	3,169
RS	UHE	Mínimo de Tarifas R\$/kW.mês	1,515
		Média de Tarifas R\$/kW.mês	1,991
		Máximo de Tarifas R\$/kW.mês	2,317
SC	UHE	Mínimo de Tarifas R\$/kW.mês	1,704
		Média de Tarifas R\$/kW.mês	2,474
		Máximo de Tarifas R\$/kW.mês	2,929
Total Mínimo de Tarifas R\$/kW.mês			1,168
Total Média de Tarifas R\$/kW.mês			2,313
Total Máximo de Tarifas R\$/kW.mês			3,169