

**FUNDAÇÃO ESCOLA DE COMÉRCIO ALVARES PENTEADO –
FECAP**

MESTRADO EM CIÊNCIAS CONTÁBEIS

JOÃO CURSINO NETO

**A ESTRUTURAÇÃO E CONFORMAÇÃO DO
INVESTIMENTO NA GERAÇÃO DE ENERGIA POR MEIO
HIDRÁULICO: UMA CONTRIBUIÇÃO AO ESTUDO DAS
VARIÁVEIS INFLUENTES NO RETORNO**

São Paulo

2007

Livros Grátis

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

Milhares de livros grátis para download.

**FUNDAÇÃO ESCOLA DE COMÉRCIO ALVARES PENTEADO –
FECAP**

MESTRADO EM CIÊNCIAS CONTÁBEIS

JOÃO CURSINO NETO

**A ESTRUTURAÇÃO E CONFORMAÇÃO DO INVESTIMENTO NA
GERAÇÃO DE ENERGIA POR MEIO HIDRÁULICO: UMA
CONTRIBUIÇÃO AO ESTUDO DAS VARIÁVEIS INFLUENTES NO
RETORNO**

Dissertação apresentada à Fundação Escola de Comércio Álvares Penteado – FECAP, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências Contábeis.

Orientador: Prof. Dr. Eolo Marques Pagnani

São Paulo

2007

FUNDAÇÃO ESCOLA DE COMÉRCIO ÁLVARES PENTEADO – FECAP

Reitor: Prof. Dr. Sérgio de Gouvea Franco

Pró-reitor de Graduação: Prof. Edison Simoni da Silva

Pró-reitor de Pós-Graduação: Prof. Dr. Sérgio de Gouvea Franco

Coordenador do Mestrado em Ciências Contábeis: Prof. Dr. Anísio Candido Pereira

FICHA CATALOGRÁFICA

C977e

Cursino Neto, João

A estruturação e conformação do investimento na geração de energia por meio hidráulico: uma contribuição ao estudo das variáveis influentes no retorno / João Cursino Neto. - - São Paulo, 2007.
165 f.

Orientador: Prof. Dr. Eolo Marques Pagnani.

Dissertação (mestrado) – Fundação Escola de Comércio Álvares Penteado - FECAP - Mestrado em Ciências Contábeis.

1. Indústria elétrica 2. Energia elétrica – Investimentos.

CDD 658.1554

FOLHA DE APROVAÇÃO

JOÃO CURSINO NETO

A ESTRUTURAÇÃO E CONFORMAÇÃO DO INVESTIMENTO NA GERAÇÃO DE ENERGIA POR MEIO HIDRÁULICO: UMA CONTRIBUIÇÃO AO ESTUDO DAS VARIÁVEIS INFLUENTES NO RETORNO

Dissertação apresentada à Fundação Escola de Comércio Álvares Penteado – FECAP, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências Contábeis.

BANCA EXAMINADORA

Profa. Doutora Liana Maria Lafayette Aureliano da Silva
FACAMP – Faculdade de Campinas

Professora Doutora Elionor Farah Jreige Weffort
Fundação Escola de Comércio Álvares Penteado – FECAP

Prof. Doutor Eolo Marques Pagnani
Fundação Escola de Comércio Álvares Penteado – FECAP

São Paulo, 26 de setembro de 2007.

DEDICATÓRIA

Dedico esta dissertação à minha Deusa. Mulher firme, forte, companheira de todas as horas, esposa e mãe dedicada. Sem o seu encorajamento e sem o seu auxílio esta caminhada talvez não tivesse sido possível. Emília não é só a minha mestra, é a *linha mestra* da minha vida.

Aos meus pais, *In memoriam*, por terem me ensinado a importância da leitura e do saber e de como se é possível romper barreiras e fronteiras através do conhecimento.

AGRADECIMENTOS

A realização deste trabalho só foi possível graças ao inestimável apoio de algumas pessoas. Registro então minha gratidão ao incentivo, ao carinho e a contribuição acadêmica, recebidos durante estes anos.

- Agradeço ao professor Dr. Eolo Marques Pagnani, orientador e amigo, que com suas esclarecedoras conversas soube me conduzir por caminhos profícuos. Também soube ser tolerante e paciente com seu orientando.

- A professora Dra. Elionor Farah Jreige Weffort, agradeço seus ensinamentos durante as aulas e no exame de qualificação.

- O meu especial agradecimento a caríssima professora Dra. Liana Aureliano que além da enorme contribuição oferecida para a consecução deste trabalho me fez resgatar lembranças maravilhosas e bem guardadas. Acompanhar os seus passos, sua dedicação e luta para a construção de um país melhor, foi um dos elementos motivadores para que eu chegasse até aqui.

- Agradeço ao professor Dr. Anísio Candido Pereira, pelas aulas ministradas e por indicar o orientador preciso para desenvolvimento deste trabalho.

- A todos os demais professores, agradeço os ensinamentos e experiências que me propiciaram concluir este desafio.

- Agradeço a Amanda Russo Chiroto e Gisele Ferreira de Brito, respectivamente secretária do mestrado e bibliotecária da FECAP, a atenção, a paciência e a presteza às nossas solicitações jamais serão esquecidas.

- Aos colegas de turma, especialmente, Juarez, Aparecida e João Paulo, pelas discussões produtivas e esclarecedoras durante o processo de criação e desenvolvimento deste trabalho.

- Aos colegas de trabalho que ajudaram direta ou indiretamente, especialmente Erica, Francisco, Marcelo, Roxanne, Robson, Ronaldo e Thiago, que me favoreceram com seus conhecimentos técnicos e atualizações constantes, para tornarem possível a conclusão do estudo do caso.

- Ao engenheiro e professor Luiz Gonzaga Werdine, agradeço pelos seus aconselhamentos e direcionamento no levantamento de dados, que tanto me auxiliaram e, por permitir compartilhar do seu conhecimento e experiência no setor estudado.

- O mesmo se estende ao Sr. José Antonio C. Vicente, que dentro do possível e pacientemente possibilitou a realização e conclusão deste trabalho.

- Às minhas irmãs Lucinha, Bel e Norma, agradeço as orações e estímulos oferecidos ao longo destes anos.

- Aos meus filhos Frederico e Diogo, agradeço a paciência e compreensão nos momentos de crises, aproveitando para pedir perdão pelas ausências.

RESUMO

Este estudo trata da estrutura da indústria de energia elétrica no Brasil a partir do processo de privatização ocorrido na segunda metade da década de 90; abrange a revisão e sistematização da legislação vigente sobre as concessões no setor; mediante pesquisa documental e bibliográfica compõe uma revisão da Teoria de investimentos e sua relação com projetos de investimentos em Geração de Energia Hidrelétrica (GEH); levando em conta a nova conformação dos grupos de investidores no mercado de geração de energia; mediante pesquisa de caráter quantitativo e qualitativo desenvolveu-se um estudo de caso de implantação de uma unidade de GEH de porte médio, detalhando-se as etapas, desde a licitação à consolidação do investimento, projeções dos resultados operacionais e financeiros; a partir das análises que incluem as etapas pré e operacionais, demonstram-se os desvios orçamentários e seus efeitos, segundo contextos macroeconômicos que influenciam o custo do capital (taxa de retorno); como resultados principais, foram observados os elementos críticos de ordem técnica (relevantes), ambientais e financeiros; tais resultados são discutidos sob as condicionantes regulatórias vigentes como resultantes das estratégias governamentais (privatização desses empreendimentos) para o setor e, relevando as competências requeridas pelos grupos de investidores nesses empreendimentos.

Palavras Chaves: Indústria elétrica. Energia elétrica. Investimentos.

ABSTRACT

This study deals with the structure of the electric energy industry in Brazil starting with the privatization process that occurred in the second half of the 90's; it encloses the revision and systematization of the current legislation on the concessions in the sector. By means of bibliographical and documentary research it composes a revision of the Investment Theory and its relation with investment projects in Hydroelectric Energy Generation (HEG); taking into account the new conformation of the investors groups in the energy generation market. Through a quantitative and qualitative character research a case study of a medium sized HEG unit implementation was developed, detailing the phases, from the bidding to the investment consolidation, operational and financial results projections. From the analysis that includes pre-operational and operational phases, the budgetary deviation and its effects are shown according to the macroeconomic context that influence the capital cost (rate of return). As main results, we have observed the critical elements of technical (relevant), environmental and financial order; such results are discussed under the current regulatory conditions as the results of the governmental strategies (privatization of these enterprises) for the sector and, emphasizing the competences required by the investor groups in these enterprises.

Key Words: Electric industries. Electric power. Investments.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1	Fluxo econômico do setor elétrico brasileiro	59
FIGURA 2	Funcionamento de uma usina hidrelétrica	87

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1	Variação do IGP-M verso índices setoriais	116
GRÁFICO 2	Fórmula paramétrica do contrato de fornecimento de equipamentos eletromecânicos e o IGP-M	131

LISTA DE TABELAS

TABELA 1	Nova conformação dos agentes geradores – Ranking ANEEL	41
TABELA 2	Orçamento original de investimento nas 3 bases e participação dos itens definidos em relação ao orçamento total em cada base ...	93
TABELA 3	Orçamento original de investimento na base 1 x realizado em 18 meses da fase 1	93
TABELA 4	Orçamento original de investimento na base 2 x realizado em 18 meses da fase 1 na base 2	95
TABELA 5	Verificação dos desvios nas bases 1 e 2 nos 18 meses da fase 1	95
TABELA 6	Desvio entre o desembolso previsto na fase 1 x desembolso realizado na fase 1	98
TABELA 7	Desvios entre o orçamento original de investimento na base 1 e orçamento revisto na base 1 para a fase 2	102
TABELA 8	Orçamento revisado na base 1 para conclusão do empreendimento x realizado na fase 1	106
TABELA 9	Realizado previsto x realizado efetivo na fase 2	106
TABELA 10	Orçamento de investimento na base 1 x realizado efetivo nas fases 1 e 2	108
TABELA 11	Déficit orçamentário previsto para fase 3	110
TABELA 12	Desvio entre o orçado e o realizado na fase 3 todos da base 2	110
TABELA 13	Orçamento original na base 2 x orçamento revisado na base 2	115
TABELA 14	Geração de caixa - demonstração do resultado dos exercícios, utilizando o cenário 1	120
TABELA 15	Cálculo da taxa interna de retorno do empreendimento	122
TABELA 16	Fluxo de desembolso dos orçamentos de investimento	124
TABELA 17	Taxas de retornos projetadas para o empreendimento nos 3 cenários	126
TABELA 13 C	Desvio orçamentário no ciclo de implantação	131

LISTA DE ABREVIATURAS SIGLAS E SÍMBOLOS

ABDIB	Associação Brasileira de Infra-Estrutura e Indústria de Base
ACL	Ambiente de Contratação Livre
AHE	Aproveitamento Hidrelétrico
AMFORP	American Foreign & Power Co.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo
BC	Banco Central do Brasil
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento
BIRD	Banco Mundial
BNDE	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BOVESPA	Bolsa de Valores de São Paulo
CANAMBRA	Consórcio de consultores canadenses, americanos e brasileiros
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CBEE	Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial
CBEE	Companhia Brasileira de Energia Elétrica
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCIO	Comitê Coordenador de Operação Interligada
CCON	Comitê Coordenador de Operações do Norte/Nordeste
CCT	Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CEM	Companhia Energética Meridional
CEMAT	Companhia de Eletricidade do Mato Grosso
CEMIG	Centrais Elétricas de Minas Gerais
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CESP	Companhia de Eletricidade de São Paulo
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CGCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
CGTEE	Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CHEVAP	Companhia Hidrelétrica do Vale do Paraíba
CIEN	Companhia de Interconexão Energética
CMPC	Custo Médio Ponderado do Capital
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNAE	Código Nacional de Atividades Econômicas
CNAE	Conselho Nacional de Águas e Energia
CNAEE	Conselho Nacional de Água e Energia Elétrica (CNAEE)
CNEN	Comissão Nacional de Energia Nuclear
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CODI	Comitê de Distribuição da Região Sul-Sudeste
COMASE	Comitê Coordenador das Atividades do Meio Ambiente
CONAMA	Conselho Nacional de Meio Ambiente
CONCISE	Conselho Superior da Eletrobrás
COPEL	Companhia Paranaense de Eletricidade

CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CPMF	Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira
CRC	Conta de Resultados a Compensar
CSN	Companhia Siderúrgica Nacional
CVRD	Companhia Vale do Rio Doce
DNAE	Departamento Nacional de Águas e Energia
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EAI/RIMA	Estudos de Impacto Ambiental, Relatórios de Impacto Ambiental
ABASCO	Electric Bond & Share Co.
EDP	Eletricidade de Portugal atual EDP - Energias do Brasil SA
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil
ELETROSUL	Centrais Elétricas do Sul do Brasil
ENERAM	Comitê Coordenador de Estudos Energéticos da Amazônia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas SA
FFE	Fundo Federal de Eletrificação
FIRJAN	Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro
FNM	Fábrica Nacional de Motores
FURNAS	Central Elétrica de Furnas, hoje, Furnas Centrais Elétricas
GCOI	Grupo Coordenador para Operação Integrada
GCPS	Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos
GEH	Geração de Energia Hidrelétrica
GF	Geradoras Federais
GTON	Grupo Tecnológico Operacional da Região Norte
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ITAIPU	Itaipu Binacional
IUEE	Imposto Único sobre Energia Elétrica
JK	Juscelino Kubitschek
KEPCO	Korea Electric Power Corporation
LIGHT	Brazilian Traction, Light and Power Empresa Cliente Ltd
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MMA	Ministério de Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MW	Megawatts
MWh	Megawatts hora
NUCLEBRÁS	Centrais Elétricas Nucleares Brasileiras SA
ONS	Operador Nacional do Sistema
P&D	Pesquisa e desenvolvimento
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PIB	Produto Interno Bruto
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PND	Programa Nacional de Desestatização
PPT	Programa Prioritário de Termoeletricidade
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
RENCOR	Reserva Nacional de Compensação de Remuneração

REVISE	Revisão Institucional Setor de Energia Elétrica
RGG	Reserva Global de Garantia
RGR	Reserva Global de Reversão
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
RJ TRAMWAY	Light and Power Empresa Cliente Ltd
SIN	Sistema Interligado Nacional
SINSC	Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação de Operação
SINTREL	Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica
SP RAILWAY	Light and Power Empresa Cliente Ltd
SPE	Sociedades de Propósito Específico
TEO	Tarifa de Energia de Otimização
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UBP	Utilização de Bem Público
UHE	Usina Hidrelétrica
UHT	Usina Termoelétrica
UTN	Usina Termonuclear
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	Weighted Average Cost of Capital

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Objetivos da pesquisa	16
1.1.1	Objetivo geral	16
1.1.2	Objetivos específicos	16
1.2	Metodologia	16
1.3	Estrutura do trabalho	18
2	A HISTÓRIA DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL – EVOLUÇÃO E SEUS CICLOS	19
2.1	Primeiro ciclo evolutivo – 1879- 1889 – As primeiras instalações	19
2.2	Segundo ciclo evolutivo - 1890-1927 – A implantação	20
2.3	Terceiro ciclo evolutivo – 1928-1945 – A regulamentação	21
2.4	Quarto ciclo evolutivo - 1946-1961 – A expansão	23
2.5	Quinto ciclo evolutivo – 1962-1973 – A consolidação	24
2.6	Sexto ciclo evolutivo – 1974 -1987 – A estatização	27
2.7	Sétimo ciclo evolutivo – 1988 - 1999 – A privatização	29
2.8	Oitavo ciclo evolutivo – Após 2000	32
2.9	A privatização e a segmentação do setor de energia elétrica no Brasil	36
2.9.1	A segmentação setorial	38
2.10	A nova conformação do setor de energia elétrica no Brasil	40
2.10.1	O sistema Eletrobrás	42
2.10.2	O Grupo Tractebel	43
2.10.3	Outros grupos investidores em geração de energia	44
2.11	A regulamentação do setor depois do processo de privatização	45
2.11.1	Histórico da regulamentação	45
2.11.2	Principais entidades regulatórias	48
2.11.2.1	Ministério de Minas e Energia - MME	48
2.11.2.2	Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL	49
2.11.2.3	Conselho Nacional de Política Energética – CNPE	50
2.11.2.4	Operador Nacional do Sistema - ONS	50
2.11.2.5	Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE e sua sucessora a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE	51
2.11.2.6	Empresa de Pesquisa Energética – EPE	52
2.11.2.7	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE	53
2.12	A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico	53
2.13	A regulamentação da lei do novo modelo do setor elétrico	54
2.13.1	Concessões no setor elétrico	55
2.14	As concessões e o meio ambiente	56
2.15	Os encargos e os tributos no setor elétrico.....	59

2.15.1	Tarifas e encargos de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia	61
2.15.1.1	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD	61
2.15.1.2	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST	62
2.15.1.3	Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão CCT – encargo de conexão	62
2.15.2	Incentivos para fontes alternativas de energia	63
2.15.3	Encargos setoriais	63
2.15.3.1	Reserva Global de Reversão - RGR	63
2.15.3.2	Uso de Bem Público - UBP	64
2.15.3.3	Conta de Consumo de Combustíveis - CCC	65
2.15.3.4	Compensação Financeira pela utilização dos Recursos Hídricos - CFURH ..	65
2.15.3.5	Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	66
2.15.3.6	Pesquisa e desenvolvimento - P&D	66
2.15.3.7	Mecanismo de Realocação de Energia – MRE	67
3	A TEORIA DO INVESTIMENTO E O CASO ESTUDADO	68
3.1	A metodologia do retorno do investimento no setor elétrico	71
3.1.1	Remuneração do capital do investidor em geração de energia	74
3.1.2	Remuneração do capital das geradoras federais	78
3.1.3	Avaliação de investimentos e riscos em projetos de geração de energia hidrelétrica	79
3.1.4	Taxa mínima de atratividade	79
3.1.5	A incerteza nas decisões de investir	82
3.1.6	Conceito de ativo	82
3.1.7	Conceito do valor do dinheiro no tempo	83
3.2	Empresa de geração de energia hidrelétrica	85
3.3	A Geração de Energia Hidrelétrica – GEH	86
3.4	O processo de geração de energia hidrelétrica	86
3.5	Aspectos positivos de uma hidrelétrica	87
3.6	Pré-requisitos para participação do processo licitatório de uma	88
3.7	Os ciclos de um empreendimento	8
3.7.1	Ciclo de implantação ou do investimento em Geração de Energia Hidrelétrica – GEH	89
3.7.1.1	Grupos de itens definidos para o orçamento de investimento	90
3.7.1.2	Fases de implantação do investimento	91
3.7.2	As fases do ciclo de implantação do empreendimento	92
3.7.2.1	A primeira fase – fase 1	92
3.7.2.2	A segunda fase – fase 2	101
3.7.2.3	A terceira fase – fase 3	109
3.7.2.4	Consolidação do orçamento de investimento na implantação do projeto da UHE	115

4	ANÁLISE E ESTUDO DOS FATORES CRÍTICOS NA CONSOLIDAÇÃO E VIABILIZAÇÃO DO INVESTIMENTO NO CASO ESTUDADO	117
4.1	A taxa interna de retorno pretendida no empreendimento	120
4.1.1	A taxa interna de retorno no cenário 1	123
4.1.2	A taxa interna de retorno no cenário 2	125
4.1.3	A taxa interna de retorno no cenário 3	126
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	128
	REFERÊNCIAS	134
	OBRAS CONSULTADAS	138
	APÊNDICE A - A Regulamentação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico	143
	APÊNDICE B - A Lei de Concessões de Serviços de Energia Elétrica- Lei 9.074 ..	147
	APÊNDICE C - TABELA 15 - Cálculo da taxa interna de retorno do investimento - cenário 1	150
	APÊNDICE D - Série histórica de indicadores disponibilizados pela FGV-Dados e IBGE	151
	APÊNDICE E - TABELA 13 b – Desvios ocorridos nas participações dos itens entre os orçamentos de base 0 e 2	152
	APÊNDICE F - TABELA 14 - geração de caixa - demonstração do resultado dos exercícios, utilizando o cenário 1 (parte 1)	153
	APÊNDICE G - TABELA 14 - geração de caixa - demonstração do resultado dos exercícios, utilizando o cenário 1 (parte 2)	154
	APÊNDICE H - TABELA 18 - geração de caixa - demonstração do resultado dos exercícios, utilizando o cenário 2 (parte 1)	155
	APÊNDICE I - TABELA 18 - geração de caixa - demonstração do resultado dos exercícios, utilizando o cenário 2 (parte 2)	156
	APÊNDICE J - TABELA 19 - Cálculo da taxa interna de retorno do investimento - cenário 2	157
	APÊNDICE K - TABELA 20 - geração de caixa - demonstração do resultado dos exercícios, utilizando o cenário 3 (parte 1)	158
	APÊNDICE L - TABELA 20 - geração de caixa - demonstração do resultado dos exercícios, utilizando o cenário 3 (parte 2)	159
	APÊNDICE M - TABELA 21 - Cálculo da taxa interna de retorno do investimento - cenário 3	160
	ANEXO A – PREÇO MÉDIO PONDERADO DA ENERGIA HIDRELÉTRICA PRATICADO NO LEILÃO DE DEZEMBRO 2005	161

1 INTRODUÇÃO

A Revolução Industrial responsável pela conformação de nosso atual modo de vida trouxe indiscutivelmente mudanças socioculturais, primeiro na sociedade européia e, depois, no resto do mundo.

O Brasil acompanhando o processo evolutivo iniciado na Europa e na América do Norte dá seus primeiros passos ao implantar a energia elétrica no país. O Imperador D. Pedro II em 1879, concedeu ao inventor americano Thomas Alva Edison o privilégio de introduzir aparelhos e processadores destinados à iluminação pública utilizando a eletricidade.

Em uma economia predominantemente agrícola onde o poder era exercido pelos proprietários das terras, que por sua vez, igualmente detinham a propriedade dos recursos minerais e hídricos, surgem os primeiros empreendimentos em geração de energia. Impulsionado por alguns empresários agrícolas que ao perceberem a força da revolução industrial na Europa e nos Estados Unidos, aliada a pressão pelo fim da escravidão e do regime imperial, decidem investir, aproveitando a vocação agrícola, em plantas industriais de fiação e tecelagem. Nesta ocasião, o uso da energia elétrica começa a ser disseminado nos principais centros populacionais, fornecendo força motriz para a indústria e o transporte, além de iluminação pública para os municípios.

Sampaio (2001, p. 61), diz que “a energia elétrica é mais que ter luz nas casas e nas ruas, representa a iluminação do mundo, [...] a sua exploração a partir do final do século XIX, é uma marco revolucionário para a humanidade”.

Neste contexto, inserido no setor industrial de infra-estrutura segundo o Código Nacional de Atividades Econômicas (CNAE), adotado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2006), a indústria de energia elétrica no Brasil, a semelhança do ocorrido no resto do mundo, transformou-se rapidamente em um insumo básico indispensável para a economia.

A partir de então, surgiram os primeiros sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia. Este advento leva o país a um crescimento paulatino. Seu parque industrial e o crescimento demográfico exigem cada vez mais energia, demandando mais

investimento público e privado e uma regulamentação específica para o setor que tem características próprias e necessita de investimentos constantes e a longo prazo.

Ao longo do tempo o mercado de energia passou por diversos ciclos. No seu primórdio, constituiu-se basicamente de capital privado de origem estrangeira até que na segunda metade do século XX o modelo adotado pelo governo para o desenvolvimento do setor, propiciou a constituição de empresas de energia pelos estados da federação e pelo governo federal. Este modelo estatal perdurou até a década de 90, período em que iniciou o processo de privatização de setores até então estratégicos na visão do governo para promover o crescimento econômico e social do país, culminando com privatização do setor de energia elétrica.

O setor elétrico brasileiro representa um estudo de caso interessante, não só em função do processo atual de implementação de um mercado competitivo, mas também pela sua complexidade. É um mercado onde os valores movimentados são significativos, participando com aproximadamente 3% da formação do Produto Interno Bruto (PIB) anual do Brasil e, dada a sua característica de indústria de base, fomentadora do desenvolvimento econômico e social, qualquer risco de escassez é preocupante. Hoje a promoção da diversificação da matriz energética é um fator preponderante nas análises de crescimento e desenvolvimento do país. Esta diversificação visa diminuir a dependência da energia produzida por hidrelétricas e outros combustíveis fósseis para incentivar a instalação de termelétricas movidas a gás natural além de incentivar investimentos em outras fontes alternativas de energia.

Para Hochstetler (2002, p. 5) “trata-se de um grande desafio, pois o setor elétrico requer muita coordenação, tanto pela ótica do produto como pelo lado dos fatores de produção empregados”. Este autor prossegue argumentando ainda que “para que essa coordenação ocorra de forma satisfatória num processo decisório descentralizado é preciso um arranjo institucional e um mecanismo de mercado que definam os direitos e responsabilidades dos agentes e proporcionem uma estrutura de incentivos apropriada”.

No que se refere à energia por meio hidráulico os vultosos investimentos exigidos para a implantação de uma hidrelétrica e seu longo prazo de maturação, requerem regras claras e duradouras. Os investidores necessitam como em qualquer outro segmento da economia, assegurar sua rentabilidade e, a incerteza ou a insegurança nas regras afastam-nos e provocam escassez da oferta que, por sua vez, pode acarretar em baixo crescimento

econômico. Saliente-se que o Brasil tem a terceira maior indústria de geração de energia hidrelétrica do mundo, estando atrás apenas do Canadá e Estados Unidos.

Um investimento neste setor inicia-se pelo desenvolvimento dos estudos técnicos e de viabilidade para implantação do projeto. Passa-se pelo processo de licitação em leilão, pelo período de construção e posteriormente, concluídas as obras, o período de operação. Para que aconteçam estes investimentos, algumas variáveis estão presentes e são relevantes nas diversas fases do empreendimento, tais como: as questões ambientais; regulatórias e de retorno do capital.

Neste sentido, este estudo trata da estrutura da indústria de energia elétrica a partir do processo de privatização ocorrido na segunda metade da década de 90, a conformação do mercado na fase atual e a estruturação de um investimento na implantação de uma usina hidrelétrica, seus ciclos de maturação e os efeitos nos resultados pretendidos pelos investidores.

1.1 Objetivos da pesquisa

1.1.1 Objetivo geral

Analisar as variáveis que influenciam no retorno de investimentos no segmento de geração de energia por meio hidráulico.

1.1.2 Objetivos específicos

Foi admitido como hipótese básica para esses objetivos, que a estrutura do capital para implantação do empreendimento em geração de energia por meio hidráulico já se encontrava definida. São eles:

- Identificar as diferentes etapas e elementos determinantes na construção e estruturação de uma Usina Hidrelétrica (UHE);

- Analisar os impactos de fatores críticos, ambientais, regulatórios e técnicos sobre o investimento, este definido como Estudo do caso da UHE, no seu retorno.

1.2 Metodologia

Para atingir os objetivos desta pesquisa foi realizado um estudo qualitativo por meio de um Estudo do Caso de Usina Hidrelétrica de Porte Médio, desde a fase de licitação até a fase de consolidação de seus investimentos, construída e administrada pela iniciativa privada com base em um contrato de concessão segundo a regulamentação e legislação brasileira.

Segundo Chizzotti (2005, p.79):

a abordagem qualitativa parte do fundamento de que há uma relação dinâmica entre o sujeito e o objeto. [...] O conhecimento não se reduz a um rol de dados isolados, conectados por uma teoria explicativa. O objeto não é um dado inerte e neutro; está possuído de significados e relações que sujeitos concretos criam em suas ações. A pesquisa qualitativa preocupa-se menos com a generalização e mais com o aprofundamento e abrangência da compreensão seja de um grupo social, de uma organização, de uma instituição, de uma política ou de uma representação.

Esta pesquisa terá como método o Estudo de Caso, que segundo Yin (2005, p. 20):

o estudo de caso permite uma investigação para se preservar as características holísticas e significativas dos acontecimentos da vida real – tais como ciclos de vida individual, processos organizacionais e administrativos, mudanças ocorridas em regiões urbanas, relações internacionais e a maturação de setores econômicos.

Também para Chizzotti (2005, p.102), o Estudo de Caso:

é uma caracterização abrangente para designar uma diversidade de pesquisas que coletam e registram dados de um caso particular ou de vários casos a fim de organizar um relatório ordenado e crítico de uma experiência, ou avaliá-la analiticamente, objetivando tomar decisões a seu respeito. O caso é tomado como unidade significativa do todo e, por isso, suficiente tanto para fundamentar um julgamento fidedigno quanto para propor uma intervenção.

O primeiro procedimento adotado neste estudo foi uma pesquisa bibliográfica preliminar, para então proceder à formulação do problema, delimitando a pesquisa a uma dimensão viável.

Foram utilizados recursos e fontes primárias, tais como documentos, leis, informações e dados originais do setor elétrico, de financiamento público e, recursos e fontes bibliográficas secundárias de publicações de autores nacionais, livros, dissertações, teses, artigos de revistas especializadas, de jornais e pesquisa na internet.

Portanto, neste estudo foi realizada uma pesquisa bibliográfica inicial e posteriormente uma análise dos dados coletados em um trabalho de campo, com base no desenvolvimento do empreendimento desde a concessão, financiamento, construção e fase de exploração.

1.3 Estrutura do trabalho

Este estudo está dividido em capítulos. No capítulo introdutório está descrito o problema estudado, as hipóteses, os objetivos e a metodologia.

A segunda parte compreende a evolução do setor elétrico no Brasil, a nova regulamentação do setor, os tributos incidentes e os encargos setoriais. Também foi abordada a nova conformação dos grupos de investidores no mercado de geração de energia no Brasil após o processo de privatização, a teoria do investimento e avaliação da viabilidade em projetos de energia hidrelétrica;

Na terceira parte apresenta-se o caso estudado e os resultados obtidos;

Em seguida na quarta parte apresenta-se a análise dos resultados obtidos em relação à questão problema;

Por fim, na quinta e última parte foram apresentadas as considerações finais obtidas mediante a descrição e análise dos dados, bem como recomendações para futuras decisões de investimentos privados na geração de energia hidrelétrica.

2 A HISTÓRIA DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL – EVOLUÇÃO E SEUS CICLOS

A evolução da indústria de energia elétrica se dá a partir da instalação da República, que editando ordenamentos jurídicos para regular o Setor Elétrico, abre espaço para que o capital internacional ingresse no país através da criação de empresas destinadas a investir na exploração de serviços de eletricidade com vistas a atender a expansão do consumo nos grandes centros urbanos.

Surgem as primeiras empresas elétricas sob hegemonia do capital internacional e com concessões públicas, iniciando o caminho da construção do setor elétrico brasileiro, (SAMPAIO, 2001, p. 65). Nesta ocasião as concessões eram prerrogativa da municipalidade.

O Setor Elétrico Brasileiro pode ser dividido em oito ciclos interligados, conforme a organização do Centro de Memória da Eletricidade, pertencente a estatal Eletrobrás. O primeiro, iniciado em 1879 com a concessão ao inventor Norte Americano Thomas Alva Edison e o último ciclo, com a retomada da abertura do setor ao capital privado e o processo de privatização iniciado na segunda metade dos anos 90. (CABRAL, 2000)

2.1 Primeiro ciclo evolutivo – 1879- 1889 – as primeiras instalações

Neste período, dominado pelas culturas da cana de açúcar e do café, voltadas para a exportação, que produziam superávits na balança comercial e a atração de imigrantes estrangeiros, apresentam-se as condições para o desenvolvimento urbano e econômico do Brasil. O crescimento das cidades impulsiona a indústria de construção civil e a oferta de infra-estrutura. Neste cenário, surgem as primeiras iniciativas de utilização de energia elétrica e os primeiros empreendimentos de geração.

A primeira fonte de energia, um dínamo, foi instalada em 1879 na Estação Central da Estrada de Ferro D. Pedro II (Central do Brasil) na cidade do Rio de Janeiro, inaugurando desta forma no país a implantação da iluminação através da energia elétrica

permanente. Posteriormente, mecanismos idênticos passam a ser instalados nas principais vias públicas. Em 1883, na cidade de Campos - RJ, entra em operação a primeira central de geração de energia elétrica movida a vapor da América do Sul. Neste mesmo ano, Niterói também inaugura a primeira linha de bondes movidos a bateria elétrica do Brasil.

Também em 1883, entra em operação a primeira Usina Hidrelétrica (UHE) brasileira. Instalada no Ribeirão do Inferno, afluente do rio Jequitinhonha, na cidade de Diamantina - MG. Ainda no Império, empreendimentos idênticos se espalham pelas diversas regiões, principalmente nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro. Algumas dessas instalações, embora pequenas, produziam mais energia que a necessária para atender a sua produção, sendo seu excedente encaminhado para atender os serviços públicos.

O Brasil, impulsionado por alguns empresários agrícolas que ao perceberem a força da revolução industrial na Europa e nos Estados Unidos, aliada a pressão pelo fim da escravidão e do regime imperial, decidem investir, aproveitando a vocação agrícola, em plantas industriais de fiação e tecelagem. Nesta ocasião, 1889, o industrial Bernardo Mascarenhas, inaugura a primeira hidrelétrica de maior porte no país. Com capacidade instalada para gerar 375 kW, dividido em três turbinas de 125 kW cada, esta Usina aproveita o fio d'água da Cachoeira Marmelos-Zero, no rio Paraíba, município de Juiz de Fora - MG, dando início a Companhia Mineira de Eletricidade.

O uso da energia elétrica começa a ser disseminado nos principais centros populacionais, fornecendo força motriz para a indústria e o transporte e, iluminação pública para a municipalidade.

2.2 Segundo ciclo evolutivo - 1890-1927 – a implantação

Iniciado o período republicano, os empreendimentos em andamento são efetivados. Em 1892 é inaugurada no Rio de Janeiro em caráter permanente no país a primeira linha de bondes elétricos, pela Companhia Ferro-Carril do Jardim Botânico.

No ultimo ano do século XIX, é criada no Canadá a empresa São Paulo Tramway, Light and Power Company Limited, marcando assim, o ingresso do capital internacionais por meio da obtenção de concessões para explorar a distribuição de energia elétrica, iluminação pública e tração elétrica no Município de São Paulo. Em 1904, o mesmo se deu no Município do Rio de Janeiro.

Entendendo a necessidade de disciplinar os contratos de concessão de energia elétrica, o Congresso Nacional aprova o primeiro texto Legal, o Decreto 5.407, de 1903, que previa revisões tarifárias a cada cinco anos. Prosseguindo com os investimentos no Setor, o grupo canadense unifica suas empresas no Brasil através da Brazilian Traction, Light and Power Company Limited, no ano de 1912. Em 1913, no Nordeste, pelas mãos do empresário Delmiro Gouveia, entra em operação a primeira UHE aproveitando o potencial energético da Cachoeira de Paulo Afonso no rio São Francisco e fornecer energia para sua indústria e outras que ali se instalavam em decorrência da cultura de algodão, favorecida pelo clima apropriado e mão de obra abundante e a custos atraentes, além da utilização do transporte fluvial do rio para escoar a produção.

As ampliações se seguiram para atender a crescente demanda por energia elétrica puxada pelo processo de industrialização e o crescimento da população. Em 1927, a Amforp - American Foreign & Power Co., pertencente ao grupo Norte Americano Electric Bond & Share Co. (EBASCO), instalou-se no Brasil, adquirindo o controle de dezenas de pequenas concessionárias que atuavam no interior do estado de São Paulo e do Rio de Janeiro e capitais como Porto Alegre, Salvador, Recife, Natal, Vitória entre outras. Neste momento o Setor Elétrico fica praticamente nas mãos destes dois grandes grupos estrangeiros.

2.3 Terceiro ciclo evolutivo – 1928-1945 – a regulamentação

O terceiro ciclo encontra o mundo atravessando os reflexos do grande *crack* da Bolsa de New York em 1929, que estabelece uma nova ordem econômica, onde o Estado passa a interferir diretamente na política de fixação dos preços das tarifas públicas. Os Estados Unidos da América (USA), como precursor, adota medidas baixando

substancialmente o preço da energia. Paralelamente, passa a investir intensamente em infra-estrutura, principalmente em geração de energia, construindo grandes hidrelétricas.

No Brasil, o início da década de 30 foi abalado por duas revoluções, em 1930 e 1932. A economia, afetada em todos os setores produtivos, sofreu modificações e mudanças estendidas ao Setor Elétrico. Nesta ocasião o país contava com um parque de geração de energia instalada de aproximadamente 779 MW, sendo, 630 gerados por Hidrelétrica e 149 por Termelétrica. Apenas como referencia, hoje, uma única turbina geradora da UHE de Itaipu tem capacidade para gerar 700 MW.

O governo Vargas prossegue com o andamento das reformas estruturais necessárias para estabelecer competitividade no setor, promulgando o Código das Águas em 1934, estabelece novos prazos para concessões, 30 anos podendo excepcionalmente chegar 50, mediante investimentos de grande significância, regulamenta o '*custo histórico*' como parâmetro para cálculo das tarifas, fixa em 10% à remuneração dos investidores em energia e cria em 1939 o Conselho Nacional de Águas e Energia (CNAE).

Com a deflagração da 2ª Guerra Mundial, o Brasil sofre às restrições ao transporte marítimo que impedem o suprimento de peças e bens de capital necessários à expansão da oferta de energia exigida pelo aumento do consumo industrial e o crescimento urbano. O Estado Novo intervencionista assume diretamente alguns projetos de expansão da estrutura produtiva do país.

Buscando diversificar e reduzir a dependência externa, cria empresas como a Companhia Siderúrgica Nacional (CSN), Companhia Vale do Rio Doce (CVRD), Fábrica Nacional de Motores (FNM) e a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), primeira empresa federal de eletricidade, objetivando resolver de forma definitiva o problema de abastecimento no Nordeste e aproveitar o potencial energético da Cachoeira de Paulo Afonso.

Esta iniciativa procurava incentivar investimentos na região, com vistas a aproveitar a mão de obra abundante e impedir o êxodo populacional para os grandes centros desenvolvidos do sudeste. Entretanto, cabe observar, que no período Vargas o incremento da potência instalada em todo o país foi de aproximadamente 563 MW, fator que provocou crises de abastecimento e restrição ao desenvolvimento econômico Nacional.

2.4 Quarto ciclo evolutivo - 1946-1961 – a expansão

A deposição do governo Vargas em outubro 1945 retarda a organização da CHESF, que passa a ser constituída oficialmente em 15 de março de 1948, já no governo Eurico Gaspar Dutra. Esta iniciativa estabelece um novo estágio do desenvolvimento do setor de energia elétrica, ela marca o início e a tendência da construção de usinas de grande porte e a dissociação entre *geração* e *distribuição* de energia elétrica.

O Estado de Minas Gerais, tanto quanto, o Rio Grande do Sul, sofria nesta ocasião os efeitos do atendimento precário das companhias de fornecimento de energia, então instaladas. O governo de Minas Gerais inaugura sua própria hidrelétrica no município de Divinópolis, em 1946, viabilizando assim, a implantação da cidade industrial de Contagem com a UHE de Gafanhoto de apenas 13 MW, elabora e conclui um plano de intervenção nas atividades do setor e, em maio de 1953, tendo como governador Juscelino Kubitschek (JK), constitui a Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMIG).

Aproveitando sua vocação, Minas Gerais investe pesadamente na construção de hidrelétricas e na transmissão de energia, apoiado por recursos federais, via Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE - atual BNDES), recém criado em 1953.

Nesta direção, outros estados também assumem os serviços de geração e transmissão de energia elétrica, criando suas próprias empresas concessionárias. Vive-se o segundo governo de Getúlio Vargas, levado a Presidência da República desta vez pelo voto popular. Este governo, empenhado em implantar uma política desenvolvimentista baseada na construção de infra-estrutura em energia e transporte, encaminha diversos projetos de leis ao congresso, que ao converter alguns deles, possibilita a criação da Petrobrás.

Em janeiro de 1956, toma posse o Presidente JK, prometendo cumprir um ambicioso plano de desenvolvimento econômico e social. Com extraordinária capacidade de conciliar as diversas correntes políticas existentes, inicia o seu plano de governo estabelecendo metas impensáveis de atingir, “cinquenta anos de progresso em cinco de governo”, (PRADO JUNIOR, 1994, p. 278).

Na esfera federal o governo já havia ampliado sua participação direta no Setor Elétrico. Contudo, a oferta de energia na região sudeste, se transformava num fator impeditivo ao cumprimento de suas metas desenvolvimentistas. Com o objetivo específico

de aproveitar o potencial energético do rio Grande em Minas Gerais e produzir a energia exigida, é criada em fevereiro de 1957, a Central Elétrica de Furnas, hoje, Furnas Centrais Elétricas (FURNAS), iniciando a construção de seu primeiro e ambicioso empreendimento hidrelétrico no cânion de Furnas, leito do rio Grande, uma UHE com capacidade de gerar 1.200 MW.

O país crescia a passos largos. O produto interno bruto alcançava taxas superiores a 10% ao ano e os estados, principalmente os da região Sudeste, impulsionavam este crescimento. Neste panorama de desenvolvimento, os governos estaduais das regiões Sul e Sudeste detinham no início dos anos sessenta, 28% da capacidade instalada para geração e distribuição de energia no país. JK, dando prosseguimento ao seu Plano de Metas, no último ano de seu mandato, inaugura Brasília em abril e cria em julho de 1960 o Ministério de Minas e Energia (MME), incorporando o Conselho Nacional de Águas e Energia e a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) com todas as suas atribuições e responsabilidades.

Inicia-se o curto governo de Jânio Quadros. Incorporando em seus planos algumas projetos e implantações não concluídas pelo governo JK, - Seu desafio era evitar a crise de abastecimento de energia que se instalava e colocava em risco todo o processo de desenvolvimento e expansão industrial da região Sudeste e consequentemente, de todo país, - promulga assim, em abril de 1961 a lei 3.890-A, autorizando a criação da Eletrobrás.

2.5 Quinto ciclo evolutivo – 1962-1973 – a consolidação

A renúncia de Jânio Quadros em agosto de 1961 leva o país a uma crise política e institucional. A posse de Jango Goulart (então Vice Presidente) como Presidente, foi cercada de acordos e garantias de manutenção da ordem e implantação do regime parlamentarista. Seu mandato foi marcado pelo confronto entre diferentes políticas econômicas, conflitos sociais e greves urbanas e rurais.

Mergulhado em uma crise de abastecimento de energia agravado pela falta de investimento dos dois maiores grupos do setor, Light e Amforp, descontentes desde a

extinção da *clausula ouro* em 1933 e, às voltas com um litígio, causado pela encampação da Amforp-RS pelo governo do Rio Grande do Sul, aconteceu em 1959, Goulart finalmente instala em 11 de junho de 1962 a Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobrás.

Assumindo o papel de *holding* do setor elétrico oficial, a Eletrobrás passa imediatamente a administrar os recursos e a carteira de aplicações do Fundo Federal de Eletrificação - FFE e o controle das estatais CHESF, FURNAS, CHEVAP (Companhia Hidrelétrica do Vale do Paraíba) e Termoelétrica de Charqueadas. Constituindo-se como banco de fomento do setor, apoiando, coordenando e financiando os empreendimentos em energia, recebe ainda em 1962 pela lei 4.156, o suporte necessário para garantir sua expansão, através das receitas provenientes da cobrança dos empréstimos compulsórios nas contas dos consumidores e do Imposto Único sobre Energia Elétrica - IUEE, transformado então, em tributo *ad valorem*.

Apoiado pelo Banco Mundial é criado um consórcio de consultores brasileiros, canadenses e americanos, CANAMBRA, com o objetivo de levantar e desenvolver estudos sobre os potenciais hidrelétricos e do mercado de energia elétrica da região Sudeste e suportar tecnicamente o CNEN em seus estudos e projetos sobre a utilização da energia nuclear.

Implementando reformas profundas para conter o processo inflacionário em andamento, o governo do General Humberto de Alencar Castelo Branco, (presidente indicado após o golpe militar de 1964) institui a reforma bancária, cria a lei do mercado de capitais, a correção monetária e obrigatoriedade da reavaliação dos ativos das empresas. Estas últimas permitiram a recuperação do valor das tarifas de energia e consequentemente ampliaram os recursos para fomentar o crescimento do setor. Nesta ocasião, a Eletrobrás amplia sua participação adquirindo as empresas pertencentes ao grupo Amforp.

O Brasil vivia a partir de 1967 um período de intensa movimentação em todos os setores da economia. Experimentava-se o período conhecido como “o milagre econômico”. Os investimentos federais e estaduais impulsionados por recursos externos se espalhavam por todas as regiões. A implantação de projetos de infra-estrutura básica, através da construção de estradas, instalação de água e saneamento, geração, transmissão e distribuição de energia elétrica urbana e rural, impulsionavam o crescimento do PIB a taxas próximas as vividas no período JK.

Estava então consolidado o setor de energia elétrica brasileiro. Havia sido criado o Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE), em 1965 e em 1968, transformado para Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE). Os estados apoiados pelos organismos federais de regulamentação, financiamento e suporte técnico, prosseguiram incorporando ao controle de suas concessionárias, pequenas empresas públicas e privadas que estavam ou não sobre o controle da Eletrobrás.

O *Sistema Eletrobrás* como ficou conhecido, se fortalece a todo tempo. Inaugura novas UHE's e UTE's no Sul, Sudeste e Nordeste e cria novos comitês de estudos energéticos e de operação, tais como; o Comitê Coordenador de Estudos Energéticos da Amazônia (ENERAM) e Comitê Coordenador de Operação Interligada (CCOI) e, Centrais Elétricas do Sul do Brasil – ELETROSUL.

O monopólio estatal ganha mais impulso com a chegada dos anos 70. Os recursos captados no Mercado de Capitais via emissão de ações e em operações de Open Market (Operações de Mercado Aberto) por meio da emissão de títulos públicos federais e estaduais, privados ou mesmo em títulos da Eletrobrás, que garantiam e realimentavam a expansão do setor energético ganham o reforço adicional da *Reserva Global de Reversão* (RGR), que, juntamente com o empréstimo compulsório, constituem-se nas principais fontes de recursos não tarifários.

Aproveitando o crescimento desses instrumentos de captação de recursos internos e da oferta de recursos externos pelos grandes conglomerados financeiros internacionais, com taxas de juros atraentes, decide o governo Médici em 1973, criar as Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE), as Centrais Elétricas Nucleares Brasileiras SA (NUCLEBRÁS), Itaipu Binacional – ITAIPU e o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Este último, com o objetivo específico de desenvolver tecnologia em equipamentos e sistemas elétricos, tendo em vista propiciar no futuro, condições de independência na fabricação e manutenção dos equipamentos utilizados pelo setor. Esses passos habilitavam o país para o contínuo e virtuoso desenvolvimento econômico planejado pela equipe de governo.

2.6 Sexto ciclo evolutivo – 1974 -1987 – a estatização

A política de investimento estatal na execução de projetos de infra-estrutura segue em ritmo acentuado. O apoio de agências internacionais, como o Banco Mundial (BIRD) e do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), propicia a retomada da expansão do setor de energia e da economia em geral. A capacidade instalada de energia elétrica quase havia dobrado nos seis últimos anos (1966 e 1972). O país, ao mesmo tempo em que experimentava o “milagre econômico” e o crescente desenvolvimento tecnológico no setor, sofria o agravamento do regime autoritário militar.

A expansão comandada pela estatal Eletrobrás e suas controladas, apoiada pelas concessionárias dos estados de São Paulo, Paraná, Minas Gerais e Rio Grande do Sul, direcionavam o Brasil no caminho da auto-suficiência em geração de energia elétrica. Ressalta-se que todo este avanço na produção encontrava o gargalo da transmissão e distribuição. O primeiro por não existir ainda um sistema integrado que possibilitasse a interligação de todo o país e o segundo, decorrente do precário serviço prestado pelas distribuidoras, na sua grande maioria, estatizadas, com um sistema antigo, em muitos casos obsoleto, de controle de carga e de expansão de área.

O governo continua estabelecendo as regras, em 1975 cria o Comitê de Distribuição da Região Sul-Sudeste (CODI) e o Comitê Coordenador de Operações do Norte/Nordeste (CCON), com o intuito de melhor direcionar os projetos de eletrificação e operação das duas regiões. Em 1974, com o decreto-Lei nº 1.383/74, implantou-se a *equalização tarifária* através da *Reserva Global de Garantia* (RGG) substituída depois pela *Reserva Nacional de Compensação de Remuneração* (RENCOR), que consistia na cobrança de uma alíquota de 2% sobre o imobilizado das concessionárias.

Buscou-se com esta medida sustentar uma política de igualdade de tratamento aos consumidores brasileiros em todo o território nacional. Consistia em um subsídio dado pelas regiões produtoras e beneficiadas de energia de origem hidráulica, para regiões cujas fontes energéticas utilizavam combustíveis da origem fóssil (carvão ou óleo). Os saldos positivos ou negativos da remuneração de cada concessionário eram registrados na Conta de Resultados a Compensar (CRC) na ocasião de suas prestações anuais de contas. No exercício fiscal seguinte, eram incorporados à tarifa corrigida.

Neste período a energia utilizada na região Norte era gerada por termelétrica a base de óleo combustível transportados por navios. As ameaças de fornecimento e o constante racionamento, principalmente nas épocas de chuvas, levam a ELETRONORTE a iniciar as obras da monumental UHE de Tucuruí e a construção de pequenas outras Usinas, a partir de meados dos anos 70.

Na região Sul do país a ELETROSUL cumpria um intenso programa de investimento. Amplia a UTE de Jorge Lacerda, em Santa Catarina, tornando-a o maior complexo termelétrico movido a carvão da América Latina e conclui a construção de novas UHEs. Ressalte-se que planos de expansão também implementados pelos Estados do Rio Grande do Sul e Paraná por meio de suas respectivas companhias de energia a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) e Companhia Paranaense de Eletricidade (COPEL). No Sudeste, FURNAS, CEMIG e a Companhia de Eletricidade de São Paulo (CESP) incorporam novos empreendimentos aos seus parques geradores.

O processo de nacionalização do setor prosseguia com a compra da Light pela Eletrobrás em 1979, marcando o fim de oitenta anos de controle de capital estrangeiro. O DNAEE autoriza a instalação do Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação de Operação (SINSC) e, em 1982 o Ministério de Minas e Energia – MME cria o Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS com o objetivo precípuo de organizar a transmissão de energia para todo o país através das informações recebidas das geradoras e da carga necessária solicitada pelas distribuidoras.

Chega-se a 1984. O país vive um intenso movimento político. A sociedade, que desde o movimento pela anistia ocorrido em 1979 ansiava pelo fim do regime militar, pedindo eleições presidenciais pelo voto direto, passa a receber energia de duas das gigantescas obras da engenharia brasileira.

Reconhecido mundialmente como detentor de tecnologia de ponta na construção de hidrelétricas, o Brasil inaugura a UHE de Itaipu Binacional, até o momento a maior Usina Hidrelétrica do mundo, com capacidade para 12.600 MW, ou aproximadamente 25% de toda energia gerada no país e a UHE de Tucuruí, a maior hidrelétrica do norte do país, com capacidade instalada para gerar 4.200 MW e atender todos os projetos de desenvolvimento em implantação na região Norte e Nordeste.

O país havia passado pelos choques do petróleo ocorridos em 1973 e 1979, entretanto, o ingresso de capital externo começava escassear e encarecer em decorrência

dos problemas financeiros ocorridos com países em desenvolvimento, principalmente o México. O desenvolvimento de novas tecnologias e o uso de combustível alternativo para o transporte em substituição ao petróleo, não foi capaz de frear o processo inflacionário que se instalava de forma intensa e a taxas assustadoramente crescentes.

A energia elétrica gerada por termelétricas, apesar de subsidiada, pela energia gerada por hidrelétricas atendia grande parte do consumo nacional. Os grupos de estudos criados nos anos anteriores apontavam para a necessidade de melhor utilização deste bem, o que levou o governo a constituir em 1985 o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL, com o objetivo de incentivar a racionalização do seu uso.

Ao mesmo tempo, após atrasos no cronograma devidos a problemas estruturais, iniciava-se a operação comercial da primeira Usina Termonuclear Angra I (UTN). No mundo inteiro as opiniões divergiam a cerca da produção e utilização da energia nuclear. Defensores apontavam a importância desta energia limpa e segura, enquanto os movimentos ecológicos surgidos no mundo inteiro, lembravam os perigos e riscos de acidentes nucleares de proporções imprevisíveis e sem precedente possível de avaliação. O Brasil prosseguia com o seu programa nuclear, embora reduzindo seu projeto inicial de 8 unidades com capacidade total para gerar 10.400 MW, para apenas 3 usinas com capacidade total para gerar 3.275 MW.

Em 1986, concluindo o projeto inicial de transporte da energia produzida por Itaipu, entra em operação o sistema de transmissão Sul-Sudeste, o mais extenso da América do Sul, transportando energia elétrica da Usina Hidrelétrica de Itaipu até a região Sudeste.

2.7 Sétimo ciclo evolutivo – 1988 - 1999 – a privatização

Acompanhando a tendência internacional o governo Sarney, mesmo em final de mandato, procura adotar uma postura inovadora, baseado no exemplo das medidas implementadas com sucesso pelo Reino Unido, resolve criar em 1988, a Revisão Institucional Setor de Energia Elétrica (REVISE) e, logo depois, o Comitê Coordenador

das Atividades do Meio Ambiente (COMASE), embrião das alterações implementadas pelo setor de energia elétrica nos anos 90.

Em 1990 assume o Presidente Fernando Collor de Mello com um projeto arrojado de transformar o país em uma economia competitiva internacionalmente. Nesta ocasião, segundo Borenstein e Camargo (1997, p. 86), “avançava o debate e a difusão de idéias para enfrentar a crise financeira do Estado. Setores neoliberais defendiam a abertura, à iniciativa privada, de setores monopolistas estatais da economia, como energia elétrica, telecomunicações e combustíveis, inclusive com a privatização de empresas estatais”. Para atingir as metas estabelecidas, o governo sancionou a Lei 8.031 em 1990, criando o Programa Nacional de Desestatização (PND).

Com o projeto de desestatização, ao longo da primeira metade dos anos 90 o governo e a Eletrobrás visando a privatização de empresas de energia elétrica trabalham na reestruturação do setor. Criando o Grupo Tecnológico Operacional da Região Norte (GTON), órgão responsável pelo apoio às atividades dos Sistemas Isolados da Região Norte e regiões vizinhas e, o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (SINTREL). Estes objetivavam viabilizar o livre acesso a rede elétrica e a competição na geração, distribuição e comercialização de energia e por meio do Decreto 915/93 permitiu o surgimento de consórcio de autoprodutores, para a construção de usinas, bem como para vender excedentes de energia ao Sistema Elétrico.

A nova legislação, além de ter individualizado as tarifas por concessionário, decretando o fim da tarifa equalizada, promoveu um amplo **encontro de contas** (grifo nosso) entre as concessionárias e a União. A utilização dos saldos da CRC não só serviu para quitar dívidas de suprimento de energia, de aquisição de combustíveis, de RGR e de RENCOR, mas também extinguiu a remuneração garantida e a geração de novos saldos de CRC. Essas medidas de saneamento financeiro intra-setorial resultaram na assunção pelo Tesouro Nacional de dívidas da ordem de US\$ 20 bilhões, permanecendo para futuras compensações outros US\$ 6 bilhões. Nessa época, as tarifas haviam alcançado valores tão baixos (R\$ 37,6/MWh, a preços correntes de abril de 1993) que justificaram, junto com a aplicação da lei, a concessão de aumentos para praticamente dobrar o valor nominal para R\$ 60,0/MWh em dezembro de 2003.

A condição prévia para que se implementasse o modelo foi a desverticalização da cadeia produtiva, separando as atividades de geração, transmissão, distribuição e

comercialização de energia elétrica. A geração e a comercialização foram progressivamente desreguladas e a transmissão e a distribuição continuam sendo tratadas como serviços públicos regulados. Um importante resultado dessas discussões foi à aprovação, em março de 1993, da Lei 8.631, que estabeleceu profundas modificações nas regras de funcionamento do setor.

Em 1994, os ajustes introduzidos pelo Programa de Estabilização Econômica (Plano Real) contiveram o processo de recuperação real dos preços. O setor elétrico acumulava um estoque imenso de dívidas e de investimento não-realizados que, a curto prazo, a geração interna proporcionada pelas receitas tarifárias tornava-se insuficiente para financiar o novo ciclo de expansão necessária.

Iniciando uma nova fase do setor de energia elétrica brasileiro em consonância com a política de privatização do Governo Federal, a partir de 1995, uma parcela das participações do controle acionário de geradoras e distribuidoras detidas pela Eletrobrás e por vários estados foi vendida a investidores privados. Ao mesmo tempo, alguns governos estaduais também venderam suas participações em importantes distribuidoras. Este processo foi inaugurado com a realização do leilão de privatização da Escelsa, adquirida por um grupo de empresas em consórcio, entre eles o grupo Energias de Portugal – EDP (atual Energias do Brasil – EDP), hoje único acionista.

Em 1996, o Decreto 2.003 regulamentou as normas para atuação dos produtores independentes e dos autoprodutores e a Lei 9.427 instituiu o novo órgão regulador do setor elétrico sob a denominação de Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. O governo do Estado de São Paulo aprovou o processo de privatização do setor de energia do Estado com a regulamentação da lei estadual 9.361/96, ocorrendo em 1997a privatização da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL).

A Lei 9.648 criou em 1998 o Mercado Atacadista de Energia – MAE, que foi regulamentado, consolidando a distinção entre as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica e estabeleceu as regras de organização do Operador Nacional do Sistema (ONS), para substituir o Grupo Coordenador para Operação Integrada – GCOI.

Na segunda metade dos anos 90, portanto, foi construído um complexo arcabouço regulatório para sustentar o funcionamento do novo padrão de concorrência no setor. Contudo, a transição de um modelo estatal para um de participação mista (estatal/privado)

num setor dessa magnitude e dessas características gerou naturais incertezas, que adiaram as decisões de investimento até as regras ficarem mais claras.

Em 1º de junho de 1998 foi criada a Eletricidade e Serviços - ELEKTRO, subsidiária da Cesp, que reunia os serviços de distribuição de energia. A privatização da ELEKTRO ocorreu em 16 de julho de 1998, adquirida pelo grupo norte-americano Enron. A CESP passou por uma cisão parcial em abril de 1999, onde foram criadas três empresas de geração e uma de transmissão de energia elétrica. Das empresas de geração foram privatizadas a Companhia de Geração de Energia Elétrica Paranapanema, hoje Duke Energy e, a Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê, atual AES - Tietê, ambas em 1999.

Ainda em 1999 entrou em operação a primeira etapa da Interligação Norte-Sul, representando um passo fundamental para a integração elétrica do país e foi criado o Programa Federal de Apoio à Reestruturação e ao Ajuste Fiscal dos Estados, para viabilizar as privatizações das distribuidoras estaduais de energia elétrica.

2.8 Oitavo ciclo evolutivo – após 2000

Em 2000, o Presidente Fernando Henrique Cardoso lançou o Programa Prioritário de Termelétricas visando à implantação no país de diversas usinas a gás natural. Em julho entrou em operação a Usina Hidrelétrica Itá, na divisa dos municípios de Aratiba (RS) e Itá (SC), que atingiu a capacidade de 1.450 MW em março de 2001. Ainda iniciada no mês de julho de 2000 a importação de 1.000 MW de energia da Argentina pela Companhia de Interconexão Energética – CIEN, que utilizando novas linhas de 500 KV, uniu as subestações de Rincón e Garabi (na Argentina) a Santo Ângelo e Itá (no Brasil), constituindo a maior e mais importante compra de energia da Argentina pelo Brasil.

Neste mesmo ano foi instituído pela Lei 9.478 o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que assumiu a atribuição de formular e propor ao presidente da República as diretrizes da política energética nacional.

Em maio de 2001, o Brasil vivenciou sua maior crise de energia elétrica. Tendo-se iniciado o período seco e estando os reservatórios das usinas bastante deplecionados, o

governo adotou medidas emergenciais para reduzir o risco de ocorrer, a curto prazo, um colapso na oferta de energia elétrica. Com a gravidade da situação, o governo federal criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGCE), com o objetivo de propor e implementar medidas emergenciais para compatibilizar a demanda com a oferta e, assim, evitar interrupções intempestivas no suprimento. Esse programa foi implantado em junho nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste e, em agosto, em parte da região Norte. Ainda no âmbito da crise, no mês de agosto o governo criou a empresa Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE) para realizar a contratação das térmicas emergências.

Esta crise no abastecimento alertou para a necessidade de introduzir novas fontes de energia primária na matriz energética nacional. A co-geração com base no bagaço de cana se mostrou uma alternativa de curto prazo mais viável. Outro resultado também expressivo da política de diversificação da matriz energética ocorreu no segmento de gás natural. Reconhecido como energético nobre, o gás natural terá cada vez mais peso na matriz energética. Em agosto de 2001, entrou em operação a Usina Termelétrica Eletrobolt (RJ), incluída no Programa Prioritário de Termelétrica (PPT). A usina foi construída pela Sociedade Fluminense de Energia – SFE, controlada pelo grupo Enron, sendo equipada com oito grupos geradores a gás natural e totalizando 380 MW de capacidade instalada. Em novembro entrou em operação a Usina Termelétrica Macaé Merchant, no município de Macaé (RJ), também incluída no PPT. A usina foi construída pela empresa norte-americana El Paso Energy, tendo sido projetada para operar com vinte turbinas a gás natural, com capacidade total de 928 MW.

Em dezembro deste ano, entrou em operação a primeira unidade da Usina Hidrelétrica Luís Eduardo Magalhães, na divisa dos municípios de Miracema do Tocantins e Lajeado (TO). Construída pela Investco S.A., consórcio liderado pelas empresas Rede Lajeado Energia, do Grupo Rede e Energias do Brasil - EDP, controlada pela Eletricidade de Portugal (EDP), a usina foi projetada para operar com cinco unidades geradoras, com capacidade total de 900 MW. Nesta ocasião encerrou-se o racionamento de energia na região Norte.

No início de 2002 entrou em operação a Usina Hidrelétrica Machadinho, na divisa dos municípios de Almeida (RS) e Piratuba (SC), com 1.140 MW. Em fevereiro terminou o racionamento nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. Em maio entrou em

operação a Usina Hidrelétrica Cana Brava (GO), com capacidade de geração de 450 MW. A Companhia Energética Meridional (CEM), empresa constituída pela Tractebel, é a empresa responsável pela construção e operação da usina e do sistema de transmissão associado.

A Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) foi extinta em junho de 2002 e substituída pela Câmara de Gestão do Setor Elétrico (CGSE), encarregada de propor ao CNPE diretrizes para a elaboração da política do setor de energia elétrica, além de gerenciar o Programa Estratégico Emergencial para o aumento da oferta de energia.

Em 2003, o governo Lula, lançou o programa LUZ PARA TODOS, objetivando, até 2008, energia elétrica aos 12 milhões de brasileiros que não têm acesso ao serviço, dos quais 10 milhões estão na área rural. A gestão do programa será compartilhada entre estados, municípios, agentes do setor elétrico e comunidades. Em novembro deste mesmo ano, entrou em operação a 15ª unidade geradora hidráulica (de 23 previstas) da Usina de Tucuruí. As obras irão ampliar a capacidade de geração para 8.370 MW, possibilitando o atendimento a mais de 40 milhões de pessoas.

Em março de 2004, o novo modelo do setor elétrico foi aprovado com a promulgação das Leis 10.847 e 10.848, que definiram as regras de comercialização de energia elétrica e criaram a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com a função de subsidiar o planejamento técnico, econômico e sócio ambiental dos empreendimentos de energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados e fontes energéticas renováveis. O novo modelo definiu a oferta de menor tarifa como critério para participação nas licitações de empreendimentos, estabeleceu contratos de venda de energia de longo prazo e condicionou a licitação de projetos de geração às licenças ambientais prévias.

Foram criados a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e o Comitê de Gestão Integrada de Empreendimentos de Geração do Setor Elétrico (CGISE). A Eletrobrás e suas controladas foram retiradas do Programa Nacional de Desestatização - PND e a Eletrosul foi autorizada a retomar a atividade de geração. A empresa mudou sua denominação para Eletrosul Centrais Elétricas S.A.

Em janeiro de 2005, foi inaugurada em Veranópolis (RS) a Usina Hidrelétrica Monte Claro, com capacidade para gerar 130 MW, Integrando o Complexo Energético do Rio das Antas, juntamente com as usinas 14 de Julho e Castro Alves, na região Nordeste

do estado. Os empreendimentos de geração previstos para entrar em operação no ano de 2005, eram 11 hidrelétricas e uma térmica, com 2.995 MW nominais, esse conjunto de usinas aumentaria em 4,4% a capacidade instalada de geração no país.

Em março deste mesmo ano, foi inaugurada a Linha de Transmissão Ouro Preto 2 – Vitória e ampliada a subestação de Vitória, reforçando assim, o sistema de fornecimento de energia elétrica no estado do Espírito Santo. Realizada em apenas 15 meses, prazo recorde para a construção de linhas de transmissão pelos padrões normais, melhorou a qualidade e a confiabilidade do sistema e reduziu a possibilidade de falta de energia elétrica por falhas nas linhas de transmissão.

Foram também assinados contratos de concessão de 10 novas linhas de transmissão, totalizando 2.747 quilômetros a serem implementados ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Estas obras traduzem investimentos de R\$ 2,06 bilhões e deverão estar concluídas até dezembro de 2007. Essas concessões com duração de 30 anos, foram arrematadas em leilão realizado em 2004, por 10 empresas brasileiras e 3 espanholas. A construção desses novos empreendimentos beneficiará 140 municípios de 11 estados da federação: Ceará, Goiás, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Paraná, Rio de Janeiro, Santa Catarina e São Paulo.

Também, a Eletrobrás e a Korea Electric Power Corporation (KEPCO), da Coreia do Sul, assinam Protocolo de Intenção visando cooperação mútua e a formação de parcerias para investimentos conjuntos em projetos nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil e em outros países da América Latina. A Kepco, empresa estatal sul-coreana, tem atividades similares às da Eletrobrás. Está previsto neste protocolo a avaliação do uso de todas as opções disponíveis de combustível, tais como: carvão, energia renovável, outros combustíveis fósseis e, eventualmente, energia nuclear.

Incentivado pelos organismos de controle e fomento do setor, preocupados com a modernização e diversificação da matriz energética do país, foi inaugurada em março deste ano, no município de Cássia (MG), a primeira usina brasileira de produção do biodiesel. Em abril, foi inaugurada outra usina em Belém (PA), utilizando como matéria-prima, resíduos do processamento da palma.

Em agosto de 2005, foi divulgado o edital de licitação para concessão de 7 novos trechos de linha de transmissão, totalizando mais de 3000 km de extensão, interligando parte da região Norte e Sul do país, ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Em setembro, o

Ministério de Minas e Energia (MME) publicou a sistemática para o leilão de energia nova¹, promovido pela ANEEL, em 16 dezembro de 2005. É necessário lembrar que neste momento existia no processo de licitação em andamento, 205 concessões de novas usinas, divididas em 188 PCHs (potência máxima de até 30 MW) e 17 UHEs (potência acima de 30 MW), temia-se a falta de energia num futuro próximo. Basta saber que das 17 UHEs previamente indicadas para este leilão, apenas 5 tiveram liberadas as licenças ambientais prévias.

Outro fator de temeridade para o investidor observado neste edital, foi o preço de referência adotado, R\$ 116,00 o MWh. Este preço limitava a taxa interna de retorno do investimento a percentual próximo a 10%, segundo notícias amplamente divulgadas pelos meios de comunicação, além dos riscos de novas exigências ambientais não definidas nem limitadas nas licenças prévias liberadas. Especialistas afirmaram que dificilmente investidores privados teriam interesse em participar do pregão marcado, deixando para as estatais o risco e o ônus dos novos investimentos em geração de energia hidrelétrica a ser entregue nos 5 anos seguintes.

As afirmações preconizadas pelos especialistas aconteceram. O leilão frustrado tanto pelas questões ambientais, que impediram às liberações das licenças prévias pelo órgão ambiental (IBAMA), quanto pelo preço de referência, forçou a participação de uma grande empresa do Sistema Eletrobrás (Furnas) e, conseqüentemente, por falta de melhores ofertas, a arrematação de 3 das 5 concessões licitadas.

2.9 A Privatização e a segmentação do setor de energia elétrica no Brasil

O Estado atingido pelas restrições orçamentárias e sem recursos para investir em obras de infra-estrutura necessárias para alavancar o crescimento do país, se viu forçado a proceder com a desmobilização dos seus ativos, como forma de arrecadar recursos para manter suas atividades.

¹ Denominação dada para energia a ser produzida a partir das concessões de geração leiloadas no dia 16/12/2005.

Pensando em resolver os problemas de oferta de serviços públicos eficientes e a custos acessíveis a todos, concluiu-se pela necessidade de se abrir estes mercados ao setor privado, visivelmente interessado em entrar num setor controlado e de certa forma regulado para atender aos interesses públicos.

Iniciou-se este processo pelos setores petroquímico e siderúrgico, depois pelo de telecomunicações e posteriormente pelos setores de transporte e energia. Este último, por se tratar de um monopólio estatal onde grande volume de recursos públicos fora investido, gerava uma maior demanda de trabalho e discussão dentro dos órgãos legislativos.

A partir de então se decidiu abrir o mercado de energia ao setor privado através das privatizações dos ativos existentes (principalmente de distribuição e geração) e de novos leilões de concessões para exploração de novos empreendimentos de geração e, linha de transmissão de energia. Esta decisão não se converteu em inversões rápidas e necessárias como se pensou. É um setor complexo, com uma regulamentação específica e retorno demorado. Faz-se necessário lembrar que os baixos investimentos públicos no setor nas ultimas duas décadas do século passado aliado ao crescimento do consumo, levou o País a uma crise de abastecimento. Esta crise popularmente conhecida como APAGÃO, fez o governo federal instituir mecanismos mitigadores de novas crises de abastecimentos.

Nesta ocasião, o primeiro mecanismo lançado mão pelo governo foi implantação do maior programa de racionamento da história do país, estabelecendo metas de consumo tanto para os cidadãos, como para o comércio e indústrias, nos submercados das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. O objetivo do governo era atingir com o racionamento uma redução do consumo em 20%, através da imposição de uma sobretaxa sobre o consumo acima da meta. A crise estabelecida levou a sociedade a questionar de forma generalizada as reformas do setor elétrico no Brasil, em que o objetivo central era introduzir a concorrência nos segmentos de geração e comercialização da energia elétrica. Para Hochstetler (2002, p. 5), fracassara esta iniciativa, pois:

Manchetes de jornais anunciavam o desmantelamento do modelo do setor elétrico; no Congresso Nacional, deputados articulavam-se para suspender o processo de privatizações das estatais remanescentes do setor elétrico; paralelamente, segmentos da população clamavam pela reestatização do setor, culpando o Fundo Monetário Internacional pela falta de investimentos no setor nos últimos anos.

Dentre estes mecanismos, destacam-se os investimentos para interligar os Sistemas Isolados de Transmissão ao Sistema Interligado Nacional - SIN, a Consolidação do Operador Nacional do Sistema - ONS, intensificação dos leilões para concessão de novas usinas hidrelétricas e termoeletricas com mecanismos facilitadores de liberação de recursos financeiros para novos investimentos, via BNDES, além da promulgação da Lei 10.848 em 15 de março de 2004, conhecida como Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Neste sentido, Senra (1998, p. 56) afirma que “as mudanças que estão ocorrendo no setor elétrico brasileiro, redefinem o papel do estado e a participação da iniciativa privada neste segmento”. Analisando este setor, o autor indica possíveis formas de atuação dos novos agentes em um novo cenário de mercado.

Também Pires (2000) estudando sobre Regulação e Concessão de Serviços Públicos de Eletricidade, aponta problemas emergentes na esteira do processo de reformas nacionais no setor elétrico brasileiro, como: questões ambientais, a pesada carga tributária incidente na economia, os encargos setoriais e a demora nas liberações dos recursos oficiais contratados.

O surgimento de uma nova regulamentação para o setor, delineando e segmentando por tipo de agente, com o objetivo de criar competitividade neste mercado e melhorar a eficiência, ainda não eliminou problemas específicos deste setor. Alguns ainda persistem e têm levado a atrasos comprometedores muitos dos empreendimentos em geração já licitados, em fase de construção ou ainda não iniciados, em decorrência de pendências junto a órgãos ambientais licenciadores, sejam eles municipal, estadual ou federal.

2.9.1 A segmentação setorial

A segmentação ocorrida no setor de energia elétrica do Brasil consiste na separação das empresas por tipo de atividade. Hoje o setor está dividido em empresas geradoras, transmissoras, comercializadoras e distribuidoras de energia e não se permite mais que empresas do mesmo grupo econômico firmem contratos de compra, venda e

transporte de energia entre si, sem que haja uma oferta pública e a participação de qualquer agente do mercado.

Esta segmentação não afastou a necessidade de investimento. O setor continua necessitando da inversão de grandes somas e, sobre esta questão Cristiano, (1998, p. 83) afirma que para possibilitar o financiamento da infra-estrutura no novo modelo do setor elétrico se faz necessário a utilização de inovações financeiras. Em seu estudo, o autor destaca a potencialidade e funcionalidade dos novos atores e aponta como um dos instrumentos financeiros disponíveis na elaboração de um padrão alternativo de financiamento do setor elétrico brasileiro, o *Project Finance*. Além disto, “considera este mecanismo como o mais apropriado para o financiamento da infra-estrutura, em particular, de projetos de geração de energia elétrica”.

Neste aspecto, Buratini (2004, p. 193) argumenta que “embora o *project finance* seja visto como uma alternativa interessante de mobilização de recursos privados para a realização de investimentos em infra-estrutura, não constitui nenhuma anomalia a participação de agentes estatais em financiamentos desse tipo”.

Sales et al.(2005), argumentam que sendo este um setor que contribui com aproximadamente 3% da formação do PIB do país, “seu peso na receita tributária gerada pela cadeia produtiva, não pode e não deve ser desprezado”. Diversos estudos profissionais e acadêmicos apontam para um crescimento da receita dos governos a partir das alterações previstas na legislação tributária em discussão no Congresso Nacional, contudo, “nenhum deles identifica diminuição da carga tributária ou quaisquer outros tipos de incentivos aos investimentos no setor de energia elétrica” (Informação verbal)².

A Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, define e regulamenta as concessões dos serviços públicos de energia elétrica no Brasil. Sobre esta lei, o então presidente da República Fernando Henrique Cardoso, comenta:

A concessão a particulares da prestação de serviços públicos é a mais importante alternativa para a viabilização dos investimentos em infra-estrutura. As formas tradicionais de financiamento - preço ou tarifa pública aporte de recurso do tesouro nacional ou endividamento do Setor Público - estão praticamente esgotadas. Com base neste mecanismo legal, o Governo

² VELOSO, Raul, palestra em mesa redonda em 29 de ago. 2006, no I Fórum do Instituto Acende Brasil, São Paulo.

poderá dar à economia maior competitividade, eliminando obstáculos nos setores ligados à infra-estrutura. (Informação verbal)³.

Apesar das boas intenções pretendidas com este comentário, pouco foi feito para desonerar o setor dos entraves acima mencionados e assegurar os investimentos necessários.

Hoje, informações geradas pelas controladorias dos agentes do setor de energia elétrica apontam os substanciais valores retidos em favor dos tributos, dos encargos setoriais e do custo de capital de terceiros. Estas informações possibilitam traçar projeções de resultados futuros, norteando assim, os caminhos a serem seguidos, sua rentabilidade e decisão de investir.

Neste aspecto o setor elétrico é um setor onde os custos são repassados periodicamente ao consumidor final. Por conseguinte, todos os encargos são partes integrantes do custo do produto a ser consumido. É razoável pensar que em um mercado competitivo, o menor custo, acarreta em menor preço, e conseqüentemente, em maior consumo, que por sua vez, leva a uma necessidade de aumento de produção. Entretanto, este aumento, depende de maior investimento.

Neste sentido, sabendo que fluxo de caixa está relacionado com as receitas e despesas envolvidas em qualquer empreendimento ao longo do tempo, tem-se como princípio que o seu resultado deve ser positivo para que ocorra uma propensão a investir.

2.10 A nova conformação do setor de energia elétrica no Brasil

O mercado de energia no Brasil hoje é constituído de players que permaneceram na estrutura do Sistema Eletrobrás, de grandes grupos econômicos com predominância de capital estrangeiros, que adquiriram empresas durante o processo de privatização do setor ocorrido a partir da metade da década de 90 e de autoprodutores, que comercializam seus

³ CARDOSO, Fernando Henrique, em pronunciamento público no ato da promulgação da Lei 9.074, no dia 7 de julho de 1995.

excedentes não consumidos. É necessário lembrar que são grupos econômicos fortes e estão na sua maioria inseridos em todos os segmentos do setor.

A segmentação imposta pela Lei 10.848 em 15 de março de 2004, mencionada anteriormente, levou muitos desses grupos a uma nova configuração. Alguns que possuíam empresas de segmentos diferentes dentro da mesma organização societária, tiveram que promover cisões e/ou rearranjos societários para se enquadrarem legalmente. Outros não.

Neste sentido, lembrando que o foco deste estudo é a geração de energia elétrica, destacadamente, a geração de energia por meio hidráulico, antes se faz necessário comentar sobre o atual cenário e a capacidade instalada de geração de energia. O parque instalado em operação neste momento é capaz de gerar, incluindo a parte brasileira da Usina de Itaipu Binacional, 96.974,8 MW, distribuído entre 1254 agentes. Estes agentes investidores estão divididos em autoprodutores, produtores independentes e concessionários de serviços públicos de energia. Destaque-se que neste segmento, os 10 maiores geradores possuem juntos uma capacidade instalada de 66.691,3 MW. (ANEEL, 2006)

Nesta nova configuração da indústria de geração de energia, conforme pode ser visto na tabela 1 abaixo, o Sistema Eletrobrás de acordo com o ranking de 2006 divulgado pela ANEEL, ainda continua tendo o maior parque instalado em operação atualmente. Devido a sua grande importância como fornecedor de energia e fomentador do mercado, destacam-se alguns dados da empresa e de alguns grupos de investidores privados.

TABELA 1 - NOVA CONFORMAÇÃO DOS AGENTES GERADORES – RANKING ANEEL

Ranking ANEEL	Agentes do Setor	Potência Instalada (kW)	Grupo Controlador	Capital Controlador	% Participação
1º	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	10.615.131	Eletrobrás	BR	99,45
2º	Furnas Centrais Elétricas S/A. - FURNAS	9.656.000	Eletrobrás	BR	99,54
3º	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A. - ELETRONORTE	9.171.064	Eletrobrás	BR	98,66
4º	Companhia Energética de São Paulo - CESP	7.455.300	Estado de São Paulo	BR	43,31
5º	Itaipu Binacional - ITAIPU (*)	7.000.000		BR	50,00
6º	CEMIG Geração e Transmissão S/A. - CEMIG-GT	6.782.574	Estado de Minas Gerais	BR	50,96
7º	Tractebel Energia S/A. - TRACTEBEL	6.515.350	Suez Energy South América	Franco-Belga	68,71
8º	Copel Geração S/A. - COPEL-GER (**)	4.545.154	Copel - Estado do Paraná	BR	31,08
9º	AES Tietê S/A. - AES TIETÊ	2.651.350	AES - Participações	USA	50,01
10º	Duke Energy International, Geração Parapanema S/A. Duke	2.299.400	Duke Energy International, Brasil Ltda	USA	94,70
	Total da potência instalada nas 10 maiores	66.691.323			

Fonte: ANEEL, adaptado pelo autor e dados públicos disponíveis nos sites das Companhias.

Os valores atribuídos a Itaipu Binacional (*) no Tabela 1 acima, referem-se apenas a potência instalada das Unidades Geradoras correspondentes à participação acionária da Eletrobrás. O restante da energia produzida e não consumida pelo outro acionista (Paraguai) é comprado pelo Brasil e disponibilizada no SIN pela Eletrobrás, que é o agente comercializador da energia de Itaipu. A Copel Geração é uma S/A de capital fechado (**) subsidiária integral da Companhia Paranaense de Energia – Copel, onde o Estado do Paraná tem participação majoritária com 31,08% do seu capital votante.

2.10.1 O sistema 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 e de Nova Iorque. O Governo Federal detém o controle acionário com 52,45% das ações ordinárias e preferenciais subscritas. Atuando de forma integrada, o Grupo Eletrobrás traça suas políticas e diretrizes a partir das metas definidas pelo Conselho Superior da Eletrobrás (CONSISE), conselho este, formado pelos presidentes das empresas pertencentes ao grupo, que se reúne regularmente.

Criada em 1962 para promover estudos e projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações, destinadas ao suprimento de energia elétrica do País, a Eletrobrás adquiriu características de holding, controlando empresas de geração e transmissão de energia elétrica. Para Buratini (2004, p. 211) “através dessa estratégia e da mobilização de vultosas somas de recursos financeiros foram viabilizados grandes investimentos estatais e foi formado, gradualmente, um notável sistema hidrelétrico interligado plenamente adequado à dotação de recursos que caracteriza o território nacional”.

As empresas do Grupo Eletrobrás produzem cerca de 60% da energia elétrica consumida no país. São elas: Chesf, Furnas, Eletronorte, Eletronuclear e CGTEE. A Eletrobrás detém ainda 50% da Itaipu Binacional. Também integram o Grupo Eletrobrás a Lightpar, o Cepel, bem como a Eletrosul, empresa transmissora de energia elétrica.

Presente em todo o território brasileiro, as empresas do Grupo Eletrobrás têm capacidade instalada para geração de 40.854 MW, através de 31 usinas hidrelétricas, 16 termelétricas e duas nucleares. Possuem 51.039 km de linhas de transmissão, que representam mais de 60% do total nacional e atuam também no segmento de distribuição de energia por intermédio das empresas federalizadas Eletroacre (Acre), Ceal (Alagoas), Ceam (Amazonas), Cepisa (Piauí) e Ceron (Rondônia), assim como pelas distribuidoras de energia Manaus Energia e Boa Vista Energia (controladas pela Eletronorte).

A Eletrobrás em sua atuação, também dá suporte a programas estratégicos do governo, como o PROINFA, programa que visa à diversificação da matriz energética brasileira e pelo qual a empresa assegura a compra de 70% dos 3.300 MW provenientes de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e biomassa produzidos por Produtores Independentes Autônomos, e ao programa Luz Para Todos, que visa levar energia elétrica a 12 milhões de brasileiros até 2008, respondendo pelo gerenciamento do orçamento de aproximadamente R\$ 7 bilhões. (ELETROBRÁS, 2006)

Neste cenário, grupos estrangeiros que ingressaram no país a partir da privatização, ocupam posições de destaque. Alguns se associaram aos estados que resistiram a total privatização de alguns dos seus ativos, adquirindo ações destinadas às privatizações, porém, participam minoritariamente do capital social, outros, adquiriram a maioria das ações disponibilizadas e participam majoritariamente do capital. Assim, ao analisar-se o ranking da ANEEL para as 10 maiores grupos de geradores de energia do país, apenas o 7º (Tractebel), o 9º (AES) e o 10º (Duke) colocados são privados, embora alguns tenham recebido recursos do BNDES para financiar a aquisição das participações.

2.10.2 O Grupo Tractebel

A Tractebel Energia é a líder em geração privada de energia elétrica no Brasil. Sua capacidade instalada de 6.515 MW, corresponde a 8% da geração total, é composta por 13 usinas hidrelétricas e termelétricas nos Estados do Paraná, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Mato Grosso do Sul e Goiás. É uma empresa da Suez Energy International, pertencente ao Grupo SUEZ.

O Grupo SUEZ é um grupo internacional, industrial e de serviços, com origem na França e na Bélgica. Atuando em mais de cem países no setor de energia, é o líder no fornecimento de serviços de energia na Europa e a quinta maior empresa de eletricidade europeia. É também o segundo importador de gás liquefeito nos Estados Unidos. No que diz respeito ao meio ambiente, o Grupo SUEZ ocupa a liderança mundial em serviços de água e de saneamento (em população atendida) e é o segundo na Europa em gestão de resíduos e em usinas de tratamento de água. (TRACTEBEL, 2006)

2.10.3 Outros grupos investidores em geração de energia

Outros grupos de investidores se formaram no decorrer do processo de privatização. Muitos continuaram com a participação acionária de alguns estados da federação ou mesmo do BNDES, enquanto outros se constituíram a partir de suas experiências internacionais e vocação setorial e abundância de capital, para investir em um país cujo mercado apresentava e ainda apresenta no momento, ampla oportunidade de crescimento.

Os investimentos no setor elétrico quando observado separadamente, representa aproximadamente 7% do investimento total no país nos últimos 20 anos. Tendo-se em conta que a soma de todos os investimentos caíram pela metade entre os anos de 1997 e 2002, temos que o setor elétrico participa com um montante da ordem de US\$ 6 bilhões anualmente.

Ao considerar um investimento e seu retorno, o investidor privado leva em conta diversas variáveis. Para Zylbersztajn (2005, p. 95),

No que concerne ao setor elétrico em particular, são tidas como as mais relevantes e as que representam os maiores fatores de risco: a legislação setorial, que acaba de ser modificada; o financiamento do setor; a atuação dos órgãos reguladores; a questão ambiental, bem como todas as questões vinculadas à escassez de recursos orçamentários do governo.

Mesmo com os fatores impeditivos apontados pelo autor acima a configuração do setor mudou sobremaneira. A tabela 1 apresentada anteriormente demonstra a participação acionária no capital total das empresas e a origem dos grupos controladores dos 10 maiores investidores em geração segundo o ranking divulgado pela ANEEL. Entretanto, a complexidade de estruturar projetos de investimentos nesta área devido a sua magnitude e os fatores de risco implícitos apontados por Zylbersztajn, torna fundamental o conhecimento do ambiente do mercado de energia elétrica onde está inserido. Afinal, os recursos envolvidos e os prazos para retorno do investimento são fatores preponderantes no processo decisório.

2.11 A regulamentação do setor depois do processo de privatização

2.11.1 Histórico da regulamentação

A Constituição Federal de 1988 permite em seu texto legal que a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica pode ser realizada de forma direta pelo Governo Federal ou indiretamente por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações. Ao longo do tempo, o setor de energia foi explorado por concessionárias de geração, transmissão e distribuição controladas pelo Estado, seja ele, federal, estadual ou municipal. Com o objetivo de atrair novos investimentos para fazer face à demanda e aumentar a concorrência, o Governo Federal adotou diversas medidas reformulando o setor e eliminando restrições ao ingresso de capital estrangeiro.

O Congresso Nacional em 1993 aprovou a Lei 8.631, que para Rosa, Tolmasquim e Pires, (1998, p. 154) inaugurou um conjunto de modificações institucionais importantes para o setor elétrico. Esta lei, dentre tantas medidas eliminou a equalização tarifária, promovendo a partir daí a fixação das tarifas das geradoras e distribuidoras respectivamente, em função dos seus custos de serviços, promoveu a eliminação dos créditos das geradoras federais e débitos das distribuidoras estaduais por meio de um encontro de contas. Este encontro contábil transferiu para o Tesouro Nacional aproximadamente US\$ 20 bilhões de dívida das empresas e, estabeleceu a necessidade de contrato de fornecimento de energia entre geradoras e distribuidoras, com fixação de

demandas de potência no curto, médio e longo prazos, tendo como base de cálculo das tarifas de suprimento, as previsões e o efetivo consumo.

Somente em 1995, por meio da Emenda Constitucional nº 6, foi autorizado o investimento estrangeiro em geração de energia elétrica. Anteriormente a essa emenda, todas as concessões de geração eram detidas por pessoa física brasileira ou pessoa jurídica controlada por pessoas físicas brasileiras ou pelo Governo Federal.

Esta emenda Constitucional possibilitou a aprovação pelo congresso e posterior promulgação pelo presidente da República, da Lei das Concessões e Permissões da prestação de serviços públicos (8.987 de 13/02/95) e da Lei 9.074 de 07/07/95, que normatiza as concessões de serviços de energia elétrica. Juntas, estas leis passaram a delinear procedimento e exigências relacionadas com o setor, tais como:

- todas as concessões para prestação de serviços relacionados a energia elétrica fossem outorgadas por meio de processos licitatórios;
- de forma gradual permitiram que certos consumidores de energia elétrica que apresentassem demanda significativa, designados consumidores livres, adquirissem energia elétrica diretamente de fornecedores concessionários, permissionários ou autorizados;
- criaram a figura dos Produtores Independentes de Energia Elétrica, que, por meio de concessão, permissão ou autorização, podem gerar e vender, por sua conta e risco, a totalidade ou parte de sua energia elétrica a consumidores livres, distribuidoras e comercializadores, entre outros;
- concederam aos consumidores livres e fornecedores de energia elétrica livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão; e
- eliminaram a necessidade, por parte das concessionárias, de obter concessão, por meio de licitações, para construção e operação de usinas hidrelétricas com capacidade de 1 MW a 30 MW, as chamadas Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs.

A partir de então, boa parcela das empresas geradoras e distribuidoras com controle da Eletrobrás e de vários estados da federação foi adquirida por investidores privados.

O Governo Federal disposto a reformar a estrutura básica do setor, promulga em 27/05/1998 a Lei 9.648, dispondo sobre as seguintes matérias:

- criação de um órgão auto-regulado responsável pela operação do mercado atacadista de energia elétrica (MAE) e pela determinação dos preços de curto prazo. Este órgão substituiu o sistema anterior de preços de geração e contratos de fornecimento regulados;
- exigência de que as distribuidoras e geradoras firmassem os Contratos Iniciais, via de regra compromissos de Take-or-Pay, com preços e quantidades aprovados pela ANEEL. A principal finalidade dos Contratos Iniciais é assegurar que as distribuidoras tenham acesso a fornecimento estável de energia elétrica por preços que garantam uma taxa interna de retorno fixa às geradoras de energia elétrica durante o período de transição que culminará no estabelecimento de um mercado de energia elétrica livre e competitivo;
- criação do Operador Nacional do Sistema - ONS, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela administração operacional das atividades de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional, e;
- estabelecimento de processos licitatórios para outorga de concessões para construção e operação de usinas e instalações de transmissão de energia elétrica.

A grave crise energética enfrentada pelo país em 2001, trouxe consequências para a sociedade e a economia, forçando o Governo Federal a implementar medidas para contornar os problemas provocados pela falta de energia. Estas medidas incluíram a implementação do Programa de Racionamento de energia elétrica nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, mais afetadas pela escassez de energia elétrica e a criação da GCE, que instituiu uma série de medidas de emergência estabelecendo metas de redução de consumo de energia para consumidores residenciais, comerciais e industriais situados nestas regiões, por meio da introdução de regimes tarifários especiais incentivando a redução do consumo, que chegavam até 20% para as classes residenciais e industriais.

A economia de energia no período em que o racionamento vigorou foi de aproximadamente 26 mil MWh, incluindo a redução do consumo da Região Norte. Esta

economia de energia correspondeu ao consumo, durante um ano, de 7,2 milhões de residências que gastam em média 300 KWh por mês.

O Programa de Racionamento foi suspenso pela GCE em março de 2002, favorecido pela queda da demanda e do volume pluviométrico favorável que elevou o nível de armazenagem de água nos reservatórios a um ponto seguro para a produção de energia. No entanto, em 26 de abril deste mesmo ano, o Governo Federal promulgou a Lei 10.438 com novas medidas que, dentre outras, estabeleceram a Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE) para compensar perdas financeiras incorridas pelos fornecedores de energia elétrica, em função do Programa de Racionamento, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

O setor segue, apesar das críticas, promovendo seus investimentos e desenvolvendo mecanismos de redução de custos, até que em 15 de março de 2004, num esforço para reestruturar o setor elétrico, o Governo Federal promulga a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, tendo por meta proporcionar aos consumidores fornecimento seguro de energia elétrica com modicidade tarifária. Para regulamentar esta lei, vários decretos presidenciais foram editados nos meses de julho e agosto deste mesmo ano e outros são esperados para o futuro. Contudo, podemos citar como relevantes a constituição da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

2.11.2 Principais entidades regulatórias

2.11.2.1 Ministério de Minas e Energia - MME

O MME é o principal órgão regulador do setor energético, atuando como Poder Concedente em nome do governo federal, e tendo como sua principal atribuição o estabelecimento das políticas, diretrizes e da regulamentação do setor. Subseqüentemente à aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o MME atua em nome do Governo Federal e assume atribuições que anteriormente eram de responsabilidade da ANEEL.

Elabora diretrizes que regem a outorga de concessões e a expedição de normas que regem o processo licitatório para concessões de serviços públicos e instalações de energia elétrica.

2.11.2.2 Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

O setor elétrico brasileiro é regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME, criada pela Lei 9.427 de 26 de dezembro de 1996. Tem como missão proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.

Com a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a principal responsabilidade da ANEEL é regular e fiscalizar o setor elétrico segundo a política determinada pelo MME e responder a questões a ela delegadas pelo Governo Federal e pelo MME. Tem como atribuições:

- regular e fiscalizar as concessões de geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica;
- promover o processo licitatório para novas concessões a partir das normas estabelecidas pelo MME;
- conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia;
- atender reclamações de agentes e consumidores visando o equilíbrio entre as partes e mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor;
- garantir tarifas justas e zelar pela qualidade do serviço;
- exigir investimentos, estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços;
- definir os critérios e metodologia para determinação das tarifas de transmissão.

2.11.2.3 Conselho Nacional de Política Energética - CNPE

Criado pela Lei 9.478 de 06 de agosto de 1997, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) presta assessoria ao Presidente da República no tocante ao desenvolvimento e criação da política nacional de energia. É presidido pelo Ministro de Minas e Energia, sendo a maioria de seus membros ministros do Governo Federal. Tem como finalidade otimizar a utilização dos recursos energéticos do Brasil e assegurar o fornecimento de energia elétrica ao País.

2.11.2.4 Operador Nacional do Sistema - ONS

O ONS foi criado pela Lei 9.648 de 27 de maio de 1998. Constituída como uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, formada pelos consumidores livres e empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de outros agentes privados, tais como importadores e exportadores de energia. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico instituiu uma direção em regime de colegiado, conferindo ao Poder Concedente o direito de indicar três dos cinco membros, dentre eles, o Diretor Geral, e dois pelos agentes do setor. Os mandatos são de 4 (quatro) anos de forma não coincidente. É permitida uma única recondução. O ONS tem como papel principal a coordenação e controle das operações de geração e transmissão no âmbito do Sistema Interligado Nacional, de acordo com a regulamentação e supervisão da ANEEL. Dentre os objetivos e atribuições do ONS incluem:

- planejamento da operação da geração e transmissão;
- a organização e controle da utilização do Sistema Interligado Nacional e interconexões internacionais;
- a garantia de acesso à rede de transmissão de maneira não discriminatória a todos os agentes do setor;
- o fornecimento de subsídios para o planejamento da expansão do sistema elétrico;

- apresentação ao MME de propostas de ampliações da Rede Básica levando em consideração o planejamento da expansão do sistema de transmissão;
- proposição de normas para operação do sistema de transmissão para aprovação pela ANEEL e;
- a elaboração de um programa de despacho otimizado com base na disponibilidade declarada pelos agentes geradores.

2.11.2.5 Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE e sua sucessora a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

Criado também com a promulgação da Lei 9.648 de 27 de maio de 1998, a partir de 2002, o MAE ficou sujeito à autorização, fiscalização e regulamentação da ANEEL. Os agentes do MAE incluem todas as grandes geradoras, comercializadores (inclusive distribuidoras), importadores e exportadores de energia elétrica. Geradoras de menor porte também podem ser admitidas como agentes do MAE.

O preço a vista da energia elétrica, calculado e publicado pelo MAE, toma por base critérios aprovados pela ANEEL com dados gerados pelo ONS. Atualmente é determinado levando em consideração entre outros fatores os seguintes:

- a) a utilização ótima dos recursos energéticos;
- b) o equilíbrio entre oferta e demanda;
- c) a carga dos agentes conectados ao Sistema Interligado Nacional; e
- d) a projeção de carga de energia elétrica.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o preço da energia elétrica comprada ou vendida no mercado spot (Preço de Liquidação de Diferenças – PLD) levará em conta, dentre outros fatores:

- a) a otimização do uso dos recursos eletro-energéticos para atendimento das cargas do sistema;

- b) as necessidades de energia elétrica dos agentes; e
- c) o custo do déficit de energia elétrica.

O MAE foi extinto e suas atividades e ativos foram absorvidos pela CCEE a partir da publicação do decreto 5.177 de 12 de agosto de 2004. Constituída sob a forma de pessoa jurídica de direito privado é regulada e fiscalizada pela ANEEL. É integrada pelos concessionários, permissionários e autorizados de serviços de energia elétrica e pelos consumidores livres. Tem seu conselho de administração composto por cinco membros, sendo quatro indicados pelos referidos agentes e um pelo MME, que assume a presidência.

Tem como finalidade precípua viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional, promovendo os leilões de compra e venda de energia elétrica. É responsável pelo registro de todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) e os contratos resultantes dos leilões de ajustes, bem como dos montantes de potência e energia dos contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre (ACL) além da contabilização e liquidação financeira dos montantes de energia elétrica comercializados no mercado de curto prazo, dentre outras atribuições.

2.11.2.6 Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Em 16 de agosto de 2004, o Governo Federal promulgou decreto 5.184 que cria a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e aprova o seu estatuto social. Constituída como empresa pública federal a partir de lei autorizativa é responsável pela condução de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, incluindo as indústrias de energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis, bem como na área de eficiência energética. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiarão a formulação, o planejamento e a implementação de ações do MME no âmbito da política energética nacional.

2.11.2.7 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE

Em 9 de agosto de 2004, o Governo Federal promulgou o decreto 5.175 criando o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). Este comitê é presidido e coordenado pelo MME e composto por representantes da ANEEL, da Agência Nacional do Petróleo (ANP), da CCEE, da EPE e do ONS. Suas principais atribuições são:

- acompanhar as atividades do setor energético;
- avaliar as condições de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica; e
- elaborar propostas de ações preventivas ou saneadoras visando à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhando-as ao CNPE.

2.12 A lei do novo modelo do setor elétrico

A Lei 10.848, conhecida como Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico introduziu alterações relevantes nas normas do setor. Sancionada em 15 de março de 2004, tem como objetivo incentivar as empresas privadas e públicas para a construção e manutenção da capacidade geradora, assegurando o fornecimento de energia elétrica no Brasil, por meio de processos licitatórios. As principais modificações introduzidas por esta Lei, incluem:

- criação de dois ambientes paralelos para comercialização de energia elétrica, sendo:
 - Ambiente de Contratação Regulada (ACR), um mercado de venda de energia elétrica para distribuidores, de forma a garantir o fornecimento de energia elétrica para consumidores cativos; e
 - Ambiente de Contratação Livre (ACL), um mercado especificamente destinado aos demais agentes do setor elétrico (por exemplo, produtores independentes, consumidores livres e agentes comercializadores), que permite um certo grau de competição em relação ao ACR;

- restrição de atividades para distribuidoras, de modo a assegurar que as distribuidoras se concentrem exclusivamente na prestação do serviço público de distribuição, para garantir um serviço mais eficiente e confiável aos consumidores cativos;
- eliminação do direito à chamada auto-contratação, de forma a incentivar as distribuidoras a comprar energia elétrica pelos menores preços disponíveis ao invés de adquirir energia elétrica de partes relacionadas; e
- respeito aos contratos firmados anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, de forma a garantir a segurança jurídica às operações realizadas antes da sua promulgação.
- exclusão do Programa Nacional de Desestatização a Eletrobrás e suas subsidiárias Furnas Centrais Elétricas S/A, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A - ELETRONORTE e Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S/A - ELETROSUL e a Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica – CGTEE.

2.13 A regulamentação da lei do novo modelo do setor elétrico

Após a promulgação do Decreto Presidencial 5.163 em 30 de julho de 2004, alguns dispositivos introduzidos pela Lei 10.848 passaram a ser regulamentados, dentre eles:

- a) a comercialização de energia elétrica nos Ambientes de Contratação Regulada e Livre; e
- b) os processos de outorga de concessões e autorizações para geração de energia elétrica.

Suas principais disposições versam sobre:

- regras gerais de comercialização de energia elétrica;
- comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada (incluindo as regras sobre informações e declarações de necessidades de energia

elétrica, leilões para compra de energia elétrica, contratos de compra e venda de energia elétrica e repasse às tarifas dos consumidores);

- comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre;
- contabilização e liquidação de diferenças no mercado de curto prazo; e
- outorgas de concessão.

Dentre as principais regras destaca-se a obrigatoriedade de todo agente consumidor de energia elétrica contratar a totalidade de sua necessidade de carga e, todo agente vendedor de energia elétrica apresentar o correspondente lastro físico para a venda de energia (mediante Energia Assegurada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros). Os agentes que descumprirem esta obrigação ficarão sujeitos às penalidades impostas pela ANEEL⁴.

2.13.1 Concessões no setor elétrico

A partir da regulamentação da Lei 10.848, as companhias ou consórcios que pretenderem construir ou operar instalações de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica no Brasil deverão solicitar a outorga de concessão, permissão ou autorização, conforme o caso, ao MME ou à ANEEL, na posição de representante do Poder Concedente. As concessões conferem direitos para gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica na respectiva área de concessão durante um determinado período. Geralmente a concessão dura 35 anos para os novos empreendimentos de geração e 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Uma concessão existente pode ser renovada discricionariamente pelo Poder Concedente.

A Lei de Concessões de Serviços de Energia Elétrica (Lei 9.074 de 07/07/95), estabelece, dentre outras disposições, as condições que a concessionária deverá cumprir na prestação de serviços de energia elétrica, os direitos dos consumidores de energia elétrica,

⁴ As principais disposições da Lei 10.848 estão disponíveis de forma resumida para consulta no APÊNDICE –A.

e as obrigações da concessionária e do Poder Concedente. A concessionária deverá cumprir com o regulamento vigente do setor elétrico⁵.

2.14 As concessões e o meio ambiente

As questões ambientais tornaram-se foco de discussão no mundo inteiro no início da década de 80. No Brasil não foi diferente. Com vistas a atender a necessidade de crescimento econômico com racionalidade e respeito ao meio ambiente, em 31/08/1981, foi criado o Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA), organismo vinculado ao Ministério de Meio Ambiente (MMA), que passou a exigir a realização de Estudos de Impacto Ambiental (EIA) e Relatórios de Impacto Ambiental (RIMA), para o licenciamento de novos empreendimentos que, de alguma forma, agredissem ou modificassem a integridade da natureza.

Paralelamente a atuação do CONAMA, o Congresso Nacional insere no texto da Constituição Federal de 1988 o artigo 225, que norteia e abre caminho para a construção das leis que regulamentam o uso de bens comuns e das atividades lesivas ao meio ambiente, bem como a criação do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), das Unidades de Conservação da Natureza e transforma a Floresta Amazônica, a Mata Atlântica, o Pantanal Matogrossense, a Serra do Mar e a Zona Costeira, em patrimônio nacional.

Percebendo a necessidade de se aproximar destas questões o Ministério de Minas e Energia cria, através da Portaria nº 511 de 1988, o Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico (COMASE), atribuindo-lhe a coordenação das atividades relativas ao meio ambiente que integram os planos de expansão do sistema elétrico, através do estabelecimento de políticas e diretrizes gerais, metodologias, normas e procedimentos que regulamentam as questões ambientais enfrentadas pelo Setor. No início dos anos 90, em levantamento feito por este comitê entre os agentes do setor, foi

⁵ As principais disposições da Lei de Concessões de Serviços de Energia Elétrica (Lei 9.074) estão disponíveis de forma resumida para consulta no APÊNDICE - B

diagnosticado que a relação desgastada entre os técnicos do setor e os agentes sociais externos, relacionados com os projetos, levava a uma situação de risco iminente, impossibilitando a viabilização dos seus projetos em virtude da forte oposição de parte da sociedade.

O setor elétrico passa a sofrer restrições. Para Wunder (2003, p. 9),

As transformações na ordem política brasileira e a crescente dificuldade em implementar os projetos setoriais devido aos intensos conflitos com movimentos sociais contra as barragens, movimentos ambientalistas e demais agentes sociais que se opunham ao Setor Elétrico brasileiro e seus projetos, levaram o Setor a organizar debates sobre o tema [...].

Com o advento da Lei 8.987 de 13/02/1995, regulamentando o artigo 175 da Constituição Federal de 1988, que dispõe sobre o regime de concessões e permissões da prestação de serviços públicos, da Lei 9.427 que cria a ANEEL em 26/12/1996 e da Lei 9.491 de 09/09/1997, autorizando a criação do Programa Nacional de Desestatização, permitindo que o ingresso do capital privado - seja ele nacional ou estrangeiro - nas obtenções de concessões de uso de bens públicos para a exploração de Aproveitamentos Hidrelétricos - AHE, que antes eram prerrogativas dos Governos Federal e Estaduais, critérios e obrigações foram inseridos para regular as questões que antes eram desprezadas pelos técnicos do setor elétrico.

A participação do Poder Público via Ministério Público e dos órgãos ambientais responsáveis pelas liberações das licenças de instalação dos empreendimentos são fundamentais para a manutenção da qualidade ou melhoria sócio-ambiental. Nesta nova configuração setorial e nos processos licitatórios ocorridos desde então, o empreendedor se obriga a proceder com Audiências Públicas, expondo o projeto e seus impactos junto à população, na economia da região e na natureza, bem como as soluções propostas para a correção ou reparação dos possíveis problemas a serem causados. Feito isto, é apresentado um Projeto Básico Ambiental detalhando as ações e seu cronograma de execução com vistas à obtenção da Licença Prévia⁶ e, posteriormente de Instalação.

⁶ Atualmente a EPE só leva a licitação os projetos que já obtiveram a Licença Prévia do IBAMA.

Necessário dizer que durante a análise dos AHE que irão ser postos em licitação, àqueles que se habilitarem a concorrer ao processo licitatório poderão analisar as questões ambientais levantadas no estudo de viabilidade técnica (EIA/RIMA) e conhecer as obrigações decorrentes da arrematação da concessão. Arrematado o AHE inicia-se o processo de obtenção da Licença de Instalação. Nesta ocasião passa-se a conhecer o valor a ser desembolsado e a Unidade de Conservação (podendo ser mais de uma unidade) em que será aplicado o percentual arbitrado pelo CONAMA a título de Compensação Ambiental.

Este percentual, cujo piso vigente é 0,50% do valor do investimento, tanto para empreendimentos existentes ou licenciados antes da edição em 05/04/2006 da Resolução CONAMA nº. 371, quanto para os novos, até que seja definida a nova metodologia de cálculo a ser adotada pelos órgãos licenciadores (Federal, Estadual ou Municipal, conforme o caso) de acordo com o previsto nos artigos 2º a 5º desta resolução. Este percentual será definido durante o processo de licenciamento, quando da emissão da Licença Prévia ou de Instalação, conforme a exigência legal.

Levantamentos feitos pela Associação Brasileira de Infra-Estrutura e Indústria de Base (ABDIB), segundo Onaga, Salomão e Paul (2006, p. 36-38),

Estimam que os valores pagos a título de Compensação Ambiental para o setor de energia elétrica e petróleo, estão em média 1,5% do investimento, porém a expectativa é que esta média passe dos 3% em decorrência das discussões travadas em torno do Projeto de Lei nº. 4082/2004 em tramitação no Congresso Nacional, originalmente propondo um limite máximo de 5%, ainda encontrar-se em aberto.

Teme-se que sem um limite definido pelo órgão licenciador, o risco não mensurável comprometa a análise de novos empreendimentos, afastando os investidores da decisão de aplicar os seus recursos disponíveis no setor de energia, principalmente nos projetos de construção de hidrelétricas, fato que pode vir a comprometer a oferta de energia nos próximos 10 anos. Outro encargo relacionado com meio ambiente é a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH, que trataremos na seção seguinte.

Todos estes passos e propostas apresentadas não impedem que novos pleitos surjam ao longo da execução do projeto. Os órgãos ambientais, ambientalistas, comunidade, municipalidades e as audiências públicas que acontecem ao logo do tempo de

implantação do projeto podem levar a novos custos e conseqüentemente, modificar a taxa interna de retorno pretendida pelo investidor.

2.15 Os encargos e os tributos no setor elétrico

Os encargos setoriais e os tributos incidentes na cadeia produtiva do setor elétrico têm contribuído sobremaneira para a arrecadação fiscal. Estudiosos no assunto e conhecedores dos pleitos e reivindicações dos agentes do setor, como Pedrosa (2005, p. 6) dizem que:

Chama a atenção de forma marcante no Brasil o papel do setor elétrico como grande instrumento de transferência de renda e arrecadação fiscal (produtos com baixa permutabilidade têm tipicamente alíquotas altas de tributação, e é possível demonstrar que uma tributação inadequada distorce o equilíbrio oferta-demanda do produto e prejudica toda a cadeia de valor daquela atividade econômica).

Kelman (2005) apresenta o fluxo econômico do setor elétrico brasileiro segundo a visão do órgão regulador (ANEEL), conforme o diagrama abaixo:

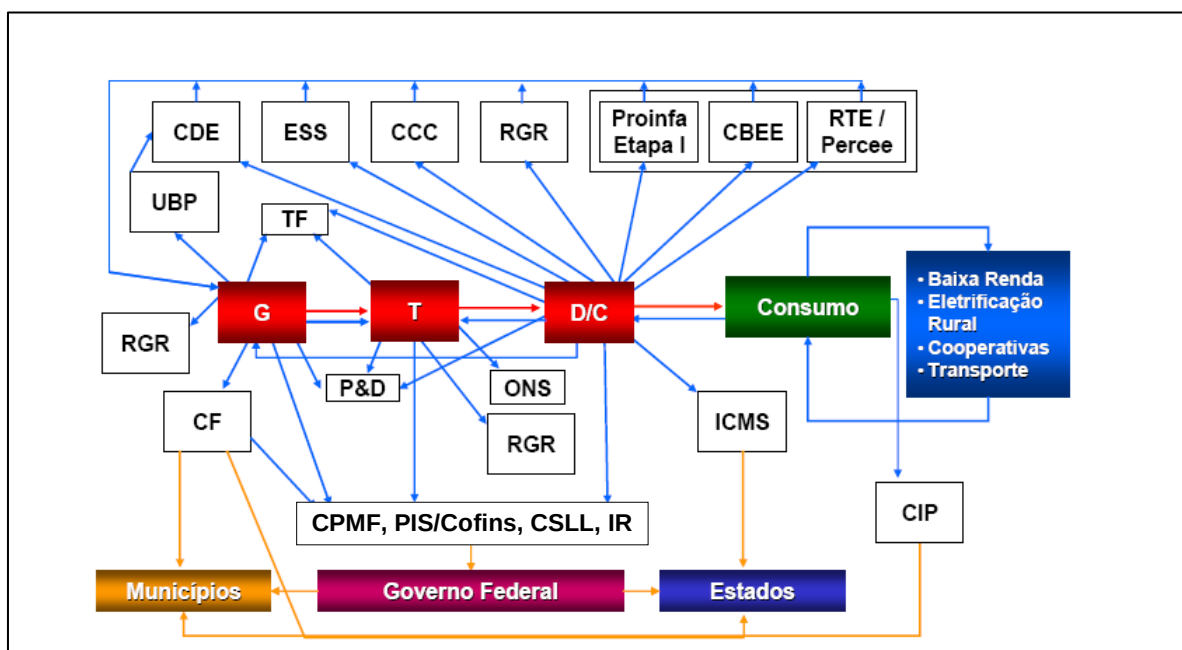


FIGURA 1 - FLUXO ECONÔMICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Fonte: Kelman (2005), adaptado pelo autor

Apesar de o setor elétrico ser um segmento de infra-estrutura o diagrama acima mostra a importância deste setor como instrumento de política fiscal. Atuando como transferidor de renda, tem contribuído de forma substantiva para a evolução do setor.

Neste sentido Pedrosa (2005, p. 6) alerta que a “disputa crescente entre todas as instâncias de governo e os investidores pelos recursos dos consumidores de energia atingiu proporções que merecem atenção da sociedade e podem comprometer o equilíbrio de longo prazo entre segurança e modicidade”.

Neste segmento, encontramos subsídios, transferências e encargos que impactam às tarifas de energia pagas pelos consumidores. Muitos são mecanismos conhecidos e visíveis, outros, passam despercebidos. São seguros, taxas e contribuições incorporadas às tarifas de forma compulsória e às vezes irreversível. Alguns antigos, já assimilados por todos, como o ICMS, outros, simplesmente repassados através do aumento do custo de produção, como o PIS/Cofins, além dos recentes e nem notados pela maioria, como a Contribuição de iluminação Pública (CIP).

Estudos e pesquisas encomendadas por representantes do setor apontam para uma carga tributária de proporções assustadoras. As contas de consumo de energia no Brasil incorporavam em média no ano de 2003 uma carga tributária da ordem de 44%, Enquanto que, no México este percentual se situava em torno de 13%. Para 2006, estes mesmos estudos, projetam uma taxa próxima de 51%.

É um setor altamente formal, pode-se dizer até que é impossível fraudar a energia entregue ao consumidor, diferentemente do que ocorre no setor de combustível, onde a elevada tributação estimulou o surgimento de uma indústria de fraudes e sonegação fiscal na produção e comercialização. Não há geradora, transmissora ou distribuidora ‘PIRATA’, portanto, não há meios de se produzir energia de baixa qualidade. Entretanto, na ponta, no consumidor final, a possibilidade de fraude ocorre. Acontece muitas vezes através do furto de energia, mais conhecido como GATO⁷. Contudo, este gesto está relacionado à essencialidade do produto energia e na capacidade de consumo e renda da população. Esses efeitos são sentidos pelos altos custos da energia após a abertura do mercado.

Neste sentido, para o investidor a Taxa interna de retorno do Investimento (TIR) atua como uma variável determinante na análise da viabilidade e, os encargos e tributos

⁷ GATO – terminologia usada comumente para expressar o roubo de energia

são fatores preponderantes no processo de decisão. A incidência destes encargos nos custos setoriais e os seus reflexos na conta do consumidor independem de qual fonte de energia ela foi produzida. Embora comum a todas elas, este estudo trata de um investimento em geração de energia por meio hidráulico.

2.15.1 Tarifas e encargos de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia

Para que a energia chegue a cada ponto de consumo, existe um extenso e complexo sistema de transporte. Dividido em dois subsistemas pertencentes a empresas de distribuição (TUSD), de transmissão e da Rede Básica (TUST), é regulado e fiscalizado pela ANEEL, que também estabelece o acesso, bem como, as tarifas e encargos pelo uso destes sistemas. Além disso, as distribuidoras do sistema interligado Sul/Sudeste pagam encargo pelo transporte da energia de Itaipu e algumas distribuidoras que acessam o sistema de transmissão de uso compartilhado pagam encargo de Conexão. A seguir apresentamos um detalhamento desses custos e receitas.

2.15.1.1 Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD

A TUSD é paga por geradoras e consumidores livres pelo uso do sistema de distribuição da concessionária na qual estejam conectados e é reajustada anualmente, levando-se em conta principalmente dois fatores: a inflação verificada no ano e os investimentos em expansão, manutenção e operação da rede verificadas no ano anterior. O encargo mensal a ser pago pelo respectivo agente conectado ao sistema de distribuição, por ponto de conexão, é calculado pela multiplicação do montante de uso, em KW, pela tarifa estabelecida pela ANEEL, em R\$/kW.

2.15.1.2 Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - TUST

A TUST é paga por distribuidoras, geradoras e consumidores livres pela utilização da Rede Básica. É reajustada anualmente de acordo com a inflação e as receitas anuais permitidas para as empresas concessionárias de transmissão determinadas pela ANEEL.

Obedecendo aos critérios estabelecidos pela ANEEL, os proprietários das diferentes partes da rede de transmissão principal transferiram a coordenação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regular dos usuários de sistemas da transmissão. Os usuários de rede assinaram contratos com o ONS que lhes conferem o direito de utilizar a rede de transmissão em troca do pagamento das tarifas publicadas. Outras partes da rede detidas por empresas de transmissão que não são consideradas parte integrante da rede de básica de transmissão são disponibilizadas diretamente aos usuários interessados, que por elas pagam uma taxa específica.

2.15.1.3 Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão CCT – encargo de conexão

Algumas empresas distribuidoras, especialmente no Estado de São Paulo não acessam diretamente a Rede Básica. Utilizam-se de um sistema de transmissão intermediário entre suas linhas de distribuição e a Rede Básica, chamado de sistema de conexão. Para se conectar a essas instalações de conexão, os acessantes assinam Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão, com as concessionárias de transmissão que detêm essas instalações.

A remuneração das transmissoras é definida em função dos ativos disponibilizados, sejam estes de propriedade exclusiva ou de uso compartilhado entre os agentes. Essa remuneração também é definida e regulada pela ANEEL e reajustada anualmente de acordo com os índices de inflação e com o custo dos ativos disponibilizados.

2.15.2 Incentivos para fontes alternativas de energia

Por meio do decreto federal nº 4.873 de 11/11/2003, foi criado o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) tendo como finalidade diversificar a matriz energética brasileira e diminuir sua forte dependência das usinas hidrelétricas. Os benefícios conferidos às usinas termelétricas nos termos do PPT incluem o fornecimento garantido de gás durante 20 anos, a garantia do repasse de seu custo de aquisição pelas distribuidoras, até o limite do valor normativo de acordo com a regulamentação da ANEEL e, acesso garantido a programa de financiamento especial do BNDES para o setor elétrico.

Em 2002, o Governo Federal estabeleceu o PROINFA com o objetivo de criar certos incentivos para o desenvolvimento de fontes alternativas de energia, tais como projetos de energia eólica, Pequenas Centrais Hidrelétricas e projetos de biomassa. Nos termos do PROINFA, a Eletrobrás comprará a energia gerada por essas fontes alternativas durante o período de 20 anos, limitado a 3.300 MW de capacidade contratada. Nesta fase, Projetos que busquem qualificação para fazer face aos benefícios oferecidos pelo PROINFA deverão entrar em operação até 31 de dezembro de 2006.

2.15.3 Encargos setoriais

Os encargos setoriais são recursos arrecadados dos agentes do setor para fazer face aos custos de desenvolvimento, controle, investimentos em novos projetos e compensação financeira pela utilização dos recursos naturais necessariamente usados na produção de energia, descritos a seguir.

2.15.3.1 Reserva Global de Reversão - RGR

Como mencionado anteriormente neste estudo, em certas circunstâncias, empresas de energia elétrica são indenizadas em caso de revogação ou encampação da concessão.

Com a promulgação da Lei 5.655 de 20/05/1971, o Congresso brasileiro criou a RGR destinada a arrecadar fundos para serem usados nestes casos. Em fevereiro de 1999, a ANEEL revisou a metodologia de cálculo da taxa que todas as distribuidoras e certas geradoras que operem em regimes de serviço público são obrigadas a efetuar a título de contribuição mensal ao Fundo RGR, a uma alíquota anual igual a 2,5% dos ativos fixos da empresa em operações, sem exceder, contudo, 3% das receitas operacionais totais em qualquer exercício.

Nos últimos anos, nenhuma concessão foi revogada ou deixou de ser renovada, tendo a RGR sido utilizado principalmente para financiar projetos de geração e distribuição. A RGR deverá ser extinta até 2010 e a ANEEL deverá revisar as tarifas de energia elétrica de maneira tal que o consumidor receba algum benefício em função da extinção da RGR.

2.15.3.2 Uso de Bem Público - UBP

O Governo Federal impôs uma taxa sobre os Produtores Independentes de Energia Elétrica que utilizam recursos hídricos para geração de energia, excluindo-se as Pequenas Centrais Hidrelétricas, similar à taxa cobrada de empresas de serviço público com relação à RGR. Os Produtores Independentes de Energia Elétrica são obrigados a efetuar pagamentos ao Fundo de Uso de Bem Público, de acordo com as regras do correspondente processo licitatório para outorga de concessões⁸. A Eletrobrás foi responsável pelo recebimento dos valores destinados ao Fundo de Uso de Bem Público até 31 de dezembro de 2002, sendo a partir de então, depositados a favor do Tesouro Nacional, que se encarrega de seu repasse ao órgão administrador.

⁸ Os processos licitatórios ocorridos após a edição da Lei 10.848 passaram a adotar uma nova metodologia para o cálculo deste encargo como forma de diminuir os preços da energia ofertada ao mercado. Informações adicionais podem ser obtidas nos INSTRUMENTOS E PARÂMETROS DOS LEILÕES DE A-3 E A-5 DE 2007, constantes do Site: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/001-2007-Anexo

2.15.3.3 Conta de Consumo de Combustíveis - CCC

As distribuidoras e geradoras que comercializem energia elétrica diretamente com consumidores finais devem contribuir para a CCC. Criada pela Lei 5.899 de 05/07/1973, com a finalidade de gerar reservas financeiras para cobrir os aumentos de custos associados ao aumento do uso de usinas termelétricas, na hipótese de estiagem, tendo em vista os custos marginais de operação mais altos das usinas termelétricas em comparação com as usinas hidrelétricas.

Cada empresa de energia elétrica está obrigada a contribuir anualmente para a CCC. Gerida pela Eletrobrás, as contribuições anuais são calculadas com base em estimativas do custo do combustível que as usinas termelétricas precisarão no ano seguinte, serve para reembolsar as empresas de energia elétrica por parcela significativa dos custos de combustível de suas usinas termelétricas.

Em fevereiro de 1998, o Governo Federal dispôs sobre a extinção dos subsídios provenientes da CCC, no decorrer do período de três anos, a partir de 2003, em relação a usinas termelétricas construídas anteriormente a fevereiro de 1998 e atualmente pertencentes ao Sistema Interligado Nacional, já as usinas termelétricas construídas posteriormente a essa data não teriam direitos aos subsídios da CCC. Contudo, em abril de 2002, o Governo Federal estabeleceu que os subsídios da CCC continuariam a ser pagos às usinas termelétricas localizadas em sistemas isolados durante um período de 20 anos com o fim de promover a geração de energia elétrica nessas regiões.

2.15.3.4 Compensação Financeira pela utilização dos Recursos Hídricos - CFURH

Com exceção de determinadas Pequenas Centrais Hidrelétricas, todas as instalações hidrelétricas do Brasil devem pagar uma taxa aos estados e municípios brasileiros pela utilização de recursos hidrológicos é a Compensação Financeira pela utilização dos Recursos Hídricos (CFURH). Esses valores tomam por base a quantidade de energia elétrica gerada mensalmente por cada usina. São calculados pela ANEEL e

recolhidos aos seus cuidados para posterior repasse aos estados e municípios nos quais a usina ou o reservatório da usina está situado.

2.15.3.5 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

Criada pela Lei 10.438 de 26/04/2002, a CDE é suprida por meio de pagamentos anuais efetuados por concessionárias à título de uso de bem público, multas e sanções impostas pela ANEEL e, taxas anuais pagas por agentes que fornecem energia elétrica a consumidores finais, por meio de encargo a ser acrescido às tarifas relativas ao uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Essas taxas são ajustadas anualmente. A CDE foi criada para dar suporte ao desenvolvimento da produção de energia elétrica por todo o país, à produção de energia elétrica por meio de fontes alternativas de energia e, à universalização do serviço público de energia elétrica em todo o país. Tem duração prevista para 25 anos e sua administração está a cargo da Eletrobrás.

A Lei 10.848 estabeleceu que a inadimplência da contribuição à RGR, ao PROINFA, à CDE, à CCC, ou a não realização dos pagamentos devidos em função da compra de energia elétrica no ACR ou de Itaipu impedirá que a parte inadimplente receba um reajuste de tarifa (exceto pela revisão extraordinária) ou que receba recursos oriundos da RGR, da CDE ou da CCC.

2.15.3.6 Pesquisa e desenvolvimento - P&D

As concessionárias e autorizados de serviço público de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica, são obrigadas pela Lei 9.991 de 24/07/2000 e suas alterações posteriores, a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% (um por cento) de sua receita operacional líquida, em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico. As empresas que geram energia, exclusivamente, a partir de instalações eólicas, solares, de biomassa e PCHs, estão isentas desta obrigação.

2.15.3.7 Mecanismo de Realocação de Energia - MRE

A proteção contra riscos hidrológicos para usinas hidrelétricas com despacho centralizado é proporcionada pelo MRE, que procura mitigar os riscos inerentes à geração de energia hidráulica determinando que geradoras hidrelétricas compartilhem os riscos hidrológicos do Sistema Interligado Nacional. De acordo com as normas brasileiras, a receita proveniente da venda de energia elétrica pelas geradoras não depende da energia efetivamente gerada, e sim da Energia Assegurada de cada usina, cuja quantidade é fixa e determinada pelo Poder Concedente, constando no respectivo Contrato de Concessão. As diferenças entre a energia gerada e a Energia Assegurada são cobertas pelo MRE.

O principal propósito do MRE é mitigar os riscos hidrológicos, assegurando que todas as usinas participantes recebam pelo seu nível de energia assegurada, independentemente da quantidade de energia elétrica por elas efetivamente gerado. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas Energias Asseguradas, para aqueles que geraram abaixo.

A geração efetiva é determinada pelo ONS, tendo em vista a demanda de energia e as condições hidrológicas. A quantidade de energia efetivamente gerada pelas usinas, seja ela acima ou abaixo da Energia Assegurada, é precificada por uma tarifa denominada Tarifa de Energia de Otimização (TEO), que cobre somente os custos de operação e manutenção da usina. Esta receita ou despesa adicional será contabilizada mensalmente para cada gerador.

3 A TEORIA DO INVESTIMENTO E O CASO ESTUDADO

A Metodologia do Retomo do Investimento desenvolve-se no campo do conhecimento da análise financeira denominado por "engenharia econômica", "métodos quantitativos de análise de investimentos" ou "avaliação de alternativas de investimento" (MELLE, 2002, p. 22). Sua função é projetar o retorno a ser obtido com a inversão de recursos financeiros em um determinado momento relacionado com previsões futuras de exploração da uma atividade projetada. Tem como preocupação as decisões de aplicações de recursos em projetos com perspectiva de retornos periódicos ao longo do tempo objetivando a maximização do retorno desses recursos financeiros, incrementando a riqueza líquida.

A função precípua de qualquer gestor financeiro de uma organização é a intermediação dos fluxos monetários entre os mercados financeiros e as diferentes atividades operacionais da empresa. Desta forma, o gestor financeiro precisa definir em que ativos reais investir e como obter os recursos necessários para financiar tais ativos. Na literatura de finanças, o primeiro envolve as decisões de investimento, enquanto o segundo as decisões de financiamento.

No setor elétrico não é diferente, para as corporações que integram ou desejam integrar este mercado necessariamente são exigidos alguns pressupostos, quais sejam, disponibilidade de recursos para investimentos com longo prazo de maturação, conhecimento do mercado e sua regulamentação e, aceitar taxas de retorno em nível compatível com os prazos das concessões.

Para Ross, Westerfield e Jaffe (2002, p. 63), “o investimento deve ser comparado com uma alternativa relevante disponível no mercado financeiro e se não for tão atraente é melhor recorrer ao mercado em vez de realizar o projeto”.

No mercado financeiro existem alguns princípios básicos e torna-se fundamental compreendê-los para se decidir investir e obter financiamento. Dentre eles Fonseca (2003, p. 02) destaca que “o primeiro princípio financeiro básico é que um determinado volume de recursos vale menos amanhã do que hoje. O segundo princípio financeiro básico é que um recurso seguro vale mais do que um recurso com risco”. O primeiro pressupõe que se aplicado, o valor começa imediatamente a render juros. Já no segundo, o gestor deve

preocupar-se com o tempo e conseqüentemente a incerteza e os possíveis efeitos sobre o valor.

Com relação às decisões de investimento, Brealey e Myers (1998, p. 133), enfatizam que a “seleção de boas oportunidades de investimentos deve ter como critério o valor presente líquido (VPL)”. Por este critério, um determinado projeto só deve ser selecionado caso seu valor presente líquido seja positivo, ou seja, se todos os fluxos de caixas futuros atualizados por uma determinada taxa de desconto resultar positivo⁹. Percebe-se que dois parâmetros são fundamentais para a aplicação do critério do valor presente líquido na definição dos projetos viáveis: a projeção dos fluxos de caixa futuro e a definição da taxa de desconto. No setor de energia elétrica, os fluxos de caixa normalmente são estáveis ao longo do tempo, e sua projeção pode se desenvolver com certa simplicidade. Então, todas as dificuldades referentes à aplicação do VPL recaem sobre a determinação da taxa de desconto.

Com VPL positivo, a taxa interna de retorno do projeto é necessariamente superior à taxa de desconto. E, assim sendo, investidores estariam dispostos a financiar este projeto, uma vez que poderiam obter lucros extras que não seriam obtidos em outros projetos de mesmo risco.

Na literatura sobre a Teoria do Investimento em Projetos Alternativos, existe uma ampla gama de trabalhos que abordam além dos critérios anteriormente citados, outros parâmetros qualitativos e quantitativos, tais como efeitos de externalidades, relação custo/benefício e, impactos sociais (CONTADOR, 2000; ONODI, 1972).

No setor em discussão, que representa uma indústria de base, fornecedora de um insumo fundamental para todos os outros seguimentos da economia e item preponderante na inclusão social dos cidadãos menos assistidos, o lucro desejado pelo investidor, representado pela taxa interna de retorno do investimento, é um fator indispensável no processo decisório. Entretanto, o conflito entre os interesses do investidor e os do órgão regulador podem não convergir neste tipo de indústria.

⁹ BREALEY e MYERS dizem existir outras propostas alternativas ao critério do VPL, contudo, asseguram que tais critérios não satisfazem algumas propriedades desejáveis e, portanto, não podem ser superiores ao critério do VPL na análise de investimento.

O objetivo de qualquer regulador é evitar a existência de lucros extras na indústria. Esse objetivo é alcançado por meio da redução dos montantes dos fluxos de caixa de maneira a induzir a convergência da taxa interna de retorno para o valor da taxa de desconto. Logo, um dos grandes desafios da regulação é a determinação dessa taxa de desconto vista pelas empresas reguladas, que representará a taxa interna de retorno efetiva dos investimentos no setor.

Desta forma, a taxa de desconto utilizada na avaliação de projetos de investimentos, também pode ser definida como o custo de oportunidade do investidor ou a taxa interna de retorno de um investimento, seja em um investimento no mercado de capitais ou, no retorno pretendido por acionistas e credores se estes valores tivessem sido investido em fundos de investimentos disponíveis ou em outros ativos semelhantes, sejam eles reais ou financeiros.

Neste contexto, fica clara a relação existente entre as decisões de investimentos e as decisões de financiamento. Investidores quando decidem financiar uma empresa, seja através da compra de ações ou de empréstimo, observam a relação entre a taxa de retorno exigida e a taxa interna de retorno dos projetos implementados pela empresa. Do contrário, se notaria um desequilíbrio de mercado, possibilitando o uso da arbitragem como mecanismo para restabelecer o equilíbrio. Neste caso, a arbitragem surge como o fundamento necessário para que se possa argumentar a relação existente entre a taxa interna de retorno exigida pelos investidores e a taxa interna de retorno dos ativos reais.

Para Castro e Vance (2006, p. 1), “em geral, na avaliação de investimentos, aplicam-se os modelos de fluxo de caixa descontado” e desta forma, usa-se indistintamente os termos custo de oportunidade de capital ou taxa interna de retorno do capital para designar a taxa de desconto usada no cálculo do VPL. Assim, a partir da observação das taxas de retorno exigidas pelos credores e acionistas que financiam os investimentos da empresa, pode ser determinada a taxa de desconto dos fluxos de caixa.

3,1 A metodologia do retorno do investimento no setor elétrico

O processo de privatização no setor de energia elétrica iniciado em 1995 e a criação e implementação das atividades da ANEEL, levaram o mercado de energia elétrica a ser regido por princípios até então pouco observados pelos agentes. A eficiência e a redução dos custos passam a ser fatores exigidos pelos administradores e pelo órgão regulador.

De acordo com o estabelecido no inciso X do art. 4º do Anexo I do Decreto 2.335, de 6 de outubro de 1997, a ANEEL tem a competência de atuar nos processos de definição e controle de preços e tarifas, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, na forma da lei e do contrato de concessão.

Nos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica estão estabelecidos as tarifas iniciais e os mecanismos de alteração, que são: i) reajuste tarifário anual; ii) revisão tarifária extraordinária; e iii) revisão tarifária periódica, que deverá ocorrer, em média, a cada 4 anos. Cabe à ANEEL, estabelecer, para cada mecanismo de alteração de tarifa, alguns critérios metodológicos específicos, desde que obedeçam às determinações e regras estabelecidas no contrato de concessão e na legislação vigente.

No primeiro ciclo de revisão tarifária periódica, a ANEEL estabeleceu em Notas Técnicas o critério metodológico para determinação da remuneração de capital próprio e de terceiros, a ser utilizada no cálculo do Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC), o “Weighted Average Cost of Capital” (WACC), das concessionárias de energia elétrica do Brasil¹⁰.

Segundo ainda o contrato de concessão, a receita inicial da concessionária é dividida em duas parcelas. A parcela “A” relacionada com os chamados “custos não gerenciáveis”. São custos cujos montantes e variação não são administrados pela concessionária. A outra parcela, a “B”, que compreende o valor remanescente da receita,

¹⁰ A Agência Reguladora do Brasil (ANEEL) tem procurado adotar uma metodologia consagrada internacionalmente para o cálculo da taxa de retorno das Distribuidoras, nas suas revisões tarifárias. Isto ocorreu no primeiro ciclo e, diante das Notas Técnicas apresentadas até agosto/2006, não ocorreu alteração. Contudo, salienta-se que para as Geradoras, o retorno é buscado no mercado e está diretamente relacionado com a energia assegurada, possível de ser vendida e o preço de venda. Entretanto, nos últimos 2 leilões, o regulador tem indicado o preço de referência como balizador do mercado ou limitador da rentabilidade esperada.

envolvendo, os “custos gerenciáveis”. Estes custos, próprios da atividade de distribuição, refletem os custos de operação, são os gastos com pessoal, material e serviços de terceiros que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária. Além desses, a parcela “B” inclui a remuneração do capital, ou seja, a taxa interna de retorno do capital.

A remuneração do capital constitui-se em um elemento fundamental para o funcionamento das corporações, mais ainda, quando se trata de indústria regulada, pois é o sinal econômico que orienta a direção do investimento produtivo. O custo de capital ou a taxa de remuneração torna-se um parâmetro chave quando se trata de indústrias reguladas. Para Rocha, Camacho e Fiúza (2006, p. 5) “deve ser entendida como a taxa interna de retorno que espelhe o risco do setor em que se insere a empresa e seus serviços, de forma a garantir a atratividade adequada aos investidores”. Afirmam ainda que “essa atratividade torna possíveis a qualidade e a expansão do serviço público, fatores que são condicionantes para um crescimento econômico sustentado”.

A determinação da mencionada taxa pelo órgão regulador é de grande importância, equívocos na sua determinação podem prejudicar a atração dos investimentos ou a estabilidade do ambiente de negócios, levando o investidor a se posicionar abaixo do nível requerido de investimentos, com o conseqüente impacto na qualidade do serviço. Por outro lado, caso a taxa resulte em valores elevados, o negócio regulado pode obter uma taxa superior à de mercado, gerando distorção de preços com conseqüentes encargos adicionais para os consumidores, o que fere o conceito de serviço adequado estabelecido no § 1º do art. 6º da Lei 8.987/95¹¹.

A atuação do órgão regulador na definição da taxa interna de retorno deve observar regras claras e transparentes. Atualmente, aplica-se um método padronizado com vistas a promover a transparência necessária às práticas regulatórias e oferecer maior certeza sobre quais são os elementos determinantes da taxa de retorno e como esses a influenciam. Entre os métodos padronizados, o WACC, em combinação com o "Capital Asset Pricing Model" (CAPM/WACC) é o mais difundido mundialmente.

¹¹ A Lei 8.987/95, estabelece que toda concessão de serviço público pressupõe a prestação de serviço adequado com modicidade tarifária.

Para a aplicação do modelo WACC é essencial a definição de uma taxa de remuneração para cada componente da estrutura de capital considerada, que por sua vez, depende da especificação de uma metodologia consistente e que assegure a remuneração do capital das concessionárias de energia elétrica no Brasil. Os recursos captados pelas empresas sejam através de empréstimos ou emissão de títulos podem ser convenientemente contabilizados como capital próprio e de terceiros. Assim, o custo de oportunidade do capital da empresa pode ser definido como a média ponderada das taxas de retorno exigidas pelos credores, capital de terceiros, acionistas e capital próprio.

Neste contexto, lavando-se em consideração os vários modelos de determinação do custo de capital, o órgão regulador do setor elétrico brasileiro, ANEEL, optou por utilizar o CAPM para determinar tanto o custo do capital próprio quanto o custo de capital de terceiros. Compreende-se esta opção por saber que esta metodologia além de consagrada na literatura de finanças também é utilizada universalmente pelo mercado de capitais para precificar ativos. Este método também é utilizado por órgãos reguladores de outros países, tais como, Inglaterra (OFFER¹²), África do Sul (NER¹³), Itália (REI¹⁴), Nova Zelândia¹⁵, entre outros. Entendendo que este é o modelo que melhor representa a realidade das concessionárias de energia elétrica brasileiras e o custo do capital aportado pelos investidores deste setor, notadamente no que se refere a remuneração das concessionárias distribuidoras. A seguir, será tratado apenas as questões relacionadas com a remuneração do capital, taxa interna de retorno e custo do capital de concessionárias de geração de energia, lembrando que aproximadamente 75% da energia produzida no Brasil é decorrente de propulsão hidráulica¹⁶.

¹² OFFER – Office of Electricity Regulation – é o nome, até 1999, da agência reguladora de eletricidade no Reino Unido. Durante o ano de 1999, seu nome mudou para OFGEM – Office of Gas and Electricity Markets. Disponível em: <http://www.ofgem.gov.uk>

¹³ <http://www.ner.org.zal>

¹⁴ Regulating Electricity in Italy: Experiences from The First Regulatory Period (2000-03) and Lessons for The Second Regulatory Period (2004-07)". 19º World Energy Congress, Sydney, Australia, September 5-2004.

¹⁵ <http://www.comcom.govt.nzl>

¹⁶ Informações disponíveis em: <http://www.aneel.gov.br/htm.15> – BIG – Banco de Informações de Geração.

3.1.1 Remuneração do capital do investidor em geração de energia

A remuneração sobre o capital do investidor deve ser na medida adequada e de forma justa a não inibir a sua permanência no mercado ou o ingresso de novos investidores. Como dito anteriormente, a geração de energia envolve um grande volume de recursos com um longo prazo de maturação, e uma vez iniciado o projeto, a paralisação ou desistência acarretará em maiores prejuízos, não só para os investidores, mas para todos os envolvidos na cadeia de produção.

Na discussão sobre a remuneração do capital dos investidores em geração, existem pontos que necessariamente precisam ser conhecidos e ponderados. O grupo formado por empresas estatais pertencentes ao Sistema Eletrobrás, por imposição legal, necessita zelar pelo superávit primário das contas públicas. Entretanto, o que se viu nos últimos leilões de energia nova¹⁷ foi o apetite na aquisição de novas concessões por empresas do Sistema Eletrobrás. Supõe-se, em decorrência deste movimento, que seus acionistas aparentemente são menos exigentes quando se trata do cálculo da taxa interna de retorno embutida nos investimentos, portanto, suportariam taxas menores.

Para Cristiano, “isto seria apenas uma impressão equivocada do mercado e dos analistas de investimentos, pois levando em conta que o investidor de alguma forma tem recursos disponíveis para investir, ele apenas abre mão momentaneamente de uma rentabilidade maior” (informação verbal)¹⁸. É compreensível este argumento quando se entende que ao se incorporar ao grande patrimônio da empresa ou do próprio Sistema Eletrobrás, esta fará parte de um todo que por sua vez tem outra taxa. Assim, a taxa média de retorno de todo o ativo permanece atraente.

Estes argumentos são compreendidos quando se analisa o papel do Estado na formação do patrimônio energético brasileiro. A criação da Eletrobrás e a estatização da maioria das empresas privadas existentes, nos anos 60, tinham como objetivo suprir a necessidade do mercado consumidor de energia e promover o desenvolvimento econômico e social. Nesta ocasião, para o estado, único investidor e responsável pela entrega de

¹⁷ Energia Nova é a denominação dada à energia a ser produzida a partir das novas concessões. Também pode ser encontrada a denominação A3 e A5.

¹⁸ Comunicação pessoal ao autor em 15/09/2006 em reunião para discussão de novos projetos realizada por Furnas Centrais Elétricas.

energia aos consumidores, pouco representava a taxa interna de retorno dos investimentos. O cálculo era simples e direto. O país precisava de energia para crescer. O mercado cativo por sua vez cresceria junto com a economia. Então, custo e retorno eram variáveis pouco relevantes quando levadas em consideração.

Como visto anteriormente, a ANEEL estabeleceu premissas básicas para a determinação da taxa interna de retorno via reajuste tarifário para as distribuidoras. Entretanto o mesmo não ocorreu para as geradoras. Sabe-se que o regulador persegue uma modicidade tarifária para o consumidor final e, indiretamente este consumidor a partir dos preços de compra de energia dos geradores, por parte das distribuidoras, é que são os formadores dos preços de mercado. A partir das privatizações no setor, a conseqüente expansão da oferta de energia foi deixada por conta da iniciativa privada, por meio das restrições impostas às geradoras federais pela Resolução nº. 2.827 do Conselho Monetário Nacional¹⁹ editada em 30/03/2001 e das imposições direcionadas para o cumprimento das metas de resultado primário.

Neste contexto, tendo em conta que a estrutura do mercado de energia elétrica é composto por 11 concessionárias de geração, destaca-se que apenas 15% de toda energia produzida é proveniente de agentes privados. Sabe-se também que, com base no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica divulgado pelo MME/EPE²⁰ para o período 2006 a 2015, a taxa média de crescimento do consumo adotada como referência foi de 5,10% para o decênio. Com o crescimento projetado a necessidade de produção de energia adicional a partir de 2011 é de aproximadamente 3.000 MW. Para atender esta demanda, novos empreendimentos terão que ser licenciados previamente e licitados ainda em 2006, conseqüentemente, os projetos de construção e as decisões de investimentos também terão que ocorrer neste mesmo período.

Conhecendo as limitações de crédito e financiamento impostos às Geradoras Federais (GF)²¹ pelos fatores acima, Cristiano (2006) afirma que: “a taxa de crescimento de seus investimentos depende exclusivamente de sua capacidade interna de gerar

¹⁹ Esta Resolução consolida e redefine as regras para o contingenciamento do crédito ao setor público.

²⁰ Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica para o período 2006/2015 divulgado pela Empresa de Pesquisa Energética pode ser pesquisado na versão para consulta pública nos Sites: www.mme.gov.br e www.epe.gov.br

²¹ Denominação a ser adotada a partir de agora para identificar as empresas geradoras vinculadas ao Sistema Eletrobrás.

recursos” e, por conseguinte, “o uso constante de recursos próprios não tem permitido ganhos patrimoniais oriundos da alavancagem financeira, isto é, o retorno do capital dos acionistas não está sendo maximizado”. O autor segue apontando ainda que, “os encargos financeiros fixos no fluxo de lucros não estão produzindo alavancagem financeira e a empresa tem apresentado baixa taxa de crescimento interno” e, este também se coloca como mais um fator limitador da capacidade de investimento destes agentes.

Do exposto, restou a este grupo de agentes, encontrar mecanismos que possibilite alcançar a alavancagem financeira necessária para promover o crescimento da oferta de energia exigida pelo MME/EPE, para manter a margem de segurança do SIN conforme estabelecido no art. 2º da Resolução nº.1 da CNPE emitida em 18/11/2004. Este artigo determina o critério para garantir a oferta de energia elétrica aplicado aos estudos de planejamento de expansão adotado no PDEE 2006/2015 e assegure que o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional exceda 5% (cinco por cento) em cada um dos subsistemas que o compõem. É necessário entender que para o Ministério de Minas e Energia (2006, p. 66) ‘*risco de déficit*’ é “a probabilidade de que a disponibilidade de oferta de energia elétrica seja menor do que o mercado de energia correspondente, em pelo menos um mês do ano, não importando a magnitude do déficit”.

A encruzilhada em que se encontra o MME/EPE para promover a expansão necessária do mercado de energia, segundo especialistas, é decorrente de: a) do cancelamento do leilão de energia nova (termo já explicado anteriormente), que estava programado para o primeiro semestre de 2006; b) do recuo de grandes investidores, assustados com a taxa interna de retorno calculada com base nos preços médios ponderados de venda de energia para entrega a partir de janeiro de 2010, praticados no último leilão de dezembro de 2005²²; c) do risco de oferta de gás natural em decorrência da crise com a Bolívia; d) dos riscos ambientais não mensuráveis. Além destes, os outros riscos inerentes ao negócio, tem obrigado o grupo de geradoras federais a participarem mais ativamente dos leilões, como forma de; se não garantir, pelo menos minimizar o *risco de déficit* esperado, ao prevalecer o cenário hoje apresentado.

A Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (FIRJAN), alerta “sobre o risco de o país sofrer um novo racionamento de energia e sugere que o governo tome

²² O preço médio ponderado calculado neste leilão foi de R\$ 118,32, conforme pode ser visto na tabela constante do anexo I deste trabalho.

medidas urgentes e propõe que sejam mais utilizadas as usinas térmicas movidas a gás”. (FIRJAN..., 2006).

Dados disponibilizados pelo MME/EPE (2006a, p. 26-41), adotados como referência no PDEE 2006/2015, estima o crescimento de 4% ao ano no período compreendido entre 2006 e 2011 para o Produto Interno Bruto brasileiro (PIB) e de 4,5% no período que vai de 2012 a 2015. Neste mesmo decênio, o crescimento estimado para a geração de energia elétrica adotado como referência foi de 5,1% médios ao ano.

Nesta linha, para garantir a oferta segura de energia e um mercado dinâmico, Cristiano (2006, p. 10) afirma que: “na dinâmica do investimento, os preços dos contratos de venda de energia devem cobrir os custos de investimento, financiamento, encargos, taxas e custos de operação, a ponto de permitir a remuneração do capital próprio investido a uma taxa interna de retorno (TIR) maior ou igual à eficiência marginal do capital”. Este autor prossegue ainda em sua afirmação apontando outras variáveis de incertezas que influenciam o fluxo de caixa dos projetos, além dos riscos já mencionados acima. Dentre estas variáveis destaca “as oscilações da taxa de câmbio, o descolamento entre os índices de preços IGP-M e IPCA e as variações da TUST”.

A ANEEL disponibiliza informações públicas onde aponta que na matriz energética brasileira, excluindo-se os 75% produzidos por UHE’s (mencionados anteriormente), 21,5% é produzida por UTE’s. Dentre as UTE’s em operação aproximadamente 52% utilizam gás como combustível²³. Especialistas brasileiros e estrangeiros chamam a atenção para a ameaça de novo racionamento de energia e orientam para a necessidade de ampliação da matriz em funcionamento atualmente no país.

Perguntado sobre a ameaça de racionamento desenhada por alguns especialistas já a partir de 2008, caso não sejam tomadas providências urgentes, o inglês Robin Pratt²⁴ diz que: “sempre vai haver esse risco, a partir do momento em que o Brasil ainda é muito dependente dos recursos hídricos. O país precisa minimizar esses efeitos ampliando a matriz energética com outras fontes de energia, como termelétricas. É preciso investimento em infra-estrutura”. (A SITUAÇÃO..., 2006).

²³ Op cit. nota de rodapé 15 da p.77

²⁴ Robin Pratt é Diretor de Corporate Finance da Consultoria Deloitte na Inglaterra.

Embora negue veementemente a possibilidade de racionamento, ao mesmo tempo, o governo incentiva e cria condições para que as geradoras federais participem mais ativamente dos leilões de novas concessões (energia nova) e promovam os investimentos necessários para minimizar o risco apontado, enquanto os investidores privados não são atraídos pelas taxas de retornos propostas a partir da definição dos preços de referências indicados.

3.1.2 Remuneração do capital das geradoras federais

Para atender a demanda projetada pelo setor elétrico e pelo MME/EPE afastando o risco de racionamento a curto prazo, as geradoras federais, capitaneada por Furnas Centrais Elétricas, tem utilizado mecanismos disponíveis no mercado de capitais até então desconhecidos ou impensáveis como meio de alavancar o capital. Estas empresas para superar as restrições impostas já citadas acima, criaram verdadeiros departamentos de engenharia financeira. Formaram ou contrataram técnicos capazes de criar novas estruturas de negócios e hoje são tidas como empresas modernas e ágeis. Tal qual os conglomerados privados, elas hoje são capazes de criar operações estruturadas internamente e, quando levadas ao mercado financeiro, se mostram como investimentos seguros e atraentes.

Hoje, o Mercado de capitais nacional já possui um grau de maturidade que permite acesso amplo a este tipo de companhias. Mesmo sendo companhias de capital fechado, as GFs podem acessar o mercado de capitais através de operações em Sociedades de Propósito Específico (SPE), vinculadas a projetos ou, diretamente, através de operações de crédito, por meio de emissões de Cédulas de Crédito Bancário. O declínio da taxa básica de juros praticada pelo Banco Central do Brasil (BC), que atua como balizadora da taxa de crédito ofertada à economia, também tem promovido a ampliação da demanda de títulos privados de longo prazo por parte dos investidores institucionais, facilitando assim, a colocação de emissões de companhias que detêm risco de crédito conhecido.

3.1.3 Avaliação de investimentos e riscos em projetos de geração de energia hidrelétrica

A metodologia financeira do retorno de investimentos envolve a utilização de uma série de informações operacionais, financeiras, situações de mercado e da economia que interferem no resultado das análises. As principais informações que devem ser consideradas numa avaliação são apresentadas a seguir:

3.1.4 Taxa mínima de atratividade

Considerando que os fluxos líquidos de caixa ocorrem ao longo do tempo, é necessária a utilização de uma taxa de desconto que permita a comparação entre os valores que ocorrem nos períodos em consideração.

Nos métodos que utilizam valores absolutos como critério de avaliação, a taxa mínima de atratividade, ou custo de oportunidade, possibilita colocarmos os valores numa mesma base para análise. Os métodos que analisam a taxa de retorno implícita no fluxo obtido comparam essa taxa com a esperada em função do desempenho obtido pela empresa na atividade fim. Hess et al. (1982, p. 65) ao se referirem à taxa mínima de atratividade dizem:

Devido à escassez do capital, o sistema de oferta e procura da economia fornece um preço para o seu uso: assim, o capital tem, de um modo geral, uma remuneração ou rentabilidade de garantia. Isto faz com que mesmo sendo usado pelo próprio dono ele apresente um custo, o custo da oportunidade perdida, ou seja, ao usá-lo, o seu possuidor deixa de auferir pelo menos a rentabilidade oferecida pelo mercado. Foi dito “*pelo menos*” a rentabilidade oferecida pelo mercado, porque poderá ser perdida a oportunidade de outras aplicações ainda mais rentáveis. Conclui-se que, para um determinado investimento ser atrativo, deve render mais que as oportunidades de investimento perdidas por sua causa.

Casarotto e Kopittke (2000, p. 108) afirmam que:

[...] ao se analisar uma proposta de investimento deve ser considerado o fato de se estar perdendo a oportunidade de auferir retornos pela aplicação do mesmo capital em outros projetos. A nova proposta para ser atrativa deve render, no mínimo, a taxa de juros equivalente à rentabilidade das aplicações correntes e de pouco risco. Esta é, portanto, a Taxa Mínima de Atratividade.

Desta forma entende-se que a taxa mínima de atratividade ou custo de oportunidade de capital, funcionam como referencial para comparação entre taxas que exprimem retornos de capitais investidos. Assim, são de fundamental importância na análise de investimentos.

Todo investimento tem como componente inerente um grau de risco associado. Como se está tomando decisões projetando no presente, valores que ocorrerão no futuro, é fundamental que se inclua nas análises as incertezas relacionadas às previsões.

Os gestores fazem, a todo instante, previsões sobre o futuro, ou seja, sobre os resultados que seus atos e decisões poderão proporcionar. Kassai (2005, p. 110) salienta que "o processo decisório deve partir de informações existentes, admitir certas hipóteses e, através de algum método de previsão, chegar a informações sobre o futuro. Muitas vezes, essas previsões são realizadas dentro de parâmetros e critérios seguros; em outras vezes, elas acontecerão de forma assistemática ou subjetiva".

Hess et al. (1982, p. 72) "afirmam que o risco e a incerteza, embora sejam diferentes, influenciam de forma semelhante um estudo de viabilidade econômico-financeira". Estas influências, indesejáveis e decorrentes de fatores que atuam positiva ou negativamente no resultado de um investimento, podem causar desconforto ou dificuldades financeiras aos investidores.

Em projetos de geração de energia por meio hidráulico, riscos inerentes e indesejáveis devem ser observados. Dentre os inúmeros e potenciais riscos, pode-se destacar:

- Arqueológico: Riscos decorrentes de achados arqueológicos não detectados nos estudos prévios;

- Geológico: Riscos decorrentes de falhas geológicas não detectadas nos estudos e sondagens prévios, que podem comprometer a segurança do empreendimento ou o aumento do orçamento previsto para execução;
- Ambiental: Riscos decorrentes de atrasos nas concessões de licenças de instalação e de operação pelos órgãos ambientais competentes e de mudanças nas questões ambientais levantadas no estudo de viabilidade técnica (EIA/RIMA) conhecido quando da arrematação da concessão;
- Hidrológico: Riscos decorrentes da escassez de chuvas nos períodos propícios e necessários para manter o acúmulo de água do reservatório no nível ideal, não comprometendo a construção, a geração de energia ou a regularidade do rio abaixo da barragem;
- Operacional: Riscos decorrentes de falhas nos sistemas operacionais ou de segurança que possam comprometer a construção ou a operação da usina;
- Logístico: Riscos decorrentes de atrasos na recepção de matérias primas, equipamentos e mão de obra, em função da distância dos grandes centros produtores e dos acessos até o empreendimento;
- Social: Riscos provocados por ações judiciais impetradas por ambientalistas, movimentos sociais ou Ministério Público;
- Regulatório: Riscos provocados pela alteração da legislação vigente em decorrência dos diversos projetos de lei em discussão no Congresso;
- Econômico-Financeiro: Riscos provocados por descumprimento de prazos por fornecedores, pela insolvência de fornecedores ou questões sistêmicas de mercado;
- Societário: Riscos decorrentes de questões societárias não previstas em acordo de acionistas;
- Força Maior: Riscos imponderáveis e imprevisíveis em condições normais. São riscos que independem da vontade e da ação do homem.

3.1.5 A incerteza nas decisões de investir

Todo investimento pressupõe uma transferência intertemporal de recursos. Como em toda decisão de investir pesa a incerteza inerente ao futuro, decidir sobre investimento implica, necessariamente, formar juízo sobre eventos prováveis de acontecer, que sofrem contínua influência do ambiente de mercado. Incerteza e subjetividade são fatores presentes na análise ou justificativa de decisões de investimento.

Para Tavares (1989, p. 18), “o que a análise de investimento oferece ao investidor, na objetivação de suas indicações sobre as oportunidades de investimento, é a troca da certeza subjetiva pela incerteza objetiva ou mensurável”. Ao decidir investir em ativos tangíveis ou não, títulos ou quaisquer outros investimentos financeiros, o investidor está admitindo riscos baseados em valores projetados no presente, que só ocorrerão no futuro. Ainda para este autor os investidores objetivam sempre “maximizar suas riquezas ao final de um período de investimento”. (TAVARES, 1989, p. 21)

3.1.6 Conceito de ativo

Como já mencionado neste estudo, todo investimento pressupõe a transferência de recursos de uma determinada posição para outra. Esta troca está diretamente relacionada com o risco do ativo que se deseja investir. Tal decisão também está relacionada com a liquidez do ativo pretendido e os riscos propostos. Contudo, a troca de posição ou, a troca de ativo, só se justifica se, e somente se, os ganhos pretendidos forem maiores e/ou melhores que os praticados no presente. Segundo Damodaran (2002, p. 137), “esta proposição esta inserida na análise e vale como indicativo para todos os tipos de investidores”.

O FASB (1985, p. 9316) define ativo como “prováveis benefícios econômicos futuros obtidos ou controlados pela empresa como resultado de um evento ou transação passada”. Já para Marion (2004, p. 53), “ativo é o conjunto de bens e direitos de

propriedade da empresa. São os itens positivos do patrimônio, trazem benefícios, proporcionando ganho para a empresa”.

Neste contexto, os ativos podem ser divididos em tangíveis e intangíveis. Sendo ativos tangíveis: “os que têm uma substância concreta e que podem ser tocados, palpados e, os intangíveis os ativos que não têm substância física e que, sem serem abstratos, não podem ser tocados, palpados, mas podem ser comprovados” (MARION, 2004, p. 209).

No caso estudado, um empreendimento em hidrelétrica, vários são os componentes do ativo imobilizado da empresa, para fazer face à consecução de sua atividade e ao objetivo com que foi constituída.

Os valores investidos, num empreendimento deste porte, como já mencionado anteriormente, são volumosos, e podem-se destacar entre os tangíveis, as turbinas, os geradores, as comportas, os transformadores, etc. e, entre os intangíveis os software's de controles e automação do funcionamento dos equipamentos utilizados na produção.

O conjunto destes bens ou ativos funcionando harmonicamente possibilitam a consecução dos objetivos pretendidos e os resultados planejados no momento da decisão de investir.

3.1.7 Conceito do valor do dinheiro no tempo

Se encararmos a empresa sob o princípio da continuidade, seu valor e as decisões dos gestores devem ser estabelecidos com base no futuro. Levar em conta uma visão de longo prazo significa considerar o valor do dinheiro no tempo.

Para Assaf Neto (2002, p. 110), “esse princípio está relacionado ao fato de que uma unidade monetária hoje é preferível à mesma unidade monetária disponível amanhã”. A abordagem do valor do dinheiro no tempo utiliza conceitos da matemática financeira, os quais possibilitam que os agentes econômicos decidam sobre o que é melhor do ponto de vista econômico-financeiro a cerca do uso dos recursos disponíveis ao longo do tempo. O sacrifício de postergar uma entrada de caixa hoje, mediante uma recompensa futura, é definido pelo taxa juros ou retorno esperado.

Laponni (2007, p. 138), orienta quanto a “trabalhar os valores em tempos diferentes, transportando-os para uma mesma data, descontados a uma taxa de juros que reflita o custo de oportunidade”. Ao mesmo tempo, esta taxa deve remunerar os riscos embutidos no novo investimento representado pela incerteza com relação ao futuro.

O caso deste estudo é o de uma Usina hidrelétrica de porte médio, construída e administrada pela iniciativa privada, respaldada em um contrato de concessão por período determinado.

Os valores aqui utilizados foram adaptados e projetados a partir de dados encontrados nas Demonstrações Financeiras divulgadas e disponibilizadas ao público, em jornais e revistas especializadas e, de relatórios gerenciais divulgados interna ou externamente.

Como premissas para a confecção e montagem analítica dos dados e valores pesquisados, adotou-se a moeda nacional (Real) e a variação do Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) divulgado mensalmente pela Fundação Getulio Vargas (FGV), para ajustar e equalizar os valores orçados e realizados ao longo do tempo. A escolha deste indexador deveu-se a duas razões:

- a) as obrigações assumidas junto ao órgão regulador durante o período de concessão sofrem a variação deste indexador e;
- b) os contratos bilaterais de venda de energia para entrega futura (A5) assumidos pelo gerador, também tem este mesmo indexador como base dos reajustes anuais dos preços.

Desta forma, a adaptação dos dados originais procurou preservar a integridade das informações colhidas, mantendo os mesmos parâmetros de indexação para se atingir os objetivos da pesquisa.

3.2 Empresa de geração de energia hidrelétrica

Uma empresa de geração de energia hidrelétrica (GEH), normalmente é constituída pelo capital de grandes corporações. Às corporações que integram ou desejam

integrar este mercado necessariamente são exigidos alguns pressupostos, quais sejam: disponibilidade de recursos para investimentos com longo prazo de maturação, conhecimento do mercado e sua regulamentação e, aceitar taxas de retorno em nível compatível com os prazos das concessões.

A indústria de geração de energia faz parte de um mercado altamente regulado e diferentemente de qualquer indústria comum; o seu processo produtivo requer normalmente a utilização de grandes áreas geográficas e o seu produto possui características que o diferenciam dos demais insumos industriais. Ele precisa ser gerado concomitantemente com o consumo, não pode ser armazenado pelo produtor (gerador) nem pelo consumidor, não pode ser transportado pelos meios usuais de transporte e, sua qualidade depende tanto das concessionárias que produzem, transmitem e distribuem, quanto dos consumidores finais.

A construção de uma hidrelétrica atualmente é vista pela sociedade com restrições. Dentre os impactos negativos prováveis, estão: o alagamento de grandes áreas de terras produtivas ou não, prejudicam muitas vezes a fauna e a flora da região, causam geralmente mudanças na economia regional e mexem com a cultura da população. É um tipo de energia mais barata e menos agressiva ambientalmente do que outras como a *energia nuclear*, a do *petróleo* ou a do *carvão*. Entretanto, cada caso deve ser analisado individualmente por especialistas em engenharia ambiental *e/ou engenharia hidráulica*, atendendo as especificidades de cada região e a legislação pertinente.

Os impactos sócio-ambientais provocados por estes empreendimentos, procuram ser minimizados com a adoção de medidas preventivas, decorrentes de estudos prévios estabelecidos pelo poder concedente, pelo órgão regulador e pelos órgãos licenciadores estadual ou federal, conforme o caso.

Os valores investidos estão diretamente relacionados com a potência instalada e a localização do aproveitamento hidrelétrico, uma vez que a infra-estrutura exigida para o transporte de material e equipamentos, bem como da mão de obra necessária para a construção e montagem, além dos técnicos especializados e suporte operacional aumentam tanto quanto seja maior a distância entre o local do empreendimento e o centro produtor dos insumos básicos.

3.3 A Geração de Energia Hidrelétrica - GEH

Uma usina hidrelétrica pode ser definida como um conjunto arquitetônico de obras civis e equipamentos cuja finalidade é a geração de energia elétrica a partir do aproveitamento do potencial proporcionado pela vazão hidráulica e concentração dos desníveis existentes ao longo do curso de um rio. A implantação de um aproveitamento hidrelétrico para transformar a energia hidráulica em energia elétrica justifica-se quando se pode utilizar um desnível hidráulico natural ou criado por uma barragem para captação e condução da água à turbina, que está sempre situada em um nível tão baixo quanto possível em relação à captação.

Uma usina hidrelétrica é composta de reservatório, da casa de força e da subestação elevadora de tensão. O reservatório é formado pelo represamento das águas do rio, por meio da construção de uma barragem. Na barragem é construído o vertedor da usina, por onde sai o excesso de água do reservatório na época das chuvas ou no caso de paralisação dos equipamentos. A casa de força é o local onde são instalados os equipamentos que vão produzir a energia. Na subestação elevadora são instalados os transformadores elevadores onde a energia elétrica tem suas características transformadas para melhor transportá-la através das linhas de transmissão. O processo de geração de energia elétrica ocorre em várias etapas, vistas a seguir.

3.4 O processo de geração de energia hidrelétrica

A água captada em um reservatório é conduzida sob pressão por tubulações forçadas até a casa de máquinas, onde estão instaladas as turbinas e os geradores. A turbina, sucessora das antigas rodas d'água, é formada por um rotor ligado a um eixo. A pressão da água sobre as pás do rotor da turbina produz o movimento giratório do eixo da turbina, transformando a energia hidráulica em um trabalho mecânico, que por sua vez aciona o gerador. O gerador é um equipamento composto por um eletroímã e por um fio bobinado. O movimento do eixo da turbina produz um campo eletromagnético dentro do

gerador, produzindo assim, a eletricidade, que é levada para o consumidor por meio das linhas de transmissão.

O funcionamento de uma usina hidrelétrica acontece conforme o esquema abaixo:

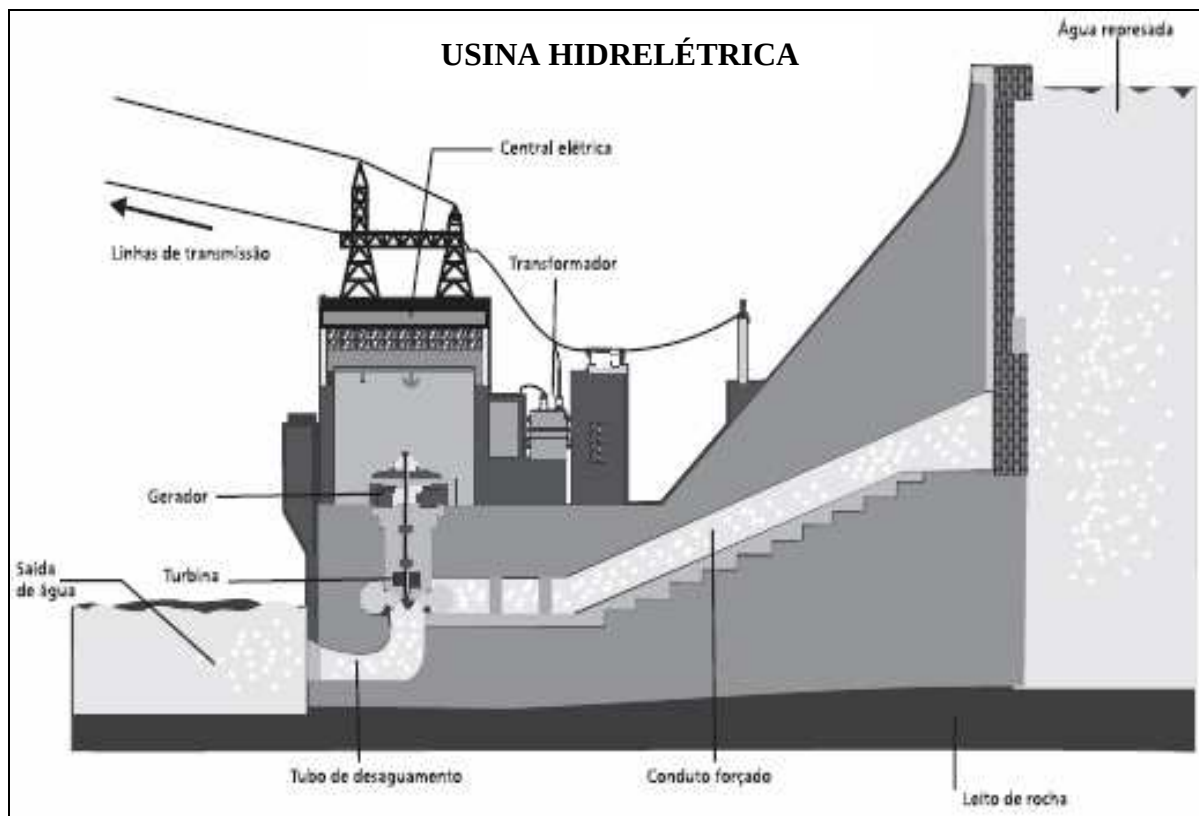


FIGURA – 2 - FUNCIONAMENTO DE UMA USINA HIDRELÉTRICA

Fonte: BM&F – Bolsa de Mercadoria e Futuros, 2005.

3.5 Aspectos positivos de uma hidrelétrica

Apesar dos impactos sócio-ambientais produzidos pelas hidrelétricas, aspectos positivos são perceptíveis nos novos empreendimentos deste tipo no Brasil a partir da aplicação de técnicas modernas de gestão ambiental e do respeito à legislação vigente, tais como:

- A produção de energia utilizando-se um recurso natural e renovável;
- O resultado é uma energia limpa e sem resíduos poluentes;
- Baixo custo de operação;
- Alto investimento de capital financeiro e técnico;

- A grande geração de emprego durante o período de construção;
- A água retida em seu reservatório possibilita o uso para a irrigação, navegação e amortecimentos de cheias;
- Monitoramento da fauna e flora da região;
- Possibilita a utilização de forma sustentável para o lazer da população da região e o crescimento do turismo;
- Melhoria na economia da região.

3.6 Pré-requisitos para participação do processo licitatório de uma hidrelétrica

A participação em processos licitatórios para a construção e exploração de novas hidrelétricas está sujeita ao cumprimento de alguns pré-requisitos estabelecidos pelo poder concedente. O edital de licitação preparado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) prevê que o vencedor será definido pelo critério de menor preço e outorga ao vencedor o direito de implantar e operar a hidrelétrica pelo período de 35 anos.

A empresa ou grupo de empresas reunidas em consórcios necessitam ser credenciadas e pré-qualificadas para participar dos leilões. No processo de credenciamento, os interessados precisam demonstrar sua regularidade jurídica, comprovar que estão em situação regular com suas obrigações fiscais, apresentar documentos contábeis para atestar capacidade econômica e financeira e, demonstrar competência técnica.

3.7 Os ciclos de um empreendimento

A concepção de um empreendimento desta magnitude consome valores substantivos e tempo até sua conclusão, além do preenchimento dos pré-requisitos estabelecidos pelo poder concedente. Projetos desta natureza utilizam tecnologias avançadas e dispendiosas, bem como recursos humanos especializados. Distinguem-se por diferentes eventos ao longo do seu ciclo de vida, neste estudo, dividido em dois períodos.

O primeiro engloba todo o ciclo de investimento ou pré-operacional. É o período de implantação do empreendimento. Este ciclo, compreendido de diversas fases, inicia-se com a constituição propriamente dita da empresa empreendedora objetivando participar do processo de licitação de um AHE, passa pela assinatura do contrato de concessão, todas as etapas da construção e, termina com a entrada em operação da (s) Unidade (s) Geradora (s). Neste ciclo os recursos monetários e intelectuais necessários para a consecução do projeto em toda sua dimensão, começam a ser aportados. Os investimentos diretos em projetos desta natureza, normalmente variam de 30 a 60 meses, situando-se a média em torno de 42 meses, não sendo considerado neste intervalo de tempo, qualquer interrupção no cronograma previamente estabelecido.

O segundo ciclo, o de consolidação do investimento, onde inicia a fase de operação e maturação do empreendimento, compreende o tempo desde a autorização pelo órgão regulador para a operação comercial da energia gerada até o final da concessão. Este ciclo operacional ou de geração de caixa para a empresa, é o período em que os investidores esperam o retorno do capital investido durante todo o primeiro ciclo. Neste período, espera-se que além do retorno aos investidores, a geração de caixa seja suficiente para suportar o dia a dia da empresa, cumprindo as regras estabelecidas pelo poder concedente e, disponibilizando a energia contratada.

3.7.1 Ciclo de implantação ou do investimento em Geração de Energia Hidrelétrica - GEH

O ciclo de implantação ou de investimento de empreendimentos desta natureza pressupõe a construção e instalação de uma nova Planta Industrial, isto é, uma nova unidade de geração de energia. Para Iudícibus, Martins e Gelbcke (2003, p. 200), “os recursos utilizados na aquisição de bens ou direitos que se destinam à manutenção das atividades da empresa, formam o imobilizado em andamento”. Nesta atividade, são aplicados grandes somas na aquisição de máquinas e equipamentos eletromecânicos, terrenos e insumos básicos, tais como: cimento, aço e energia.

Empreendimentos deste porte utilizam uma imensa gama de informações técnicas e gerenciais que servem como base para os estudos preliminares e construção do orçamento de investimento a ser praticado durante todo o processo de desenvolvimento da obra civil e de montagem, bem como da fase operacional.

Como forma de melhor entender o desenvolvimento dos trabalhos executados e os valores investidos neste empreendimento adotou-se como parâmetro a divisão do orçamento de investimento em 7 (sete) grandes grupos de itens distribuídos em 3 (três) fases distintas, definidas para o ciclo de implantação.

3.7.1.1 Grupos de itens definidos para o orçamento de investimento

- **Projetos:** neste item estão inseridos todos os gastos com a elaboração dos projetos necessários para os estudos de viabilidade e execução do empreendimento. Dentre eles os projetos pré-básico, básico e executivo de engenharia e meio ambiente;
- **Obras Civas:** neste item estão inseridos todos os gastos com os construtores e prestadores de serviços diretamente relacionados com a execução das obras civis principais e complementares ao empreendimento;
- **Equipamentos:** os gastos alocados neste item referem-se aos desembolsos relacionados com o fornecimento dos equipamentos eletromecânicos, testes em modelos reduzidos e equipamentos adicionais e complementares ao empreendimento. Destacam-se dentre outros, turbinas, geradores, transformadores e comportas;
- **Meio Ambiente:** aqui estão computados todos os gastos relacionados direta ou indiretamente com questões ambientais. São despesas de aquisição de áreas rurais e urbanas necessárias para a instalação do canteiro de obras e formação do reservatório, para relocação de impactados, licenciamentos e programas ambientais definidos previamente no EIA/RIMA antes do processo de

licitação ou decorrentes de exigências legais surgidas durante o processo de construção;

- Estudo de viabilidade e Instalação da Infra-estrutura: nesta conta encontram-se todos os gastos diretos ou reembolsados, assumidos com os estudos e levantamentos prévios, com os estudos de viabilidade técnica do aproveitamento hidrelétrico e a formação e instalação da infra-estrutura necessária para o início das obras. São estradas de acesso, alojamentos, energia elétrica e escritórios de apoio;
- Despesas Administrativas: neste item estão computados todos os gastos realizados com a administração direta e indireta do AHE. São distinguidas aqui as despesas com recursos humanos, viagens, hospedagem e alimentação, veículos, transportes e fretes;
- Despesas Tributárias, Financeiras e outros Encargos: os valores encontrados nesta conta referem-se às despesas com tributos, taxas e contribuições pagas aos governos (Federal, Estadual e Municipal), os juros e encargos financeiros decorrentes de empréstimos bancários e de multas e encargos pagos a fornecedores.

3.7.1.2 Fases de implantação do investimento

As fases do projeto foram divididas em períodos de tempo assim definidos:

- A primeira fase (fase 1) contempla um período de 30 meses contados a partir da arrematação em leilão do AHE licitado, em junho de 2001 até dezembro de 2003;
- A segunda fase (fase 2) contempla um período de 18 meses iniciado em janeiro de 2004 até junho de 2005, e;

- A terceira e última fase do ciclo pré-operacional (fase 3), também com 18 meses tem seu início em julho de 2005 e seu término em dezembro de 2006.

3.7.2 As fases do ciclo de implantação do empreendimento

3.7.2.1 A primeira fase – fase 1

A primeira fase do ciclo de Implantação inicia-se com desenvolvimento dos estudos técnicos e de viabilidade para implantação do projeto. Nesta etapa se conhecem os valores necessários para programar, começar e concluir todas as fases do projeto e o preço de venda do produto que viabilize o investimento. Este é em outras palavras, o momento de decisão de investir, sendo o próximo passo, a participação na licitação para arrematação do aproveitamento hidrelétrico e a oferta de venda de energia para entrega futura.

No caso estudado esta etapa foi concluída com a arrematação do AHE. Definido o orçamento de investimento, iniciou-se a contratação dos serviços. Empreiteiros de obras civis, fabricantes e montadores dos equipamentos eletromecânicos e instalação da infraestrutura necessária para a consecução do empreendimento. Procedeu-se também, com as aquisições de terras para áreas do canteiro de obras e do reservatório, bem como dos trabalhos de conscientização e orientação à população impactada, com base nos Projetos Básicos Ambientais elaborados de acordo com Estudos de Impacto Ambiental (EIA) e Relatórios de Impacto Ambiental (RIMA), aprovados pelos órgãos licenciadores.

O orçamento do empreendimento foi definido e contratado conforme a configuração da tabela 2 a seguir. Nela, também pode ser visualizado o percentual de participação de cada grupo de itens, ao longo das 3 fases do ciclo de Implantação.

TABELA 2 - ORÇAMENTO ORIGINAL DE INVESTIMENTO NAS 3 BASES e PARTICIPAÇÃO DOS ITENS DEFINIDOS EM RELAÇÃO AO ORÇAMENTO TOTAL EM CADA BASE

	A	B	C	D	E	F
ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO	TOTAL DO PROJETO - ORÇAMENTO ORIGINAL BASE ZERO - JUN/2001	PARTICIPAÇÃO NO ORÇAMENTO TOTAL %	TOTAL DO PROJETO - ORÇAMENTO ORIGINAL BASE 1 - DEZ/2003	PARTICIPAÇÃO NO ORÇAMENTO TOTAL %	TOTAL DO PROJETO - ORÇAMENTO ORIGINAL BASE 2 - DEZ/2006	PARTICIPAÇÃO NO ORÇAMENTO TOTAL %
ITENS						
Projetos	26.888.516,37	2,90%	35.259.834	2,52%	45.778.255	2,90%
Obras Cíveis	436.672.345,23	47,09%	653.789.502	46,72%	743.443.698	47,09%
Equipamentos	265.309.103,03	28,61%	412.356.674	29,47%	451.694.234	28,61%
Meio Ambiente	100.980.511,10	10,89%	158.356.250	11,32%	171.921.408	10,89%
Estudo de viabilidade e Instalação da Infra-estrutura	20.222.821	2,18%	22.153.872	1,58%	34.429.771	2,18%
Despesas Administrativas	40.626.279	4,38%	59.501.360	4,25%	69.167.080	4,38%
Despesas Tributárias, Financeiras e outros Encargos	36.668.858	3,95%	57.929.462	4,14%	62.429.488	3,95%
total investimento	927.368.433	100,00%	1.399.346.954	100,00%	1.578.863.935	100,00%

Fonte: Dados elaborados pelo autor

Ao longo da primeira fase do ciclo de implantação, questões relacionadas com o meio ambiente e os órgãos licenciadores, provocaram uma paralisação nas obras civis em andamento e na aquisição de terras para formação do reservatório, conseqüentemente, todos os contratos em andamento, que tinham como marco inicial as obras civis, também sofreram postergação. Nesta ocasião, 18 meses após o início das obras (dezembro de 2002), já haviam sido realizados aproximadamente 12% do orçamento total previsto para o empreendimento. A tabela 3 abaixo, mostra na coluna C, os valores em moeda corrente originalmente realizados em cada item nesta fase, em relação ao **Orçamento Original na Base de Dezembro de 2003**. Esta base orçamentária passará a ser identificada doravante como BASE 1.

TABELA 3 - ORÇAMENTO ORIGINAL DE INVESTIMENTO NA BASE 1 X REALIZADO EM 18 MESES DA FASE 1

	A	B	C
ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO	TOTAL DO PROJETO - ORÇAMENTO ORIGINAL BASE 1	% DE REALIZAÇÃO DO ORÇAMENTO TOTAL NA BASE 1	REALIZADO NO PERÍODO EM RELAÇÃO AO ORÇAMENTO ORIGINAL BASE 1
ITENS			
Projetos	35.259.834	1,07%	14.981.007
Obras Cíveis	653.789.502	5,26%	73.639.958
Equipamentos	412.356.674	2,16%	30.226.432
Meio Ambiente	158.356.250	0,60%	8.433.509
Estudo de viabilidade e Instalação da Infra-estrutura	22.153.872	1,47%	20.531.483
Despesas Administrativas	59.501.360	0,71%	9.895.866
Despesas Tributárias, Financeiras e outros Encargos	57.929.462	0,29%	4.042.215
total investimento	1.399.346.954	11,56%	161.750.471

Fonte: Dados elaborados pelo autor

Fato relevante aconteceu nesta primeira fase. A paralisação, já mencionada, do projeto ocasionou um rearranjo na participação acionário do empreendimento, que até então era composto por capital privado, sendo sua maioria de origem estrangeira. O ingresso deste novo sócio, uma empresa do Sistema Eletrobrás, em substituição de alguns outros, por meio da criação de uma SPE, possibilitou a viabilização do empreendimento, a retomada da obra e o ingresso de recursos financeiros aportados pelo BNDES, após aprovação do projeto e das garantias oferecidas pelos acionistas.

Avaliado as informações obtidas relativas a esta primeira fase, aplicaram-se as premissas estabelecidas para este estudo, aos valores originalmente orçados e realizados nos primeiros 18 meses. Tomando-se por base o orçamento original para todos os itens de R\$ 1.399.346.954, na base 1 e os valores realizados em cada um deles na mesma base, verifica-se que R\$ 161.750.471, representam 11,56% do orçamento total.

Para melhor compreensão do método aplicado, tome-se o seguinte exemplo:

Valor desembolsado:	R\$ 1.000,00;
Mês do Efetivo Desembolso:	Abril de 2002;
IGPM de Abril de 2002:	218.486
IGPM de Dezembro de 2006	347.842

Assim Temos:

$$((R\$ 1.000,00 / 218.486) \times 347.842) = R\$ 1.592,06 \text{ ou}$$

R\$ 592,06 de variação.

Observando o exemplo acima, percebe-se uma variação de 59.206% no valor desembolsado.

A adoção deste método tem por objetivo levar todos os valores conhecidos para uma mesma base. Desta forma, aplicando este método em cada um dos valores orçados e efetivamente desembolsados para cada grupo de itens do orçamento descritos na tabela 3 ao longo dos meses compreendidos nesta primeira fase, projetando-os para dezembro de 2006, chega-se a novos valores, visualizados na tabela 4, a seguir. Esta nova data de referência passará a ser chamada a partir de então de BASE 2.

**TABELA 4 - ORÇAMENTO ORIGINAL DE INVESTIMENTO NA BASE 2 X
REALIZADO EM 18 MESES DA FASE 1 NA BASE 2**

	A	B	C
ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO	TOTAL DO PROJETO ORÇAMENTO ORIGINAL EM MOEDA DE DEZEMBRO/2006 (BASE 2)	% DE REALIZAÇÃO DO ORÇAMENTO TOTAL NA BASE 2	REALIZADO NO PERÍODO EM RELAÇÃO AO ORÇAMENTO ORIGINAL BASE 2
ITENS			
Projetos	45.778.255	1,49%	23.487.410
Obras Cíveis	743.443.698	6,95%	109.683.935
Equipamentos	451.694.234	2,95%	46.511.340
Meio Ambiente	171.921.408	0,82%	12.969.802
Estudo de viabilidade e Instalação da Infra-estrutura	34.429.771	2,05%	32.426.470
Despesas Administrativas	69.167.080	0,94%	14.769.555
Despesas Tributárias, Financeiras e outros Encargos	62.429.488	0,39%	6.153.249
total investimento	1.578.863.935	15,58%	246.001.761

Fonte: Dados elaborados pelo autor

Note-se que os valores realizados no total dos itens, passam de uma representatividade de 11,56% do orçamento na de base 1, para 15,58%, nesta nova base 2. Comparando estes dados, agora na coluna **H** da tabela 5 abaixo, verifica-se que a diferença entre os valores efetivamente realizados corresponde a um desvio de aproximadamente 34,79%. Entretanto, ao se comparar o total do orçamento nas duas bases, esta variação percentual cai para apenas 12,83% conforme visto na coluna **G**. Saliente-se que neste mesmo período (dez/2003 a dez/2006) a variação do IGPM foi de aproximadamente 18,13%.

TABELA 5 - VERIFICAÇÃO DOS DESVIOS NAS BASES 1 e 2 NOS 18 MESES DA FASE 1

	A	B	C	D	E	F	G	H
ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO	TOTAL DO PROJETO ORÇAMENTO ORIGINAL BASE 1 - DEZ/2003	% DE REALIZAÇÃO DO ORÇAMENTO TOTAL NA BASE 1	REALIZADO NO PERÍODO EM RELAÇÃO AO ORÇAMENTO ORIGINAL BASE 1	TOTAL PROJETO ORÇAMENTO ORIGINAL EM MOEDA DE DEZEMBRO/2006 (BASE 2)	% DE REALIZAÇÃO DO ORÇAMENTO TOTAL NA BASE 2	REALIZADO NO PERÍODO EM RELAÇÃO AO ORÇAMENTO ORIGINAL BASE 2	DE DESVIO ENTRE OS ORÇAMENTOS NAS BASES 1 e 2 G = (D / A)	DE DESVIO ENTRE O REALIZADO NAS BASES 1 e 2 H = (E / C)
ITENS								
Projetos	35.259.834,07	1,07%	14.981.007	45.778.255	1,49%	23.487.410	29,83%	38,96%
Obras Cíveis	653.789.502,12	5,26%	73.639.958	743.443.698	6,95%	109.683.935	13,71%	32,01%
Equipamentos	412.356.673,83	2,16%	30.226.432	451.694.234	2,95%	46.511.340	9,54%	36,38%
Meio Ambiente	158.356.249,62	0,60%	8.433.509	171.921.408	0,82%	12.969.802	8,57%	36,30%
Estudo de viabilidade e Instalação da Infra-estrutura	22.153.872	1,47%	20.531.483	34.429.771	2,05%	32.426.470	55,41%	39,98%
Despesas Administrativas	59.501.360	0,71%	9.895.866	69.167.080	0,94%	14.769.555	16,24%	32,28%
Despesas Tributárias, Financeiras e outros Encargos	57.929.462	0,29%	4.042.215	62.429.488	0,39%	6.153.249	7,77%	34,92%
total investimento	1.399.346.954	11,56%	161.750.471	1.578.863.935	15,58%	246.001.761	12,83%	34,79%

Fonte: Dados elaborados pelo autor

Esta primeira fase constitui um período de aproximadamente 30 meses, iniciados com a constituição da empresa e os gastos iniciais realizados, até dezembro de 2003. A definição deste intervalo de tempo, como marco determinante para a análise das variações, deveu-se unicamente ao fato de que os grandes contratos que compuseram os itens de maior peso no orçamento original somam aproximadamente 80%, na base orçamentária de dezembro de 2003 (base 1). Como visualizados na tabela 2, estes itens são compostos de projetos, das obras civis e dos equipamentos eletromecânicos necessários ao empreendimento.

As diferenças encontradas nas bases orçamentárias e as variações dos itens orçados nestas mesmas bases, a partir das informações verificadas na tabela 5 acima, podem ser explicadas a partir da análise dos seguintes pontos:

- O indexador adotado para ajustar o orçamento ao longo do tempo;
- Os indexadores adotados para ajustar os contratos praticados;
- Fatos novos possíveis de impactar o orçamento inicialmente proposto.

Com base nesses três pontos foi desenvolvida a seguinte análise:

O IGP-M, indexador adotado para equalizar os valores orçados e realizados nas duas bases definidas, teve uma variação acumulada no período de 30 meses imediatamente anteriores à base orçamentária de dezembro de 2003 (base 1), de aproximadamente 44,12%. Esta informação nos remete a junho de 2001, mês que se configura como o marco ZERO de toda a base orçamentária do empreendimento. Isto posto, temos que para efeito de ajuste, o orçamento original em junho de 2001, BASE 0 (zero) nome adotado e que será utilizado daqui para frente, aplicando a mesma metodologia utilizadas nas demais bases orçamentárias, sendo desta vez uma regressão no tempo, temos que o orçamento total do projeto na base 1, de R\$ 1.399.346.954, na realidade era de aproximadamente, R\$ 927.368.433, na base 0.

Como forma de melhor visualizar esta variação, e conhecer o percentual de participação de cada grupo de itens que determinaram o orçamento original na base 0, isto é, o marco inicial de todo o projeto. Recorra-se a tabela 2 mostrada anteriormente.

Tendo em vista que o projeto iniciou seus desembolsos a partir da constituição propriamente dita da Empresa de Propósito Específico (SPE) criada para construção e exploração do AHE, após ganhar a licitação em junho de 2001 e, posterior assinatura do contrato de concessão junto ao órgão regulador (ANEEL), todos os grandes contratos fechados com fornecedores de equipamentos e serviços, também tiveram como base inicial para os futuros reajustes de preços, este mesmo mês. A data da licitação funciona neste caso específico, como a contagem inicial do tempo de concessão e prazo para conclusão da construção e, conseqüentemente, a entrada em operação.

É necessário colocar que estes grandes fornecedores de equipamentos e serviços mobilizam uma grande quantidade de técnicos, colaboradores diretos e indiretos e tantos outros sub-fornecedores quanto necessários para o cumprimento dos contratos assumidos. Esta cadeia de fornecedores de material e serviços está espalhada pelos diversos segmentos das atividades econômicas do país, e neste sentido, adotam indexadores para reajustar preços, que melhor refletem as variações dos preços dos insumos utilizados no seu contrato.

Desta forma, observou-se que a maioria dos contratos, principalmente os firmados com os empreiteiros das obras civis e com os fornecedores de equipamentos eletromecânicos, possuem fórmulas paramétricas compostas de ponderações de diversos índices que refletem custos setoriais. Como são contratos de longa duração em função das características dos serviços e equipamentos e dos prazos estabelecidos para entrega, às parcelas de pagamento sofrem reajustes periódicos, observando sempre as imposições legais.

No caso das obras civis de construção de hidrelétricas, as fórmulas paramétricas usualmente praticadas pelos empreiteiros contemplam as variações dos diversos componentes da matriz do Índice Nacional de Custos de Obras Hidrelétricas (INCOH), do Índice Nacional de Preços ao Consumidor (INPC) e do IGP-M, todos apurados e divulgados pela FGV. A ponderação dos componentes está relacionada diretamente com o projeto contratado e suas especificidades. O mesmo pode ser considerado para os fornecedores dos equipamentos eletromecânicos, sendo neste caso a ponderação de alguns dos vários componentes da matriz do Índice de Preço por Atacado – Oferta Global (IPA-OG) e do Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (PGP-DI).

Dentre os diversos componentes que contribuem para a formação dos preços dos contratos e conseqüentemente concorrem para a promoção dos reajustes por meio das variações mensais das matrizes de índices utilizados, destacam-se: No INCOH, a escavação comum, escavação em rocha a céu aberto, aterro compactado, produtos manufaturados siderúrgicos, entre outros. No IPA-OG, o ferro, o aço e seus derivados, metais não ferrosos, produtos industriais – motores, geradores, máquinas e equipamentos, dentre outros.

Nesta fase 1 também ocorreu a paralisação do empreendimento, conforme já mencionado anteriormente, por questões relacionadas com o meio ambiente. Divergências entre os órgãos ambientais federal e estadual levaram a interrupção das obras civis e, conseqüentemente, atrasos no cronograma de execução do projeto de equipamentos eletromecânicos e do empreendimento como um todo. Esta paralisação não prevista ocasionou uma redução no ritmo de desembolso anteriormente previsto. Entretanto, os problemas econômicos que afetaram a economia mundial, também refletiram negativamente no Brasil, ocasionando pressões por reajustes de preços e conseqüente aumento de índices inflacionários.

O orçamento original na base 0 previa um desembolso de aproximadamente 25,21% para todos os gastos orçados para o projeto nesta primeira fase. Entretanto, embora os valores realizados tenham ficado próximos dos previstos, há que se atentar para os pontos alertados anteriormente, visualizados na tabela 6 a seguir:

TABELA 6 - DESVIO ENTRE O DESEMBOLSO PREVISTO NA FASE 1 X DESEMBOLSO REALIZADO NA FASE 1

	A	B	C	D	E	F	G	H
ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO	TOTAL DO PROJETO - ORÇAMENTO ORIGINAL BASE ZERO - JUN/2001	PARTICIPAÇÃO NO ORÇAMENTO TOTAL %	PREVISÃO DE DESEMBOLSO - ORÇAMENTO ORIGINAL BASE ZERO - JUN/2001	% DESEMBOLSO PREVISTO NA BASE ZERO	TOTAL DO PROJETO - ORÇAMENTO BASE 1 - DEZ/2003	DESEMBOLSO REALIZADO EM MOEDA CORRENTE - FASE 1	% DESEMBOLSO REALIZADO NA FASE 1	% DESVIO ORÇAMENTÁRIO NA FASE 1
ITENS								
Projetos	26.888.516	2,90%	16.782.561	62,42%	35.259.834	17.929.491	50,88%	6,83%
Obras Civis	436.672.345	47,09%	122.557.868	28,07%	653.789.502	123.023.217	18,82%	0,38%
Equipamentos	265.309.103	28,61%	39.257.527	14,80%	412.356.674	36.836.776	8,93%	-6,17%
Meio Ambiente	100.980.511	10,89%	12.392.838	12,27%	158.356.250	14.012.042	8,85%	13,07%
Estudo de viabilidade e Instalação da Infra-estrutura	20.222.821	2,18%	20.222.821	100,00%	22.153.872	23.228.975	104,85%	14,87%
Despesas Administrativas	40.626.279	4,38%	17.420.643	42,88%	59.501.360	20.908.769	35,14%	20,02%
Despesas Tributárias, Financeiras e outros Encargos	36.668.858	3,95%	5.147.275	14,04%	57.929.462	7.769.673	13,41%	50,95%
total investimento	927.368.433	100,00%	233.781.533	25,21%	1.399.346.964	243.707.943	17,42%	4,25%

Fonte: Dados elaborados pelo autor

Na base 0 o orçamento estimava um desembolso para a primeira fase de implantação do empreendimento de aproximadamente R\$ 233.781.533,00 (coluna C), perfazendo 25,21% do previsto para todo o projeto. Efetivamente o desembolso foi de R\$ 243.707.943,00 (coluna F), representando 17,42% do orçamento na base 1. Note-se que houve um desvio no orçamento 4,25%. Considerando que o indexador do orçamento é o IGP-M, e este variou no período que compreende a fase 1 (junho 2001 a dezembro 2003) 44,12% e alguns dos indexadores que compõem a fórmula paramétrica que reajustas os grandes contratos, obras civis e equipamentos eletromecânicos, variaram menos.

De forma a pontuar estes desvios, verifica-se que a variação dos preços de concreto armado, componente de maior peso na fórmula de reajuste do contrato de obras civis, foi de 39,68%, contra uma variação do ferro, aço e derivados, componente de maior peso na fórmula de reajuste do contrato de fornecimento de equipamentos eletromecânicos e também integrantes da matriz do IPA-OG, foi de 66,53%.

Ao se analisar a coluna **H** (desvios orçamentários) da tabela 6, verifica-se que no desvio de 4,25% do total orçado, tem-se variações positivas, negativas e pouco representativas. No entanto, chama a atenção os desvios ocorridos nos itens: i) Meio Ambiente; ii) Estudo de viabilidade e Instalações da Infra-estrutura; iii) Despesas Administração e; iv) Despesas Tributárias.

A variação detectada no item Meio Ambiente é decorrente da pressão por melhores preços das áreas adquiridas para a implantação do canteiro de obras, instalações administrativas, alojamentos e refeitórios e, áreas destinadas à formação do reservatório. O empreendimento estudado situa-se em uma região com pouca densidade demográfica, porém, com grandes latifúndios. A concentração de grandes propriedades nas mãos de poucos proprietários dificultou a manutenção do preço médio praticados por hectare nos negócios efetivados antes da concessão do AHE. Sabendo da necessidade de aquisição de áreas para formação do reservatório e relocação dos impactados, os latifundiários praticaram sumamente a *dinâmica da oferta e procura*.

A atuação dos proprietários de terra em conjunto com a população impactada e a atuação do ministério público na salvaguarda dos interesses dos impactados e dos municípios atingidos provocaram a alavancagem dos preços das terras. O preço do hectare que, segundo os levantamentos prévios realizados para os estudos de viabilidade econômica e confecção do orçamento de meio ambiente do empreendimento fora estimado

em R\$ 650,00 para terra nua, e em dezembro de 2003 já beirava o dobro. Esta situação, que fugiu do controle orçamentário em decorrência de uma situação de prática de mercado, provocou este desvio de 13,07%.

No item Estudo de viabilidade e Instalações da Infra-estrutura a variação foi provocada pelo aumento dos preços das terras, já mencionado anteriormente, dos preços das *commodities* Cobre e Alumínio no mercado internacional. O cobre e o alumínio são componentes primordiais na fabricação dos cabos usados nas linhas de transmissão e, para a formação da infra-estrutura do canteiro de obras, alojamentos, e escritórios de apoio, foi necessário à construção de uma linha de transmissão de aproximadamente 120 quilômetros. Considerando que o IGP-M é o indexador aplicado aos contratos e gastos reembolsados pelos estudos e levantamentos prévios que viabilizaram a licitação do AHE, e o mesmo indexador que reajusta o orçamento, o desvio de 14,87% neste item foi provocado unicamente pelos componentes relacionados com a implantação da infra-estrutura.

O desvio de 20,02% no item Despesas Administrativas deve-se a alguns fatores relacionados com a localização do empreendimento. Tendo em conta que o AHE situa-se distante dos grandes centros, foi necessário nesta primeira fase a contratação de mão de obra qualificada, com remuneração e moradia adequadas, fato que provocou um desvio nos valores orçados para despesas com recursos humanos. Também houveram gastos além do previsto com transportes, fretes, hospedagem, alimentação, aluguéis e outros, decorrentes do aumento dos preços dos insumos e serviços utilizados, bem como, da contratação de serviços jurídicos e profissionais especializados em função da paralisação imposta pelos órgãos ambientais.

Este item, Despesas Tributárias, Financeiras e outros Encargos, foi o que chamou atenção na análise dos desvios orçamentários ocorridos nesta primeira fase. Composto de valores desembolsados em favor de despesas com tributos, taxas e contribuições pagas aos governos (Federal, Estadual e Municipal), juros e encargos financeiros decorrentes de empréstimos bancários e de multas e encargos pagos a fornecedores. Um desvio de 50,95% em um item que está diretamente relacionado com todos os outros do orçamento, deixa a suspeita de um erro orçamentário. Analisando mais detidamente a partir das demonstrações financeiras e dos relatórios disponíveis, nota-se que este desvio ocorreu basicamente em função da paralisação das obras, pelas questões ambientais já mencionas.

A razão encontrada para justificar o desvio neste item é que, com a paralisação temporária do empreendimento, os recursos solicitados ao BNDES também sofreram paralisação na análise e conseqüentemente na liberação. Para fazer face aos desembolsos assumidos, foi necessário levantar recursos de bancos privados por meio de empréstimos de curto prazo. Os valores desembolsados para pagamentos dos juros e encargos, não haviam sido previstos no orçamento original de base 0, entretanto, tiveram que ser computados e contabilizados normalmente.

Esta primeira fase apresentou desvios entre o orçamento previsto e os valores efetivamente desembolsados da ordem 4.25%, provocados notadamente pela variação dos preços de terras, de despesas administrativas orçadas inadequadamente e, dos juros e encargos pagos a instituições financeiras privadas. Embora pareça pouco este desvio provocado por questões que fugiram ao controle e a vontade dos gestores, afetou o fluxo de caixa futuro do empreendimento. A taxa interna de retorno projetada para o investimento durante o período de concessão sofreu uma pequena variação para baixo.

Considerando que os valores orçados na base 0 para esta primeira fase, projetava uma taxa interna de retorno de aproximadamente 10,00%²⁵ (*apêndice C*) o desvio de 4,25% neste período, representando por valores próximos de R\$ 10.000.000,00, representa uma queda na TIR de aproximadamente 0,10% no período de concessão. Este desvio ocorrido no início da construção do empreendimento ainda é possível ser recuperado nas fases seguintes do projeto, analisadas adiante.

3.7.2.2 A segunda fase – fase 2

Teve início a fase 2 do empreendimento em janeiro de 2004, já com novos participantes na sociedade e uma reestruturação na gestão do negócio. Este período contempla os 18 meses iniciados em janeiro de 2004 até junho de 2005. A entrada dos novos acionistas possibilitou a retomada das obras antes paralisadas e o processo de liberação de recursos financeiros junto ao banco de fomento oficial. Em função da

²⁵ No apêndice C encontra-se a tabela 15 para todas as bases orçamentárias.

paralisação, uma revisão orçamentária tornara-se imprescindível. O cronograma de conclusão da obra e da entrega da energia contratada já estava comprometido e, qualquer postergação da data prevista sem a concordância e autorização do órgão regulador, acarretaria em pesadas multas por cada mês de atraso e até a possibilidade de se cassar a concessão.

O período de paralisação e de redução do ritmo da construção foi estimado em aproximadamente 12 meses. A retomada do empreendimento com vistas a recuperar todo o tempo perdido, tinha que ser intenso, mas cuidadoso. A corrida contra o tempo também encontrava as barreiras climáticas e limitações de fornecedores não preparados para acompanhar o ritmo exigido. Nas negociações que se seguiram, prêmios de desempenho foram adicionados aos contratos em andamento e aos revistos, como forma de acelerar as obras e com isto recuperar o maior tempo possível.

O orçamento de investimento originalmente concebido foi totalmente revisado pelo novo grupo de gestores. A constatação dos desvios ocorridos na fase 1 chamaram a atenção dos novos investidores e, como forma preventiva atuaram pontualmente em cada um dos grupo de itens, buscando cortes ou adequando a nova realidade do empreendimento, como pode ser observado na tabela 7 abaixo.

TABELA 7 - DESVIOS ENTRE O ORÇAMENTO ORIGINAL DE INVESTIMENTO NA BASE 1 e ORÇAMENTO REVISTO NA BASE 1 PARA A FASE 2

	A	B	C	D	E	F
ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO	TOTAL DO PROJETO - ORÇAMENTO ORIGINAL BASE 1 - DEZ/2003	% PARTICIPAÇÃO NO ORÇAMENTO TOTAL	TOTAL DO PROJETO - ORÇAMENTO REVISTO PARA FASE 2 NA BASE 1 - DEZ/2003	% PARTICIPAÇÃO NO ORÇAMENTO TOTAL - FASE 2	DESVIO ENTRE OS ORÇAMENTOS ORIGINAL E O REVISTO NA BASE 1 E = (C - A)	% DESVIO ORÇAMENTÁRIO NA FASE 2 F = (E / C)
ITENS						
Projetos	35.259.834	2,90%	35.372.543	2,37%	112.708	0,32%
Obras Civas	653.789.502	47,09%	658.123.962	44,10%	4.334.460	0,66%
Equipamentos	412.356.674	28,61%	433.657.904	29,06%	21.301.230	5,17%
Meio Ambiente	158.356.250	10,89%	166.958.670	11,19%	8.602.421	5,43%
Estudo de viabilidade e Instalação da Infra-estrutura	22.153.872	2,18%	23.228.975	1,56%	1.075.103	4,85%
Despesas Administrativas	59.501.360	4,38%	113.876.534	7,63%	54.375.174	91,38%
Despesas Tributárias, Financeiras e outros Encargos	57.929.462	3,95%	60.983.452	4,09%	3.053.989	5,27%
total investimento	1.399.346.954	100,00%	1.492.202.041	100,00%	92.855.086	6,64%

Fonte: Dados elaborados pelo autor

Note-se que a revisão orçamentária visualizada na coluna **C** da tabela 7 demonstra um pequeno corte no item projeto e acréscimos substanciais nos itens Estudos de viabilidade e Instalação da Infra-estrutura e Despesas Administrativas. A metodologia adotada para esta revisão orçamentária foi assim definida: todos os valores efetivamente realizados até o final da fase 1 (dezembro de 2003) já haviam sofridos os reajustes de preços previstos nos contratos ou pagos a valor de mercado, somados aos valores previstos contratualmente para pagamento futuro reajustados até dezembro de 2003 de acordo com suas fórmulas paramétricas, acrescentando-se os pleitos reclamados ou novas solicitações não previstas no orçamento original.

Esta revisão trouxe para o empreendimento alguns fatos novos não conhecidos quando fora concebido o orçamento original de base 0 no que se refere ao item Meio Ambiente. Fora as questões ambientais já mencionadas anteriormente na fase 1, outras foram levantadas pela população impactada em Audiências Públicas auxiliadas pelo Ministério Público e apoiadas pelo Movimento dos Afetados por Barragens (MAB). Novas pressões pelo aumento do valor das terras, inúmeras outras solicitações foram requeridas. A constatação do número de famílias existentes na área, acima das cadastradas nos levantamentos prévios feito pela área de meio ambiente do empreendimento e registradas no EIA/RIMA, é um dos fatores que mais contribuíram para o desvio de 5,43% no item Meio Ambiente.

Analisando os desvios ocorridos entre os orçamentos, lembrando que o indexador adotado para a correção dos valores orçados, para levá-los no tempo, é o IGP-M, temos que a variação deste índice no período que compreendeu a primeira fase (junho 2001 a dezembro 2003), já mencionada anteriormente foi de 44,12%. Ao se aplicar à variação mensal em cada grupo de item para os valores orçados originalmente (base 0) realizados e não realizados na primeira fase, conforme a metodologia desenvolvida e mostrada anteriormente, nota-se que o orçamento revisto para o ir até o final do empreendimento na mesma base 1, teve um acréscimo de R\$ 92.855.086,00 conforme coluna **E** da tabela 7 acima.

Analisando cada grupo de itens conforme os critérios utilizados para explicar os desvios ocorridos na primeira fase, quais sejam:

- O indexador adotado para ajustar o orçamento ao longo do tempo;

- Os indexadores adotados para ajustar os contratos praticados;
- Fatos novos possíveis de impactar o orçamento inicialmente proposto.

Tem-se o seguinte quadro:

O item Projetos tem como indexador o Índice Nacional de Preços ao Consumidor (INPC) apurado mensalmente pelo IBGE. A variação deste índice no período compreendido pela primeira fase foi de 33,53% contra 44,12% do IGP-M. Tendo como base que neste estágio do empreendimento já havia sido consumida aproximadamente 50,69% da verba destinada para esta rubrica, conforme coluna **F** da tabela 8 a seguir e, que os valores futuros a serem pagos a partir de janeiro de 2004 (início da fase 2) foram reajustados pelo indexador do contrato com base no ultimo reajuste e depois deflacionados pelo IGP-M, uma variação de apenas 0,32% se explica em função deste indexador ter variado acima do indexador praticada no contrato.

Os Itens Obras Civis e Equipamentos que cresceram respectivamente, 0,66% e 5,17% entre o orçamento original e o orçamento revisado para a mesma base 1, explica-se pela inclusão da construção de outra casa de comando fora do complexo onde funciona casa das maquinas (turbinas, geradores, etc), devido as novas concepções de segurança e monitoramento de barragens, a construção de uma nova estrada de acesso ao canteiro de obras e a inclusão de equipamentos adicionais não previstos no orçamento original e dos indexadores adotados para os reajustes contratuais, acima do indexador aplicado ao orçamento. Para estes dois itens pode ser visualizado na coluna **F** da tabela 8 seguinte, que na fase 1 foi realizado apenas 18,69% e 8,49% respectivamente para obras civis e equipamentos de toda a verba destinada até o final do empreendimento convertidas para a base 1.

No que se refere ao item Estudos de viabilidade econômica e Instalação de Infra-estrutura, a variação para maior de 4,85% foi decorrente da aplicação do indexador adotado para a correção do orçamento, tendo em vista que todas as obras definidas como infra-estrutura já haviam sido concluídas durante a primeira fase do empreendimento. Ao analisar este item isoladamente verificou-se que a metodologia aplicada para ajustar os valores do orçamento e equalizá-los no tempo, sobre itens cuja verba e serviços já haviam sido concluídos quando esta revisão orçamentária ocorreu, distorcia a realidade dos fatos.

Ora, se todos os valores já haviam sido desembolsados ao longo do tempo de execução dos serviços contratados e estes já haviam sofrido todos e quaisquer reajustes contratuais previsto, então, os valores realizados para este item já estavam em moeda corrente e, portanto, não deveriam mais sofrer a aplicação do indexador do orçamento (IGP-M). A coluna C da tabela 8 adiante mostra um desembolso para este item de R\$ 23.228.975,00 até o encerramento da fase 1 em dezembro de 2003. A diferença de R\$ 1.075.103,00 corresponde ao que em outros tempos se chamava *correção monetária*. Neste item especificamente este desvio é o efeito da equalização dos valores ao longo do tempo.

Ao se analisar a variação do item Despesas Administrativas de 91,38% entre o orçamento original e o revisado, todos na base 1, algumas questões foram levantadas: i) O que aconteceu para ocorrer um desvio tão gritante?; ii) Havia ou não um orçamento para este item englobando todas as fases do empreendimento?; ii) Algum fato novo não previsto no orçamento original na base 0 (junho 2001) ocorreu?

Respostas obtidas para as questões levantadas:

Havia sim uma previsão orçamentária para despesas administrativas quando concebido o orçamento original na base 0. Contudo, a forma como foi concebido e os fatos novos provocaram este desvio. O ingresso do novo sócio em substituição ao anterior que atuava como gestor do empreendimento, e compartilhava alguns custos administrativos com varias outras empresas do seu conglomerado, fez com que aumentasse substancialmente estas despesas.

A constituição de uma nova base administrativa e gerencial funcionando em dependências próprias com um corpo funcional independente e utilizando todos os recursos necessários para dá suporte aos empreendedores e manter o bom andamento do projeto, em atendimento a exigências do novo sócio, contribuiu sobremaneira para este acréscimo. Outro ponto levantado diz respeito a um serviço não computado no orçamento original e detectado como de vital importância para a consecução da obra. Este serviço identificado como uma espécie de *fiscalização e apoio técnico* foi orçada a partir de janeiro de 2004 em valores próximos de R\$ 30.000.000,00, o que equivale a quase 50% do desvio projetado encontrado.

O desvio ocorrido no item Despesas Tributárias, Financeiras e outros Encargos, foi decorrente da previsão de pagamento de impostos e outras taxas incidentes sobre remessas feitas ao exterior. Esta remessa refere-se a reembolso de despesas realizadas pela

holding do acionista majoritário por ter disponibilizado carta fiança em favor do BNDES como garantia e suporte ao aval dado pelo empreendimento no Brasil para a concessão de empréstimo à empresa empreendedora.

TABELA 8 - ORÇAMENTO REVISADO NA BASE 1 PARA CONCLUSÃO DO EMPREENDIMENTO X REALIZADO NA FASE 1

	A	B	C	D	E	F	G
ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO	TOTAL DO PROJETO - ORÇAMENTO REVISADO ATÉ A CONCLUSÃO DO EMPREENDIMENTO NA BASE 1 - DEZ/2003	% PARTICIPAÇÃO DO ITEM NO ORÇAMENTO TOTAL	REALIZADO EM MOEDA CORRENTE - FASE 1	% DE REALIZAÇÃO NA FASE 1 EM RELAÇÃO AO ORÇAMENTO REVISADO	SALDO A REALIZAR DO ORÇAMENTO REVISADO NA BASE 1 ATÉ A CONCLUSÃO DO EMPREENDIMENTO E = (A - C)	% REALIZADO NA FASE 1 EM RELAÇÃO A VERBA DESTINADA PARA O ITEM ATÉ A CONCLUSÃO DO EMPREENDIMENTO F = (C / A)	% DO SALDO ORÇAMENTÁRIO A SER REALIZADO ATÉ A CONCLUSÃO DO EMPREENDIMENTO G = (E / A)
ITENS							
Projetos	35.372.543	2,37%	17.929.491	1,20%	17.443.051	50,69%	49,31%
Obras Civas	658.123.962	44,10%	123.023.217	8,24%	535.100.746	18,69%	81,31%
Equipamentos	433.657.904	29,06%	36.835.776	2,47%	396.822.128	8,49%	91,51%
Meio Ambiente	166.958.670	11,19%	14.012.042	0,94%	152.946.628	8,39%	91,61%
Estudo de viabilidade e Instalação da Infra-estrutura	23.228.975	1,56%	23.228.975	1,56%	-	100,00%	0,00%
Despesas Administrativas	113.876.534	7,63%	20.908.769	1,40%	92.967.766	18,36%	81,64%
Despesas Tributárias, Financeiras e outros Encargos	60.983.452	4,09%	7.769.673	0,52%	53.213.779	12,74%	87,26%
total investimento	1.492.202.041	100,00%	243.707.943	16,33%	1.248.494.097	16,33%	83,67%

Fonte: Dados elaborados pelo autor

O orçamento revisado na base 1 apresentado na coluna **A** da tabela 8 apresentou uma variação total em relação ao orçamento original na mesma base 1 de 6,64% (coluna **F** da tabela 7). O saldo orçamentário para ser realizado até o final do empreendimento era de R\$ 1.248.494.097,00 conforme coluna **E** da tabela 8, logo acima. Para o período que compreendeu os 18 meses da segunda fase (fase 2), o orçamento revisado na base 1 previu um desembolso de R\$ 888.432.888,00 enquanto o efetivamente realizado foi de R\$ 928.013.499,00 de acordo com as colunas **E** e **F** da tabela 9 abaixo.

TABELA 9 - REALIZADO PREVISTO X REALIZADO EFETIVO NA FASE 2

	A	B	C	D	E	F	G	H
ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO	TOTAL DO PROJETO - ORÇAMENTO REVISADO ATÉ A CONCLUSÃO DO EMPREENDIMENTO NA BASE 1 - DEZ/2003	% PARTICIPAÇÃO DO ITEM NO ORÇAMENTO TOTAL	REALIZADO EM MOEDA CORRENTE - FASE 1	SALDO A REALIZAR DO ORÇAMENTO REVISADO NA BASE 1 ATÉ A CONCLUSÃO DO EMPREENDIMENTO D = (A - C)	PREVISÃO DE REALIZAÇÃO NA FASE 2	REALIZADO EM MOEDA CORRENTE NA FASE 2	% DESVIO ENTRE PREVISTO E REALIZADO NA FASE 2 G = (1 - (F / E))	SALDO ORÇAMENTÁRIO A SER REALIZADO ATÉ A CONCLUSÃO DO EMPREENDIMENTO NA BASE 1 H = (E / A)
ITENS								
Projetos	35.372.543	2,37%	17.929.491	17.443.051	12.399.901	12.191.331	-1,68%	5.251.721
Obras Civas	658.123.962	44,10%	123.023.217	535.100.746	434.229.234	465.724.041	7,25%	69.376.704
Equipamentos	433.657.904	29,06%	36.835.776	396.822.128	277.457.731	295.758.188	6,60%	101.063.940
Meio Ambiente	166.958.670	11,19%	14.012.042	152.946.628	91.167.849	70.282.876	-22,91%	82.663.752
Estudo de viabilidade e Instalação da Infra-estrutura	23.228.975	1,56%	23.228.975	-	-	-	0,00%	-
Despesas Administrativas	113.876.534	7,63%	20.908.769	92.967.766	52.551.973	43.633.278	-16,97%	49.334.468
Despesas Tributárias, Financeiras e outros Encargos	60.983.452	4,09%	7.769.673	53.213.779	20.626.200	40.423.786	95,98%	12.789.993
total investimento	1.492.202.041	100,00%	243.707.943	1.248.494.097	888.432.888	928.013.499	4,46%	320.480.598

Fonte: Dados elaborados pelo autor

Analizando os valores realizados na fase 2 do empreendimento visualizados na coluna **F** da tabela 9 e comparando estes com os previsto na revisão orçamentária ocorrida, coluna **E**, verifica-se que as previsões feitas para alguns itens não foram alcançadas, enquanto as de outras, foram excedidas, contudo, ocorreu um desembolso de R\$ 39.580.611,00 maior que o previsto, provocando um desvio de aproximadamente 4,46%, conforme coluna **G**. Lembrando que o indexador utilizado para reajustar os valores orçados ainda não realizados é o IGP-M e, este variou no período que compreende a fase 2 (jan/2004 a jun/2005) 14,38%, e, tendo em vista que alguns dos índices que fazem parte das fórmulas paramétricas que reajustam os contratos tiveram variações tanto acima como abaixo do IGPM, desvios orçamentários são possíveis.

Observando os itens que tiveram desvios negativos na comparação entre os valores previstos e realizados na segunda fase, temos:

O item Projeto sofre reajuste anual pela variação do INPC. No período que compreendeu esta segunda fase, o indexador contratado variou 9,61% contra o 14,38% do IGP-M. No que tange ao Meio Ambiente, o atraso na aquisição de propriedades para a formação do reservatório em decorrência dos pontos já abordados anteriormente, também provocou postergação das obrigações assumidas nos Programas Básicos Ambientais relacionados com a relocação dos impactados. A demora nas negociações também jogou para o futuro os desembolsos necessários à preparação da infra-estrutura dos reassentamentos programados e do desmatamento das terras a serem alagadas.

As Despesas Administrativas também sofreram o impacto da postergação de desembolsos. Parte de contratações e serviços previstos, principalmente para a segunda metade da fase 2, foi adiada para a fase 3 iniciada em julho de 2005.

Com Obras civis e Equipamentos aconteceu o exatamente o inverso do que ocorreu com projetos. A variação do contrato foi maior do que o previsto na revisão orçamentária de base 1. Componentes da fórmula paramétrica que reajusta estes contratos e fazem parte da matriz do INCOH e do IPA-OG, variaram respectivamente 41,13% para produtos siderúrgicos e 58,71% para ferro, aço e derivado, contra 14,38% do IGPM conforme pode ser visualizado no *(apêndice D)*.

O desvio no item Despesas Tributárias, Financeiras e outros Encargos foi decorrente da remessa para o exterior para pagamento das garantias dadas ao BNDES, dos impostos incidentes nesta transação e da liquidação e pagamento de juros e encargos sobre

os empréstimos de curto prazos tomados enquanto não houve a liberação do empréstimo de longo prazo pelo BNDES.

A revisão orçamentária que estabeleceu a base 1 acrescentou ao orçamento de base 0, um montante aproximado de R\$ 92.855.086,00 cujo desvio equivale 6,64%. Este aumento no desembolso programado afetou o retorno do empreendimento. Considerando que as receitas futuras decorrentes da venda de energia contratada têm como indexador o IGP-M, e este também foi o indexador adotado para corrigir o orçamento, qualquer variação nos valores realizados acima do previsto na base 0, impacta a taxa interna de retorno pretendida para o investimento.

Decorridos 18 meses da fase 2 e 48 meses desde o início da construção computando-se o período de paralisação já mencionado, o desembolso realizado no empreendimento foi de R\$ 1.171.721.443,00 conforme coluna **B** da tabela 10, a seguir. O montante acima equivalente a 78,52% de toda a verba orçamentária na base 1 definida para o projeto.

TABELA 10 - ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO NA BASE 1 X REALIZADO EFETIVO NAS FASES 1 e 2

	A	B	C	D
ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO	TOTAL DO PROJETO - ORÇAMENTO REVISADO ATÉ A CONCLUSÃO DO EMPREENDIMENTO NA BASE 1 - DEZ/2003	TOTAL REALIZADO NAS FASES 1 e 2	SALDO ORÇAMENTÁRIO A SER REALIZADO ATÉ A CONCLUSÃO DO EMPREENDIMENTO NA BASE 1	% DE REALIZAÇÃO EM RELAÇÃO AO ORÇAMENTO REVISADO NA BASE 1 (DEZ/2003)
ITENS				
Projetos	35.372.543	30.120.822	5.251.721	85,15%
Obras Cíveis	658.123.962	588.747.258	69.376.704	89,46%
Equipamentos	433.657.904	332.593.964	101.063.940	76,70%
Meio Ambiente	166.958.670	84.294.918	82.663.752	50,49%
Estudo de viabilidade e Instalação da Infra-estrutura	23.228.975	23.228.975	-	100,00%
Despesas Administrativas	113.876.534	64.542.047	49.334.488	56,68%
Despesas Tributárias, Financeiras e outros Encargos	60.983.452	48.193.459	12.789.993	79,03%
total investimento	1.492.202.041	1.171.721.443	320.480.598	78,52%

Fonte: Dados elaborados pelo autor

Considerando que o saldo orçamentário a ser realizado até a conclusão do empreendimento, equivalente a 21,48%, economias ou cortes ainda podem ser feita para recuperar os desvios ocorridos no passado e retomar a TIR pretendida pelos investidores. Assim, passamos a seguir a tratar da terceira e conclusiva fase antes do início do ciclo operacional.

3.7.2.3 A terceira fase – fase 3

A terceira e última fase do ciclo pré-operacional teve início em julho de 2005. Os desembolsos previstos para concluir o empreendimento até a entrada em operação, juntamente com os valores previstos para cumprir as obrigações assumidas durante todo o processo de implantação do AHE, que seriam efetivamente realizados durante o ciclo operacional.

O saldo orçamentário na base 1 visto na coluna **D** da tabela 10 necessário para concluir empreendimento é de R\$ 320.480.598,00. Parte deste montante refere-se aos desembolsos que ocorrerão no ciclo operacional. Tendo em vista que o saldo orçamentário está na moeda de referencia a base 1 (dezembro de 2003), já deduzidos todos os valores realizados em moeda corrente, faz-se necessário demonstrar o efeito ocorrido ao se aplicar o indexador adotado para correção do orçamento (IGP-M), conforme a metodologia indicada na primeira fase deste estudo de caso²⁶, para equalizar os valores ainda não desembolsados previsto na base 1 para o período inicial da fase 3.

Este artifício indica qual o valor real do saldo apresentado ao final da Fase 2 após a aplicação da variação do IGP-M ocorrida entre janeiro de 2004 e junho de 2005 que foi de 14,38%. A tabela 11 a diante, não indica uma revisão orçamentária, mas sim um comparativo entre os valores orçados para a fase 3 mantidos na base 1 e estes mesmos valores corrigidos. O resultado obtido foi que o valor antes orçado em R\$ 360.061.209,00 transformou-se em R\$ 411.482.133,00 quando corrigido, conforme colunas **D** e **E**. Tomando como indicação que o orçamento preparado na base 1 (coluna **A** da tabela 11),

²⁶ A metodologia encontra-se descrita na página 94 deste estudo.

era de R\$ 1.492.202.041,00 e que o desembolso efetivamente realizado em moeda corrente até o final da fase 2 foi de R\$ 1.171.721.443,00, o saldo remanescente de verba orçamentária, prenuncia um déficit de R\$ 91.361.535,00, até o final da implantação do empreendimento, de acordo com a coluna F da referida tabela.

TABELA 11 - DÉFICIT ORÇAMENTÁRIO PREVISTO PARA FASE 3

	A	B	C	D	E	F
ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO	TOTAL DO PROJETO - ORÇAMENTO REVISADO ATÉ A CONCLUSÃO DO EMPREENDIMENTO NA BASE 1 - DEZ/2003	TOTAL REALIZADO NAS FASES 1 e 2	SALDO ORÇAMENTÁRIO A SER REALIZADO ATÉ A CONCLUSÃO DO EMPREENDIMENTO NA BASE 1 $C = (A - B)$	PREVISÃO DE DESEMBOLSO ATÉ A CONCLUSÃO DO EMPREENDIMENTO - VALORES NA BASE 1 - DEZ/2003	PREVISÃO DE DESEMBOLSO ATÉ A CONCLUSÃO DO EMPREENDIMENTO - VALORES CORRIGIDOS PARA JULHO/2005 $E = (D + \text{Variação do IGPM})$	DÉFICIT ORÇAMENTÁRIO PREVISTO ATÉ A CONCLUSÃO DO EMPREENDIMENTO, OBSERVADO NO INÍCIO DA FASE 3 $F = (A - B - E)$
ITENS						
Projetos	35.372.543	30.120.822	5.251.721	5.043.151	5.768.413	(516.692)
Obras Cíveis	658.123.962	588.747.258	69.376.704	100.871.512	115.377.990	(46.001.286)
Equipamentos	433.657.904	332.593.964	101.063.940	119.364.397	136.530.364	(35.466.424)
Meio Ambiente	166.958.670	84.294.918	82.663.752	61.778.779	70.663.274	12.000.478
Estudo de viabilidade e Instalação da Infra-estrutura	23.228.975	23.228.975	-	-	-	-
Despesas Administrativas	113.876.534	64.542.047	49.334.488	40.415.792	46.228.046	3.106.442
Despesas Tributárias, Financeiras e outros Encargos	60.983.452	48.193.459	12.789.993	32.587.579	37.274.045	(24.484.053)
total investimento	1.492.202.041	1.171.721.443	320.480.598	360.061.209	411.842.133	(91.361.535)

Fonte: Dados elaborados pelo autor

Analisando as ocorrências da fase 3, sabendo que esta etapa contempla os desembolsos realizados no período de 18 meses entre julho de 2005 e dezembro de 2006 e os projetados para execução após a entrada em operação, tem-se na tabela 12 seguinte os desvios financeiros e percentuais nos itens que compuseram o orçamento de investimento.

TABELA 12 - DESVIO ENTRE O ORÇADO E O REALIZADO NA FASE 3 TODOS DA BASE 2

	A	B	C	D	E	F
ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO	PREVISÃO DE DESEMBOLSO PARA FASE 3 ORÇAMENTO REVISADO NA BASE 2 (dez/06)	DESEMBOLSO PREVISTO PARA FASE 3 NO ORÇAMENTO ORIGINAL DE BASE 2 - (dez/06)	DESEMBOLSO REALIZADO EM MOEDA CORRENTE NA FASE 3 (julho 05 a dez/06)	DESEMBOLSO PREVISTO A PARTIR DE JANEIRO 2007 - ORÇADOS PARA A FASE 3 - NA BASE 2 - (dez/06)	DESVIO ENTRE O DESEMBOLSO PREVISTO E REALIZADO NA FASE 3 EM RELAÇÃO AO ORÇAMENTO REVISADO DE BASE 2 (dez/06) $D = (A - C - D)$	% DESVIO ENTRE PREVISTO E REALIZADO NA BASE 2 - PARA A FASE 3 $F = (E / A)$
ITENS						
Projetos	5.957.513	4.959.591	8.238.523	-	(2.281.010)	-38,29%
Obras Cíveis	119.160.308	129.932.118	116.726.049	-	2.434.259	2,04%
Equipamentos	141.006.098	131.258.117	121.763.584	41.241.973	(21.999.459)	-15,60%
Meio Ambiente	72.979.756	68.220.991	134.668.124	17.587.659	(79.276.027)	-108,63%
Estudo de viabilidade e Instalação da Infra-estrutura	-	-	-	-	-	0,00%
Despesas Administrativas	47.743.492	16.573.787	49.382.839	3.479.419	(5.118.766)	-10,72%
Despesas Tributárias, Financeiras e outros Encargos	38.495.962	28.578.621	51.145.967	18.654.441	(31.304.446)	-81,32%
total investimento	425.343.129	379.523.226	481.925.087	80.963.492	(137.545.449)	-32,34%

Fonte: Dados elaborados pelo autor

Note-se que a aplicação do indexador adotado para o orçamento em cima dos valores previstos para desembolso na fase 3 eleva de R\$ 360.061.209,00 na base 1 (coluna **D** da tabela 11), para R\$ 425.343.129,00 na base 2 (dezembro/06) (coluna **A** da tabela 12).

Ao se comparar esta previsão ajustada com os valores efetivamente desembolsados de na fase 3 R\$ 481.925.087,00 somados ao desembolso ainda por ser realizado a partir de 2007, percebe-se um desvio financeiro, ou seja, um gasto além do previsto de aproximadamente R\$ 137.545.449,00. Este desembolso, visualizados nas colunas **C** e **D** da tabela 12, equivale em percentual a 32,34%. Levando em conta que a variação do IGP-M neste mesmo período (dezembro/03 a dezembro/06) foi de aproximadamente 18,13%, este desvio em relação a base 1 é na realidade de 56,33% do total do valor orçado para esta terceira fase.

A observação pontual de cada item orçado, baseado nas informações coletadas e nos critérios utilizados para explicar os desvios ocorridos nas fases anteriores, quais sejam:

- O indexador adotado para ajustar o orçamento ao longo do tempo;
- Os indexadores adotados para ajustar os contratos praticados;
- Fatos novos possíveis de impactar o orçamento inicialmente proposto.

Tem-se o seguinte quadro:

No item Projetos, embora tendo o IGP-M variado acima do indexador do contrato, o que geraria economia orçamentária ao invés de desembolso acima do previsto, fatos novos não previstos aconteceram. A detecção de uma *falha geológica* em um ponto crítico para a segurança da barragem, durante as medições periódicas exigidas para o controle de possíveis impactos causados pela obra, exigiu medidas de emergências e a contratação de novos serviços especializados de projetos e obras civis, analisadas adiante.

A contratação de novos serviços provocou além do impacto causado no item Projeto, promoveu impacto no item Despesas Tributárias, Financeiras e outros Encargos. Uma mudança na legislação tributária imposta pela Lei 10.833 de 29/12/2003 aumentou a carga tributária dos contratos em vigência ou que sofreram alguma alteração a partir de novembro de 2003. Em decorrência das inúmeras interpretações sobre o enquadramento ou não de certos tipos de serviços e contratos serem impactados por esta nova lei e ações

judiciais contestando a legalidade, fornecedores e empreendedores após pronunciamento das suas áreas jurídicas, promoveram acordos reembolsando ou pagando o aumento da carga tributária nos casos previstos em cláusulas contratuais.

O impacto positivo na conta Obras Civis neste período deve-se unicamente ao fato de que o indexador do contrato variou menos do que o IGP-M adotado como indexador do orçamento. Comparando a evolução do indexador do contrato neste período contra o IGP-M, percebe-se que nesta terceira fase alguns índices que compõem a matriz do INCOH, tiveram variações negativas ou abaixo do indexador do orçamento. Cabe salientar que esta variação positiva não se converte em ganhos financeiros para o investidor, e sim em desembolso menor do que o antes previsto.

Nesta etapa, com quase todas as obras civis contratadas concluídas, surge a questão da *falha geológica* e a necessidade de obras complementares não previstas e não orçadas até esta ocasião. A detecção deste problema na primeira metade da fase 3, possibilitou a execução de medidas de contenção e correção da *falha*, imediatas e sem comprometimento do cronograma do empreendimento. O custo da contratação de novos serviços especializados, equipamentos e materiais necessários à correção da *falha geológica*, não haviam sido fechados até a conclusão deste estudo de caso. Entretanto, sabe-se que haverá um desembolso não previsto em nenhuma das fases do empreendimento, que será incorporado ao saldo orçamentário a ser realizado a partir de 2007.

Estimativas baseadas em relatórios técnicos apresentados aos gestores estimam que o desembolso necessário para cobrir os custos realizados pelos empreiteiros, já excluídos os gastos diretos, indiretos e materiais fornecidos pelo empreendedor, calculam em aproximadamente R\$ 30.000.000,00 em valores de dezembro de 2006. Este desembolso impactará o retorno do investidor ao longo do período de concessão. Como mencionado anteriormente não se sabe data ou valor fechado para a saída destes recursos, atribuiu-se para todo efeito, o valor estimado e o ano de 2007 para a análise do retorno do investimento.

O item equipamentos não sofreu interferência ou consequência das questões apresentadas pela *falha geológica* já mencionada. O desvio apresentado está diretamente relacionado com os indexadores praticados pelo contrato e pelo orçamento. Como forma ilustrativa o gráfico 1 apresentado no *apêndice E* facilita esta visualização. Em números, a

variação do IGP-M no período que compreendeu as 3 fases do projeto (junho/2001 a dezembro/2006) foi de 70,25%, contra uma variação do contrato definida pela aplicação da fórmula paramétrica adotada para os reajustes dos equipamentos eletromecânicos, de aproximadamente 104,14%.

Diferentemente dos itens Projetos e Obras civis, existem valores a serem pagos referentes a equipamentos a partir de 2007. Este *contas a pagar* é decorrente do financiamento oferecido pelo fornecedor na contratação dos serviços. A título de informação, o empreendimento já se encontra em operação. Portanto, todos os equipamentos já foram instalados e se encontram em serviço. Devido às características próprias do setor e o regulamento contábil editado pelo órgão regulador e praticado pelas empresas. A imobilização completa de todos os equipamentos postos em funcionamento por uma hidrelétrica, mediante uma provisão em conta do passivo, não infringe as boas práticas contábeis, sendo aceita pelos Auditores Independentes.

As questões ambientais impactaram sobremaneira este item. O preço da terra pressionado pelos grandes latifundiários, as exigências adicionais derivadas das audiências públicas promovidas em conjunto com o Ministério Público, associações representativas da população impactada e do MAB, foram de grande importância na formação deste desvio orçamentário.

Fora estas questões abordadas acima, fatos novos e não previstos surgiram. O IBAMA a partir de laudos técnicos e relatórios produzidos internamente, exigindo do empreendedor a supressão da vegetação do dobro da área definida no EAI/RIMA e um aumento da área de preservação permanente.

A supressão da vegetação ou desmatamento de parte da área destinada à formação do reservatório da hidrelétrica, agora com o dobro da área antes especificada e obedecendo a novas especificações para o tratamento da vegetação cortada e o atendimento as solicitações feitas pelos impactados, população e municípios, provocaram um aumento de aproximadamente 108,63%, na verba destinada ao Meio Ambiente para a fase 3, conforme coluna **F** da tabela 12. Esta variação equivale a um aumento do desembolso da ordem de R\$ 79.276.027,00 no orçamento revisado na base 2.

A variação ocorrida no item Despesas Administrativas está relacionada com a manutenção do quadro de funcionários, técnicos contratados e serviços, por um período maior do que o previsto na revisão orçamentária de dezembro 2003 (base 1). As questões

ambientais geraram processos judiciais, conseqüentemente, os custos diretos e indiretos relacionados e apoio técnico e operacional. A *falha geológica* impôs a manutenção de serviços e a contratação de novos. Entretanto, a falta de informações abertas por cada componente integrante do grupo Despesas Administrativas e, segregando os desembolsos ainda por acontecer a partir de 2007 (coluna **D** da tabela 12), nota-se que a variação entre o valor previsto na coluna **A** da tabela 12, R\$ 47.743.492,00 e o realizado na coluna **C** da mesma tabela, R\$ 49.382.839,00, é de aproximadamente R\$ 1.639.347,00. Esta variação passaria a ser de 3,34% e não mais de 10,72% como visto na coluna **F** da tabela em referência.

O item Despesas Tributárias, Financeira e outros Encargos, nesta fase reflete todas as mudanças ocorridas nas legislações tributárias em todos os níveis de governo desde outubro de 2003 a dezembro de 2006. O governo federal por meio da promulgação da Lei 10.833 de 29/12/2003 aumentou a carga tributária dos contratos em vigência assinados alterados a partir de 01 novembro de 2003. Promulgou a Lei complementar 116 de 31/07/2003, que dispõe sobre o Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza, de competência dos Municípios e do Distrito Federal, definindo uma lista mínima de serviços passíveis de cobrança deste imposto e uma alíquota teto de 5%.

Imediatamente a grande maioria dos municípios brasileiros promoveu alterações nos seus códigos tributários. De posse desta nova lista majoraram as alíquotas de alguns serviços e mantiveram de poucos.

O aumento da carga tributária incidindo sobre os materiais e serviços somados à variação do IGP-M praticado para ajustar o orçamento ao longo do tempo, provocou o desvio de R\$ 31.304.446,00, equivalente a 81,32% maior que o orçamento revisado na base 2 (colunas **A** e **F** da tabela 12). Neste montante encontra-se previsto o valor de R\$ 18.654.441,00 relativos os desembolsos a serem realizados a partir de 2007 e são referentes ao diferencial de alíquota paga nas operações interestaduais de aquisição de materiais e equipamentos destinados ao consumidor final. O favorecido deste imposto é o Estado onde está localizado o consumidor final, neste caso o empreendedor. A postergação do pagamento deste imposto foi decorrente de acordo tarifário assinado entre o estado e o grupo empreendedor.

3.7.2.4 Consolidação do orçamento de investimento na implantação do projeto da UHE

A consolidação dos orçamentos original e revisado, levados para a mesma base 2 apresentou um desvio de 10,72%. Sabendo que a variação do IGP-M aplicado aos orçamentos, em muitos casos foi maior do que a variação dos indexadores que reajustaram alguns contratos. Distorções aconteceram, contudo, aplicada a variação do IGP-M ocorrida entre junho de 2001 e dezembro de 2006 que foi de 70,25%, sobre o orçamento original, conclui-se que este seria R\$ 1.578.863.935,00, contra o orçamento revisado de R\$ 1.748.155.328,00, todos na base 2, conforme visualizados as colunas **A** e **D** da tabela 13 seguinte.

TABELA 13 - ORÇAMENTO ORIGINAL NA BASE 2 X ORÇAMENTO REVISADO NA BASE 2

	A		B	C	D	E	F	G
ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO	TOTAL DO PROJETO - ORÇAMENTO REVISADO ATÉ A CONCLUSÃO DO EMPREENDIMENTO NA BASE 2 - DEZ/2006	% PARTICIPAÇÃO NO ORÇAMENTO TOTAL	TOTAL REALIZADO NAS FASES 1, 2 e 3 EM MOEDA CORRENTE	SALDO ORÇAMENTÁRIO A SER REALIZADO ATÉ A CONCLUSÃO DO EMPREENDIMENTO NA BASE 2 C = (A - B)	TOTAL DO PROJETO - ORÇAMENTO ORIGINAL CORRIGIDO PARA BASE 2 - DEZ/2006	DESVIO ENTRE OS ORÇAMENTOS ORIGINAL E REVISADO - TODOS NA BASE 2 - DEZ/2006 E = (D - A)	% DESVIO ENTRE OS ORÇAMENTOS ORIGINAL E REVISADO - TODOS NA BASE 2 - DEZ/2006 F = 1 - (E / D)	% DO ITEM SOBRE O DESVIO ORÇAMENTÁRIO TOTAL NA BASE 2 - DEZ/2006 G = (E _{item} / E _{total})
ITENS								
Projetos	38.746.768	2,22%	38.359.345	387.423	45.778.255	7.031.487	15,36%	-4,15%
Obras Cíveis	705.473.307	40,36%	705.473.307	-	743.443.698	37.970.391	5,11%	-22,43%
Equipamentos	500.614.385	28,64%	454.357.548	46.256.837	451.694.234	(48.920.151)	-10,83%	28,90%
Meio Ambiente	247.508.149	14,16%	218.963.042	28.545.107	171.921.408	(75.586.740)	-43,97%	44,65%
Estudo de viabilidade e Instalação da Infra-estrutura	23.228.975	1,33%	23.228.975	-	34.429.771	11.200.795	32,53%	-6,62%
Despesas Administrativas	116.259.980	6,65%	113.924.886	2.335.094	69.167.080	(47.092.900)	-68,09%	27,82%
Despesas Tributárias, Financeiras e outros Encargos	116.323.764	6,65%	99.339.426	16.984.338	62.429.488	(53.894.275)	-86,33%	31,84%
total investimento	1.748.155.328	100,00%	1.653.646.529	94.508.799	1.578.863.935	(169.291.393)	-10,72%	100,00%

Fonte: Dados elaborados pelo autor

Note-se que os desvios ocorreram nos itens Equipamentos, Meio Ambiente, Despesas Administrativas e Despesas Tributárias, Financeiras e outros Encargos. Estes foram os itens que mais sofreram os impactos das mudanças impostas pela legislação, pelas questões ambientais, pela reestruturação societária e mudança de cenário do mercado, casos específicos dos preços das terras e do mercado mundial de ferro, aço e derivados.

Separadamente os itens Meio Ambiente e Despesas Tributárias, Financeiras e outros Encargos, corresponderam respectivamente com 44,65% e 31,84% de todo o desvio orçamentário.

O gráfico estruturado a seguir, procura demonstrar ao longo das 3 fases, o comportamento de índices setoriais que impactam os principais itens de custos e investimentos, tratados anteriormente.

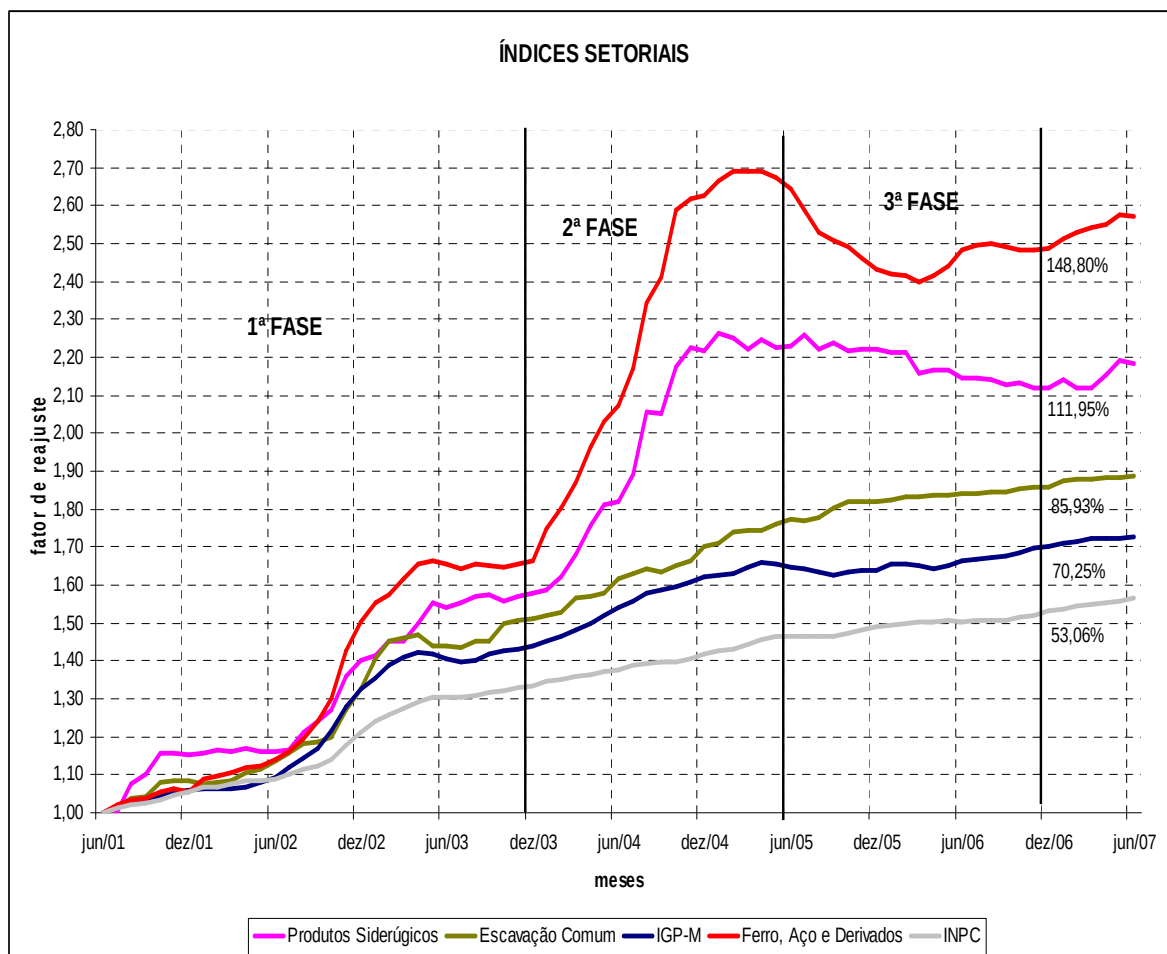


GRÁFICO 1 - VARIAÇÃO DO IGP-M VERSO ÍNDICES SETORIAIS

Fonte: Dados elaborados pelo autor

Concluída a análise das 3 fases que constituíram o ciclo de implantação do empreendimento, onde foi visto os desvios orçamentários provocados por variáveis desconhecidas e conhecidas, porém, mal dimensionadas, que afetaram o retorno pretendido pelos acionistas. Adiante, passa-se a analisar os fatores críticos que interferiram na rentabilidade do investimento.

4 ANÁLISE E ESTUDO DOS FATORES CRÍTICOS NA CONSOLIDAÇÃO E VIABILIZAÇÃO DO INVESTIMENTO NO CASO ESTUDADO

A consolidação do investimento inicia com a entrada em operação ou ciclo de exploração. Compreende o tempo desde a autorização pelo órgão regulador para a operação comercial da energia gerada até o final da concessão. Este ciclo tem como característica a geração de caixa para a empresa, é o período em que os investidores esperam o retorno do capital investido durante todas as fases de implantação do empreendimento. Neste ciclo, espera-se que a geração de caixa seja suficiente para suportar as despesas operacionais e garantir o retorno pretendido pelos investidores, cumprindo as regras estabelecidas pelo poder concedente e disponibilizando a energia contratada.

Para proceder com a análise dos fatores críticos na consolidação do investimento, algumas premissas foram estabelecidas para montar as Demonstrações dos Resultados dos Exercícios futuros deste estudo de caso. Baseadas nas Demonstrações Financeiras relativas ao primeiro e segundo semestres de 2006 projetou-se os exercícios futuros para todo o período de concessão em 3 cenários diferentes.

Adotou-se como indexador das receitas e dos encargos setoriais a taxa de 4,50% ao ano, para o período de concessão. O Plano de Negócios desenvolvido para o investimento previa no futuro a abertura do capital da empresa. Neste estudo, estabeleceu-se o ano de 2017 para este evento, uma vez que já tendo liquidado o empréstimo tomado do BNDES, mencionado anteriormente, supõe-se que o mercado pagaria um preço melhor e aceitaria com mais facilidade os títulos da empresa.

Outras premissas adotadas para a análise da fase de consolidação estão relacionadas com o reinvestimento dos resultados obtidos pelo negócio ao longo dos anos, distribuição de dividendos e, a suposição da obtenção de um incentivo fiscal para o empreendimento.

Para o reinvestimento dos resultados obtidos adotou-se uma taxa de 12% ao ano. Para a distribuição de dividendos foi adotado uma política diferente para cada cenário desenvolvido adiante. Quanto ao incentivo fiscal, partiu-se do pressuposto de que o empreendimento obteria junto a Agência de Desenvolvimento da Região onde está

localizada, um benefício fiscal de redução em 75% da alíquota do Imposto de Renda a ser pago, por um período de 10 anos a partir da estabilização da produção, conforme previsto nos artigos 31 e 32 da Lei 11.196 de 21/11/2005.

Os cenários montados para analisar a rentabilidade do empreendimento durante o ciclo de consolidação do investimento e a influência dos desvios ocorridos no ciclo de implantação, foram assim definidos:

- o primeiro não prevê distribuição de dividendos aos acionistas nem a obtenção do benefício fiscal;
- o segundo prevê a distribuição de dividendos aos acionistas a partir de 2018, sem a obtenção do benefício fiscal;
- o terceiro prevê a distribuição de dividendos aos acionistas com a obtenção do benefício fiscal.

Para todos os 3 cenários, às demais premissas foram mantidas.

O período de concessão, já mencionado anteriormente, é regido por leis específicas. Tem seu início com a assinatura do contrato entre o órgão regulador e o grupo empreendedor. O *Contrato de Concessão de Uso de Bem Público para Geração de Energia Elétrica* contém cláusulas básicas que definem o *objeto do contrato* e sua localização e o tempo de duração da concessão, normalmente, 35 anos.

Em empreendimentos desta natureza normalmente são colocadas mais de uma Unidade Geradora (UG) de energia, isto possibilita que ao serem feitas às manutenções preventivas e/ou periódicas dos equipamentos e UG, a hidrelétrica continue gerando e entregando a energia contratada. Embora sejam colocadas em serviços paulatinamente, após cada UG passar por testes, livres e monitorados e receberem a autorização da ANEEL para gerar energia comercialmente, o ciclo operacional propriamente dito é considerado iniciado com a motorização²⁷ completa de todas as Unidades Geradoras.

No caso estudado, o processo de motorização de cada uma das 3 UG instaladas aconteceu em junho, agosto e setembro de 2006, respectivamente. A ANEEL estabelece a

²⁷ Motorização é um termo utilizado no setor para indicar a colocação do equipamento em pleno funcionamento e nas condições técnicas estabelecidas.

potência a ser instalada mediante análise dos estudos prévios de levantamento do potencial hidráulico para geração de energia, a localização e condições geológicas e hidrológicas do aproveitamento hidrelétrico. A compilação de todos estes dados possibilita a determinação da energia a ser gerada e a potência da (s) UG (s) a serem implantadas no AHE, causando o menor impacto possível no regime de águas do rio, abaixo da construção da barragem.

A potência assegurada de cada UG é determinada em megawatts (MW), a soma das potências asseguradas de cada UG totaliza a potência instalada da hidrelétrica. Entretanto, o regulador permite a comercialização (venda) de uma quantidade de energia compatível com os resultados obtidos nos levantamentos prévios realizados. Esta quantidade de energia é medida em MW médios, passando a ser denominada de *energia assegurada*. Neste empreendimento a *energia assegurada* equivale a aproximadamente 60% da potência instalada de 450 MW.

O regime de produção de uma hidrelétrica é intensivo. Funcionando 24 horas por dia durante os 365 dias do ano, a energia produzida pelas UGs é instantaneamente disponibilizada no Sistema Interligado Nacional - SIN e por consequência ao mercado consumidor. Existem diversos pontos de medição da produção, eles estão nas saídas das UGs, na subestação elevatória existente dentro do complexo da hidrelétrica e no ponto de conexão ao SIN. Existe perda de energia neste trajeto. A diferença da energia gerada medida na saída das UGs e a energia recebida no ponto de conexão, é caracterizada como perda de energia. A soma das diferenças medidas nestes dois pontos, de todas as UGs instaladas no país caracteriza a perda sistêmica, hoje estimada em 3%.

A receita financeira decorrente da produção e comercialização da energia está limitada à *energia assegurada* pela ANEEL, passível de contratação. Os contratos são firmados por períodos longos e dentro das regras estabelecidas pela Lei 10.848 de 15/03/2004. No caso estudado, estes contratos foram firmados por 10 anos na modalidade **A5**, com várias distribuidoras de energia elétrica das regiões Norte, Centro Oeste e Sudeste, a preços de mercado.

A receita assegurada com a venda da energia produzida e entregue a partir da entrada em operação das UGs permitiu projetar este mesmo cenário para os 20 anos restantes da concessão. Os contratos de energia elétrica firmados pelo mercado com anuência da ANEEL nos últimos anos têm como indexador o IGP-M. As projeções das

receitas futuras neste estudo de caso seguiram o estabelecido nas premissas definidas anteriormente.

4.1 A taxa interna de retorno pretendida no empreendimento

Na fase inicial do empreendimento o orçamento original, visualizado na tabela 6 mostrada na fase 1, projetava uma TIR de aproximadamente 10,04%. Os desvios orçamentários ocorridos em decorrência das questões ambientais, da falha geológica, dos reajustes dos contratos, dos encargos financeiros, tributários e das mudanças na legislação tributária, provocaram alterações no retorno do investimento.

A tabela 14 a seguir²⁸ demonstra a geração de caixa do empreendimento e o resultado dos exercícios futuros. Ela não reflete os desvios ocorridos, mas retrata o desempenho pretendido pelos investidores durante o ciclo de vida do empreendimento, quando iniciada a exploração.

TABELA 14 - GERAÇÃO DE CAIXA - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DOS EXERCÍCIOS, UTILIZANDO O CENÁRIO 1

9,99%		Total 2006	Total 2007	Total 2012	Total 2017	Total 2022	Total 2027	Total 2033	Total 2036
4	Receita Bruta (R\$)	248.653.763	336.802.130	419.716.738	523.043.418	651.807.260	812.270.434	1.057.787.397	1.207.111.145
5	Deduções sobre vendas	(80.806.773)	(31.154.197)	(38.823.798)	(48.381.516)	(60.292.172)	(75.135.015)	(97.845.334)	(111.657.781)
6	Receita Líquida (4 - 5)	167.846.990	305.647.933	380.892.940	474.661.902	591.515.089	737.135.419	959.942.063	1.095.453.364
7	Custos não gerenciáveis	(44.509.391)	(48.221.390)	(68.892.627)	(74.886.346)	(93.322.011)	(116.296.205)	(151.447.911)	(172.827.225)
8	Custos gerenciáveis	(51.964.654)	(87.969.121)	(109.625.533)	(136.613.361)	(170.245.105)	(212.156.379)	(276.282.797)	(315.284.572)
13	Total Custos Operacionais (7 + 8)	(96.474.045)	(136.190.511)	(169.718.159)	(211.499.706)	(263.567.117)	(328.452.584)	(427.730.708)	(488.111.798)
14	Resultado Operacional (6 - 13)	71.372.945	169.457.422	211.174.781	263.162.195	327.947.972	408.682.836	532.211.355	607.341.567
15	EBITDA (14 + 11)	100.419.769	212.529.709	264.850.688	330.052.141	411.305.014	512.560.875	667.487.584	761.714.217
16	Receitas e despesas não operacionais	(44.555.10)	(49.487.238)	(124.136.393)	(154.696.531)	(177.751)	(221.510)	(288.464)	(329.185)
17	Despesas tributárias								
18	Lucro antes do IRCSLL (EBIT)	71.328.390	119.970.184	87.038.388	108.465.664	327.770.220	408.461.325	531.922.891	607.012.382
20	PROVISÃO IRCSLL (sem benefício fiscal)	(24.251.652)	(40.789.863)	(29.593.052)	(36.878.326)	(111.441.875)	(138.876.851)	(180.853.783)	(206.384.210)
21	Distribuição de dividendos	-	-	-	-	(81.942.555)	(102.115.331)	(132.980.723)	(151.753.096)
22	Lucro líquido final	47.076.737	79.180.321	57.445.336	1.345.587.339	134.385.790	167.469.143	218.088.385	248.875.077
23	Investimento pré-operacional	(214.278.550)	(83.857.661)	-	-	-	-	-	-
24	Lucro antes do IRCSLL (EBIT) - (18-23)	(142.950.160)	36.112.523	87.038.388	108.465.664	327.770.220	408.461.325	531.922.891	607.012.382
25	PROVISÃO IRCSLL (sem benefício fiscal)	-	(12.696.193)	(29.593.052)	(36.878.326)	(111.441.875)	(138.876.851)	(180.853.783)	(206.384.210)
26	Lucro líquido final com desembolso investimentos	(142.950.160)	23.416.330	57.445.336	71.587.339	216.328.345	269.584.475	351.069.108	400.628.172

Fonte: Dados elaborados pelo autor

²⁸ A tabela completa encontra-se no apêndice G.

Colocados estes pontos, passa-se à análise da fase de exploração do empreendimento. Antes, porém uma breve descrição sobre informações contidas em algumas linhas da tabela 14 acima:

- Receita Bruta – compreende toda receita de venda da energia contratada e os ganhos referentes a modulação tarifaria junto a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE;
- Deduções sobre vendas – são deduções provenientes da compra de energia para cumprimento dos contratos de venda, se necessário, somado ao PIS e Cofins incidentes sobre a Receita Bruta;
- Custos não Gerenciáveis – são custos referentes aos encargos setoriais incidentes na geração de energia, pagamento pelo uso da rede básica, pagamentos do Uso do Bem Público, CCEE e Operador Nacional do Sistema – ONS;
- Custos Gerenciáveis – São os custos com pessoal, serviços, materiais, seguros, compra de energia para cobrir a perda básica, depreciação e contingências;
- Receitas e despesas não Operacionais – são resultantes de receitas financeiras, serviço da dívida, CPMF, tarifas bancarias e venda de ativos;
- Investimento Pré-operacional – são os investimentos e obrigações remanescentes da fase pré-operacional a serem liquidados no futuro.

Com base nas Demonstrações do Resultado dos Exercícios (DRE) apresentados e pela construção do Fluxo de Caixa do empreendimento apresentado na tabela 15 a seguir, confirma-se que a TIR pretendida pelos investidores para este empreendimento era de 10,04%, conforme já mencionado anteriormente.

TABELA 15 - CÁLCULO DA TAXA INTERNA DE RETORNO DO EMPREENDIMENTO

		Orçado em Moeda de junho 2001 - BASE 0 + Resultado Líquido		
		TIR	10,04%	Taxa anual de capitalização do resultado
				12%
Nº anos	ANO	Investimento	Resultado Líquido	Saldo Acumulado
0	2001	(15.427.963)	-	(15.427.963)
1	2002	(129.064.709)	-	(144.492.672)
2	2003	(89.288.861)	-	(233.781.533)
3	2004	(320.816.737)	-	(554.598.270)
4	2005	(244.096.166)	-	(798.694.436)
5	2006	(89.070.245)	52.725.946	(835.038.736)
6	2007	(32.624.750)	95.009.073	(772.654.412)
7	2008	(6.979.002)	55.388.925	(724.244.489)
8	2009		56.379.852	(667.864.638)
16	2017		1.507.057.819	1.311.657.098
21	2022		242.287.747	2.423.158.367
26	2027		301.934.612	3.808.291.161
32	2033		393.197.401	5.927.616.018
35	2036		448.703.553	7.216.592.245
Totais		(927.368.433)	8.143.960.679	

Fonte: Dados elaborados pelo autor

Os desvios ocorridos quando visualizados o orçamento original na base 0, que definiu o orçamento de investimento do empreendimento e a retorno pretendido pelos investidores (tabela 15, acima), provavelmente não foram previsto, tão pouco os acontecimentos que se seguiram. Riscos e incertezas estão sempre presentes nas análises e decisões de investir. Dentre os inúmeros e potenciais riscos possíveis em empreendimentos desta natureza, mencionados anteriormente, o estudo deste caso destacou: i) o risco geológico; ii) o risco ambiental; iii) o risco social e; iv) o risco regulatório.

A realização dos desembolsos orçados na primeira fase apresentou um desvio em moeda corrente da ordem de 4,25% de acordo com a tabela 6 apresentada. Este desvio representou uma variação de aproximadamente 0,10 pontos percentuais na TIR do projeto, mantidas as premissas colocadas anteriormente.

Na evolução do processo de implantação do empreendimento ao longo das diversas etapas inseridas nas 3 fases do ciclo pré-operacional vistas nas tabelas 2 a 13, possibilitou acompanhar o declínio da TIR pretendida pelos investidores. Da análise pontual feita em cada grupo dos itens que constituíram o orçamento nas mencionadas

fases, percebe-se que os custos com meio ambiente e despesas tributárias, foram as que mais causaram impacto negativo.

Estudos e levantamentos promovidos por órgãos governamentais ligados ao setor de energia elétrica, organizações representativas e entidades do setor apontam para a vocação natural do país para a hidroeletricidade. No entanto, Werdine (1998, p. 18) argumenta que:

[...] os crescentes custos com meio ambiente em empreendimentos desta natureza podem inviabilizá-los. Os custos com a área ambiental nos projetos de geração de energia na década de 70 giravam em torno de 7% do orçamento global dos empreendimentos. Hoje, esta área consome entre 10% e 15% dos orçamentos. O custo está relacionado com tamanho dos reservatórios, contudo, há uma forte tendência de crescimento.

O processo de licitação dos Aproveitamentos Hidrelétricos após a edição da lei 10.848 de 15/03/2004, não retirou dos editais o pagamento pelo Uso do Bem Público e, não conseguiu limitar os custos ambientais ao escopo das obrigações definidas no EIA/RIMA. O arremate em leilão de um AHE com a licença prévia emitida, não exige o empreendedor de cumprir obrigações novas surgidas durante o processo de implantação. A licença de instalação e posteriormente de operação têm prazos de validade e, sua renovação periódica está vinculada ao cumprimento de todas estas obrigações impostas.

Neste sentido, montou-se 3 cenários para acompanhar a taxa interna de retorno do investimento desde a decisão de investir até o a passagem para o ciclo de consolidação, lembrando que o ciclo de vida do empreendimento estudado contempla 35 anos, sendo 5 anos de construção e 30 anos de exploração.

4.1.1 A taxa interna de retorno no cenário 1

Iniciado o ciclo de exploração do empreendimento, conhecidos todos os desvios orçamentários até àquele momento, aplicou-se as premissas estabelecidas anteriormente para cenário 1:

- Indexação de 4,50% ao ano pelo período restante de concessão;
- Captação de recursos por meio da colocação de R\$ 1.274.000.000,00 em ações no mercado acionário;
- Reinvestimento dos resultados líquidos anuais à taxa de 12% ao ano.

Com base nos orçamentos de investimento definidos em cada uma das 3 fases de implantação do empreendimento, conforme tabela 16²⁹, a seguir.

TABELA 16 - FLUXO DE DESEMBOLSO DOS ORÇAMENTOS DE INVESTIMENTO

Nº anos	ANO	A	B	C
		ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO ORIGINAL - BASE 0 (JUNHO/2001)	ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO - BASE 1 (DEZEMBRO/2003)	ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO - BASE 2 (DEZEMBRO/2006)
0	2001	(15.427.962,84)	(16.202.164,02)	(16.202.164,02)
1	2002	(129.064.708,75)	(145.550.753,91)	(145.550.753,91)
2	2003	(89.288.861,20)	(81.955.025,36)	(81.955.025,36)
3	2004	(320.816.737,36)	(683.952.615,00)	(669.623.243,91)
4	2005	(244.096.165,85)	(377.368.452,00)	(526.036.792,12)
5	2006	(89.070.245,24)	(118.635.865,00)	(214.278.549,79)
6	2007	(32.624.750,27)	(63.343.372,00)	(83.857.661,24)
7	2008	(6.979.001,57)	(5.193.795,00)	(10.651.137,85)
TOTAL		(927.368.433,09)	(1.492.202.042,29)	(1.748.155.328,21)
		*	**	***

Fonte: Dados elaborados pelo autor

E, tendo os DREs mostrados anteriormente na tabela 14, procedeu-se à análise do cenário 1.

No orçamento original de base 0 (coluna **A** da tabela 16), marco inicial do projeto de investimento, nenhum desembolso havia sido realizado. A TIR projetada nesta ocasião foi de 10,04%. Os desvios ocorridos e descritos anteriormente nas análises desenvolvidas para as fases do ciclo pré-operacional forçaram a TIR projetada na base 1 (coluna **B** da tabela 16), para 7,53%.

²⁹ Os dados assinalados encontram-se respectivamente nas tabelas: * Tabela 2, p. 93; ** Tabela 8, p. 106 e *** Tabela 13, p. 115.

A revisão orçamentária realizada para adequar o orçamento de investimento à nova realidade do empreendimento até chegar à fase de operação, levou a taxa interna de retorno, baseada nas premissas apresentadas para montagem deste cenário, a 6,97%. Analisados os desvios e comparando a taxa interna de retorno calculada no início do empreendimento (fase 1) com a calculada ao final da fase 3, na passagem para a fase operacional, a perda foi de 3,07% em rentabilidade ao longo do ciclo de exploração do empreendimento.

4.1.2 A taxa interna de retorno no cenário 2

O cenário 2 adotou as seguintes premissas:

- Indexação de 4,50% ao ano pelo período restante de concessão;
- Captação de recursos por meio da colocação de R\$ 1.274.000.000,00 em ações no em mercado acionário;
- Reinvestimento dos resultados líquidos anuais à taxa de 12% ao ano;
- Distribuição de dividendos de 25% do resultado líquido obtido anualmente a partir de 2018.

Baseado nestas premissas e no fluxo de desembolso apresentado na tabela 16 tem-se que a TIR projetada na base 0 medida no cenário 1, cai de 10,04% para 8,99%. Quando comparados os dois cenários a partir do fluxo de investimento ocorrido na base 2, a taxa cai dos 6,97% para 5,77%.

No cenário 2³⁰ percebe-se que o impacto provocado pela distribuição de 25% do resultado líquido gerado pelo negócio em forma de dividendos, causa uma variação na TIR do empreendimento. Dependendo da base orçamentária, esta variação oscila entre 1,05% a 1,20% no ciclo de vida do empreendimento.

³⁰ As tabelas completas encontram-se nos apêndice I, J e K.

4.1.3 A taxa interna de retorno no cenário 3

Para análise do cenário 3, as premissas definidas foram:

- Indexação de 4,50% ao ano pelo período restante de concessão;
- Captação de recursos por meio da colocação de R\$ 1.274.000.000,00 em ações no em mercado acionário;
- Reinvestimento dos resultados líquidos anuais à taxa de 12% ao ano;
- Distribuição de dividendos de 25% do resultado líquido obtido anualmente a partir de 2018;
- Obtenção de benefício fiscal reduzindo em 75% a alíquota de imposto de renda a pagar sobre o resultado do exercício.

Observando os DREs dos exercícios a partir do cenário 3³¹, percebe-se que a TIR do empreendimento melhora entre 0,44% e 0,33% dependendo da base orçamentária comparada. Se comparados os resultados obtidos para os cenários 2 e 3 na base 0, o benefício fiscal melhora a TIR do empreendimento em 0,44%, passando de 8,99 do cenário 2 para 9,43 no cenário 3. Se comparados o mesmos cenários na base 2 este resultado passa de 5,77% para 6,10% respectivamente, representando uma melhora de 0,33% na TIR projetada.

Como informação adicional a tabela 17³² seguinte, possibilita uma visão comparativa dos 3 cenários apresentados.

TABELA 17 - TAXAS INTERNAS DE RETORNOS PROJETADAS PARA O EMPREENDIMENTO NOS 3 CENÁRIOS

CENÁRIO	TIR Projetada (%)	TIR Projetada (%)	TIR Projetada (%)
	ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO ORIGINAL - BASE 0 (JUNHO/2001)	ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO - BASE 1 (DEZEMBRO/2003)	ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO - BASE 2 (DEZEMBRO/2006)
1	10,04	7,53	6,97
2	8,99	6,37	5,77
3	9,43	6,71	6,10

Fonte: Dados elaborados pelo autor

³¹ As tabelas completas encontram-se nos apêndices L, M e N.

³² As taxas internas de retorno projetadas encontram-se nos apêndices C, K e N.

Analizados os cenários possíveis de ocorrência no período de exploração do empreendimento, respeitando o prazo da concessão, a partir da elaboração do fluxo de desembolso realizados nas 3 fases que compreenderam o período de implantação, entende-se que o cenário 1 é o que melhor responde aos interesses dos investidores. Entretanto, pouco provável de acontecer. O cenário 2 neste caso, se apresenta como o mais realista, uma vez que a receita futura está atrelada a quantidade de energia vendida e ao preço praticado pelo mercado.

O atual cenário do mercado de energia apresenta tendência de alta do consumo em função da perspectiva de crescimento econômico para os próximos anos. Por outro lado, os agentes distribuidores responsáveis pela entrega da energia ao consumidor final, em sua maioria, têm recebido em suas revisões tarifárias, reajustes abaixo dos reivindicados e até negativos. A pressão do órgão regulador em busca de modicidade tarifária tem forçado os ganhos destes agentes para baixo e estes, por sua vez buscam melhores preços nos leilões de energia, seja nova ou já existente.

A viabilidade de um investimento em geração de energia, principalmente por meio hidráulico, onde se aloca uma imensa massa de recursos financeiros, passa pela análise de todas as variáveis determinantes que auxiliam no processo de decisão de investir. Conhecer e identificar estas variáveis buscando minimizar quaisquer afetações nos resultados pretendidos pelo empreendedor é uma das tarefas mais difíceis impostas aos analistas de investimentos.

O que a análise de investimento oferece ao investidor quando aponta uma oportunidade de investir, segundo Tavares (1989, p. 18) “é a troca da certeza subjetiva pela incerteza objetiva ou mensurável”. Neste sentido, este trabalho identificou as variáveis que provocaram os desvios no orçamento de investimento e de custeio dentro do ciclo de vida do empreendimento de geração de energia hidrelétrica que favoreceu este estudo de caso e seus efeitos no retorno pretendido pelos investidores.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Inicialmente foram descritos alguns aspectos relevantes do setor elétrico brasileiro desde a implantação e expansão até a consolidação do setor, a partir do modelo estatal adotado pelo governo para permitir o seu desenvolvimento e promover o crescimento econômico e social do país. Este modelo permaneceu ativo até a crise financeira que atingiu o Estado nos anos 80. Capitaneado pela Eletrobrás e suas controladas, o modelo instituído possibilitou também a evolução tecnológica no país, a partir do desenvolvimento de novos equipamentos utilizados no sistema elétrico e na concepção de construção de hidrelétricas.

Esgotada a capacidade de investimento do Estado e acompanhando a tendência internacional, o governo e a Eletrobrás iniciam uma reestruturação do setor visando à privatização de empresas de energia elétrica. Medidas foram editadas possibilitando o livre acesso a rede elétrica e a competição na geração, distribuição e comercialização, bem como a permissão do surgimento de consórcios de autoprodutores, para a construção de usinas, e venda dos seus excedentes de energia ao Sistema Elétrico.

A nova conformação do mercado de energia do Brasil é constituída de players que permaneceram na estrutura do Sistema Eletrobrás, de grandes grupos econômicos com predominância de capital estrangeiros, inseridos em todos os segmentos do setor e, de autoprodutores que comercializam seus excedentes de energia. Entre os 10 maiores geradores de energia elétrica, segundo o ranking divulgado pela ANEEL em 2006, os 6 primeiros colocados fazem parte do Sistema Eletrobrás ou estão ligados a governos estaduais.

Nesta nova conformação, grupos de investidores se formaram a partir de suas experiências internacionais, vocação setorial e abundância de capital, para investir no país atraídos pelas amplas oportunidades de crescimento do mercado, puxado pela retomada do crescimento econômico. Esses investidores, em seus estudos de viabilidade olham com atenção as variáveis relevantes que constituem fatores críticos de risco nos investimentos do setor elétrico, dentre eles: a legislação setorial, a atuação dos órgãos reguladores, o financiamento do setor, a questão ambiental e todas as questões relacionadas com a escassez de recursos orçamentários do governo.

O conhecimento do ambiente de mercado e sua complexidade são fundamentais para a estruturação de projetos e viabilização de investimentos nesta área. A sua magnitude, os recursos financeiros envolvidos e os riscos implícitos atuam como fatores preponderantes no processo decisório e no retorno pretendido no investimento. Aliar os recursos financeiros disponíveis pelos investidores privados com o conhecimento e tecnologia, desenvolvidos pelos investidores estatais, possibilitaria assegurar um retorno compatível com o prazo de investimento e, marcaria uma evolução desta nova conformação do mercado de energia e do novo modelo instituído para o setor.

Os fatores críticos de riscos possíveis de ocorrência e determinantes em empreendimentos de geração de energia hidrelétrica foram o foco deste trabalho. Os impactos causados no orçamento de investimento nas diversas fases de implantação do projeto e conseqüentemente no retorno esperado pelos investidores, analisados neste Estudo de Caso servem como ponto de atenção aos formuladores da política energética, aos analistas de investimentos e aos tomadores de decisão.

Burattini (2004, p. 220), em sua análise sobre o novo modelo implementado a partir do processo de privatização, evidencia que “a inadequação da estratégia de privatização, a inconveniência da iniciativa particular de transformação da matriz energética e, finalmente, as limitações das instituições criadas nos anos noventa”, não favoreceram os investimentos em geração. O autor indica que “essas discussões revelaram que, além das restrições citadas, a política de reestruturação também foi cercada de problemas relacionados à sua forma específica de implementação”.

A restrições legais impostas aos investidores estatais, proibindo o livre acesso aos mecanismos de financiamentos existentes no mercado financeiro, obriga-os a estruturar verdadeiras operações de engenharia financeira para viabilizar seus projetos. Por outro lado, a diversificação da matriz energética promovida pelo governo, requer a garantia de oferta de combustível e preços competitivos.

A sistemática adotada nos processos licitatórios de oferta pelo critério de menor preço da *energia nova* a serem produzidas pelos novos AHE, a partir da regulamentação da Lei 10.848 de 15/03/2004, que instituiu o novo modelo do setor elétrico, assegura a competitividade e igualdade de condições a todos os participantes. No entanto, os fatores de riscos apontados, permanecem presentes. O preenchimento de todos os pré-requisitos

exigidos pelo órgão regulador, não garante as condições conhecidas e apresentadas aos pretendentes, nos relatórios técnicos e EIA/RIMA.

Embora formalmente não sejam conflitantes, os interesses que cercam os vários organismos governamentais que participam direta ou indiretamente na viabilização de um empreendimento desta natureza, apresentam conflitos. A ANEEL tem interesse em promover as licitações de forma rápida e segura, para viabilizar e assegurar a oferta de energia, afastando risco de déficit. Por outro lado, o IBAMA, responsável pelo licenciamento prévio, não enxerga a energia como insumo básico da economia ou como fator de produção. Ele se baseia em informações técnicas e científicas para avaliar os possíveis impactos ambientais provocados pelo empreendimento. Desta forma, concedem ou não o licenciamento no tempo previsto.

Eliminar os conflitos entre os órgãos e os entraves decorrentes da diversidade de legislação ambiental, tributária e setorial vigentes por meio da adoção de regras claras e duradouras, imporia maior confiança ao setor, notadamente no segmento de geração. Este esforço possibilitaria o ingresso de novos investidores.

Além da incerteza decorrente das questões ambientais e regulatórias, outros riscos ainda podem surpreender o empreendedor. São riscos de ordem técnica relacionados diretamente com a execução do empreendimento e imprevisíveis no momento da decisão de investir e participar do processo licitatório.

No caso estudado, depois de identificados os elementos determinantes na construção e estruturação de uma UHE, analisou-se os desvios orçamentários provocados pelos impactos dos fatores ambientais, regulatórios e técnicos sobre o retorno ao longo do ciclo de vida do investimento.

Analisadas as 3 fases do ciclo de implantação do empreendimento, percebeu-se que os itens Equipamentos, Meio Ambiente, Despesas Administrativas e Despesas Tributárias, Financeiras e outros Encargos, foram os que causaram desvio no orçamento de investimento e conseqüentemente impacto no retorno do investimento. O desvio orçamentário ao longo deste ciclo, visualizado na tabela 13 C a seguir, foi de 10,72%, sendo a participação do Meio Ambiente e Despesas Tributárias respectivamente de 44,65% e 31,84%, do desvio total.

TABELA 13 C – DESVIO ORÇAMENTÁRIO NO CICLO DE IMPLANTAÇÃO

	A	B	C	D	E	F	G
ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO	TOTAL DO PROJETO - ORÇAMENTO ORIGINAL CORRIGIDO PARA BASE 2 - DEZ/2006	% PARTICIPAÇÃO NO ORÇAMENTO TOTAL	TOTAL DO PROJETO - ORÇAMENTO REVISADO ATÉ A CONCLUSÃO DO EMPREENDIMENTO NA BASE 2 - DEZ/2006	% PARTICIPAÇÃO NO ORÇAMENTO TOTAL	DESVIO ENTRE OS ORÇAMENTOS ORIGINAL E REVISADO - TODOS NA BASE 2 - DEZ/2006 E = (C - A)	% DESVIO ENTRE OS ORÇAMENTOS ORIGINAL E REVISADO - TODOS NA BASE 2 - DEZ/2006	% DO ITEM SOBRE O DESVIO ORÇAMENTÁRIO TOTAL NA BASE 2 - DEZ/2006 G = (E/Item) / E(totál)
ITENS							
Projetos	45.778.255	2,90%	38.746.768	2,22%	7.031.487	15,36%	-4,15%
Obras Cíveis	743.443.698	47,09%	705.473.307	40,36%	37.970.391	5,11%	-22,43%
Equipamentos	451.694.234	28,61%	500.614.385	28,64%	(48.920.151)	-10,83%	28,90%
Meio Ambiente	171.921.408	10,89%	247.508.149	14,16%	(75.586.740)	-43,97%	44,65%
Estudo de viabilidade e Instalação da Infra-estrutura	34.429.771	2,18%	23.228.975	1,33%	11.200.795	32,53%	-6,62%
Despesas Administrativas	69.167.080	4,38%	116.259.980	6,65%	(47.092.900)	-68,09%	27,82%
Despesas Tributárias, Financeiras e outros Encargos	62.429.488	3,95%	116.323.764	6,65%	(53.894.275)	-86,33%	31,84%
total investimento	1.578.863.935	100,00%	1.748.155.328	100,00%	(169.291.393)	-10,72%	100,00%

Fonte: Dados elaborados pelo autor

Embora menores, os desvios provocados pelos itens Equipamentos e Despesas Administrativas foram substanciais. No gráfico 2 a seguir, pode ser visualizada a diferença entre o IGP-M, indexador adotado para corrigir o orçamento de investimento, e o reajuste ocorrido nos equipamentos eletromecânicos. Este desvio, como mencionado, sofreu a influência direta do mercado mundial de ferro, aço e derivados, pressionado principalmente pela China. Quanto a Despesas Administrativas, os desvios são reflexos da reestruturação societária e readequação do corpo técnico, de suporte administrativo e serviços adicionais não previstos no orçamento original de investimento.

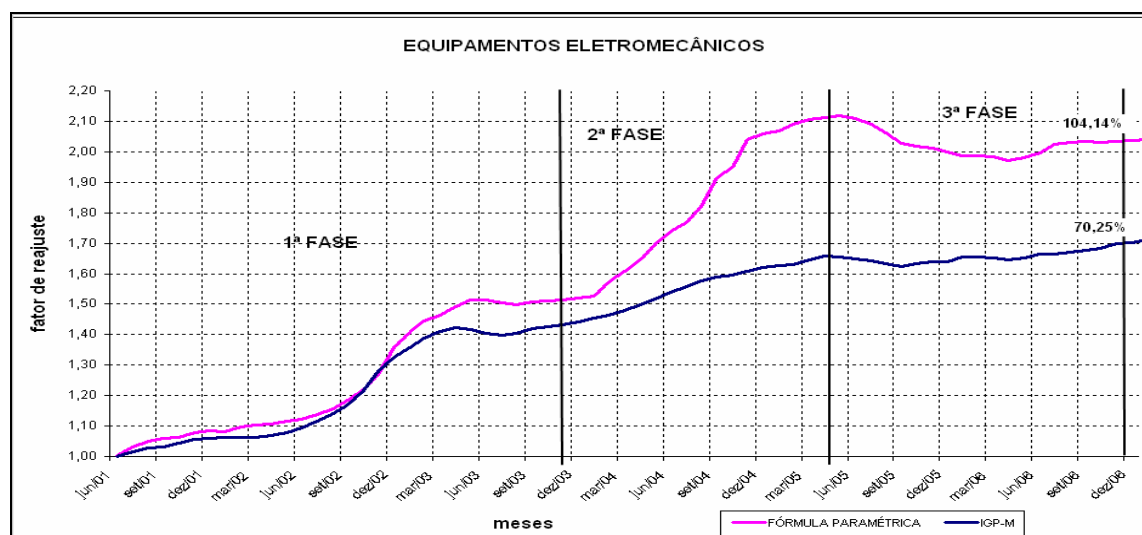


GRÁFICO 2 – FÓRMULA PARAMÉTRICA DO CONTRATO DE FORNECIMENTO DE EQUIPAMENTOS ELETROMECÂNICOS E O IGP-M

Fonte: Dados elaborados pelo autor

Concluída a análise do ciclo de implantação do empreendimento, procedeu-se com a análise do ciclo de exploração a partir da análise dos fatores críticos que interferiram na consolidação e viabilização do caso estudado. Como mencionado no capítulo 4, este ciclo compreende o tempo desde a autorização pelo órgão regulador para a operação comercial da energia gerada pelas Unidades Geradoras até o final da concessão. É o período em que os investidores esperam o retorno do capital investido durante todas as fases de implantação do empreendimento, gerando recursos financeiros suficientes para suportar as despesas operacionais e garantir o retorno pretendido, cumprindo as regras estabelecidas pelo poder concedente e disponibilizando a energia contratada.

Montados os cenários e as premissas descritas no capítulo 4, analisou-se o empreendimento sob a ótica da taxa interna de retorno do investimento. O orçamento original, que deu início ao empreendimento, previa com base no cenário 1, uma TIR de 10,04%. Ao final do ciclo de implantação, depois de computados todos os desvios orçamentários e, realizados todos os desembolsos previstos e programados para o futuro, relacionados com a fase de investimento, este mesmo cenário projetava uma TIR de aproximadamente 6,97%.

Embora o cenário 1 não seja o mais realista, ele se apresentou como o de maior TIR para o investimento. O cenário 2 apresentou-se como o mais realista. As premissas definidas são factíveis e possíveis ao longo do ciclo de exploração. Sabe-se que a receita futura está atrelada a quantidade de energia vendida e ao preço praticado pelo mercado e, o atual cenário do mercado de energia apresenta tendência de alta do consumo em função da perspectiva de crescimento econômico para os próximos anos.

Por outro lado, os agentes distribuidores responsáveis pela entrega da energia ao consumidor final, que em última análise é quem *paga a conta*, em sua maioria têm recebido reajustes abaixo dos reivindicados, ou até negativos, em suas revisões tarifárias periódicas. A pressão do órgão regulador em busca de modicidade tarifária tem forçado os ganhos destes agentes para baixo e estes, por sua vez, buscam melhores preços nos leilões de energia *nova* ou existente.

Há necessidade de se tratar o produto *energia elétrica* como um insumo básico para a economia. A sua disponibilidade (sem riscos de déficit) induz investimentos e promove o crescimento econômico e social do país.

A viabilidade de um investimento em geração de energia hidrelétrica, além da disponibilidade de recursos financeiros em abundância, requer uma criteriosa análise de todas as variáveis determinantes que auxiliam no processo de decisão de investir. Conhecer e identificar estas variáveis, buscando minimizar quaisquer afetações nos resultados pretendidos pelo empreendedor foi o objetivo deste estudo.

Mensurar essas variáveis é uma das tarefas mais difíceis impostas aos analistas de investimentos, e o que a análise de investimento oferece ao investidor ao apontar uma oportunidade de investir é a possibilidade de *trocar a incerteza de um risco, por um risco mensurável*. Desta forma, não pretendeu esgotar as discussões acerca dos investimentos em energia hidrelétrica e suas conseqüências.

Neste Estudo não se abordou os fatores relacionados com os benefícios sociais promovidos por investimentos desta natureza. É uma contribuição complementar ao Estudo de Buratini (2004) e, ao mesmo, tempo deixa como reflexão para discussões e trabalhos futuros o tema retorno social em empreendimentos de geração de energia hidrelétrica.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. **Ranking dos agentes geradores de energia elétrica**. disponíveis em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/agenteGeracao>. Acesso em: 28/09/2006.
- ASSAF NETO, A. **Matemática financeira e suas aplicações**. 7. ed. São Paulo:Atlas, 2002.
- BM&F – BOLSA DE MERCADORIAS & FUTUROS. **Mercado de energia**: perguntas freqüentes. jul. 2005. Disponível em: http://www.bmf.com.br/portal/pages/energia1/pdf/faq/FAQ_Energia2.pdf. Acesso em: 12 jun. 2007.
- BORENSTEIN, C. R.; CAMARGO, C. **O setor elétrico no Brasil**: dos desafios do passado às alternativas do futuro. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997.
- BRASIL. **Legislação brasileira**. [2005]. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em: 09 jun. 2005.
- _____. **Legislação específica do setor elétrico**. [2005]. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 27 maio 2005.
- _____. Ministério das Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano decenal de expansão de energia elétrica 2006/2015**: versão em consulta pública. 2006a. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>. Acesso em: 03 abr. 2006.
- _____. Ministério do Meio Ambiente. CONAMA. **Legislação ambiental**: resoluções. [2006b]. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/port/conama/legi.cfm>. Acesso em: 15 jul. 2006.
- BREALEY, R.; MYERS, S. **Princípios de finanças empresariais**. 5. ed. Portugal: McGraw-Hill, 1998.
- BURATINI, R. **Estado, capitais privados e concorrência no setor elétrico brasileiro**: da constituição do modelo estatal à crise do modelo competitivo. 2004. 237 f. Tese (Doutorado) – Instituto de Economia, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.
- CABRAL, L. M. M. (Coord.). **500 anos – energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2000.
- CASAROTTO, N. F.; KOPITKE, B. H. **Análise de investimentos**: matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão, estratégia empresarial. 9. ed. São Paulo: Atlas, 2000.
- CASTRO, N. J.; VANCE, P. **Premissas para avaliar investimentos das elétricas**. Rio de Janeiro: Canal Energia, 2006.
- CHIZZOTI, A. **Pesquisa em ciências humanas e sociais**. 7.ed. São Paulo: Cortez, 2005.
- CONTADOR, C. R. **Projetos sociais**: avaliação e prática. 4.ed. São Paulo: Atlas, 2000.

CRISTIANO, W. L. Financiamento e competitividade de empresas estatais na expansão do setor elétrico brasileiro. In: CONGRESSO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO BRASILEIRO, 2., 2006, São Paulo. **Anais...** São Paulo, 2006.

_____. **Inovações financeiras e o financiamento da infra-estrutura:** as possibilidades de um novo modelo para o setor elétrico brasileiro. 1998.131 f. Dissertação (Mestrado em Economia da Indústria e da Tecnologia) - Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1998.

DAMODARAN, A. **A face oculta dos investimentos.** Tradução de Bazán Tecnologia e Lingüística; supervisão técnica de Eduardo Fortuna: Rio de Janeiro: Qualitymark, 2002.

DUKE ENERGY. [2006]. Disponível em: <<http://www.duke-energy.com.br>>. Acesso em: 21 out. 2006.

EDP PORTUGAL S.A. [2006]. Disponível em: <<http://www.edp.pt/home.asp>>. Acesso em 14 abr. 2006.

ELETROBRÁS CENTRAIS BRASILEIRAS S.A. [2006]. Disponível em: <<http://www.elektrobras.com.br>>. Acesso em: 21 out. 2006.

EMPRESAS do setor energético revelam seus melhores projetos. **Revista P&D**, Brasília, n. 1, ago. 2006.

ENERGIAS DO BRASIL S.A. [2006]. Disponível em: <<http://www.energiasdobrasil.com.br/home.asp>>. Acesso em: 15 abr. 2006.

FINANCIAL ACCOUNTING STANDARDS BOARD- FASB. **Statement financial accounting concepts:** n0 6- FAS 6. elements of financial statements. 1985. p. 9316. Disponível em: <<http://www.fasb.org/pdf/con6.pdf>>. Acesso em: 15 jun. 2007.

FIRJAN alerta para ameaça de novo racionamento de energia em 2008. **O Globo**, Rio de Janeiro, 22 set. 2006. Disponível em: <http://www.eletrosul.gov.br/gdi/gdi/cl_pesquisa.php?pg=cl_abre&cd=nmoeec09BTkj>. Acesso em: 15 jun. 2007.

FONSECA, Y. D. **Técnicas de avaliação de investimentos:** uma breve revisão da literatura. 2003. Disponível em: <<http://www.fea.usp.br>>. Acesso em: 12 jul. 2006.

FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. [2006]. Disponível em: <<http://www.furnas.com.br>>. Acesso em: 15 abr. 2006.

HESS, G. et al. **Engenharia econômica e análise de investimentos.** 14. ed. São Paulo: Difel, 1982.

HOCHSTETLER, R. L. A. **Recursos naturais heterogêneos e o mercado:** uma arquitetura de mercado para o sistema hidrotérmico brasileiro. São Paulo: IPE/USP, 2002. (Texto para discussão; 12).

IBGE - INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Código nacional de atividades econômicas**. [2006]. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br/concla/revisao2007>>. Acesso em: 10 ago. 2006.

IUDÍCIBUS, S.; MARTINS, E.; GELBCKE, R. **Manual de contabilidade das sociedades por ações**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2003.

KASSAI, J. R. **Retorno de investimento**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 2005.

KELMAN, J. **Tributos e encargos no setor elétrico brasileiro**. Jun. 2005. Disponível em: <<http://www.acendebrasil.com.br/site/secoes/Apresentacoes.asp>>. Acesso em: 15 fev. 2006.

LAPPONI, J. C. **Projetos de investimento na empresa**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

MARION, J. C. **Contabilidade básica**. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2004.

MELLE, A. A visão financeira do retorno do investimento aplicada às ações de otimização de tecnologia de exceção quantificada. 2002. 296 f. Dissertação (Mestrado em Controladoria e Contabilidade Estratégica) – Centro Universitário Álvares Penteado, São Paulo, 2002.

ONAGA, M.; SALOMÃO, A.; PAUL, G. O absurdo do imposto verde. **Exame**, São Paulo, v. 40, n. 16, p. 36-38, 16 ago. 2006.

ONODI. **Pautas para evolución de proyectos de inversión**. New. York: ONU, 1972.

PEDROSA, P. **Desafios da regulamentação do setor elétrico, modicidade tarifária e atração de investimento**. Brasília: ANEEL, 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 27 fev. 2006.

PIRES, M. C. P. **Regulação, concessão de serviços públicos de energia elétrica: uma análise contratual**. Rio de Janeiro – RJ. 2000. 353 f. Dissertação (Mestrado em Economia da Indústria e da Tecnologia) - Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2000.

PRADO JUNIOR, C. **História econômica do Brasil**. 43. ed. São Paulo: Brasiliense, 1994.

ROCHA, K.; CAMACHO, F.; FIÚZA, G. **Custo de capital das concessionárias de distribuição de energia elétrica no processo de revisão tarifária - 2007-2009**. Rio de Janeiro: IPEA, .abr. 2006. (Texto para discussão; 1174).

ROSA, L. P., TOLMASQUIM, M. T.; PIRES, J. C. L. **A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo: uma visão crítica**. Rio de Janeiro: Relume Dumará, 1998.

ROSS, S. A. WESTERFIELD, R. W.; JAFFE, J. F. **Administração financeira**. Tradução Antônio Z. Sanvicente. São Paulo: Atlas, 2002.

SALES, C. J. D. et al. Tributos e encargos no setor elétrico brasileiro: visão do investidor. In: FÓRUM DA CÂMARA BRASILEIRA DE INVESTIDORES EM ENERGIA ELÉTRICA, 2005, São Paulo. **Anais...** 2005.

SAMPAIO, M. M. B. **Da privatização ao apagão**. Florianópolis: Insular, 2001.

SENRA, P. M. A. **Participação privada no setor elétrico**: a incerteza na expansão. 1998. 159 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1998.

A SITUAÇÃO do setor elétrico brasileiro. **O Globo**, Rio de Janeiro, 24 set. 2006.

TAVARES, M. D. F. **Análise de investimento**: avaliação de ações (caminhos aleatórios), avaliação de títulos, seleção e administração de carteiras. Rio de Janeiro: CODIMEC, 1989.

TRACTEBEL ENERGIA. [2006]. Disponível em: <<http://www.tractebelenergia.com.br>>. Acesso em: 21 out. 2006.

WERDINE, L. G. O sector eléctrico brasileiro e as privatizações. **Energia**, Luanda, n. 51/52, dez. 1998.

WUNDER, R. Processos de interação social no âmbito do setor elétrico brasileiro e da legislação ambiental: interface entre o mundo sistêmico e as racionalidades do mundo da vida. **Desenvolvimento e Meio Ambiente**, Curitiba, v. 7, n. 7, p. 77-94, jan./jun. 2003.

YIN, R. K. **Estudo de caso**: planejamento e métodos. Tradução Daniel Grassi. 3. ed. Porto Alegre: Bookman, 2005.

ZYLBERSZTAJN, D. Políticas microeconômicas, infra-estrutura e crescimento. In: CASAGRANDE, H.; ALMEIDA, M. **Brasil, tempo de crescer**. São Paulo: Lazuli, 2005. p. 97

OBRAS CONSULTADAS

- ABDO, J. M. M. **A Aneel no contexto da crise de energia elétrica.** http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia_Publica/audiencia_proton/audi2001.htm>. Acesso em: 28 set. 2006.
- ANUATTI NETO, F. O papel das agências reguladoras. In: CASAGRANDE, H; ALMEIDA, M. **Brasil, tempo de crescer.** São Paulo: Lazuli, 2005. p. 109
- ARAÚJO, R. M. **Uma retrospectiva da expansão do sistema elétrico na bacia do rio Tocantins, com estudo de caso na região de Lajeado – Palmas – Porto Nacional, (TO), 1996-2003.** 2003. 155 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas) - Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2003
- ASSAF NETO, A.; SILVA, C. A. T. **Administração de capital de giro.** 2. ed. São Paulo: Atlas, 2002.
- BERNARDES, P.; GONÇALVES, C. A. Uma análise empírica as incertezas associadas à decisão estratégica dos grandes consumidores industriais de energia elétrica do estado de minas gerais em investir no setor. In: X SEMINÁRIO SOBRE A ECONOMIA MINEIRA, 2003, Belo Horizonte. **Anais...** 2003.
- BERTELLI, L G. **Crise energética: a perigosa mistura da omissão com a incompetência.** São Paulo: LG Bertelli Consultoria, 2001.
- BIONDI, Aloysio. **O Brasil Privatizado: um balanço do desmonte do estado.** São Paulo: Fundação Perseu Abramo, 5. reimpressão, 1999.
- BONOMI, C. A.; MALVESSI, O. **Project finance no Brasil: fundamentos e estudos de caso.** 2. ed. São Paulo: Atlas, 2004.
- BORENSTEIN, C. R.; CAMARGO, C. C. B. **O setor elétrico no Brasil: dos desafios do passado às alternativas do futuro.** Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997.
- BORGES, A. **A reforma tributária e o trabalho.** *Revista Espaço Acadêmico*, Ano 3, nº. 25, jun. 2003. Disponível em: <http://www.espacoacademico.com.br/025/25cborges.htm>. Acesso em: 12 jul. 2005.
- BORGES, L. F. X. **Project finance e infra-estrutura: descrição e críticas.** Rio de Janeiro, 2002. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/conhecimento/revista/rev905.pdf>> acesso em: 17 jul. 2005.
- _____; PASIN, J. A. B. **Parceria Público-Privada - a nova definição de PPP e sua aplicabilidade na gestão de infra-estrutura pública.** Rio de Janeiro, 2003. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/conhecimento/revista/rev905.pdf>> acesso em: 17 jul. 2005.
- BRAGA, H. R. **Introdução à análise contábil e financeira,** 4. ed. Ver.: IBMEC, Rio de Janeiro, 1976.

BRASIL. Agência Nacional de Águas – ANA. **GEO Brasil recursos hídricos**. Disponível em:

<http://www.ana.gov.br/bibliotecavirtual/arquivos/GEO%20Brasil%20Recursos%20Hídrico%20-%20Relatório.pdf>. Acesso em: 17 jan. 2007

_____. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES. **O risco de déficit de energia elétrica no Brasil**. Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/conhecimento/infra/g7101.pdf> > Acesso em: 18 ago.2006.

_____. **Energia Elétrica no Brasil - retrospecto e perspectivas**. Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/conhecimento/infra/g7113.pdf> > Acesso em: 18 ago.2006.

_____. **A expansão do setor elétrico 1998/2007**. Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/conhecimento/infra/g7125.pdf> > Acesso em: 18 ago.2006.

_____. **A oferta de energia elétrica no Brasil**. Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/conhecimento/infra/g7137.pdf> > Acesso em: 18 ago.2006.

_____. O setor elétrico pós-privatização. In: SEMINÁRIOS DE PRIVATIZAÇÕES, 2000, Rio de Janeiro **Anais...** 2000. Disponível em:

<http://www.gov.br/conhecimento/seminario/eletric.pdf>. Acesso em: 26 nov. 2006.

_____. Ministério da Fazenda - Secretaria da Receita Federal. **Análise da arrecadação das receitas federais**. Disponível em:

<http://www.receita.fazenda.gov.br/publico/arre/2006/AnalisemensualDez06.pdf>. Acesso em: 14 jan. 2007.

_____. Ministério da Fazenda, Secretaria da Receita Federal. **Estudos tributários 19: carga tributária no Brasil – 2006**. Disponível em:

<http://www.receita.fazenda.gov.br/Publico/estudotributarios/estatisticas/CTB2006.pdf>
Acesso em: 12 mar. 2007.

_____. Ministério da Fazenda, Secretaria de Política Econômica. **Reformas Microeconômicas e crescimento de longo prazo**. Disponível em:

http://www.fazenda.gov.br/spe/publicacoes/reformasinstitucionais/estudos/Texto_VersaoFinal5.pdf. Acesso em: 16 fev. 2007.

_____. Ministério da Fazenda, Secretaria de Política Econômica. **Panorama macroeconômico brasileiro: efeitos do racionamento de energia elétrica sobre a oferta agregada**. Disponível em: <http://www.fazenda.gov.br/spe/site/conjuntura/estudos.asp>.

Acesso em: 16 fev. 2007.

BRASIL NETO, C. P. S. Regulamentação **dos preços de energia elétrica do setor elétrico brasileiro**. 2001. 112 f. Dissertação (Mestrado em Economia) - Faculdade de Economia, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2001.

CASAGRANDE, H.; ALMEIDA, M. **Brasil tempo de Crescer**. Coord. São Paulo: Lazuli, 2005.

CASTRO, N. J. **Avanços na reestruturação do setor de energia elétrica**. Rio de Janeiro: IE-UFRJ. Rio de Janeiro. 2003a. Disponível em:

<http://raceadmv3.nuca.ie.ufrj.br/buscarace/NovaBuscaGesel.aspx?TipoBusca=GeselAssunto&Filtro=Assunto;=;Setor%20Elétrico;14&Titulo=Setor%20Elétrico>. Acesso em: 14 ago. 2006.

_____. **As duas crises do setor elétrico brasileiro: a criação de energia nova.** Rio de Janeiro: IE-UFRJ. Rio de Janeiro. 2003b. Disponível em: <http://raceadmv3.nuca.ie.ufrj.br/buscarace/NovaBuscaGesel.aspx?TipoBusca=GeselAssunto&Filtro=Assunto;=;Reestruturação;12&Titulo=Reestruturação>. Acesso em: 14 ago. 2006.

_____. **Agências Reguladoras e estratégia das empresas do Setor de Energia Elétrica.** Rio de Janeiro: IE-UFRJ. Rio de Janeiro. 2003c. Disponível em: <http://raceadmv3.nuca.ie.ufrj.br/buscarace/NovaBuscaGesel.aspx?TipoBusca=GeselAssunto&Filtro=Assunto;=;Reestruturação;12&Titulo=Reestruturação>. Acesso em: 14 ago. 2006.

CERBASI, G. P. **Metodologia para determinação do valor das empresas: uma aplicação no setor de geração de energia hidrelétrica.** 2003. 143 f. Dissertação (Mestrado em Administração) - Departamento de Administração da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003.

COELHO, A. P. S. **O Estado e o capital privado no financiamento da infra-estrutura econômica no Brasil: o papel do project finance.** 1998. 121 f. Dissertação (Mestrado em Economia da Indústria e da Tecnologia) - Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1998.

CURSINO NETO, J. **Estrutura e funcionamento do sistema financeiro nacional: o papel do banco central como executor da política monetária.** 1992. 239 f. Monografia (Graduação em Ciências Econômicas) - Universidade Salgado de Oliveira, Niterói. 1992.

DAMODARAN, A. **Avaliação de Investimentos: ferramentas e técnicas para a determinação de qualquer ativo.** Tradução de Bazán Tecnologia e Linguística; supervisão técnica de Eduardo Fortuna: Rio de Janeiro, Qualitymark, 1997.

_____. **A face Oculta dos Investimentos.** Tradução de Bazán Tecnologia e Linguística; supervisão técnica de Eduardo Fortuna: Rio de Janeiro, Qualitymark, 2002.

FIOCCA Damian. **As PPPs e a infra-estrutura.** In: CASAGRANDE, Humberto; ALMEIDA, Miguel de. *Brasil, tempo de crescer.* São Paulo: Lazuli Editora, 2005. p. 87

FLORENTINO, A. M. **Teoria contábil.** Fundação Getúlio Vargas. Rio de Janeiro: 1971.

GANIM, A. **Setor elétrico brasileiro: aspectos regulamentares e tributários.** Rio de Janeiro. Canal Energia. 2003.

GIAMBIAGI, Fábio. **Crise de energia e política econômica: pingos nos is.** Rio de Janeiro: IE-UFRJ. Rio de Janeiro. 2001. Disponível em: <http://raceadmv3.nuca.ie.ufrj.br/buscarace/NovaBuscaGesel.aspx?TipoBusca=GeselAutorPorLetra&Filtro=Autor;Like;G&Titulo=G>. Acesso em 17 set. 2006.

GITMAN, L. **Princípios de administração financeira.** 10. ed. São Paulo: Harbra, 2004.

GODOY, J. E. P. Breve memória histórica das alfândegas brasileiras. **Tributação em Revista**. Ano 3, nº. 8, abr/jun. 1994. Brasília, 1994.

GOMES, A.A.C. **A reestruturação das indústrias de rede: uma avaliação do setor elétrico brasileiro**. 1998. 92 f. Dissertação (Mestrado Engenharia de Produção) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1998.

GOMES, R. O. **Uma contribuição para mensuração do impacto econômico dos tributos indiretos na cadeia produtiva do aço longo produzido em aciarias elétricas brasileiras**. 2002. 151 f. Dissertação (Mestrado em Controladoria e Contabilidade) – Faculdade de Economia e Administração, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.

GOULART, A. M. C. O Conceito de Ativos na Contabilidade: um fundamento a ser explorado. **Revista Contabilidade e Finanças - USP**. n. 28, jan/abr. 2002. São Paulo, 2002.

KASSAI, S. **Utilização da análise por envoltória de dados (DEA) na análise de demonstrações contábeis**. 2002. 350 p. Tese (Doutorado) - Departamento de Contabilidade e Atuária da Faculdade de Economia e Administração, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.

KRAEMER, M. E. P. Contabilidade ambiental como sistema de informações. **Revista Pensar Contábil - Conselho Regional de Contabilidade do Estado do Rio de Janeiro**, Ano III, nº. 9, ago/out. 2000. Rio de Janeiro, 2000.

LAKATOS, E. M.; MARCONI, M. A. **Fundamentos de metodologia científica**. 5. ed. São Paulo: Atlas, 2003.

MARTINS, E. **Contabilidade de Custos**. 9. ed. São Paulo: Atlas, 2003.

MELLO, H.C. F. **Setor elétrico brasileiro: visão política e estratégica**. 1999. 96 f. Monografia (Curso de Altos Estudos de Política e Estratégia) - Escola Superior de Guerra – ESG, Rio de Janeiro, 1999.

MONTELLO, J. **Estatística para economistas**. Rio de Janeiro: APEC, 1970.

OLIVEIRA, G. P. **Planejamento tributário e o valor das empresas brasileiras**, 2004. 296 f. Dissertação (Mestrado em Controladoria e Contabilidade) – Faculdade de Economia e Administração, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. O papel do operador do sistema. In: SEMINÁRIO DE PLANEJAMENTO ECONÔMICO-FINANCEIRO DO SETOR ELÉTRICO - VIII SEPF, 2000, Brasília. **Anais...** 2000.

PASSARELLI, J.; BOMFIM, E. A. **Orçamento empresarial**. São Paulo: IOB – Thomson, 2004.

PUCCINI, A. L. **Matemática Financeira: objetiva e aplicada**. 7. ed. São Paulo: Saraiva, 2006.

RIBEIRO, M. S.; LISBOA, L. P. Passivo ambiental. **Revista Brasileira de Contabilidade**. Ano 29, nº. 126, nov/dez. 2000. Brasília, 2000.

ROCCA, C. A. Custo de capital e o financiamento do investimento. In: CASAGRANDE, H; ALMEIDA, M. **Brasil, tempo de crescer**. São Paulo: Lazuli, 2005. p. 151

ROSA, L. P.; TOLMASQUIM, M. T. e D'ARAUJO, R. **O Brasil e os riscos de déficit de energia**. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ. 2000.

SANTA ROSA, D. P. de. **A importância da due diligence de propriedade intelectual nas fusões e aquisições (Debaixo dos caracóis dos seus cabelos)**. Teresina: Jus Navigande. Teresina. 2002. Disponível em: <http://www1.jus.com.br/doutrina>. Acesso em: 20 mar. 2005.

SANTANA, E. A.; OLIVEIRA, C. A. C.N.V. A Estrutura de governança da indústria de energia elétrica: uma análise através da economia dos custos de transação. **Revista de Economia Política Contemporânea**. jan/jun. 2000. Rio de Janeiro. 2000.

SANTOS, E. O. **Administração financeira da pequena e média empresa**. São Paulo: Atlas, 2001.

SANVICENTE, A. Z. **Administração financeira**. 3. ed. São Paulo : Atlas, 1997.

SÃO PAULO, E. M. (org). **BNDES 50 ANOS: Histórias setoriais**. São Paulo: DBA Artes Gráficas, 2002.

SEVERINO, A. J. **Metodologia do trabalho científico**. 20. ed. São Paulo: Cortez, 1996.

TAMASHIRO, S. A visão do analista de investimento: desvendando o setor de energia elétrica brasileiro. In: SEMINÁRIO DE ENERGIA ELÉTRICA. 2006. São Paulo, **Anais...** 2006. Disponível em: <http://www.italu.com.br>. Acesso em: 12/07/2006.

VIANNA, M. D. B. Gerenciamento ambiental de empreendimentos nos setores de energia e industrial. In: 48 CONFERÊNCIA LATINA-AMÉRICA SOBRE MEIO AMBIENTE. 2001. Belo Horizonte, **Anais...** 2001.

VINHAES, E. A. S. **A reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira: uma avaliação da possibilidade de competição através da teoria de mercados contestáveis**. 1999. 127 f. Dissertação (Mestrado em Economia da Indústria e da Tecnologia) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1999.

ZDANOWICZ, J. E. **Fluxo de caixa: uma decisão de planejamento e controle financeiro**. Porto Alegre: Sandra Luzzata, 1998.

APÊNDICE A - A Regulamentação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

As principais disposições da Lei do novo modelo do setor elétrico versam sobre a comercialização de energia elétrica nos Ambientes de Contratação Regulada e Livre e os processos de outorga de concessões e autorizações para geração de energia elétrica.

As regras sobre a comercialização de energia elétrica no ACR estabelecidas pelo Decreto se referem à forma pela qual as distribuidoras devem cumprir a obrigação de atender à totalidade de seu mercado, principalmente por meio dos leilões de compra de energia. Adicionalmente, as distribuidoras poderão adquirir a energia elétrica para atendimento de seu mercado por meio de aquisição de energia proveniente (i) de geração distribuída, (ii) de usinas participantes da primeira etapa do PROINFA, (iii) de contratos de compra e venda de energia firmados anteriormente à Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, e (iv) de Itaipu Binacional. Caberá ao MME a definição do montante total de energia a ser contratado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e a relação de empreendimentos de geração aptos a integrar os leilões a cada ano.

Em linhas gerais, a partir de 2005, todo agente de distribuição, geração, comercialização, auto-produtor ou consumidor livre deverá declarar ANEEL, até 1º de agosto de cada ano, sua previsão de mercado ou carga, para cada um dos cinco anos subseqüentes. Cada agente de distribuição deverá declarar, em até sessenta dias antes de cada leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes ou de energia proveniente de novos empreendimentos, os montantes de energia que deverá contratar nos leilões. Além disto, as distribuidoras devem especificar a parcela de contratação que pretendem dedicar ao atendimento a consumidores potencialmente livres.

A partir de então, os leilões de compra pelas distribuidoras, de energia proveniente de novos empreendimentos de geração serão realizados cinco anos antes do início da entrega da energia (denominados leilões “A-5”), e três anos antes do início da entrega (denominados leilões “A-3”). Acontecerá ainda, leilões de compra de energia provenientes de empreendimentos de geração existentes, realizados no ano anterior ao do início da entrega da energia (denominados leilões “A-1”) e para ajustes de mercado, com início de entrega em até 4 meses posteriores ao respectivo leilão.

Os editais dos leilões serão elaborados pela ANEEL, observando as diretrizes estabelecidas pelo MME, notadamente a utilização do critério de menor tarifa no

juízo. Os vencedores de cada leilão de energia realizado no Ambiente de Contratação Regulada deverão firmar os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) com cada distribuidora, em proporção às respectivas declarações de necessidade das distribuidoras. A única exceção a esta regra se refere ao leilão de ajuste, onde os contratos são específicos entre agente vendedor e agente de distribuição.

Os CCEAR provenientes dos leilões “A-5” ou “A-3” terão prazo de 15 a 30 anos, enquanto que os CCEAR provenientes dos leilões “A-1” terão prazo de 5 a 15 anos. Os contratos provenientes do leilão de ajuste terão prazo máximo de dois anos.

Para os CCEAR decorrentes de leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes, o Decreto estabelece três possibilidades de redução das quantidades contratadas: a compensação pela saída de consumidores potencialmente livres; a redução, a critério da distribuidora, de até 4% ao ano do montante contratado para adaptar-se aos desvios do mercado face às projeções de demanda, a partir do segundo ano subsequente ao da declaração que deu origem à respectiva compra e; a adaptação às variações de montantes de energia estipuladas nos contratos de geração firmados até 11 de dezembro de 2003.

Comercialização de energia elétrica nos Ambientes de Contratação Regulada e Livre

Nos termos da Lei 10.848, as operações de compra e venda de energia elétrica serão realizadas em dois diferentes segmentos de mercado: o ACR, que prevê a compra pelas distribuidoras, por meio de licitações, de toda a energia elétrica que for necessária para fornecimento aos seus consumidores cativos; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), que compreende a compra de energia elétrica por agentes não-regulados (como os consumidores livres e comercializadores de energia elétrica).

A energia elétrica proveniente de projetos de geração de baixa capacidade localizados próximo a centrais de consumo (tais como usinas de co-geração e as Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs), de usinas qualificadas nos termos do PROINFA e de Itaipu, não ficará sujeita ao processo licitatório para fornecimento de energia elétrica ao ACR. A energia elétrica gerada por Itaipu, situada na fronteira entre Brasil e Paraguai, é

comercializada pela Eletrobrás e a quantidade a ser adquirida por cada distribuidora é determinada pelo Governo Federal através da ANEEL. O preço da energia elétrica gerada por Itaipu é comercializada em dólar norte-americano, tendo sido estabelecido em tratado celebrado entre o Brasil e Paraguai. Em consequência, o preço da energia elétrica de Itaipu aumenta ou diminui de acordo com a variação da taxa de câmbio entre o real e o dólar.

Ambiente de Contratação Regulada - ACR

No Ambiente de Contratação Regulada - ACR, as distribuidoras compram suas necessidades projetadas de energia elétrica para distribuição a seus consumidores cativos. As distribuidoras deverão contratar a compra de energia elétrica de geradoras por meio de licitação, coordenada pela ANEEL, direta ou indiretamente, no último caso, por intermédio da CCEE. As compras de energia elétrica poderão ser realizadas por meio de dois tipos de contratos bilaterais: os Contratos de Energia e os Contratos de Capacidade.

Nos Contratos de Energia, a geradora compromete-se a fornecer determinada quantidade de energia elétrica e assume o risco de o fornecimento de energia elétrica ser, porventura, prejudicado por condições hidrológicas e baixo nível dos reservatórios, entre outras condições, que poderiam interromper ou reduzir o fornecimento de energia elétrica, caso em que a unidade geradora ficará obrigada a comprar a energia elétrica de outra fonte para atender seus compromissos de fornecimento. Enquanto que nos Contratos de Capacidade, a unidade geradora compromete-se a disponibilizar certa capacidade ao ACR. Neste caso, a receita da unidade geradora está garantida e as distribuidoras em conjunto enfrentam o risco hidrológico. No entanto, o eventual aumento dos preços de energia elétrica devido a condições hidrológicas será repassado aos consumidores pelas distribuidoras. Esses contratos constituem os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR.

Ambiente de Contratação Livre - ACL

O ACL engloba as vendas de energia elétrica livremente negociadas entre concessionárias geradoras, produtores independentes de energia elétrica, auto-produtores,

comercializadores de energia elétrica, importadores de energia elétrica e consumidores livres. O Ambiente de Contratação Livre também inclui contratos bilaterais existentes entre geradoras e distribuidoras, celebrados antes da vigência da nova lei. Quando de sua expiração, novos contratos deverão ser celebrados nos termos das diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

O consumidor que puder escolher seu fornecedor, cujo contrato com a distribuidora local tenha prazo indeterminado, somente poderá rescindir seu contrato de fornecimento por meio de notificação a esta, com antecedência mínima de quinze dias da data limite para a declaração feita pela distribuidora ao MME de suas necessidades de energia para o leilão de compra referente ao ano subsequente.

Caso o consumidor opte pelo ACL, somente poderá voltar ao sistema regulado uma vez que tenha entregado à distribuidora de sua região aviso com cinco anos de antecedência, ficando estipulado que a distribuidora poderá reduzir esse prazo a seu critério. O prazo de aviso pode parecer longo, no entanto, tem por finalidade assegurar que, caso seja necessária a construção de novas unidades geradoras, esta obra possa ser finalizada para suprir os consumidores livres que voltarem ao Ambiente de Contratação Regulada. As geradoras estatais e privadas, podem vender energia elétrica aos consumidores livres. Contudo, devem fazê-lo por meio de processos públicos que garantam a transparência e igualdade de acesso aos interessados.

A escassez de energia e racionamento no Ambiente de Contratação Regulada

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico prevê que em situação na qual o Governo Federal decreta redução compulsória do consumo de energia elétrica em certa região, todos os Contratos de Energia no Ambiente de Contratação Regulada, registrados na CCEE, na qual o comprador estiver localizado, terão suas quantidades ajustadas na mesma proporção da redução de consumo decretado.

APÊNDICE B - A Lei de Concessões de Serviços de Energia Elétrica- Lei 9.074

Principais disposições da Lei de Concessões:

- ✓ Serviço adequado: A concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança e acesso ao serviço;
- ✓ Servidões: O Poder Concedente pode declarar os bens necessários à execução de serviço ou obra pública de necessidade ou utilidade pública para fins de instituição de servidão administrativa, em benefício de uma concessionária. Neste caso, a responsabilidade pelas indenizações cabíveis é da concessionária;
- ✓ Responsabilidade Objetiva: A concessionária é responsável direta por todos os danos que sejam resultantes da prestação de seus serviços;
- ✓ Mudanças no controle societário: O Poder Concedente deverá aprovar qualquer mudança direta ou indireta no controle societário da concessionária;
- ✓ Intervenção do Poder Concedente: O Poder Concedente poderá intervir na concessão, por meio de um decreto presidencial, com o fim de assegurar a adequação na prestação do serviço, bem como o fiel cumprimento das normas contratuais, regulamentares e legais pertinentes, caso a concessionária falhe com suas obrigações. No prazo de 30 dias após a data do decreto, um representante do Poder Concedente deverá iniciar um procedimento administrativo no qual é assegurado à concessionária direito de ampla defesa;
- ✓ Durante o prazo do procedimento administrativo, um interventor indicado por decreto do Poder Concedente ficará responsável pela prestação dos serviços objeto da concessão. Caso o procedimento administrativo não seja concluído em 180 dias após a entrada em vigor do decreto, cessa-se a intervenção e a concessão retorna à concessionária;
- ✓ A administração da concessão também retornará à concessionária, caso o interventor decida pela não extinção da concessão e o seu termo contratual ainda não tiver expirado;

- ✓ Extinção da Concessão: A extinção do contrato de concessão poderá ser determinada por meio de encampação e/ou caducidade. Encampação consiste na retomada do serviço pelo Poder Concedente durante o prazo de vigência da concessão, por razões relativas ao interesse público que deverão ser expressamente declaradas por lei autorizativa específica. Já a caducidade deverá ser declarada pelo Poder Concedente após a ANEEL ou o MME terem expedido um ato normativo indicando a falha da concessionária em:
 - (i) cumprir adequadamente com suas obrigações estipuladas no contrato de concessão;
 - (ii) não ter mais a capacidade técnica, financeira ou econômica de prestar o serviço de forma adequada ou;
 - (iii) não cumprir as penalidades eventualmente impostas pelo Poder Concedente;
- ✓ A concessionária tem o direito à ampla defesa no procedimento administrativo que declarar a caducidade da concessão e poderá recorrer judicialmente contra este ato. A concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados nos bens reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados, descontando-se o valor das multas contratuais e dos danos por ela causados;
- ✓ Advento do termo contratual: Quando do advento do termo contratual, todos os bens, direitos e privilégios transferidos à concessionária que sejam materialmente relativos à prestação dos serviços de energia elétrica, serão revertidos ao Poder Concedente. Após o advento do termo contratual, a concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados em bens reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados;
- ✓ Sanções e Penalidades Impostas aos Concessionários: A regulamentação da ANEEL rege a imposição de sanções aos operadores do setor elétrico, define as condutas que configuram violação da lei e classifica as pertinentes penalidades com base na natureza e gravidade da violação (inclusive advertências, multas, suspensão temporária do direito de participar de processos licitatórios para

novas concessões, permissões ou autorizações e caducidade). Para cada violação, as multas podem ser de até dois por cento da receita das concessionárias verificada no período de 12 meses que anteceder qualquer auto de infração;

APENDICE C – TABELA 15 - Cálculo da taxa interna de retorno do investimento - cenário 1

Nº anos	Orçamento em Moeda de junho 2001 - BASE 0 + Resultado Líquido				Orçamento em Moeda de junho 2001 - BASE 0 + Resultado Líquido				Realizado em Moeda Corrente + Orçado em Moeda de Dezembro/2003 (BASE 1) + Resultado Líquido				Realizado em Moeda Corrente + Orçado em Moeda de Dezembro/2006 (BASE 2) + Resultado Líquido			
	TIR	10,04%	Taxa anual de capitalização do resultado		TIR	9,94%	Taxa anual de capitalização do resultado		TIR	7,64%	Taxa anual de capitalização do resultado		TIR	7,53%	Taxa anual de capitalização do resultado	
			Saldo Acumulado	12%			Saldo Acumulado	12%			Saldo Acumulado	12%			Saldo Acumulado	12%
	Investimento	Resultado Líquido	Investimento	Resultado Líquido	Investimento	Resultado Líquido	Investimento	Resultado Líquido	Investimento	Resultado Líquido	Investimento	Resultado Líquido	Investimento	Resultado Líquido	Investimento	Resultado Líquido
0	2001	(15.427.863)	-	(15.427.863)	(16.202.184)	-	(16.202.184)	(16.202.184)	(16.202.184)	-	(16.202.184)	(16.202.184)	(16.202.184)	-	(16.202.184)	(16.202.184)
1	2002	(129.084.709)	-	(144.492.672)	(145.550.754)	-	(161.752.918)	(145.550.754)	(145.550.754)	-	(161.752.918)	(145.550.754)	(145.550.754)	-	(161.752.918)	(145.550.754)
2	2003	(88.288.681)	-	(233.781.533)	(81.955.025)	-	(243.707.943)	(81.955.025)	(81.955.025)	-	(243.707.943)	(81.955.025)	(81.955.025)	-	(243.707.943)	(81.955.025)
3	2004	(320.816.737)	-	(554.598.270)	(320.816.737)	-	(564.524.881)	(683.952.815)	(683.952.815)	-	(927.660.558)	(683.952.815)	(683.952.815)	-	(913.331.187)	(683.952.815)
4	2005	(244.086.166)	-	(798.694.436)	(244.086.166)	-	(808.620.947)	(377.368.452)	(377.368.452)	-	(1.305.028.010)	(431.278.433)	(431.278.433)	-	(1.439.387.979)	(431.278.433)
5	2006	(89.070.245)	52.725.946	(835.038.736)	(89.070.245)	52.725.946	(844.965.146)	(118.635.865)	(118.635.865)	52.725.946	(1.410.519.540)	(214.278.550)	(214.278.550)	52.725.946	(1.600.920.583)	(214.278.550)
6	2007	(32.624.750)	95.009.073	(772.854.412)	(32.624.750)	95.009.073	(782.580.823)	(63.343.372)	(63.343.372)	95.009.073	(1.338.273.228)	(93.857.661)	(93.857.661)	95.009.073	(1.589.768.171)	(93.857.661)
7	2008	(6.978.002)	55.388.925	(724.244.488)	(6.978.002)	55.388.925	(734.170.900)	(5.193.795)	(5.193.795)	55.388.925	(1.288.078.088)	(10.651.138)	(10.651.138)	55.388.925	(1.545.031.385)	(10.651.138)
8	2009		56.379.852	(667.864.638)		56.379.852	(677.791.048)			56.379.852	(1.232.889.247)			56.379.852	(1.488.651.533)	
9	2010		58.916.945	(608.947.693)		58.916.945	(618.874.104)			58.916.945	(1.173.781.302)			58.916.945	(1.429.734.588)	
10	2011		61.588.207	(547.379.486)		61.588.207	(557.305.897)			61.588.207	(1.112.219.085)			61.588.207	(1.388.166.381)	
11	2012		64.338.776	(483.040.710)		64.338.776	(492.987.120)			64.338.776	(1.047.874.319)			64.338.776	(1.303.827.805)	
12	2013		67.234.021	(415.806.688)		67.234.021	(425.733.100)			67.234.021	(960.640.288)			67.234.021	(1.236.593.584)	
13	2014		70.259.551	(345.547.138)		70.259.551	(355.473.548)			70.259.551	(910.380.747)			70.259.551	(1.168.334.033)	
14	2015		73.421.231	(272.125.807)		73.421.231	(282.052.317)			73.421.231	(836.959.516)			73.421.231	(1.082.912.802)	
15	2016		76.725.186	(195.400.721)		76.725.186	(205.327.131)			76.725.186	(760.234.330)			76.725.186	(1.016.187.616)	
16	2017		1.507.057.819	1.311.857.088		1.507.057.819	1.301.730.888			1.507.057.819	746.823.488			1.507.057.819	490.870.203	
17	2018		203.173.140	1.514.830.238		203.173.140	1.504.903.828			203.173.140	949.996.628			203.173.140	694.043.343	
18	2019		212.315.931	1.727.148.169		212.315.931	1.717.219.759			212.315.931	1.162.312.580			212.315.931	906.359.274	
19	2020		221.870.147	1.949.018.316		221.870.147	1.939.088.906			221.870.147	1.384.182.707			221.870.147	1.128.228.421	
20	2021		231.854.304	2.180.870.620		231.854.304	2.170.944.210			231.854.304	1.616.037.011			231.854.304	1.360.083.725	
21	2022		242.287.747	2.423.158.387		242.287.747	2.413.231.957			242.287.747	1.858.324.758			242.287.747	1.602.371.472	
22	2023		253.190.895	2.676.349.062		253.190.895	2.666.422.652			253.190.895	2.111.515.453			253.190.895	1.855.562.167	
23	2024		264.584.276	2.940.933.338		264.584.276	2.931.006.928			264.584.276	2.376.089.729			264.584.276	2.120.146.443	
24	2025		276.490.568	3.217.423.906		276.490.568	3.207.497.496			276.490.568	2.652.590.297			276.490.568	2.396.837.011	
25	2026		288.932.643	3.506.356.549		288.932.643	3.496.430.139			288.932.643	2.941.522.940			288.932.643	2.685.568.654	
26	2027		301.934.612	3.808.291.161		301.934.612	3.798.384.750			301.934.612	3.243.457.552			301.934.612	2.987.504.266	
27	2028		315.521.689	4.123.812.830		315.521.689	4.113.886.419			315.521.689	3.558.979.220			315.521.689	3.303.025.934	
28	2029		329.720.143	4.453.532.973		329.720.143	4.443.606.562			329.720.143	3.888.889.384			329.720.143	3.632.746.078	
29	2030		344.557.549	4.788.080.522		344.557.549	4.768.164.111			344.557.549	4.233.258.913			344.557.549	3.977.303.627	
30	2031		360.062.638	5.158.153.180		360.062.638	5.146.226.750			360.062.638	4.593.319.551			360.062.638	4.337.386.265	
31	2032		376.265.456	5.534.418.617		376.265.456	5.524.492.206			376.265.456	4.988.585.007			376.265.456	4.713.631.722	
32	2033		383.197.401	5.927.616.018		383.197.401	5.917.688.607			383.197.401	5.362.782.409			383.197.401	5.106.828.123	
33	2034		410.891.284	6.338.507.302		410.891.284	6.328.580.891			410.891.284	5.773.673.693			410.891.284	5.517.720.407	
34	2035		429.381.391	6.767.889.693		429.381.391	6.757.962.282			429.381.391	6.203.065.083			429.381.391	5.947.101.798	
35	2036		448.703.553	7.216.592.245		448.703.553	7.206.665.835			448.703.553	6.651.759.636			448.703.553	6.395.806.350	
Totais		(927.368.433)	8.143.960.679		(937.294.844)	8.143.960.679		(1.492.202.042)	8.143.960.679		(1.531.782.653)	8.143.960.679	(1.748.155.328)	8.143.960.679		

Fonte: Dados elaborados pelo autor

APÊNDICE D – Série histórica de indicadores disponibilizados pela FGV-Dados e IBGE

Série	Título	Código Série	Fonte	Unidade	Fator de Escala	Base do No. Índice	Fase 1	Fase 2	Fase 3				
1	Índice de Custo de Obras Hidrelétricas - Produtos Siderúrgicos	159940	FGV-CC	Índice	--	1/3/99	58,00%	41,13%	-4,94%				
2	Índice de Custo de Obras Hidrelétricas - Escavação Comum	160086	FGV-CC	Índice	--	1/3/99	50,95%	17,42%	4,90%				
3	Índice de Custo de Obras Hidrelétricas - Escavação em Rocha a Céu Aberto	160094	FGV-CC	Índice	--	1/3/99	33,02%	10,57%	3,94%				
4	Índice de Custo de Obras Hidrelétricas - Concreto Armado	160116	FGV-CC	Índice	--	1/3/99	39,68%	14,96%	2,18%				
5	Índice de Custo de Obras Hidrelétricas - Enrocamento	160175	FGV-CC	Índice	--	1/3/99	36,65%	11,66%	3,90%				
6	Índice de Custo de Obras Hidrelétricas - Aterro compactado	160183	FGV-CC	Índice	--	1/3/99	44,12%	13,81%	4,32%				
7	IPA-OG - Ferro, Aço e Derivados	160515	FGV-IPA	Índice	--	1/6/94	66,53%	58,71%	-5,87%				
8	IPA-OG - Metais Não Ferrosos	160523	FGV-IPA	Índice	--	1/6/94	38,05%	30,64%	26,29%				
9	IPA-OG - Máquinas e Equipamentos Industriais	160568	FGV-IPA	Índice	--	1/6/94	22,16%	23,42%	2,61%				
10	IPA-OG - Motores e Geradores	160590	FGV-IPA	Índice	--	1/6/94	37,26%	44,65%	9,13%				
11	Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna - IGP-DI	161384	FGV-IGP	Índice	--	1/6/94	43,46%	13,85%	3,48%				
12	Índice Geral de Preços do Mercado - IGP-M	200045	FGV-IGP	Índice	--	1/6/94	44,12%	14,38%	3,28%				
13	INPC - Total	2421	IBGE	%a.m	--	1/9/79	33,53%	9,61%	4,57%				
Séries													
Data	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Índice	Índice	Índice	Índice	Índice	Índice	Índice	Índice	Índice	Índice	Índice	Índice	Índice
jan01		135,933	126,147	123,989	124,609	124,957	128,968	177,279	178,076	171,806	170,027	194,920	197,045
fev01		136,112	126,127	123,965	125,421	124,861	128,785	177,713	178,336	172,576	170,144	195,580	197,491
mar01		136,410	126,101	123,887	126,066	124,800	128,605	178,612	179,633	172,678	172,107	197,151	198,606
abr01		136,909	126,933	124,728	126,343	125,211	128,573	180,172	180,711	174,465	173,579	199,374	200,591
mai01		136,934	126,162	124,904	126,516	125,431	129,032	181,140	181,705	176,049	175,038	200,251	201,324
jun01		136,740	126,414	124,809	126,011	125,249	129,349	189,806	182,847	177,906	179,222	203,167	204,310
jul01		137,600	127,916	125,175	129,049	125,785	130,721	193,762	186,739	178,360	180,695	206,450	207,341
ago01		146,953	131,397	128,501	132,608	129,136	133,160	196,405	186,639	180,024	186,050	208,315	210,211
set01		150,634	132,016	130,088	134,324	130,848	135,010	197,097	186,373	180,323	186,622	209,111	210,653
out01		158,164	136,592	134,112	136,977	134,181	136,731	200,076	188,400	183,133	181,752	212,135	213,339
nov01		158,291	137,081	133,095	138,396	132,980	136,437	201,560	188,013	183,696	182,397	213,756	215,685
dez01		157,577	137,134	132,543	137,649	132,436	135,991	199,905	185,880	182,358	182,686	214,137	216,163
jan02		158,051	135,960	132,994	138,259	132,551	135,733	206,301	186,177	182,306	184,392	214,535	216,944
fev02		159,249	136,318	133,255	139,001	132,990	135,447	208,486	187,714	183,634	184,706	214,927	217,074
mar02		158,709	136,986	133,366	139,265	133,205	135,997	210,179	188,145	183,316	187,944	215,170	217,276
abr02		159,633	139,944	135,267	139,631	135,310	139,307	211,930	188,142	183,681	191,921	216,673	218,466
mai02		158,626	141,086	138,025	140,599	138,095	142,294	213,383	190,975	184,081	192,023	219,070	220,292
jun02		158,762	143,695	139,713	141,940	140,175	147,659	216,063	196,798	187,369	195,548	222,872	223,688
jul02		159,030	146,139	143,846	143,010	144,271	153,380	220,133	199,681	189,462	194,207	227,441	228,057
ago02		165,689	149,255	148,722	148,622	148,983	157,923	226,416	206,100	190,588	201,976	232,818	233,348
set02		169,604	150,010	152,366	151,395	151,913	160,197	235,472	211,592	193,939	204,816	236,973	238,943
out02		173,471	151,580	155,493	154,770	153,683	166,267	246,716	228,179	196,653	212,432	249,042	248,199
nov02		186,048	160,614	157,704	159,970	157,457	173,049	270,968	240,240	203,649	219,049	263,580	261,080
dez02		191,639	167,496	162,317	163,868	163,236	179,101	284,965	248,322	206,413	225,117	270,692	270,867
jan03		193,565	177,519	165,190	165,743	167,400	183,688	294,607	247,626	211,801	228,615	276,578	277,312
fev03		198,319	183,620	169,387	168,973	172,589	189,938	299,258	255,015	213,752	232,635	280,984	283,506
mar03		198,767	184,454	170,031	169,039	173,711	189,038	306,576	257,626	214,761	235,464	285,640	287,655
abr03		204,666	185,686	166,399	169,942	170,266	186,539	314,240	250,524	215,444	237,727	286,815	290,512
mai03		212,537	182,001	162,226	171,893	165,425	181,363	316,020	247,988	216,056	240,526	284,900	289,747
jun03		210,452	181,894	161,488	172,586	164,801	180,547	313,855	243,321	216,042	241,620	282,913	286,843
jul03		212,413	181,674	161,446	173,644	164,514	180,643	311,793	243,536	215,963	242,177	282,349	285,649
ago03		215,000	183,605	163,393	175,778	166,335	183,504	313,727	245,232	215,819	243,260	284,105	286,735
set03		215,393	183,475	162,293	176,110	165,221	182,594	312,926	244,670	215,582	240,579	287,081	290,127
out03		212,965	189,623	164,255	176,302	169,542	184,641	312,744	245,257	215,589	243,625	288,337	291,229
nov03		214,531	190,567	165,466	177,598	170,763	185,935	314,459	248,235	215,702	242,708	289,718	292,657
dez03		216,046	190,820	166,017	178,809	171,149	186,415	316,093	252,422	217,338	244,624	291,462	294,455
jan04		216,819	191,971	165,809	179,862	171,123	186,201	331,980	267,519	218,733	248,760	293,793	297,039
fev04		221,693	193,401	167,897	182,299	173,115	188,322	342,560	287,590	222,536	259,514	296,976	299,097
mar04		229,630	198,159	170,118	184,020	175,459	189,921	355,417	302,451	227,573	265,579	299,746	302,484
abr04		239,924	198,302	170,275	186,576	175,620	190,453	372,491	306,723	229,312	269,728	303,184	306,151
mai04		247,443	199,547	173,367	189,789	178,834	194,656	385,419	310,076	232,596	277,992	307,616	310,152
jun04		248,727	204,530	177,713	191,317	184,011	201,671	393,408	311,881	238,202	282,444	311,576	314,419
jul04		258,452	206,011	177,852	194,116	184,208	202,074	412,076	311,377	241,101	292,564	315,113	318,532
ago04		280,932	207,379	178,474	199,198	184,867	203,086	444,899	317,362	248,464	301,142	319,244	322,412
set04		280,454	206,703	177,460	198,999	183,530	201,737	457,719	322,497	248,651	307,042	320,788	324,651
out04		297,248	206,539	178,440	203,323	184,538	203,133	491,500	329,687	250,756	312,003	322,492	325,925
nov04		304,501	210,503	179,305	205,405	185,236	203,811	496,658	330,966	256,832	320,820	325,148	328,588
dez04		302,908	214,976	181,543	206,210	187,774	207,225	498,361	332,086	259,193	321,035	326,833	331,005
jan05		309,369	216,105	182,469	207,249	188,450	208,798	505,812	337,822	263,127	323,435	327,915	332,298
fev05		307,903	219,725	182,953	206,986	189,155	208,236	510,453	338,151	263,893	328,790	329,241	333,288
mar05		303,546	220,674	184,565	206,806	191,035	210,522	510,522	343,327	267,525	330,432	332,490	336,123
abr05		307,085	220,661	182,490	206,262	189,337	209,839	510,669	344,263	268,424	338,287	334,170	339,030
mai05		304,229	222,464	183,052	205,423	190,388	210,997	507,459	337,167	270,015	347,164	333,321	338,299
jun05		304,901	224,059	183,557	205,600	191,111	212,157	501,660	329,764	268,242	353,843	331,823	336,801
jul05		308,785	223,839	183,179	206,468	190,561	212,119	490,953	329,003	267,264	357,592	330,484	335,663
ago05		303,705	224,802	183,671	206,528	191,165	212,441	480,065	330,790	267,215	357,068	327,887	333,474
set05		305,831	227,713	184,678	206,514	192,098	213,575	476,393	335,562	265,980	359,121	327,454	331,690
out05		302,868	229,922	185,755	206,396	193,729	216,448	473,073	335,626	265,103	359,538	329,529	333,684
nov05		303,697	229,977	185,376	206,311	193,322	216,177	467,078	329,960	264,458	360,305	330,619	335,033
dez05		303,776	230,299	186,492	206,753	194,395	217,435	462,049	338,311	265,554	354,959	330,835	335,006
jan06		302,497	230,654	186,680	206,980	194,551	217,881	458,987	347,878	267,276	355,613	333,222	338,083
fev06		302,778	231,535	186,155	206,682	194,547	217,079	458,553	352,733	265,854	357,130	333,030	338,128
mar06		294,912	231,563	186,412	205,305	194,697	217,331	455,002	351,232	266,384	358,182	331,531	337,339
abr06		296,325	231,984	186,721	205,837	194,859	217,427	458,688	354,183	267,551	358,087	331,607	335,921
mai06		296,426	232,318	188,207									

APÊNDICE E - TABELA 13 b – Desvios ocorridos nas participações dos itens entre os orçamentos de base 0 e 2

	A	B	C	D	E
ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO	TOTAL DO PROJETO - ORÇAMENTO ORIGINAL BASE ZERO - JUN/2001	% PARTICIPAÇÃO NO ORÇAMENTO TOTAL - BASE ZERO	TOTAL DO PROJETO - ORÇAMENTO REVISADO ATÉ A CONCLUSÃO DO EMPREENDIMENTO NA BASE 2 - DEZ/2006	% PARTICIPAÇÃO NO ORÇAMENTO TOTAL - BASE 2	% DO DESVIO DA PARTICIPAÇÃO ENTRE AS DUAS BASES E = (D / B)
ITENS					
Projetos	26.888.516,37	2,90%	38.746.768	2,22%	-23,56%
Obras Civas	436.672.345,23	47,09%	705.473.307	40,36%	-14,30%
Equipamentos	265.309.103,03	28,61%	500.614.385	28,64%	0,10%
Meio Ambiente	100.980.511,10	10,89%	247.508.149	14,16%	30,02%
Estudo de viabilidade e Instalação da Infra-estruturura	20.222.821	2,18%	23.228.975	1,33%	-39,07%
Despesas Administrativas	40.626.279	4,38%	116.259.980	6,65%	51,81%
Despesas Tributárias, Financeiras e outros Encargos	36.668.858	3,95%	116.323.764	6,65%	68,28%
total investimento	927.368.433	100,00%	1.748.155.328	100,00%	0,00%

Fonte: Dados elaborados pelo autor

APÊNDICE F – TABELA 14 - geração de caixa - demonstração do resultado dos exercícios, utilizando o cenário 1 (parte 1)

	Total 2006	Total 2007	Total 2008	Total 2009	Total 2010	Total 2011	Total 2012	Total 2013	Total 2014	Total 2015	Total 2016	Total 2017
4 Receita Bruta (R\$)	248.653.763	336.802.130	351.358.232	387.796.362	384.347.188	401.642.812	419.716.738	438.603.991	458.341.171	478.966.524	500.520.017	523.043.418
5 Deduções sobre vendas	(80.806.773)	(31.154.197)	(32.556.136)	(34.021.163)	(35.552.115)	(37.151.960)	(38.823.798)	(40.570.869)	(42.396.588)	(44.304.403)	(46.298.102)	(48.381.516)
6 Receita Líquida (4 - 5)	167.846.990	305.647.933	319.402.095	333.775.199	348.795.073	364.490.852	380.892.940	398.033.122	415.944.613	434.662.120	454.221.916	474.661.902
7 Custos não gerenciáveis	(44.509.391)	(46.221.390)	(50.391.354)	(52.638.965)	(55.028.618)	(57.504.906)	(60.092.627)	(62.796.795)	(65.622.650)	(68.575.670)	(71.661.575)	(74.886.346)
8 Custos gerenciáveis	(51.964.654)	(87.969.121)	(91.327.733)	(96.064.481)	(100.387.383)	(104.904.815)	(109.625.533)	(114.558.682)	(119.713.823)	(125.100.945)	(130.730.488)	(136.613.361)
13 Total Custos Operacionais (7 + 8)	(96.474.045)	(135.190.511)	(142.319.086)	(148.723.445)	(155.416.001)	(162.409.721)	(169.718.169)	(177.355.477)	(185.336.473)	(193.676.615)	(202.392.063)	(211.499.706)
14 Resultado Operacional (6 - 13)	71.372.945	169.457.422	177.083.009	185.051.744	193.379.072	202.081.130	211.174.781	220.677.646	230.608.139	240.985.505	251.829.852	263.162.195
15 EBITDA (14 + 11)	100.419.769	212.529.709	222.093.550	232.087.759	242.531.708	253.445.634	264.850.688	276.768.968	289.223.571	302.238.632	315.839.370	330.052.141
16 Receitas e despesas não operacionais	(44.555.10)	(49.487.238)	(102.152.105)	(108.780.300)	(113.675.413)	(118.790.807)	(124.136.393)	(129.722.531)	(135.560.045)	(141.660.247)	(148.034.958)	(154.695.531)
17 Despesas tributárias												
18 Lucro antes do I/ICSL (EBIT)	71.328.390	119.970.184	74.530.904	76.271.444	79.703.659	83.290.323	87.038.388	90.955.115	95.048.094	99.325.258	103.794.895	108.465.664
20 PROVISÃO I/ICSL (sem benefício fiscal)	(24.251.652)	(40.789.863)	(25.476.508)	(25.932.291)	(27.099.244)	(28.316.710)	(29.593.052)	(30.924.739)	(32.316.352)	(33.770.586)	(35.290.264)	(36.876.325)
21 Distribuição de dividendos												
22 Lucro líquido final	47.076.737	79.180.321	49.054.397	50.339.153	52.604.415	54.971.613	57.445.336	60.030.376	62.731.742	65.554.671	68.504.630	71.587.339
23 Investimento pré-operacional	(214.278.550)	(83.857.661)	(10.851.138)									
24 Lucro antes do I/ICSL (EBIT) - (18-23)	(142.950.160)	36.112.523	64.279.767	76.271.444	79.703.659	83.290.323	87.038.388	90.955.115	95.048.094	99.325.258	103.794.895	108.465.664
25 PROVISÃO I/ICSL (sem benefício fiscal)		(12.696.193)	(21.855.121)	(25.932.291)	(27.099.244)	(28.316.710)	(29.593.052)	(30.924.739)	(32.316.352)	(33.770.586)	(35.290.264)	(36.876.325)
26 Lucro líquido final com desembolso investimentos	(142.950.160)	23.416.330	42.424.646	50.339.153	52.604.415	54.971.613	57.445.336	60.030.376	62.731.742	65.554.671	68.504.630	71.587.339

Fonte: Dados elaborados pelo autor

APÊNDICE G – TABELA 14 - geração de caixa - demonstração do resultado dos exercícios, utilizando o cenário 1 (parte 2)

	Total 2018	Total 2019	Total 2020	Total 2021	Total 2022	Total 2023	Total 2024	Total 2025	Total 2026	Total 2027	Total 2028	Total 2029	Total 2030	Total 2031	Total 2032	Total 2033	Total 2034	Total 2035	Total 2036
4	546.590.372	571.176.468	596.879.451	623.790.065	651.807.290	681.138.597	711.799.823	743.820.365	777.292.292	812.270.434	848.822.604	887.019.621	926.935.504	968.647.202	1.012.295.744	1.057.737.267	1.105.267.620	1.155.103.233	1.207.111.146
5	(50.559.884)	(52.833.825)	(55.214.547)	(57.698.859)	(60.292.172)	(63.005.319)	(65.940.559)	(69.003.384)	(71.899.326)	(75.183.015)	(78.516.019)	(82.040.315)	(85.741.524)	(89.599.430)	(93.631.899)	(97.845.534)	(102.246.374)	(106.846.351)	(111.657.781)
6	495.011.697	518.342.643	541.668.003	565.093.447	589.515.099	616.133.268	645.849.265	675.016.982	705.292.746	737.185.419	770.265.513	804.570.306	841.193.970	879.047.059	918.604.845	959.942.063	1.003.179.456	1.048.200.731	1.095.453.394
7	(0.253.271)	(0.177.732)	(0.615.716)	(0.301.390)	(0.322.011)	(0.521.592)	(0.190.910)	(0.649.519)	(111.288.225)	(116.296.205)	(121.329.534)	(126.996.333)	(132.712.294)	(138.685.388)	(144.926.270)	(151.447.511)	(158.384.944)	(165.394.944)	(172.827.225)
8	(142.760.952)	(146.165.206)	(155.889.541)	(162.910.376)	(170.245.105)	(177.996.136)	(185.511.912)	(194.271.949)	(203.020.457)	(212.155.379)	(221.703.416)	(231.680.071)	(242.105.675)	(253.000.431)	(264.365.451)	(276.282.797)	(288.765.524)	(301.707.724)	(315.284.472)
10	(221.017.194)	(230.962.569)	(241.356.302)	(252.217.326)	(263.557.417)	(275.427.538)	(287.821.882)	(300.773.667)	(314.308.692)	(328.462.834)	(343.279.951)	(358.873.424)	(374.193.954)	(391.685.519)	(409.311.681)	(427.730.709)	(446.579.551)	(467.092.529)	(488.111.799)
14	275.004.494	287.279.695	300.311.781	313.825.811	327.947.972	342.705.630	358.127.393	374.243.114	391.084.054	408.692.636	427.073.563	446.291.872	466.375.006	487.351.890	509.293.164	532.211.355	556.160.695	581.188.103	607.341.667
15	544.944.407	560.425.168	576.644.321	593.583.615	611.385.014	629.917.729	649.165.395	669.167.347	690.088.077	710.960.875	731.826.114	753.729.289	784.917.106	817.483.375	857.441.101	897.487.594	937.534.535	978.915.127	1.017.174.217
16	(148.056)	(155.753)	(162.772)	(170.097)	(177.751)	(185.759)	(194.109)	(202.844)	(211.972)	(221.510)	(231.478)	(241.885)	(252.790)	(264.165)	(275.042)	(286.464)	(291.445)	(315.010)	(329.165)
17																			
18	274.655.438	287.223.592	300.149.009	313.656.714	327.770.220	342.519.880	357.933.274	374.040.271	390.972.082	409.461.335	428.642.084	448.049.977	465.122.226	487.697.725	509.017.122	531.922.881	555.695.421	580.873.094	607.012.382
20	(93.450.849)	(97.556.137)	(102.050.953)	(106.842.943)	(111.441.375)	(116.465.759)	(121.697.313)	(127.173.692)	(132.896.508)	(138.875.851)	(145.163.399)	(151.656.992)	(158.461.557)	(165.612.225)	(173.065.821)	(180.853.783)	(188.992.203)	(197.495.652)	(206.384.210)
21																			
22	181.404.599	188.567.795	198.089.246	207.012.771	216.233.345	226.653.121	236.235.561	246.866.573	257.575.574	265.584.475	281.715.776	294.392.995	307.540.659	321.684.468	335.951.300	351.065.108	366.867.218	383.375.242	400.828.172
23																			
24	274.655.438	287.223.592	300.149.009	313.656.714	327.770.220	342.519.880	357.933.274	374.040.271	390.972.082	409.461.335	428.642.084	448.049.977	465.122.226	487.697.725	509.017.122	531.922.881	555.695.421	580.873.094	607.012.382
25	(93.450.849)	(97.556.137)	(102.050.953)	(106.842.943)	(111.441.375)	(116.465.759)	(121.697.313)	(127.173.692)	(132.896.508)	(138.875.851)	(145.163.399)	(151.656.992)	(158.461.557)	(165.612.225)	(173.065.821)	(180.853.783)	(188.992.203)	(197.495.652)	(206.384.210)
26	181.404.599	188.567.795	198.089.246	207.012.771	216.233.345	226.653.121	236.235.561	246.866.573	257.575.574	265.584.475	281.715.776	294.392.995	307.540.659	321.684.468	335.951.300	351.065.108	366.867.218	383.375.242	400.828.172

Fonte: Dados elaborados pelo autor

APÊNDICE H - TABELA 18 - geração de caixa - demonstração do resultado dos exercícios, utilizando o cenário 2 (parte 1)

	Total 2006	Total 2007	Total 2008	Total 2009	Total 2010	Total 2011	Total 2012	Total 2013	Total 2014	Total 2015	Total 2016	Total 2017
4 Receita Bruta (R\$)	248.653.763	336.802.130	351.958.222	367.796.352	384.347.188	401.642.812	419.716.738	438.603.991	458.341.171	478.966.524	500.520.017	523.043.418
5 Deduções sobre vendas	(80.806.773)	(31.154.197)	(32.556.136)	(34.021.163)	(35.552.115)	(37.151.940)	(38.823.798)	(40.570.669)	(42.396.558)	(44.304.403)	(46.298.102)	(48.381.516)
6 Receita Líquida (4 - 5)	167.846.990	305.647.933	319.402.085	333.775.190	348.795.073	364.490.872	380.892.940	398.033.322	415.944.613	434.662.120	454.221.916	474.661.902
7 Custos não gerenciáveis	(44.509.391)	(48.221.390)	(50.391.354)	(52.658.935)	(55.026.618)	(57.504.906)	(60.092.627)	(62.796.795)	(65.622.650)	(68.573.670)	(71.661.575)	(74.886.346)
8 Custos gerenciáveis	(51.964.654)	(87.969.121)	(91.927.733)	(96.064.491)	(100.387.383)	(104.904.815)	(109.625.533)	(114.558.682)	(119.713.823)	(125.100.945)	(130.730.488)	(136.613.361)
13 Total Custos Operacionais (7 + 8)	(96.474.045)	(136.190.511)	(142.319.066)	(148.723.445)	(155.416.001)	(162.409.721)	(169.718.159)	(177.355.477)	(185.336.473)	(193.676.615)	(202.392.063)	(211.499.706)
14 Resultado Operacional (6 - 13)	71.372.945	169.457.422	177.083.009	185.051.744	193.379.072	202.081.130	211.174.781	220.677.646	230.608.139	240.985.505	251.829.862	263.162.195
15 EBITDA (14 + 11)	100.419.769	210.529.709	222.093.550	232.087.759	242.531.708	253.445.634	264.850.688	276.788.968	289.223.571	302.238.632	315.839.370	330.052.141
16 Receitas e despesas não operacionais	(44.555.10)	(49.497.238)	(102.162.105)	(108.780.300)	(113.675.413)	(118.790.807)	(124.136.393)	(129.722.531)	(135.560.045)	(141.660.247)	(148.034.588)	(154.696.531)
17 Despesas tributárias												
18 Lucro antes do R/CSSL (EBIT)	71.328.390	119.970.184	74.930.904	76.271.444	79.703.659	83.290.323	87.038.388	90.955.115	95.048.094	99.325.258	103.794.885	108.465.654
20 PROVISÃO R/CSSL (sem benefício fiscal)	(24.251.652)	(40.789.863)	(25.476.508)	(25.932.291)	(27.099.244)	(28.316.710)	(29.593.052)	(30.924.739)	(32.316.352)	(33.770.588)	(35.290.264)	(36.878.325)
21 Distribuição de dividendos	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
22 Lucro líquido final	47.076.737	79.180.321	49.454.397	50.339.153	52.604.415	54.971.613	57.445.336	60.030.376	62.731.742	65.554.671	68.504.620	71.587.329
23 Investimento pré-operacional	(214.278.550)	(83.857.561)	(10.651.139)	.	.	.	.	.	.	.	.	.
24 Lucro antes do R/CSSL (EBIT) - (18-23)	(142.950.160)	36.112.523	64.279.767	76.271.444	79.703.659	83.290.323	87.038.388	90.955.115	95.048.094	99.325.258	103.794.885	108.465.654
25 PROVISÃO R/CSSL (sem benefício fiscal)	.	(12.896.493)	(21.885.121)	(25.932.291)	(27.099.244)	(28.316.710)	(29.593.052)	(30.924.739)	(32.316.352)	(33.770.588)	(35.290.264)	(36.878.325)
26 Lucro líquido final com desembolso investimentos	(142.950.160)	23.416.330	42.424.646	50.339.153	52.604.415	54.971.613	57.445.336	60.030.376	62.731.742	65.554.671	68.504.620	71.587.329

Fonte: Dados elaborados pelo autor

APÊNDICE I - TABELA 18 - geração de caixa - demonstração do resultado dos exercícios, utilizando o cenário 2 (parte 2)

	Tot 2016	Tot 2019	Tot 2020	Tot 2021	Tot 2022	Tot 2023	Tot 2024	Tot 2025	Tot 2026
Receita Bruta (B)	546.930.372	571.175.469	596.979.431	623.739.095	651.807.269	681.139.897	711.739.833	743.020.395	777.292.392
Despesas sobre vendas	(90.599.594)	(82.833.825)	(95.211.347)	(97.699.899)	(99.292.172)	(63.095.319)	(65.940.599)	(69.803.394)	(71.699.539)
Receita Líquida (4 - 5)	456.330.778	518.342.653	544.968.083	556.045.197	591.515.099	618.032.595	645.799.233	673.016.992	705.592.746
Custos não gerenciais	(70.259.279)	(67.777.792)	(65.457.739)	(68.203.339)	(63.322.019)	(67.521.909)	(69.099.979)	(69.855.099)	(71.299.239)
Custos gerenciais	(142.730.592)	(146.185.205)	(155.999.541)	(162.919.375)	(170.245.095)	(177.595.135)	(185.511.512)	(194.277.949)	(203.020.457)
Total Custos Operacionais (7 + 8)	(212.989.871)	(214.962.997)	(221.457.280)	(231.122.714)	(233.567.117)	(245.117.034)	(254.611.491)	(264.133.048)	(274.319.696)
Resultado Operacional (9 - 10)	275.004.494	297.379.656	300.311.771	313.922.811	327.947.972	342.765.630	356.187.742	373.883.944	391.273.050
EBITDA (14 + 11)	344.594.497	369.425.099	376.644.321	393.593.315	411.595.014	429.617.739	448.165.395	468.397.347	489.489.877
Receita e despesas não operacionais	(149.059)	(155.763)	(162.772)	(170.097)	(177.739)	(185.739)	(194.109)	(202.844)	(211.672)
Despesas tributárias									
Lucro antes do IRLSLL (EBT)	274.655.438	297.223.332	300.148.009	313.655.714	327.770.229	342.519.890	357.053.274	373.040.271	390.877.092
PROVISÃO IRLSLL (sem benefício fiscal)	(83.493.049)	(97.956.137)	(102.059.063)	(106.642.943)	(111.441.975)	(116.456.759)	(121.697.213)	(127.773.992)	(133.696.539)
Distribuição de dividendos	(69.713.699)	(71.995.993)	(75.097.292)	(78.419.319)	(81.942.955)	(85.625.979)	(89.463.719)	(93.510.999)	(97.760.001)
Lucro líquido final	121.699.730	117.791.812	123.051.094	128.599.832	134.985.299	140.423.151	146.732.342	153.395.511	160.370.554
Investimento pré-operacional									
Lucro antes do IRLSLL (EBT) - (16-23)	274.655.438	297.223.332	300.148.009	313.655.714	327.770.229	342.519.890	357.053.274	373.040.271	390.877.092
PROVISÃO IRLSLL (sem benefício fiscal)	(83.493.049)	(97.956.137)	(102.059.063)	(106.642.943)	(111.441.975)	(116.456.759)	(121.697.213)	(127.773.992)	(133.696.539)
Lucro líquido final com reembolso investimentos	91.164.599	109.557.795	109.089.546	207.012.771	216.333.345	226.063.131	235.356.061	245.666.579	257.975.574

Fonte: Dados elaborados pelo autor

APÊNDICE K - TABELA 20 - geração de caixa - demonstração do resultado dos exercícios, utilizando o cenário 3 (parte 1)

	Total 2006	Total 2007	Total 2008	Total 2009	Total 2010	Total 2011	Total 2012	Total 2013	Total 2014	Total 2015	Total 2016	Total 2017
4 Receita Bruta (R\$)	248.653.763	336.802.130	351.959.232	367.796.352	384.347.188	401.542.812	419.716.738	438.603.991	458.341.171	479.966.524	500.520.017	523.043.418
5 Deduções sobre vendas	(80.806.773)	(31.154.197)	(32.555.136)	(34.021.163)	(35.552.115)	(37.151.960)	(38.823.798)	(40.570.869)	(42.396.558)	(44.304.403)	(46.298.102)	(48.381.516)
6 Receita Líquida (4 - 5)	167.846.990	305.647.933	319.402.095	333.775.190	348.795.073	364.490.852	380.892.940	398.033.122	415.944.613	434.662.120	454.221.916	474.661.902
7 Custos não gerenciáveis	(44.509.391)	(48.221.390)	(50.391.135)	(52.638.965)	(55.028.618)	(57.504.906)	(60.092.627)	(62.796.795)	(65.622.850)	(68.575.670)	(71.661.575)	(74.886.346)
8 Custos gerenciáveis	(51.964.654)	(87.969.121)	(91.927.733)	(96.064.481)	(100.387.383)	(104.904.815)	(109.625.533)	(114.559.692)	(119.713.823)	(125.100.945)	(130.730.488)	(136.613.361)
13 Total Custos Operacionais (7 + 8)	(96.474.045)	(136.190.511)	(142.319.066)	(148.723.445)	(155.416.001)	(162.409.721)	(169.718.169)	(177.355.477)	(185.336.473)	(193.676.515)	(202.392.063)	(211.495.706)
14 Resultado Operacional (6 - 13)	71.372.945	169.457.422	177.083.029	185.051.744	193.379.072	202.081.130	211.174.781	220.677.646	230.608.139	240.985.505	251.829.852	263.162.195
15 EBITDA (14 + 11)	100.419.769	212.529.709	222.093.550	232.087.759	242.531.708	253.445.634	264.850.888	276.766.968	289.223.571	302.238.532	315.839.370	330.052.141
16 Receitas e despesas não operacionais	(44.555.10)	(49.487.236)	(102.152.105)	(108.780.300)	(113.675.413)	(118.790.807)	(124.136.393)	(129.722.551)	(135.560.045)	(141.660.247)	(148.034.958)	(154.696.531)
17 Despesas tributárias												
18 Lucro antes do IRCSLL (EBIT)	71.328.390	119.970.184	74.930.904	76.271.444	79.703.659	83.290.323	87.038.388	90.955.115	95.048.094	99.325.258	103.794.895	108.465.664
20 PROVISÃO IRCSLL (com benefício fiscal)	(24.251.652)	(18.295.453)	(11.425.963)	(11.531.395)	(12.154.808)	(12.701.774)	(13.273.354)	(13.870.655)	(14.494.834)	(15.147.102)	(15.828.721)	(16.541.014)
21 Distribuição de dividendos	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
22 Lucro líquido final	47.076.737	101.674.731	63.503.942	64.640.049	67.548.851	70.588.549	73.765.033	77.084.460	80.553.260	84.178.156	87.966.173	1365.924.651
23 Investimento pré-operacional	(214.278.550)	(83.857.661)	(10.651.138)	.	.	.	.	.	.	.	.	.
24 Lucro antes do IRCSLL (EBIT) - (18-23)	(142.950.160)	36.112.523	64.279.767	76.271.444	79.703.659	83.290.323	87.038.388	90.955.115	95.048.094	99.325.258	103.794.895	108.465.664
25 PROVISÃO IRCSLL (com benefício fiscal)	.	(5.694.616)	(9.802.664)	(11.531.395)	(12.154.808)	(12.701.774)	(13.273.354)	(13.870.655)	(14.494.834)	(15.147.102)	(15.828.721)	(16.541.014)
26 Lucro líquido final com desembolso investimentos	(142.950.160)	30.417.907	54.477.102	64.640.049	67.548.851	70.588.549	73.765.033	77.084.460	80.553.260	84.178.156	87.966.173	91.924.651

Fonte: Dados elaborados pelo autor

APÊNDICE L - TABELA 20 - geração de caixa - demonstração do resultado dos exercícios, utilizando o cenário 3 (parte 2)

	Total 2016	Total 2019	Total 2020	Total 2021	Total 2022	Total 2023	Total 2024	Total 2025	Total 2026	Total 2027	Total 2028	Total 2029	Total 2030	Total 2031	Total 2032	Total 2033	Total 2034	Total 2035	Total 2036
4 Receita Bruta (26)	546.500,372	571.175,485	556.570,421	623.750,005	651.807,250	681.103,357	711.750,523	743.820,355	777.222,322	810.770,134	848.922,504	887.719,521	926.555,504	965.547,302	1.012.263,144	1.057.737,357	1.105.357,200	1.155.130,252	1.207.111,145
5 Despesas sobre vendas	(50.553,504)	(52.223,025)	(55.211,347)	(57.555,559)	(60.292,472)	(63.055,319)	(65.940,559)	(68.930,394)	(71.999,526)	(75.153,165)	(78.316,091)	(81.487,165)	(84.657,154)	(87.859,303)	(91.051,699)	(93.245,324)	(95.246,374)	(96.945,551)	(111.557,751)
6 Receita Líquida (4-5)	495.921,587	518.342,553	501.359,073	566.194,447	591.515,009	618.133,339	645.809,963	675.016,962	705.222,796	735.616,969	770.606,413	804.232,356	841.198,370	873.687,999	918.804,945	955.492,033	1.001.135,826	1.048.200,731	1.095.453,394
7 Custos não gerenciais	(70.252,221)	(67.777,762)	(65.572,291)	(68.383,300)	(69,322,091)	(67,521,502)	(68,190,070)	(68,455,918)	(111,288,225)	(116,256,205)	(121,529,534)	(126,306,323)	(131,582,208)	(136,857,288)	(144,035,220)	(151,247,111)	(159,304,904)	(165,304,904)	(172,227,225)
8 Custos gerenciais	(142.750,562)	(146,185,205)	(155,888,541)	(162,513,575)	(170,245,165)	(177,596,153)	(185,911,512)	(194,277,549)	(202,020,457)	(212,155,379)	(221,702,145)	(231,680,071)	(242,105,575)	(253,000,431)	(264,355,451)	(275,282,737)	(286,715,524)	(301,207,724)	(316,324,572)
13 Total Custos Operacionais (7+8)	(212.917,154)	(213.962,967)	(211.460,832)	(230.827,075)	(239,567,256)	(255,117,655)	(274,103,582)	(288,753,467)	(313,308,682)	(328,410,584)	(343,232,681)	(358,873,434)	(374,819,564)	(391,058,519)	(408,311,631)	(427,529,788)	(446,975,591)	(467,092,528)	(488,111,759)
14 Resultado Operacional (6-13)	275.004,434	297,379,595	290,311,731	335,367,371	351,947,754	362,715,686	369,927,381	376,243,414	391,914,114	409,366,384	427,373,732	446,358,922	465,378,806	487,361,880	509,253,154	532,211,355	555,555,421	581,188,103	607,334,637
15 EBITDA (14+11)	344.504,467	369,425,193	375,544,121	393,593,316	411,205,014	429,313,729	446,155,595	463,367,347	490,488,877	512,590,875	535,525,114	559,729,208	584,917,105	611,238,375	638,444,101	667,487,354	697,531,625	729,313,427	761,714,217
16 Receita e despesas não operacionais	(143,656)	(155,763)	(162,772)	(170,087)	(177,751)	(185,730)	(194,109)	(202,544)	(211,572)	(221,510)	(231,470)	(241,595)	(252,700)	(264,165)	(276,042)	(288,454)	(301,445)	(315,101)	(329,165)
17 Despesas tributárias																			
18 Lucro antes do IRLSLL (EBT)	274.655,433	297,223,932	290,146,009	313,565,714	327,770,220	342,719,580	357,932,274	374,040,271	390,877,302	409,461,325	429,342,084	446,148,377	465,122,226	487,097,725	509,017,122	531,922,891	555,555,421	580,873,094	607,012,382
20 PROVISÃO IRLSLL (com benefício fiscal)	(53,453,049)	(57,555,137)	(62,050,653)	(66,542,943)	(71,441,875)	(76,455,759)	(81,657,313)	(87,173,692)	(92,999,506)	(99,075,851)	(105,425,209)	(112,055,592)	(118,961,157)	(126,133,225)	(133,581,601)	(141,307,723)	(149,322,203)	(157,445,652)	(165,584,210)
21 Distribuição de dividendos	(62,713,660)	(71,855,963)	(75,107,252)	(79,413,329)	(81,942,555)	(85,329,570)	(88,463,116)	(91,510,663)	(97,168,021)	(102,153,521)	(106,710,521)	(111,521,594)	(116,530,556)	(121,774,431)	(127,254,100)	(132,960,723)	(138,941,655)	(145,216,273)	(151,773,196)
22 Lucro líquido final	112.680,730	117,761,812	122,981,094	128,598,843	134,385,791	140,333,151	146,732,642	153,556,511	160,257,554	167,468,143	175,085,255	182,880,481	191,110,112	198,710,667	206,997,120	215,088,365	222,992,362	238,157,969	248,073,077
23 Investimento pré-operacional																			
24 Lucro antes do IRLSLL (EBT) - (8-23)	274.655,433	297,223,932	290,146,009	313,565,714	327,770,220	342,719,580	357,932,274	374,040,271	390,877,302	409,461,325	429,342,084	446,148,377	465,122,226	487,097,725	509,017,122	531,922,891	555,555,421	580,873,094	607,012,382
25 PROVISÃO IRLSLL (com benefício fiscal)	(53,453,049)	(57,555,137)	(62,050,653)	(66,542,943)	(71,441,875)	(76,455,759)	(81,657,313)	(87,173,692)	(92,999,506)	(99,075,851)	(105,425,209)	(112,055,592)	(118,961,157)	(126,133,225)	(133,581,601)	(141,307,723)	(149,322,203)	(157,445,652)	(165,584,210)
26 Lucro líquido final com desembolso investimentos	181,141,589	189,557,795	188,085,346	207,027,771	216,328,345	226,263,121	236,275,961	246,866,575	257,575,774	268,594,475	281,715,775	294,332,985	307,540,559	321,144,499	335,591,300	351,085,109	366,557,219	383,275,242	403,028,172

Fonte: Dados elaborados pelo autor

APÊNDICE M - TABELA 21 - Cálculo da taxa interna de retorno do investimento - cenário 3

[illegible]

Fonte: Dados elaborados pelo autor

ANEXO A – Preço médio ponderado para energia hidrelétrica praticado no leilão de dezembro de 2005

ANEXO VI – Estimativa do custo marginal de expansão

Vendedor	Empreendimento	Subsistema	Lotes de 1 MWméd	ICB (R\$/MWh)
BLOCO TERMELÉTRICO			2010-T15	
CGTEE	Candiota III	S	292	124,67
PETROBRÁS PIE	Cubatão	SE	141	118,90
Total			433	122,79
BLOCO HIDRELÉTRICO			2010-H30	
ALUSA – EMP	UHE Foz do Rio Claro	SE	41	108,20
	UHE São José	S	30	115,80
BAGUARI	UHE Baguari	SE	77	115,10
CERAN	14 de julho	S	10	129,67
	Castro Alves	S	13	129,44
ELETROSUL	UHE Passo São João	S	37	112,55
FURNAS – EMP	UHE Paulistas	SE	47	114,37
	UHE Simplicio	SE	185	115,38
PERFORMANCE	Goiandira	SE	16	99,95
	Nova Aurora	SE	12	99,95
Total			468	114,18
Média ponderada dos preços				118,32

Livros Grátis

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

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

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

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

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