



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

JOÃO DAVID RESENDE

**ALTERNATIVAS PARA A COMPETITIVIDADE
TARIFÁRIA DO COMPLEXO HIDRELÉTRICO DE
BELO MONTE**

Dissertação de Mestrado

Florianópolis

2004

JOÃO DAVID RESENDE

**ALTERNATIVAS PARA A COMPETITIVIDADE
TARIFÁRIA DO COMPLEXO HIDRELÉTRICO DE
BELO MONTE**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção.

Área: Gestão de Negócios

Orientador: Newton Carneiro Afonso da Costa Jr, Dr.

Florianópolis, março de 2004

JOÃO DAVID RESENDE

**ALTERNATIVAS PARA A COMPETITIVIDADE TARIFÁRIA
DO COMPLEXO HIDRELÉTRICO DE BELO MONTE**

Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina.

Prof. Edson Pacheco Paladini, Dr.
Coordenador

Banca Examinadora:

Prof. Newton Carneiro Affonso da Costa Júnior, Dr.
Orientador

Prof. Pedro Paulo Bramont, Dr.

Prof. Elmo Tambosi Filho, Dr.

Ficha Catalográfica

RESENDE, João David.

Alternativas para a Competitividade Tarifária do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte. Florianópolis, UFSC, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, 2004.

xvi, 213 p.

Dissertação: Mestrado em Engenharia de Produção (Área: Gestão de Negócios)

Orientador: Newton C.A. da Costa Junior

1. Competitividade tarifária 2. Análise de viabilidade de projetos 3. Tarifa de equilíbrio 4. Geração de energia 5. Energia elétrica 6. Setor Elétrico Brasileiro.

I. Universidade Federal de Santa Catarina

II. Título

Àqueles que, por meio da solidariedade e amizade, apóiam, valorizam, incentivam e orientam, fazendo crescer, no intelecto e no espírito, o seu próximo.

AGRADECIMENTOS ESPECIAIS

À minha esposa Socorro, pelo incentivo, compreensão e apoio nos momentos de ausência.
Aos meus pais, João Resende “in memoriam” e Terezinha, pela educação e apoio em todos os
momentos de minha vida.

Aos meus filhos Guilherme e Danilo, por me ensinarem a ser pai.

AGRADECIMENTOS

A Deus.

Ao Professor Newton C. A. da Costa Júnior, pela paciência, orientação e incentivo no desenvolvimento deste trabalho.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina, seus professores e colaboradores, pela oportunidade de realização do mestrado.

À Eletronorte, pela oportunidade de aprimoramento profissional.

À equipe da Superintendência de Desenvolvimento e Educação Empresarial, especialmente à colega Éden pelo profissionalismo e incentivo para finalização deste trabalho.

Ao Economista e amigo José dos Santos Marques Filho, pelo apoio com as simulações e pelas longas horas de discussões para aprimoramento deste trabalho.

Aos colegas da Superintendência de Comercialização de Energia, pelo incentivo para não desanimar no meio do caminho.

Aos amigos da Eletronorte, principalmente ao Engenheiro José Luiz Scavassa, pela discussão técnica, idéias e conhecimentos transmitidos para elaboração desta dissertação.

E a todos aqueles que, de maneira direta ou indireta, contribuíram para a realização deste trabalho.

SUMÁRIO

SUMÁRIO.....	viii
LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE TABELAS	xi
LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS.....	xii
RESUMO	xv
ABSTRACT	xvi
1. INTRODUÇÃO	17
1.1 Problema e Justificativa	17
1.2 Objetivo	19
1.3 Metodologia.....	20
1.5 Estrutura	21
2. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	23
2.1 Introdução.....	23
2.2 Histórico do Setor Elétrico Brasileiro	23
2.3 Características do Setor Elétrico.....	54
2.4 Conclusão	56
3. ASPECTOS TEÓRICOS DA ANÁLISE DE INVESTIMENTO.....	60
3.1 Introdução.....	60
3.2 Estudos de Viabilidade Econômica	62
3.3 Análise de Viabilidade Econômico-Financeira	65
3.4 Métodos de Avaliação de Investimento	71
3.5 Conclusão	80
4. ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DO CHE BELO MONTE81	
4.1 Introdução.....	81
4.2 Caracterização do Empreendimento	81
4.3 Cenário Macroeconômico – 2003 – 2013	86

4.4 Mercado de Energia Elétrica – 2003 - 2013.....	98
4.5 Estudo de Viabilidade Econômico-Financeira.....	102
4.6 Conclusão.....	119
5. ALTERNATIVAS PARA A COMPETITIVIDADE TARIFÁRIA DO CHE BELO MONTE.....	120
5.1 Introdução.....	120
5.2 Alternativa 1 - Geração Com Transmissão - Receita de Conexão.....	120
5.3 Alternativa 2 - Geração Sem Transmissão Associada À Usina.....	132
5.4 Conclusão.....	138
6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	140
ANEXO 1.....	144
ANEXO 2.....	147
ANEXO 3.....	162
ANEXO 4.....	177
ANEXO 5.....	192
ANEXO 6.....	207
REFERÊNCIAS.....	210

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – I – Fase Privada do Setor Elétrico Brasileiro	24
Figura 2.2 – II – Fase Mista do Setor Elétrico Brasileiro	28
Figura 2.3 – III – Fase Estatal do Setor Elétrico Brasileiro	34
Figura 2.4 – IV – Fase Regulatória do Setor Elétrico Brasileiro	38
Figura 2.5 – V – Fase de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro	47
Figura 3.1 – Estrutura dos Estudos de Viabilidade Econômica	62
Figura 3.2 – Estrutura de Análise de Viabilidade Econômica-Financeira	66
Figura 3.3 – Fluxo de Caixa de Projeto de Investimento	76
Figura 4.1 – Infra-estrutura do CHE Belo Monte	82
Figura 4.2 – Belo Monte – Transmissão associada e Expansão da Rede Básica	84
Figura 4.3 – Evolução da Capacidade Instalada no Brasil	101
Figura 4.4 – Capacidade Instalada no Brasil - % - 2012	102
Figura 5.1 – Belo Monte–Transmissão associada e Expansão da Rede Básica–Proposta	121
Figura 5.2 – Metodologia de Cálculo da TUST	125
Figura 5.3 – Balanço Energético Norte Interligado – 2008 – 2013	126
Figura 5.4 – Mapa Eletrogeográfico da Interligação Tucuruí-Manaus-Macapá	127
Figura 5.5 – Evolução da TUST Brasil – 2003 –2011	129
Figura 5.6 – Balanço Energético – N inter - Manaus – Amapá – 2008 – 2013	134
Figura 5.7 – Mapa Eletrogeográfico da Duplicação - Interligação Tucuruí-Manaus-Macapá – 2010	135
Figura 5.8 – Evolução da TUST Brasil – 2003 –2014	136

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Comparativo entre modelos institucionais	42
Tabela 4.1 - Trajetória mais Provável para o Brasil	92
Tabela 4.2 – Simulação Macroeconômica	93
Tabela 4.3 - PIB Brasil e Regiões - Crescimento e Participação	95
Tabela 4.4 – População do Brasil e Regiões - Taxa de Crescimento	97
Tabela 4.5 – População do Brasil e Regiões - Participação	97
Tabela 4.6 - Cenário de Referência-Carga de Energia	100
Tabela 4.7 - Cenário de Referência - Carga própria de Demanda - MWh/h	100
Tabela 4.8 - Investimento (US\$ x 1000) - Etapa Única	106
Tabela 4.9 - Entrada das Unidades Geradoras - Etapa Única	107
Tabela 4.10 – Energia Assegurada	108
Tabela 4.11 - Encargos de Uso do Sistema de Transmissão	108
Tabela 4.12 – Despesa com O&M	110
Tabela 4.13 - CHE Belo Monte com a Geração e Transmissão Associada - Sem Alavancagem Financeira	113
Tabela 4.14 - Preços da energia elétrica a partir de fontes diversas	117
Tabela 4.15 - CHE Belo Monte com a Geração e Transmissão Associada - Com Alavancagem Financeira	118
Tabela 5.1 - CHE Belo Monte com Transmissão Associada e Receita de Conexão	131
Tabela 5.2 - CHE Belo Monte sem Transmissão Associada	137

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

ADA – Agência de Desenvolvimento da Amazônia
AGU – Advocacia Geral da União
AMFORP – American and Foreign Power
ALCA – Acordo de Livre Comércio das Américas
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CA – Corrente Alternada
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCPE – Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão
CANAMBRA - Consórcio de Consultores do Canadá, Estados Unidos e Brasil
CCJ – Comissão de Constituição e Justiça
CEEE – Companhia Estadual de Energia Elétrica
CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais
CFURH – Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CGSE – Câmara de Gestão do Setor Energético
CHE – Complexo Hidrelétrico
CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CME – Custo Marginal de Expansão
CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
COFINS – Contribuição para financiamento da seguridade social
CPMF – Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira
CTEM – Comitê Técnico para Estudos de Mercado
DNAEE – Departamento de Águas e Energia Elétrica
ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ELETRONORTE – Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.
ENERAM – Comitê Coordenados dos Estudos Energéticos da Amazônia

EPE – Empresa de Pesquisa Energética
FHC – Fernando Henrique Cardoso
FMI – Fundo Monetário Nacional
FURNAS – Centrais Elétricas S.A.
GCE – Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
GSE – Câmara de Gestão do Setor Energético
GCOI – Comitê Coordenador para a Operação Interligada
GCPS – Comitê Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos
GTQC – Grupo de Trabalho de Quantificação de Estudos de Cenários
IR – Imposto de Renda
LIGHT – Light Serviços de Eletricidade S.A.
MAE – Mercado Atacadista de Energia
MERCOSUL – Mercado Comum do Sul
MME – Ministério das Minas e Energia
MP – Medida Provisória
MRE – Mecanismo de Realocação de Energia
O&M – Operação e Manutenção
OMC – Organização Mundial do Comércio
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
PASEP – Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PCHs – Pequenas Centrais Hidrelétricas
PIR – Plano de Inserção Regional
PIS – Programa de Integração Social
PL – Projeto de Lei
PND – Programa Nacional de Desestatização
PPP – Parceria Público Privada
PPT – Programa Prioritário de Termelétricas
PND – Programa Nacional de Desestatização
PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PURPA – Public Utility Regulatory Policies Act
RAP – Receita Anual Permitida
RAPC – Parcela da RAP devida pela Carga
RAPG – Parcela da RAP devida pelo Gerador

RGR – Reserva Global de Reversão

RESEB – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

REVISE – Revisão Institucional do Setor Elétrico

SE – Subestação

SEB – Setor Elétrico Brasileiro

SIN – Sistema Interligado Nacional

TFSEE – Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica

TIR – Taxa Interna de Retorno

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

TUSTC – TUST para as Cargas

TUSTG – TUST para os Geradores

TIRM – Taxa Interna de Retorno Modificada

EU – União Européia

UHE – Usina Hidrelétrica

UTE – Usina Termelétrica

UTN – Usina Térmica Nuclear

UHE – Usina Hidrelétrica

VPL – Valor Presente Líquido

RESUMO

Em todas as fases da história do setor elétrico brasileiro, verifica-se a correlação direta entre crescimento econômico e aumento da capacidade de geração de energia elétrica, o que nos mostra a importância da expansão da geração de eletricidade como indutora do desenvolvimento nacional. Nesse sentido, a determinação de que empreendimentos sejam construídos sempre será uma decisão fundamental para que a sociedade aloque adequadamente seus recursos econômicos de forma a otimizar o crescimento da economia. Assim, o objetivo central desta dissertação é propor alternativas para melhorar a competitividade tarifária do Complexo Hidroelétrico de Belo Monte - CHE, a ser construído no Rio Xingu, no Estado do Pará. Para atingir esse objetivo, utilizou-se dos conceitos sobre a análise de investimentos e criação de um modelo de análise de viabilidade econômico-financeira de projetos. Dois casos base são definidos, contemplando os dados originais de estudos realizados pela Eletrobrás, ajustados à nova realidade encontrada no ano de 2003. Seus resultados, então, são comparados com as duas alternativas propostas que consistem, basicamente, na retirada de investimentos de transmissão associados à usina e migrados para Rede Básica, seja repassando esses custos para todos os agentes usuários desse sistema através da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - TUST, seja pela recuperação pela usina desses investimentos via receita de conexão a ser paga pelas distribuidoras que se beneficiarem com esse sistema de transmissão. O estudo demonstra que, a cada alternativa proposta, a tarifa de equilíbrio da usina se torna mais competitiva, em relação às demais fontes de geração disponíveis no país. Os resultados demonstram que o CHE Belo Monte é altamente competitivo e necessário para atendimento às necessidades do mercado de energia elétrica na próxima década, bem como, fazer frente ao crescimento econômico projetado para o país.

ABSTRACT

In all the phases of the history of the tramway Brazilian section the direct correlation is verified among economical growth and I increase of the capacity of electric power generation, which in the display the importance of the expansion of the generation electricity as inductor of the national development. In that sense, the determination that enterprises are built it will always be a fundamental decision for the society to allocate appropriately your economical resources in way to optimize the growth of the economy. Like this, the objective headquarters of this dissertation is to propose alternatives to improve the tariff competitiveness of Belo Monte Hydroelectric Compound - CHE, to be built in Rio Xingu in the State of Pará. To reach that objective it was used of the concepts about the analysis of investments and creation of a model of analysis of economical-financial viability of projects. Two cases base is defined, contemplating the original data of studies accomplished by Eletrobrás, adjusted to the new reality found in the year of 2003. Your results then are compared with the two proposed alternatives that consist basically of the retreat of transmission investments associated to the plant and migrated for Basic Net, be reviewing those costs for all the agents users of that system for Tariff of Use of the System of Transmission - TUST, be for the recovery for the plant of those investments through connection revenue to be you paid by the dealers that if they benefit with that transmission system. The study demonstrates that to each alternative proposal the tariff of balance of the plant becomes more competitive, in relation to the other available generation sources in the country. The results demonstrate that CHE Belo Monte is highly competitive and necessary for attendance to the needs of the electric power market next decade, as well as, to do front to the economical growth projected to the country.

1. INTRODUÇÃO

1.1 Problema e Justificativa

Analisando as diversas fases do Setor Elétrico Brasileiro - SEB, desde os seus primórdios, passando pela sua implementação, regulamentação e expansão entre 1903 e 1961 ou quando ele se apresenta consolidado nas décadas de 70, 80 e 90, algumas questões importantes sempre estiveram presentes. Como devemos expandir o sistema de geração? Qual é a melhor decisão de investimentos? Que recursos financiarão essa expansão?

Essas questões, também, se apresentavam no final da década de noventa e início deste século, quando o Governo promoveu a reestruturação do setor elétrico brasileiro, precisamente a partir da promulgação da Lei 8.631, de 03 de março de 1993.

Essa reestruturação tinha como objetivos principais introduzir a competição, garantir a continuidade do suprimento e atrair capital privado, mas para isso as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica deveriam ser separadas e terem uma atuação independente. Além disso, haveria uma mudança profunda na forma como a energia seria comercializada, anteriormente baseada em contratos renováveis de suprimento, migrando para uma estrutura de mercado. Mas esse modelo não obteve o êxito esperado, uma vez que problemas relacionados à expansão da oferta surgiram

ao longo desses anos de implantação, culminando com o grande racionamento ocorrido no ano de 2001.

Mesmo no contexto de um novo modelo que está sendo implementado, essas questões não deixarão de existir, ou seja, independentemente da fase em que se encontra o setor elétrico, a expansão setorial, a atração de investimentos em geração, a decisão para o aumento da capacidade do parque gerador brasileiro serão problemas que deverão ser analisados e implementados de acordo com critérios técnicos e econômico-financeiros.

Atualmente, o sistema passa por um momento crítico, onde o excesso de oferta de energia tem elevado o risco de perda de receita por parte dos investidores, principalmente os de geração. Mas, no médio e longo prazo, faz-se necessário um aporte de recurso considerável face aos novos empreendimentos que deverão ser construídos para atender ao crescimento econômico previsto para os próximos anos.

Essa expansão deverá estar alicerçada na fonte mais competitiva que o país possui, ou seja, a hidroeletricidade, que é a principal fonte de geração de eletricidade, devido à existência de grandes bacias hidrográficas espalhadas pelo território nacional. Cerca de 92% da capacidade instalada no sistema é de origem hidráulica. Energia limpa e renovável, mas intensiva em capital.

Nesse sentido, um dos grandes problemas existentes no setor elétrico relaciona-se com a definição da ordem de mérito econômico de entrada de empreendimentos, ou seja, a determinação de que projetos seriam mais atrativos economicamente e menos dispendiosos do ponto de vista da alocação de recursos para a sociedade como um todo.

Assim, o estudo ora proposto procura avaliar alternativas para a competitividade tarifária do CHE de Belo Monte, por meio da análise de viabilidade econômico-financeira, de forma a verificar a necessidade de construção desse projeto, buscando através de métodos e indicadores financeiros, principalmente sua tarifa de equilíbrio, verificar sua competitividade em relação a outras fontes de geração, contribuir, assim, para a solução do problema da definição prioridade de construção de empreendimentos hidrelétricos no País.

Nesse sentido, o CHE – Belo Monte já tem seu interesse estratégico reconhecido pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, por intermédio da Resolução nº 02, de 17 de setembro de 2001, tornando-se desta forma parte integrante do planejamento de expansão setorial, que tem como período de análise os próximos 10 anos, entretanto, a sua efetiva implementação passará por análise como essa que aqui se propõe.

1.2 Objetivo

1.2.1 Geral

Propor e avaliar alternativas para melhorar a competitividade tarifária do CHE de Belo Monte, por meio da criação de instrumentos que desonerem seus custos de implantação, gerando oportunidades que agreguem valor ao projeto e atraia investidores privados e estatais, de forma a possibilitar que o projeto seja competitivo em relação às outras fontes energéticas, tais como geração térmica e mesmo outros empreendimentos hidráulicos.

1.2.2 Específicos

- Verificar o impacto nas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST influenciado pelas alternativas propostas;
- Comparar as tarifas de equilíbrio resultantes com aquelas praticadas pelo mercado de energia elétrica nacional.

1.3 Metodologia

Segundo Clemente e Fernandes (1998), um projeto de investimento está associado à percepção de necessidades ou oportunidades de certos investidores. O projeto dá forma à idéia de executar ou realizar algo, no futuro, para atender às necessidades ou aproveitar oportunidades. Dessa forma, o processo de elaboração, análise e avaliação de um projeto envolve um complexo elenco de análises socioculturais, econômicas e políticas que influenciam os decisores na escolha dos objetivos e dos métodos.

O projeto de investimento, em sentido amplo, pode ser interpretado como um esforço para elevar o nível de informação a respeito de todas as implicações, tanto desejáveis quanto indesejáveis, para diminuir o nível de risco. Em outras palavras, o projeto de investimento é uma simulação da decisão de investir (Souza e Clemente, 1998).

O desenvolvimento e a implementação de um projeto, diante da globalização da economia e da necessidade de competitividade por parte das organizações, características ambientais que se fazem presentes nos dias de hoje, parecem pressupor a necessidade de elaboração de um planejamento fundamentado em bases científicas adequadas. Selecionar alternativas, definir

objetivos, diretrizes, procedimentos e programas requerem um bom entendimento do negócio, para que se obtenha uma redução dos riscos do capital investido. Nesse sentido, deve-se realizar um estudo de planejamento eficiente antes de uma ação ou tomada antecipada de decisão.

Nesta pesquisa, utiliza-se o método de pesquisa dedutivo ou racional, que segundo Ruiz (1976), se apresenta quando, a partir de enunciados mais gerais dispostos ordenadamente como premissas de um raciocínio, chega-se a uma conclusão particular ou menos geral. Duas visões podem ser atribuídas neste contexto: uma de natureza qualitativa, que diz respeito à revisão da literatura sobre análise de investimento, análise econômica e estudos já realizados do projeto e uma outra visão, quantitativa, relativa à aplicação das técnicas de análise de investimento e novas concepções para o projeto diferente das estudadas anteriormente. O método que caracteriza esta pesquisa é um estudo de caso, pois se analisa o projeto do CHE – Belo Monte.

1.5 Estrutura

O trabalho está organizado em 6 capítulos, incluindo este introdutório. O estudo começa, no capítulo 2, mostrando o desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro, sua formação e características, bem como, uma apresentação do novo modelo setorial proposto pelo atual Governo.

No Capítulo 3, procura-se descrever a fundamentação teórica sobre a análise de projetos e as decisões de investimentos.

No Capítulo 4, mostra-se a análise de viabilidade econômico-financeira do CHE – Belo Monte, usando dos estudos já realizados os dados básicos do projeto, refazendo, assim, a verificação da viabilidade desse

empreendimento, de forma a se estabelecer os parâmetros comparativos com as alternativas propostas no próximo capítulo.

No Capítulo 5, são apresentados e discutidos os resultados obtidos através da proposição das alternativas para a competitividade tarifária do CHE – Belo Monte.

No Capítulo 6, apresentam-se as conclusões, comparando-se a situação anterior e posterior à implantação de tais métodos.

Por fim, colocam-se os Anexos e as Referências.

2. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1 Introdução

O Setor Elétrico Brasileiro possui características ímpares quando se analisa a composição de sua matriz energética, composta principalmente por energia hidráulica. Seu histórico se confunde com o desenvolvimento da economia nacional, pois a energia elétrica é indutora do crescimento econômico. E sua história se completa com os aspectos regulatórios inerentes a cada momento político, ou seja, governos implementam modelos que afetam o nível de investimento para expansão do setor, gerando crises. Este capítulo pretende abordar esses aspectos.

2.2 Histórico do Setor Elétrico Brasileiro

Podemos subdividir a história do setor elétrico em cinco fases, uma privada, compreendida entre os anos de 1879 a 1933; uma mista, ocorrida entre 1934 a 1963; uma estatal, iniciada em 1964 com término em 1988, e a última fase, chamada regulatória, subdividida em duas, sendo uma compreendida entre 1989 a 2002 e outra que se inicia a partir de 2003, com a posse do Governo Lula. A seguir, essas fases são descritas:

2.2.1 Implantação – Fase Privada – (1879 a 1933)

Na virada do século XIX para o século XX, o potencial de desenvolvimento das cidades do Rio de Janeiro e São Paulo atraiu o capital

estrangeiro para a instalação de companhias de energia elétrica no Brasil, desenvolvendo a vocação hidrelétrica brasileira.

O aparecimento de pequenas usinas geradoras deveu-se basicamente à necessidade de fornecimento de energia para serviços públicos de iluminação e para atividades econômicas como mineração, beneficiamento de produtos agrícolas, fábricas de tecidos e serrarias.

O alto custo de grandes instalações geradoras, aliadas à baixa confiabilidade quanto à regularidade do funcionamento dessas instalações, concorreu para que se utilizassem preferencialmente as máquinas a vapor e os aproveitamentos diretos da força hidráulica, que determinavam a localização das fábricas junto às quedas d'água.

A Figura 2.1 – Fase Privada, a seguir, apresenta alguns dos principais eventos ocorridos nesta fase.

Figura 2.1 – I – Fase Privada do Setor Elétrico Brasileiro

FASE PRIVADA - PERÍODO DE IMPLANTAÇÃO – 1879 a 1933

1879	1883	1903
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Primeira instalação elétrica permanente na Estação Central da Estrada de Ferro D.Pedro II. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Entra em operação, Diamantina-MG, primeira Usina hidrelétrica no Rio Ribeirão do Inferno. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aprovado no Congresso Nacional o primeiro texto de lei disciplinando o uso de energia elétrica no país.
1912	1913	1927
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Criada em Toronto (Canadá) a “Brazilian Traction, Light and Power”, unificando o Grupo Light. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Inaugurada a primeira Usina do Nordeste, a UHE Delmiro Gouveia, no Rio São Francisco. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ A “American and Foreign Power” – AMFORP, inicia suas atividades no Brasil.

Fonte: Faria (2003) e www.memoria.eletrobras.gov.br com adaptações.

Nesse período histórico, o domínio da geração de energia estava basicamente nas mãos de duas empresas estrangeiras: a Light e a AMFORP.

Mas é nas primeiras décadas do século XX que a energia elétrica vai-se difundir no país.

Ao lado dessas duas gigantes, pequenas companhias privadas sobreviviam em pequenas cidades, cujo restrito e pouco lucrativo mercado não interessava às duas empresas monopolistas.

Durante esse período, o Estado não intervinha na produção e distribuição de energia, apenas conferia autorizações para o funcionamento das companhias. Não havia qualquer legislação sobre a energia elétrica e recursos hídricos. Os estados e municípios gozavam de grande autonomia para estabelecer contratos e autorizações para as empresas privadas de energia.

As companhias tinham direito de corrigir suas tarifas e receber o equivalente em ouro, a chamada “cláusula-ouro”, para se protegerem da inflação e da desvalorização da moeda brasileira.

Até a década de 30, a presença do Estado no setor elétrico foi bastante limitada, resumindo-se a algumas medidas isoladas de regulamentação, mas, com o processo de industrialização ocorrido no pós-guerra, o Estado resolveu intervir no setor de elétrico de forma mais efetiva, uma vez que, as concessionárias estrangeiras, predominantes até essa época, não atenderam de maneira eficiente ao crescimento do mercado, não garantindo o suprimento regular de energia elétrica.

A intervenção estatal iniciou-se efetivamente por meio dos governos estaduais, que para suprir o péssimo serviço que as concessionárias estrangeiras prestavam, principalmente no interior do país. Assim a experiência bem sucedida de alguns estados, destacando o do Rio Grande do Sul, com a CEEE e de Minas Gerais com a CEMIG, contribuiu para fortalecer a ação do governo

federal na geração de eletricidade em regiões estratégicas para o desenvolvimento do país.

De acordo com Faria (2003), o papel do Estado no desenvolvimento da indústria de energia elétrica nessa primeira fase foi bastante limitado, e ele manteve-se pouco intervencionista no controle da economia. Basicamente, se preocupou com a estabilidade cambial, o equilíbrio das finanças públicas e a defesa das atividades produtivas ligadas ao setor externo.

Nesse sentido, a interferência do Estado na indústria de energia elétrica resumiu-se a medidas isoladas na regulamentação do setor, tais como o Decreto 5.407, de dezembro de 1904, que estabelecia regras para os contratos de concessão sem exclusividade e a extinção da cláusula ouro em novembro de 1933.

2.2.2 Regulamentação e Expansão – Fase Mista – (1934 a 1963)

Nessa segunda fase, o setor elétrico passou por profundas transformações institucionais, dadas à preocupação do poder público em regulamentar suas atividades, uma vez que a origem dessas mudanças se encontra nas modificações do contexto econômico, político e social vivido pelo país e pelo mundo a partir da década de 30, que induziram a expansão setorial nas décadas seguintes.

De acordo com Pereira (1983), dois fatores decisivos e intimamente relacionados modificaram definitivamente a história do Brasil e marcaram o avanço do capital industrial sobre o capital mercantil, associado à monocultura cafeeira. O primeiro foi o início da crise do capitalismo internacional, que criou a oportunidade concreta da industrialização brasileira. O segundo foi a

Revolução de 30, com fortes cores nacionalistas, estabelecendo as bases políticas favoráveis à industrialização acelerada que se seguiria a partir de então.

Em 1934, foi aprovado um Código de Águas que, pela primeira vez, estabeleceu regras para o uso da água e para a produção e fornecimento de energia elétrica. Uma primeira versão deste Código havia sido enviada ao Congresso em 1907, mas acabou ficando arquivado. Com a Revolução de 30 e a subida de Vargas ao poder, o governo federal fez nova ofensiva e conseguiu aprovar, contra a vontade das empresas, o novo Código.

Foram muitas modificações introduzidas neste novo Código, sendo que, uma das mais importantes, foi a transferência da propriedade dos rios, antes pertencente ao dono da terra, para o município, Estado ou União. Por outro lado, o Código estabeleceu uma série de regras e restrições ao uso das águas, determinando, como prioridade, o seu uso para abastecimento humano.

A partir de então, o aproveitamento de potencial hidrelétrico passou a depender de autorização ou concessão (por prazo máximo de 30 ou 50 anos, conforme o montante dos investimentos). As tarifas passaram a ser fixadas segundo os custos de operação e o valor histórico dos investimentos, o que significou o fim da “cláusula-ouro” e da correção monetária automática conforme a variação cambial. O Estado passou a deter o poder de concessão e de fiscalização, estabelecendo as condições para controlar as atividades das empresas privadas.

A seguir, é apresentada a figura 2.2 – II - Fase Mista do Setor Elétrico Brasileiro, que mostra os principais eventos dessa fase.

Figura 2.2 – II – Fase Mista do Setor Elétrico Brasileiro

FASE MISTA			
PERÍODO DE REGULAMENTAÇÃO E EXPANSÃO – 1934 a 1963			
1934	1937	1939	1945
<ul style="list-style-type: none"> ▪ É promulgado o Código de Águas, assegurando ao setor público poder sobre as concessionárias. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ G. Vargas inaugura, no Rio, o primeiro trecho eletrificado da Estrada de Ferro Central do Brasil. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Getúlio Vargas cria o CNAE – Conselho Nacional de Águas e Energia. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Criação no Rio de Janeiro, a Chesf, 1ª empresa federal de geração de eletricidade.
			1954
			<ul style="list-style-type: none"> ▪ CHESF inaugura a UHE Paulo Afonso I, no rio São Francisco. ▪ É instituída a cobrança do IUEE.
			1957
			<ul style="list-style-type: none"> ▪ Criada a Central Elétrica de Furnas para aproveitar o potencial hidrelétrico do Rio Grande no Sudeste
REGULAMENTAÇÃO			
1940	1941	1942	1960
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Regulamentada a situação das usinas termelétricas 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Regulamentado o cálculo das tarifas pelo custo histórico e fixa a remuneração em 10%. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ A Lei 1628, cria o BNDE - Banco de Desenvolvimento Econômico. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Criado o Ministério das Minas e Energia – MME, como parte do Plano de Metas de JK.
			1961
			<ul style="list-style-type: none"> ▪ Criada a Eletrobrás no Governo de Jânio Quadros.
			1962
			<ul style="list-style-type: none"> ▪ O Banco Mundial forma o Consórcio Canambra, para pesquisa sobre o potencial hidrelétrico do sudeste.
EXPANSÃO			

Fonte: Faria (2003) e www.memoria.eletrobras.gov.br com adaptações.

Em 1945, o Governo Federal cria a Companhia Hidrelétrica do São Francisco – CHESF, que, segundo Medeiros (1996), teve como objetivo inicial de aproveitamento do potencial energético da cachoeira de Paulo Afonso, localizada no rio São Francisco, no centro do polígono das secas, numa região atendida precariamente por sistemas térmicos isolados. Tal iniciativa dá início a um processo de divisão das atividades de produção e distribuição dos serviços públicos de eletricidade. No Nordeste, caberia à CHESF atuar em grandes obras de geração hidrelétrica, e aos governos estaduais caberia promover o desenvolvimento dos sistemas de distribuição.

O forte controle governamental sobre as tarifas públicas, conjuntamente com o envio para a matriz no exterior da maior parte dos seus lucros, sobrava muito pouco para que a LIGHT e AMFORP investissem na expansão da geração e distribuição de energia elétrica. Somente investiam onde houvesse certeza de altos retornos. Com o avanço da urbanização e da industrialização, a crise se instalou no país. Faltou energia elétrica para o abastecimento das cidades, para a expansão industrial e agricultura.

Em 1954, no segundo Governo Vargas, foi criado um plano nacional de eletrificação para tentar equacionar o enfrentamento dessa crise crônica. Um comprometimento direto do Estado com intervenções voltadas para acabar com a falta de energia elétrica.

Ao longo da década de 50, praticamente todos os Estados da federação constituíram empresas estatais de distribuição de energia elétrica, a partir da absorção das empresas estrangeiras, e o governo federal, dentro de sua estratégia de atuação, cria em 1957, FURNAS - Centrais Elétricas de Furnas S.A., para atuar na geração de eletricidade na região Sudeste, caracterizando, a

partir de então, um momento de forte presença do Estado, pois à medida que o governo consolidava sua presença na prestação dos serviços públicos, reduzia-se a atuação dos investidores privados.

Essa estratégia, também, estava presente no Plano de Metas (1958) do Governo Juscelino Kubitschek, que recomendava para o setor elétrico um esforço para ampliar a oferta de eletricidade, pois a sua falta era um entrave ao desenvolvimento do país e um dos fatores de limitação da qualidade de vida da população, principalmente do interior.

A partir de então, o modelo econômico brasileiro fica mais bem definido: onde caberia ao Estado promover a alavancagem do processo de desenvolvimento, por meio do setor de infra-estrutura e à iniciativa privada, comandar o processo de industrialização do país através da substituição das importações.

Com a constituição das Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS, em 1961, que tinha como atribuição gerir os empreendimentos industriais controlados pelo governo, assim como a CHESF e FURNAS, também, deveria ser uma empresa estatal “holding”, dissociada do clássico serviço público, planejadora e promotora do desenvolvimento elétrico regional do país, foi delineada a estrutura do setor elétrico brasileiro, integralmente estatal a partir de 1979, havendo apenas alguns autoprodutores independentes.

Nas décadas seguintes a sua criação, a Eletrobrás passou a controlar outras duas grandes empresas: a Eletrosul, na região sul e a Eletronorte, na região Norte, detendo, assim, o monopólio da concessão de geração e transmissão de energia elétrica em todas as regiões do país, contribuindo fortemente para a estruturação da fase estatal do SEB.

2.2.3 Estatização – Fase Estatal – (1964 a 1988)

Esta fase teve como características principais o Estado como poder concedente e as concessionárias de geração, transmissão e distribuição, serem empresas estatais federais e estaduais.

O regime político instalado em 1964 adotou uma política econômica centralizadora do ponto de vista decisório, financeiro e fiscal. No âmbito do setor elétrico, a tendência à centralização se colocava a partir da sua própria dinâmica e forma de expansão.

De acordo com Medeiros (1996), o movimento que se processou no país em 1964, permitiu a consolidação do modelo estatal para o setor elétrico brasileiro que estava sendo desenhado desde 1945. Os militares, ao assumirem o poder, trataram de sanear a economia brasileira que vinha sofrendo um desgaste em função das tensões inflacionárias acumuladas desde o governo desenvolvimentista de Kubitschek e do estrangulamento externo derivado de um processo de endividamento crescente. A insegurança política, que prevaleceu durante o Governo Goulart, contribuiu para reduzir a expectativa de lucros, retraindo os investimentos e, conseqüentemente, reduzir o nível de emprego.

Assim, o setor elétrico foi beneficiado pela política econômica dos três primeiros governos militares. A viabilização da Eletrobrás no comando do planejamento e gestão dos recursos financeiros do setor foi favorecida nessa conjuntura, bem como se implementou uma política de tarifas de energia elétrica mais realistas, quando entre 1964 e 1967, estas se elevaram, em média, 60% acima da inflação do período.

Essa rápida elevação das tarifas transformou o setor elétrico num setor rentável. Entre 1968 e 1973, a remuneração do investimento situa-se em torno de 10% com os ativos já reavaliados – Almeida (1983).

Os Governos militares trataram, também, de criar e reforçar fontes de recursos extratarifários. Em 1967, foram fixadas alíquotas mais elevadas para o Imposto Único sobre Energia Elétrica. Em 1969, foi alterada a legislação do empréstimo compulsório, ampliando o montante arrecadado. Em 1971, foi criada a Reserva Global de Reversão – RGR - para permitir a encampação das concessionárias não-estatais, findo o prazo de concessão.

Assim, o setor elétrico passa a dispor de um padrão de financiamento para expansão do serviço baseado na mobilização de recursos não-orçamentários. Essa foi a principal característica dessa fase de atuação estatal no setor, tendo como órgão centralizador dos recursos a Eletrobrás, que passa a exercer um papel preponderante na administração dos recursos setoriais não-tarifários.

Dessa forma, o Estado pôde mobilizar e canalizar, para o setor elétrico nacional, durante um longo período, amplas fontes de recursos internos - quer pela via tarifária, quer pela criação de tributos específicos – e externos – facilitados pelas condições de financiamentos extremamente favoráveis no mercado financeiro internacional.

Esse contexto político institucional pôde viabilizar a acelerada expansão do sistema elétrico nacional, com importantes efeitos multiplicadores por toda a economia, como a elevação da demanda para as indústrias de bens intermediários, a construção civil e as indústrias de bens de capital. Assim, o setor elétrico contribuiu substancialmente para viabilizar esse processo de

industrialização, quando se analisa que a economia cresceu 12% a.a., em média, entre 1967 e 1973, e a produção de eletricidade cresceu 16% a.a., para o mesmo período. Mas uma crise econômica se iniciava, tendo como raiz os choques do petróleo dos anos 70 e o II PND – Plano Nacional de Desenvolvimento (1975 a 1979), que culminou com o esgotamento do processo de substituição de importações centrado no protecionismo como principal instrumento da política industrial, associado aos subsídios às empresas privadas e aos investimentos diretos do Estado em serviços públicos e na indústria de insumos básicos.

O sucesso obtido pelo o setor elétrico estatal brasileiro até então pode ser avaliado principalmente pela sua capacidade de suprir o país de energia elétrica durante longo período. Quando se recordam as difíceis condições de suprimento no pós-guerra, torna-se claro o enorme salto que foi dado quando se conseguiu prestar um serviço regular, confiável e de certa forma de baixo custo.

A sinergia positiva do início dessa fase estatal foi sendo substituída pela competição entre os concessionários federais e estaduais, visando a obter novos aproveitamentos de geração e apropriarem-se de uma parcela maior dos recursos setoriais para conclusão das várias obras hidrelétricas iniciadas.

O setor foi perdendo gradativamente a eficiência que caracterizou a pioneira intervenção estatal e o sentido de sua função principal: solucionar os graves problemas de abastecimento de eletricidade no país. Num primeiro momento, a crise fiscal do Estado esgotou o nível de financiamento que vinha sendo mantido e havia possibilitado a rápida e eficiente ação estatal. Conjuntamente, a equalização tarifária e a centralização excessiva no governo federal desestimularam as empresas a buscar o aumento de sua eficiência.

Figura 2.3 – III – Fase Estatal do Setor Elétrico Brasileiro

FASE ESTATAL PERÍODO DE ESTATIZAÇÃO – 1964 a 1988			
1965	1967	1969	1973
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Criado do DNAEE, para regulamentar os serviços de energia elétrica. ▪ Inaugura a UTE Jorge Lacerda I a carvão. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Criada a Eletrosul – Sistema Eletrobrás; ▪ Furnas inaugura a UTE Santa Cruz; ▪ Criado o ENERAM. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Operação da UHE Funil no sudeste; ▪ Criado o CCOI – Comitê Coordenador da Operação Interligada 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Construção da UHE Itaipu; ▪ Criada a Eletronorte e Nuclebrás; ▪ Criado o Cepel. ▪ 1º choque do petróleo
1979	1978	1985	1986
<ul style="list-style-type: none"> ▪ É nacionalizada a Light Serviços de Eletricidade; ▪ Operação da UHE Sobradinho. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 2º choque do petróleo; ▪ Instituição do PURPA (EUA). 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Constituição do Sistema de transmissão S/SE – Sistema Eletrobrás. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Operação do petróleo
1982	1984	1985	1986
<ul style="list-style-type: none"> ▪ O MME cria o GCPS – Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Operação da UHE Tucuruí e UHE Itaipu Binacional; ▪ Finalizada a 1ª etapa do sistema de transmissão N/NE. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Constituição do PROCEL; ▪ Operação da 1ª UTN – Angra I, no Brasil 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Operação do Sistema de transmissão S/SE – Sistema Eletrobrás.
1988	1988	1988	1988
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Criação da Revisão Institucional do Setor de Energia Elétrica. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Promulgação da Constituição: concessão dos serviços públicos à iniciativa privada. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Criação da Revisão Institucional do Setor de Energia Elétrica. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Criação da Revisão Institucional do Setor de Energia Elétrica.

Fonte: Faria (2003) e www.memoria.eletrobras.gov.br com adaptações.

A figura 2.3 mostra os principais eventos da fase estatal.

A partir do Governo Geisel, as empresas do setor elétrico foram compelidas ao endividamento por intermédio dos rígidos controles orçamentários que eram exercidos pela área econômica do governo.

Esses fatos implicaram em redução substancial de investimento setorial a partir de 1980, obrigando o setor elétrico a buscar soluções alternativas para o financiamento de seus projetos.

Segundo Medeiros (1996), o setor elétrico, nessa década, encontrava-se preso em uma crise financeira, institucional e de suprimento, que vinha sendo gerada desde o final dos anos 70. Essa crise estava correlacionada com a escassez de recursos setoriais que deteriorou a sua capacidade de financiamento.

Com o modelo estatal de grandes hidrelétricas, surgiu, pelo lado da oferta de insumos, um conjunto de atores representados pelas grandes empreiteiras, que passaram a ter interesse na expansão acelerada do parque gerador nacional. Por outro lado, a política de oferta de energia a preços aviltados fez emergir a ampliação do poder político dos grandes consumidores que obtiveram benefícios tarifários por períodos mais longos.

Nesse sentido, o setor foi perdendo a autonomia técnica e de gestão, em que muitas decisões passaram a ser tomadas em fóruns externos, pois o controle das variáveis de política econômica e energética acabou prevalecendo sobre os critérios estritamente técnicos.

2.2.4 Regulamentação e Privatização – Fase Regulatória – (1989 a 2002)

Nos últimos anos da década de 80, ocorreram fortes mudanças na economia nacional, bem como no setor elétrico, influenciadas pelo fortalecimento do pensamento liberal e pelo acordo macroeconômico realizado pelo Brasil com o FMI, que obrigaram o Governo a iniciar uma reavaliação de sua intervenção na economia e de buscar alternativa para o financiamento dos investimentos em infra-estrutura, tão necessários ao crescimento econômico.

Com o esgotamento do modelo institucional vigente e a exemplo do que ocorreu em outros países, o Estado brasileiro passou a enfrentar as mesmas dificuldades de crédito para obter diretamente os recursos financeiros necessários para assegurar, principalmente, o desenvolvimento econômico nacional mediante a expansão da capacidade de geração de energia elétrica para fazer frente ao crescente consumo, na ordem histórica de 6% ao ano.

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

Nesse período, encontravam-se todos os fatores contribuintes para o agravamento de uma crise no setor elétrico: o esgotamento da capacidade de geração de energia elétrica das hidrelétricas existentes, o aquecimento da

economia, a necessidade de novos investimentos e a escassez de recursos do governo para atender a esta necessidade diante de outras prioridades. Foi preciso encontrar alternativas que viabilizassem uma reforma e expansão do setor, com capitais privados e a entrada de novos agentes, em que o governo assumisse o papel de agente orientador e fiscalizador dos serviços de energia elétrica.

Nesse sentido, há uma série de propostas para reestruturar o setor elétrico. As primeiras propostas são elaboradas pelo próprio setor e tentam preservar a essência do arranjo institucional existente. Suas principais recomendações calcavam-se na elevação dos níveis tarifários como forma de recuperação da capacidade financeira das empresas e a transferência dos ônus da contenção tarifária para o Tesouro Federal. Mas deixavam de atacar os principais problemas do setor, como o conflito entre empresas federais e estaduais e a necessidade de melhorar a eficiência setorial.

O Governo federal começa a perceber que os problemas setoriais precisavam de decisões mais consistentes e tentou envolver, num primeiro momento, o Congresso Nacional na revisão da legislação básica do setor. Assim em março de 1993, foi aprovada a Lei 8.631 que promoveu o saneamento financeiro do setor e individualiza as tarifas de eletricidade por empresa. Essa lei constitui um importante marco regulatório que deu início ao processo de recuperação da eficiência do setor elétrico.

A tabela 2.4 – Fase Regulatória, a seguir, nos mostra os principais eventos ocorridos nessa fase do setor elétrico brasileiro.

Figura 2.4 – IV – Fase Regulatória do Setor Elétrico Brasileiro

**FASE REGULATÓRIA
PERÍODO DE REGULAMENTAÇÃO E PRIVATIZAÇÃO – 1989 a 2002**

1989	1990	1993	1994	1995	1996
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Instituição do “Electricity Act” (Reino Unido). 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Criação do PND, por meio da Lei 8.031. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lei 8.631 instala as bases para a privatização no Setor Elétrico Brasileiro. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Implantação do Plano Real; ▪ Decreto 1.204, autoriza a privatização das concessionárias. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lei das Concessões; ▪ Sistema Eletrobrás no PND; ▪ Escelsa é privatizada. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cerj é privatizada; ▪ Lançamento do Programa RE-SEB.
1997	1998	1999	2000	2001	2002
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Formação Eletrobrás Termonuclear; ▪ Criação da Aneel; ▪ A UHE Cachoeira Dourada é privatizada 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Criação ONS, MAE e do MRE; ▪ Estabelecimento dos Contratos Iniciais; ▪ A Gerasul é privatizada. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Maxidesvaloriza ção do Real; ▪ Homologação do Acordo de Mercado; ▪ Livre acesso à transmissão. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PPT – MME; ▪ Operação de Angra II; ▪ Regras de Mercado; ▪ Privatização do SEB paralisada. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Início do programa de Racionamento; ▪ Criação da GCE; ▪ Acordo Geral do SEB. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Divulgação de 33 medidas do Comitê de Revitalização do Modelo do SEB; ▪ Fim do Racionamento.

Fonte: Faria (2003) e www.memoria.eletrobras.gov.br com adaptações.

Um segundo passo consistiu na revisão do chamado modelo institucional que ocorreu a partir de 1996, por meio do Projeto RE-SEB - Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, iniciou-se, assim, a fase de concepção do novo modelo, sob a coordenação da Secretaria Nacional de Energia do Ministério de Minas e Energia. Esta nova proposta tinha como princípios básicos assegurar investimentos e eficiência ao setor, de forma a garantir suprimento confiável de energia, ao menor custo possível.

Esse novo modelo foi idealizado dentro da perspectiva de um processo de privatização, nos âmbitos dos Governos Federal, Estadual e Municipal. O modelo concebido inicialmente incluía, também, a desverticalização e a privatização das empresas pertencentes ao chamado Sistema Eletrobrás, conforme determinação contida na Lei 9.648, de 27 de maio de 1998.

A implementação do novo modelo se iniciou com o reconhecimento da separação entre as atividades de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica. Essas atividades podem ser descritas resumidamente como:

- Geração: consiste na transformação de qualquer outra forma de energia, seja qual for a sua origem, em energia elétrica.
- Transmissão: consiste no transporte desta energia em alta tensão, do sistema do produtor às subestações distribuidoras, localizadas nos grandes centros de consumo, ou na interligação de dois ou mais sistemas geradores.
- Distribuição: consiste no fornecimento final de energia elétrica aos consumidores em média e baixa tensão. Esse fornecimento se dá

por meio do transporte da energia a partir das subestações distribuidoras, ponto de entrega da energia em alta tensão pelos agentes de transmissão, até os usuários finais.

- Comercialização: consiste na atividade de compra e venda de energia elétrica (e a realização de negócios correlacionados).

Até meados de 1995, a geração e a transmissão em longa distância e extra-alta tensão estavam concentradas em companhias estatais federais, sendo a distribuição e a comercialização concentradas em companhias estatais estaduais.

A competição entre os agentes de geração de energia elétricas não existia, não havia motivação econômica para a gestão otimizada do negócio de energia elétrica, como também, para estimular a participação privada em novos investimentos. A tarifa de energia elétrica era regulada pelo DNAEE.

A reforma do modelo então em vigor começou a ser implantada em 1995, com a promulgação da Lei nº 9.074. Com essa Lei, foram dados os primeiros passos no sentido de se introduzir a competição na geração e na comercialização. Ainda em 1995, o Governo brasileiro iniciou o processo de privatização da distribuição, com a venda do controle acionário da Escelsa e, em seguida, da Light, concessionários de distribuição que atuam no Espírito Santo e no Rio de Janeiro, respectivamente.

Em dezembro de 1996, a Lei nº 9.427 criou a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, estabelecida como autarquia de regime especial, com autonomia administrativa e financeira e tendo como principais objetivos regular e fiscalizar as atividades setoriais, atuando ainda como Poder

Concedente. A efetiva instalação da ANEEL, contudo, deu-se apenas em dezembro de 1997.

Outra importante medida para estimular a competição na geração e comercialização foi a criação do Mercado Atacadista de Energia – MAE, pela Lei nº 9.648, de maio de 1998. Essa Lei introduz a compra competitiva de energia pelos distribuidores e consumidores livres e cria um novo tipo de agente – os comercializadores. Além disso, a Lei estabelece o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, com o objetivo de otimizar a operação do sistema eletroenergético e minimizar custos daí decorrentes, com uma atuação independente dos interesses comerciais dos agentes.

Também foi instituído o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. Note-se que a criação desse instrumento constituiu reconhecimento claro das especificidades do sistema brasileiro, de predominância hidráulica e com importante diversidade entre seus subsistemas¹.

Na implantação desse modelo, ocorreu uma mudança da estrutura que dava suporte ao planejamento setorial. Foi extinto o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS, coordenado pela ELETROBRÁS e integrado por todos os agentes envolvidos com o planejamento da expansão. Em seu lugar, instituiu-se o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE, na esfera do MME; porém, conferiu-se ao planejamento da geração um caráter indicativo, ou seja, o planejamento deixou de ser determinativo e passou a ser indicativo.

¹ No modelo atual do Sistema Elétrico do Brasil, existem 4 subsistemas : Norte, Sul, Sudeste e Nordeste. Vale comentar que a existência de subsistemas está relacionada à restrição de transmissão entre eles.

Na preparação da transição para o modelo proposto, foram estabelecidos Contratos Iniciais que regulam a venda de energia (quantidades e preços) entre geradores e distribuidores, com previsão de liberação a partir de 2003, à razão de 25% da quantidade de energia contratada a cada ano. Assim, a partir de 2006, toda a compra de energia pelos distribuidores se daria em um mercado livre.

Em meados de 2000, foi instalado o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, órgão de assessoramento do Presidente da República para questões relacionadas ao estabelecimento de políticas energéticas, ao uso racional das fontes de energia, às diretrizes para o uso do gás natural, álcool, carvão, energia nuclear e importação e exportação de energia, entre outras.

A tabela 2.1 compara as principais características entre o modelo anterior e o novo modelo proposto nesta fase.

Tabela 2.1 - Comparativo entre modelos institucionais

Modelo Antigo	Modelo Novo
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento por meio de recursos públicos (BNDES) e bancos privados
Empresas estatais verticalizadas	Concessionárias divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização
Maioria de empresas estatais	Abertura para empresas privadas
Monopólios com competição inexistente	Competição na geração e comercialização
Consumidores cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas	Preços livremente negociados na Geração e Comercialização

Fonte: MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica

Entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, o consumo de energia elétrica ficou sujeito a forte contingenciamento. Embora o volume de chuvas no verão de 2001 tenha sido inferior à média histórica, particularmente na região

Nordeste, não se pode atribuir unicamente a essa circunstância o racionamento imposto à população.

De fato, houve insuficiência dos investimentos na expansão da geração e da transmissão. Nos três anos anteriores ao racionamento, os reservatórios tiveram os seus volumes úteis reduzidos sistematicamente, comprometendo o atendimento futuro da demanda por energia elétrica. Essa vantagem hidrelétrica foi utilizada para adiar o racionamento.

Para administrar a crise, o Governo instituiu a Câmara de Gestão da Crise de Energia – GCE, que coordenou a significativa redução no consumo, contratou capacidade emergencial de geração e articulou uma recomposição tarifária extraordinária para compensar as perdas financeiras dos concessionários. Ultrapassada a crise, a GCE transformou-se na Câmara de Gestão do Setor Energético – CGSE, de caráter permanente, que se subordina ao CNPE.

Outra consequência da crise foi que o consumo faturado pelos concessionários em 2002 ficou no mesmo patamar de 1999, implicando significativa perda de receita dos concessionários de distribuição.

O efeito combinado da redução do consumo, da entrada de novos empreendimentos e, ainda, da ocorrência de uma estação chuvosa favorável em 2002, resultou em sobra de energia.

Assim, o início da liberação da energia contratada às geradoras nos contratos iniciais, em 1º de janeiro de 2003, encontrou uma situação em que os preços da energia, no curto prazo no MAE, estavam baixos. Dessa forma, passou a existir a possibilidade de reedição do quadro de inadimplências nos fluxos financeiros intra-setoriais que havia até 1993. Além disso, contribuiu,

para esse comportamento, o fato de o consumo residencial representar cerca de 27% do consumo total, enquanto sua participação na receita dos concessionários é de aproximadamente 40%.

Diante da situação apresentada, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica coordenou o grande acordo entre os agentes do setor elétrico.

O Acordo Geral foi resultado de um trabalho criterioso envolvendo a Advocacia-Geral da União (AGU), a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), o Ministério de Minas e Energia, o Ministério da Fazenda, o Ministério do Planejamento e o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Esse Acordo Geral normalizou as relações comerciais entre os agentes e abriu caminho para a efetiva revitalização do setor elétrico, pois garantiu o cumprimento dos contratos e induziu a discussão sobre a efetiva eficácia desse modelo, ainda em implantação, teria para a sociedade brasileira.

Em julho de 2003, o MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica concluiu sua primeira liquidação financeira. O evento contou com a adimplência de 88,4% do total previsto para ser liquidado, o que totalizou um pagamento de R\$ 1,075 bilhão entre os 69 agentes que participaram do processo, representando um marco para o setor elétrico, pois a MAE já operava desde setembro do ano 2000, sem realizar nenhuma liquidação. Este fato veio reforçar o papel institucional exercido pelo órgão que iniciou o processo rotineiro dessas operações a partir de então.

Atualmente, o setor elétrico brasileiro ainda se encontra em transição, o governo Lula propôs um novo modelo, onde alguns princípios do modelo em implantação nesta fase deixam de existir, caracterizando mais um

momento da Fase Regulatória do Setor Elétrico Brasileiro que é apresentado a seguir.

2.2.5 Reestruturação – Fase Regulatória – (2003 a)

Mesmo antes de tomar posse o Governo Lula tinha no Programa de Governo de Coalizão Lula Presidente (2002) as diretrizes básicas para reestruturar o setor elétrico nacional.

De acordo com o Programa, ao longo da década de 1990, o governo FHC concluiu que os problemas existentes resumiam-se, simplesmente, à presença do Estado no setor elétrico. O modelo de mercado que se procurou impor desestruturou o planejamento e, mesmo sem fazer as alterações cabíveis, privatizou empresas e modificou as regras do setor abruptamente. Como resultado, tem-se um setor elétrico profundamente desajustado, necessitando ser “revitalizado”.

Trazia, também, que no Governo do PT, as bases de sustentação dessa atividade não serão entregues apenas às forças do mercado nem a uma visão tecnocrática e autoritária, centralizadora. Deve ter caráter participativo, criando mecanismos de controle social e de incorporação de contribuições dos diversos segmentos da sociedade, dos consumidores residenciais, da indústria, da agricultura, do comércio e dos serviços.

Em janeiro de 2003, o Presidente Luís Inácio Lula da Silva nomeia Dilma Rousseff para o Ministério das Minas e Energia – MME. Ela, que foi integrante da equipe que elaborou o Programa de energia do PT, inicia a reestruturação do setor com foco no fortalecimento do MME e recuperação do planejamento setorial.

Ao longo de 2003, o Governo, por meio do MME, colocou em discussão para a sociedade brasileira um novo modelo, sendo divulgada sua versão final em dezembro, intitulada Modelo Institucional do Setor Elétrico que traz como princípios básicos a garantia de segurança de suprimento de energia elétrica, a promoção da modicidade tarifária e a promoção e a inserção social no Setor Elétrico, em particular pelos programas de universalização de atendimento. Sendo que esses princípios deveriam levar em conta a forma tradicional de organização do setor elétrico, segundo seus segmentos principais, geração, transmissão, distribuição e comercialização.

De acordo com o documento do MME (2003), o novo modelo, também, deverá levar em conta, em sua implantação, os seguintes pressupostos:

- Respeitar os contatos existentes;
- Minimizar os custos de transação durante o período de implantação;
- Não criar pressões tarifárias adicionais para o consumidor;
- Criar um ambiente propício à retomada de investimentos;
- Implantar, de forma gradual, o modelo proposto.

Prevê, também, que os benefícios da competição, somente serão advindos do processo de licitação de novos empreendimentos, em que o ganhador será aquele que requerer a menor receita para o empreendedor. O contrato será de longo prazo, e o gerador terá uma receita anual permitida garantida o que tem a vantagem de tornar a remuneração do empreendimento independente das decisões operativas do sistema, como no modelo vigente.

A figura 2.5 – Fase Regulatória, a seguir, mostra eventos importantes ocorridos ao longo de 2003, que marcaram a reestruturação que se pretende realizar no SEB.

Figura 2.5 – V – Fase de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

FASE REGULATÓRIA
PERÍODO DE REESTRUTURAÇÃO – a partir de 2003

Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maiο	Junho
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Posse do Governo Lula; ▪ Estatais não serão mais desverticalizadas. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Estatais podem participar dos leilões de linhas de transmissão; 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Criada a Câmara de Políticas de Infra-estrutura. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aneel regulamenta a separação da tarifa de fornecimento 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Resolução Aneel n° 246; regras para compra de energia por meio de licitação. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Medida, autorizada pela CCJ, retira as estatais do PND.

Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
<ul style="list-style-type: none"> ▪ MAE Conclui 1ª liquidação; ▪ MME publica proposta do novo modelo do SEB . 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ BNDES confirma liberação de R\$ 3 bilhões para capitalizar distribuidoras. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MAE realiza o 1º leilão de excedentes de energia elétrica.. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MME – estudos ambientais do CHE Belo Monte serão refeitos. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Governo Federal lança programa Luz para Todos; ▪ Governo elabora PL sobre PPP. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lula edita MPs sobre o novo modelo do SEB.

Fonte: www.canalenergia.com.br com adaptações

Esse aspecto é fundamental em um sistema de base hidrelétrica, pois, dessa forma, afasta-se do investidor o risco hidrológico e elimina o viés, em termos de conseqüências financeiras. Ademais a exposições de preços entre os submercados, hoje existentes, não mais existirão, o que favorece a venda de energia elétrica entre as regiões, constituindo-se grande estímulo para a entrada de novos investidores nos empreendimentos de geração.

Além dos princípios gerais que qualquer modelo deve observar, como a busca da eficiência e a satisfação do consumidor, o novo modelo deve ser capaz de reverter os efeitos negativos do modelo anterior e criar mecanismos que reduzam consideravelmente os riscos de recorrência de tais efeitos.

Para o alcance desses objetivos o novo modelo cria novos agentes institucionais e, também, altera e reforça papel de agentes existentes, destacando-se a definição do exercício do Poder Concedente como atribuição do MME e a ampliação da autonomia do ONS, que passa a ter uma diretoria com mandato fixo e não-coincidente, de modo semelhante ao modelo vigente nas agências reguladoras.

A seguir, são mostrados esses agentes e suas funções ou atribuições dentro do novo contexto regulamentar:

a) Novos Agentes Institucionais

- Empresa de Pesquisa Energética – EPE - instituição técnica especializada, com o objetivo principal de desenvolver os estudos necessários ao exercício, pelo MME, da função de efetuar o planejamento energético;

- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE: instituição que sucederá ao Mercado Atacadista de Energia – MAE, incorporando as estruturas organizacionais e operacionais relevantes, em particular a contabilização e a liquidação de diferenças contratuais no curto prazo, além de assumir o papel de administrador dos contratos de compra de energia para atendimento aos consumidores regulados;
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE: instituído no âmbito do MME, com a função de avaliar permanentemente a segurança de suprimento. No caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda, causados, por exemplo, por atrasos no cronograma de construção de geradores, o CMSE poderá propor medidas preventivas, inclusive sinais de preço, ou de constituição de reserva conjuntural, para restaurar os níveis adequados de segurança, ao menor custo para o consumidor.

b) Agentes Institucionais Existentes

- Conselho Nacional de Política Energética – CNPE - é um órgão de assessoramento do Presidente da República e tem como atribuições básicas: a proposição da política energética nacional ao Presidente da República, em articulação com as demais políticas públicas; a proposição da licitação individual de projetos especiais do Setor Elétrico, recomendados pelo MME e a proposição do critério de garantia estrutural de suprimento.

- Ministério de Minas e Energia – MME – tem como principais atribuições a formulação e implementação de políticas para o Setor Energético, de acordo com as diretrizes do CNPE, exercício da função de planejamento setorial, exercício do Poder Concedente, monitoramento da segurança de suprimento do Setor Elétrico, por intermédio do CMSE e, definição de ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda, tais como gestão da demanda e, ou contratação de reserva conjuntural de energia do sistema interligado.
- Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS – Empresa de economia mista, vinculada do MME, tem como atribuições o exercício da função de “holding” das empresas estatais federais, a administração de encargos e fundos setoriais, a comercialização da energia da ITAIPU Binacional, a comercialização da energia de fontes alternativas contempladas pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL - autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia – MME, que tem como atribuições a mediação, regulação e fiscalização do funcionamento do Sistema Elétrico, realização de leilões de concessão de empreendimentos de geração e transmissão por delegação do MME, e, realizar licitação para aquisição de energia para os distribuidores.

- Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS - é uma entidade de direito privado, criada em 26 de agosto de 1998, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados brasileiros, visando à otimização energética ao menor custo operacional, com garantia dos padrões de segurança e qualidade, respeitando, também, os condicionantes impostos pelo uso múltiplo da água e pelas limitações associadas às instalações de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional - SIN. Essas atribuições estão definidas na Lei nº 9.648/98 e regulamentadas no Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.

c) Agentes de Mercado Existentes

- Clientes Livres - consumidores livres para escolher sua(s) empresa(s) de fornecimento de energia, negociando livremente preços e demais condições contratuais.
- Empresas – São empresa especializadas atuantes nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, que deverão estar desverticalizadas, ou seja, operando de forma separada. No caso de ainda existir empresa com algum nível de verticalização, esta deverá, no mínimo, manter demonstrativos financeiros em separado, para garantir igualdade de condições no ambiente competitivo, permitindo maximizar os ganhos de produtividade que beneficiariam os consumidores finais.

O documento do Ministério diz que haverá redirecionamento da contratação de energia para o longo prazo, compatível com a amortização dos investimentos realizados. Será utilizado o critério de menor tarifa nas licitações da geração de energia. Haverá a coexistência de dois ambientes de contratação: um regulado e outro livre. Será instituído um “Pool” para contratação da energia regulada e as distribuidoras não poderão exercer outra atividade.

Também propõem a reestruturação do planejamento do setor, por meio da criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Essa empresa terá entre suas atividades desde a definição da matriz energética até estudos de viabilidade técnica e econômica e sócio ambiental, passando pelos estudos de planejamento. Apesar de algumas dessas atividades serem hoje realizadas por centros de pesquisas, empresas de engenharia e universidades. Será importante a concentração desses estudos de forma otimizada e padronizada em uma única instituição, sendo necessário a definição da governança da EPE, sua estrutura, sua forma de atuação e as fontes de recursos que financiarão suas atividades.

Muda, também, o foco da contratação de energia para o longo prazo, deixando o caráter competitivo do curto prazo, ou seja, do mercado “spot” para pequenos ajustes de diferença de mercado.

Propõe acabar com o “self-dealing”, que é o auto-atendimento realizado por uma distribuidora que possui contratos com suas próprias usinas hidráulicas ou térmicas para atender parte de seu mercado.

Cria o Programa de Universalização do Uso da Energia. É um programa muito importante, quando se analisam os aspectos sociais de seu alcance, uma vez que se pretende levar energia elétrica a cerca de 11 milhões de brasileiros que hoje não tem acesso à eletricidade.

Enfim, esse documento não determinou um marco regulatório para o setor. Ele definiu apenas as diretrizes e intenções do governo para criar esse marco, obrigará o governo a encaminhar medidas provisórias e projetos de leis para o Congresso de forma a consolidar o arcabouço legal para que o modelo possa sair efetivamente do papel.

Nesse sentido, o governo emitiu, em 12 de dezembro de 2003, duas Medidas Provisórias: uma a MP nº 144, de, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, e uma outra a MP 145, que autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

Várias críticas foram feitas a essas Medidas; uma delas a respeito da concentração da decisão nas mãos do estado, ou seja, do Poder Concedente. Isso se deve porque ela não apresentou detalhadamente como será o modelo, apenas colocou em votação mudanças na estrutura setorial e remeteu para o futuro a regulamentação dos detalhes de como o setor irá realmente funcionar; isso, poderá o aumentar do risco regulatório que, por sua vez, poderá inibir novos investimentos privados que são importantes para a expansão setorial.

Outra se refere ao nível de mudança que o Governo quer implementar no setor elétrico, pois, não precisaria implementar um novo modelo e sim procura ajustar o anterior, por meio de correções e reavaliações direcionadas para alcançar os novos objetivos propostos, sem grandes resistências dos agentes setoriais.

Como haverá a pulverização dos contratos da CCEE com todas as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional, o risco de crédito nessas transações não será diminuído; tende a ser mais complexo, uma vez que o próprio mercado deverá traçar o perfil de todas as distribuidoras. A CCEE terá

que estabelecer um patamar médio para esse risco, devendo, na medida de sua consolidação como instituição, melhorar o nível de crédito das distribuidoras para garantir a expansão do setor elétrico.

Cabe, agora, esperar para que o Congresso Nacional aprove com urgência essas MPs de forma a retomar a efetiva regulamentação do setor elétrica nacional, possibilitando, assim, tornar o setor auto-sustentado e eficiente no atendimento das necessidades do mercado de energia, propiciando o crescimento econômico esperado pelo governo e pela sociedade brasileira.

2.3 Características do Setor Elétrico

A característica fundamental do sistema brasileiro, que o diferencia dos sistemas de outros países, é que quase toda sua capacidade instalada de geração é de origem hidráulica - em termos de produção efetiva, essa proporção chega, em média, a 95%. Essa característica deve ainda permanecer, dentro de um horizonte previsível, em razão da competitividade econômica da geração hidrelétrica, a despeito do incremento que possa ter a geração de eletricidade a partir de outras fontes energéticas.

Além disso, devido à existência de grandes reservatórios com capacidade de regularização plurianual, pode-se dizer que tal característica é quase única no mundo, o que, por si só, sugere que qualquer arranjo institucional que se pretenda implantar admita ajustes que respeitem essa especificidade.

O fator negativo dessa tipicidade é que a maioria das bacias hidráulicas brasileiras não tem complementaridade, pois os períodos úmidos e secos são coincidentes. Exceto as bacias da região sul que são complementares

as demais bacias do país, pois elas possuem regimes hidrológicos não-coincidentes.

Os Sistemas Elétricos Brasileiros são interligados entre as regiões Sul-Sudeste-Centro-Oeste; Norte-Nordeste e Norte-Sul, o que garante um despacho de geração centralizado pelo Operador Nacional dos Sistemas Elétricos – ONS de forma mais segura e confiável, minimizando os riscos de desligamento e contingenciamento de energia elétrica.

Já as atividades do setor elétrico brasileiro podem ser agrupadas em quatro segmentos, a saber: geração, transmissão, distribuição e comercialização.

O segmento de geração abrange todas as atividades de produção de energia, sendo composta de usinas hidrelétricas, térmicas e outras fontes alternativas, incluindo a importação de países de fronteira.

Hoje esta atividade é exercida por concessionários de serviço público de geração e por Produtores Independentes de Energia - PIEs, que podem ser subdivididas em dois grupos principais:

- Operação - inclui tudo o que for relacionado com o atendimento da demanda a cada instante, utilizando os recursos de geração disponíveis;
- Expansão - abrange as decisões de investimento em nova capacidade, com o objetivo de assegurar o atendimento futuro da demanda.

O segmento de transmissão refere-se às atividades de transporte da energia produzida até os grandes centros de consumo. Assim como o segmento de geração, as atividades de transmissão podem ser subdivididas em operação e expansão.

O de distribuição encarrega-se do transporte final da energia a partir dos pontos de entrega na rede de alta tensão até os consumidores finais.

As funções das redes de transmissão e distribuição são análogas às das rodovias interestaduais e das estradas vicinais: as primeiras fazem o transporte “por atacado” da energia ao longo de grandes distâncias e integram todo o país; as últimas fazem a distribuição “no varejo” da energia a partir das “junções” com as rodovias principais.

O último segmento, comercialização de energia está encarregado das atividades de contratação da geração e revenda aos consumidores, sendo exercido de maneira competitiva, por conta e risco dos empreendedores, mediante autorização da ANEEL.

2.4 Conclusão

Vimos que as diversas transformações ocorridas na estrutura institucional do setor ao longo de sua história estão fortemente vinculadas às modificações do cenário econômico e social nacional e às grandes tendências implementadas pela indústria de eletricidade nos países mais desenvolvidos.

As diversas etapas do processo da industrialização brasileira possibilitaram aumentar consideravelmente o consumo de energia elétrica, bem como, induziram ao aumento da capacidade instalada do setor elétrico, ficando evidente a forte influência da expansão energética como pilar do desenvolvimento nacional. Com o aumento da industrialização, aumentou consideravelmente o consumo de eletricidade, tendo, como consequência, a necessidade de ampliação da capacidade instalada no país. O governo, então,

interfere diretamente no mercado para garantir o suprimento regular de energia elétrica a sociedade brasileira.

O sucesso da intervenção estatal tem seu ápice em meados da década de 70, sendo esse sucesso atribuído, principalmente, à sua capacidade de garantir o suprimento de energia elétrica com baixas tarifas por um longo período, sendo o suporte para o crescimento econômico obtido pelo país nesse período.

Nos 20 anos seguintes, o setor, progressivamente, entrou numa crise financeira e institucional, tendo como causas principais a utilização das tarifas públicas de eletricidade como instrumento de controle ao processo de inflação da economia nacional e o endividamento externo inadequado das empresas federais. A unificação das tarifas do Sistema Interligado Nacional, também, contribui para o agravamento da crise financeira, uma vez que, há uma elevação de custos provocados pelos mecanismos de transferência de recursos entre empresas, tais como a RGR – Reserva Global de Reversão.

Após a promulgação da Constituição em 1998, altera-se a correlação de forças políticas até então vigentes, a qual possibilitou ao governo federal concentrar em suas mãos recursos e poder sobre o setor elétrico. As estaduais passam a não pagar os elevados encargos setoriais, o que compromete, também, os objetivos de expansão da Eletrobrás. A consequência desse embate entre empresas estaduais e Federais, foi a perda de autonomia de gestão técnica, como, também, perda de poder sobre suas principais ações e decisões que passam para o campo político, envolvendo a autoridade de governadores, ministros e Presidente da República.

A partir desses problemas setoriais, há uma série de propostas para reestruturar o setor; o governo começa a perceber que os problemas setoriais precisam de decisões consistentes e envolve o Congresso Nacional com a aprovação da Lei 8.631, promovendo o saneamento financeiro do setor e individualizando as tarifas por empresa. Essa lei foi um grande marco regulatório do setor, sendo o embrião para a revisão do modelo institucional do setor que seria promovido pelo Governo de FHC.

O modelo institucional proposto nesse governo tinha como princípios básicos assegurar investimentos e eficiência ao setor, de forma a garantir suprimento confiável de energia. Um modelo complexo foi criado, baseado na desverticalização das empresas e em ambiente de competição, em que a energia elétrica teria características de “commodity”, podendo ser negociado no mercado de curto prazo. Mas com a crise de 2001, o governo foi obrigado a reavaliar a concepção desse modelo, pois, ele mostrou-se ineficiente e prejudicial à sociedade brasileira, imprimindo aumentos tarifários significativos para o consumidor final.

Em 2003, novo governo é eleito e tem como uma de suas metas principais, organizar o setor elétrico, tornando-o atrativo para o investidor privado e aumentando a participação do Estado. Muda o foco da competição para o da cooperação. Nesse sentido, publica, ao final de 2003, uma proposta intitulado Modelo Institucional do Setor Elétrico, que traz as diretrizes básicas para a implantação de um novo modelo.

Finalmente, o setor elétrico possui uma grande importância para o desenvolvimento da economia nacional. A história nos mostra que o nível de intervenção política neste setor pode comprometer seu desempenho e afetar

fortemente a sociedade brasileira, impondo-lhe o não acesso a esse bem essencial que é a energia elétrica. A energia mais cara é aquela que não possuímos, ou seja, o custo de não se ter um suprimento de energia confiável e contínuo é maior do que o custo de se investir na expansão de usinas para gerar eletricidade.

Assim o objeto de estudo deste trabalho coaduna-se com as decisões setoriais de expansão e investimento da geração em usinas hidrelétricas, que independente do modelo institucional que é proposto pelo governo, deverão ser construídas para atender ao crescimento esperado da economia brasileira.

3. ASPECTOS TEÓRICOS DA ANÁLISE DE INVESTIMENTO

3.1 Introdução

O objetivo principal dos estudos de análise de investimento é subsidiar o processo de tomada de decisões. Portanto, de um modo geral, pode-se afirmar que a vitalidade econômica e financeira de uma empresa está ligada intimamente à qualidade das suas decisões de investimentos em bens de capital. O que nos leva a inferir que é muito importante que essas decisões sejam feitas da forma mais criteriosa possível.

Uma decisão corresponde à escolha de uma dentre as várias maneiras alternativas de se resolver determinado problema, correspondendo a uma alocação irreversível de recursos. Por exemplo, a assinatura de um contrato de aquisição de um transformador de 500 kV é uma tomada de decisão, pois, corresponde à escolha de uma das maneiras de resolver o problema e uma alocação irreversível de recursos, à medida que haverá um custo para voltar atrás na decisão, representado pelas cláusulas de penalidade de rescisão do contrato.

Na análise de investimento, assume-se que as alternativas levantadas são tecnicamente viáveis, ou seja, não devemos gastar recursos com projetos que não tenham essa característica de viabilidade técnica; portanto, a análise de investimento procurará alternativas para viabilizar economicamente e financeiramente esses projetos.

Assim a análise de investimento tem como objetivos mensurar a viabilidade econômica e financeira de inversão de capital e que possua características básicas de retorno em longo prazo. Ao se analisar um investimento, avalia-se a agregação de valor para a empresa.

As considerações na escolha do projeto em que se vai investir torna-se muito relevante nas decisões financeiras empresariais. É importante destacar que a avaliação de projetos deve ser feita com base em seu fluxo de caixa e não no seu lucro. Finnerty (1999) considera essa distinção crítica:

“... em última análise, é caixa, não lucro, que é necessário para atender às obrigações financeiras de uma empresa. A falha em gerar caixa suficiente pode levar uma empresa a pagar taxas de penalidades ou até mesmo levar uma empresa de outra forma saudável à bancarrota, e apenas o fluxo de caixa pode ser pago aos patrocinadores, quer de imediato, quer através de reinvestimento e posterior distribuição...”

O fluxo de caixa terá importante efeito sobre o “mix” de empréstimos bancários e endividamento fixo de longo prazo. Seu padrão que irá determinar os tipos de títulos que serão utilizados no financiamento. Como regra geral, os recursos da dívida serão programados para serem amortizados em consonância às receitas derivadas das operações do projeto, minimizando a exposição do projeto ao risco de refinanciamento.

Outro ponto a ser analisado é a elaboração do orçamento de capital que, segundo Brigham & Houston (1999) é todo o processo de análise de projetos e tomada de decisão sobre se eles devem ou não ser incluídos no orçamento de capital, ou seja, no planejamento de gastos em ativos permanentes a serem efetivamente realizados pela empresa.

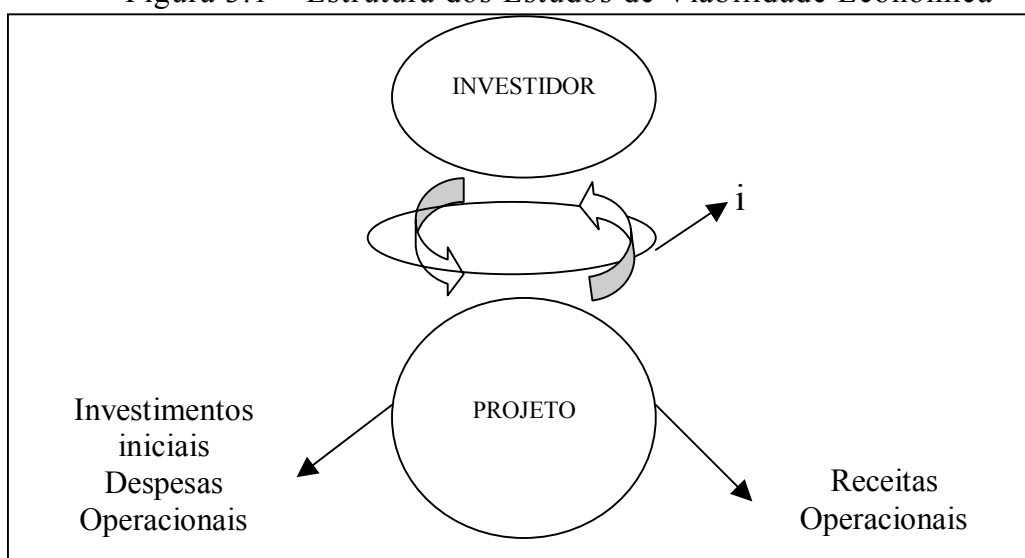
3.2 Estudos de Viabilidade Econômica

Os estudos de viabilidade econômica são utilizados com o objetivo de determinar se o projeto é rentável ou não, ou seja, se o capital investido retornará ao investidor e qual a taxa de remuneração que será realizada.

Algumas vezes, este tipo de estudo também é utilizado para selecionar projetos alternativos, quando o volume de investimentos dos projetos possui a mesma ordem de grandeza.

A figura 3.1, Estrutura dos Estudos de Viabilidade Econômica, apresenta, de maneira simplificada, as principais componentes envolvidas nesses estudos.

Figura 3.1 – Estrutura dos Estudos de Viabilidade Econômica



Fonte: Montenegro (1982) com adaptações.

Para a realização desses estudos, precisamos conhecer: os investimentos iniciais, as despesas operacionais e as receitas operacionais.

Estes três itens formaram o fluxo de caixa do projeto pelo período de duração do projeto, que é obtido pela diferença entre as entradas (receitas) e saídas (investimentos e despesas).

A partir desse fluxo líquido pode-se calcular a Taxa Interna de Retorno – TIR (i), que torna o valor presente das receitas igual ao valor presente dos investimentos. Esta taxa interna de retorno, i , representa a eficiência do capital investido nesse projeto.

O objetivo dos estudos de viabilidade econômica é determinar a taxa de retorno, i , que define a eficiência do uso de capital próprio no projeto em análise, isto é, não se inclui nesse estudo uma estruturação de financiamento para os recursos necessários a sua efetivação e sim o aporte destes pelos acionistas.

Lembrando Finnerty (1999), nesta esfera econômica, outro aspecto importante é saber se o valor presente líquido esperado do projeto é positivo. No momento da decisão de se investir, os provedores de recursos financeiros, os acionistas, irão avaliar, também, a atratividade do projeto segundo a taxa de retorno sobre o capital investido. A avaliação buscará identificar a capacidade do projeto de atender ao retorno exigido, mesmo em face de acontecimentos adversos, como: insuficiência de matérias-primas, aumento no custo de construção, atrasos no cronograma de construção ou no início das operações, ou flutuações nos níveis de produção, de preços e de custos.

A viabilidade econômica de um projeto dependerá principalmente da viabilidade de comercialização (preço e volume) da produção do projeto. Geralmente são contratadas empresas especializadas para realizar estudos de mercado, já que muitos projetos não possuem histórico de crédito até que se atinja um determinado período de operação. Finnerty (1999) descreve, assim, os objetivos desse estudo de mercado:

“Para avaliar a capacidade de comercialização, os patrocinadores providenciam um estudo das condições projetadas de oferta e demanda ao longo da vida esperada do projeto. O estudo de marketing é projetado para confirmar que, sob um conjunto de suposições econômicas razoáveis, a demanda será suficiente para absorver a produção planejada do projeto a um nível de preços que cobrirá o custo total de produção”.

Deve possibilitar, também, que o projeto remunere os acionistas à taxa de retorno igual o ou superior a desejada por eles.

Adicionalmente, as estimativas de custos operacionais e de capital devem ser reajustadas periodicamente, geralmente corrigidas pela inflação do período. Estes custos irão determinar os preços da produção do projeto. A precisão dessas projeções é importante para avaliar os potenciais impactos na comercialização do projeto em decorrência de mudanças nas taxas de inflação, assim como a sensibilidade da lucratividade e da taxa de retorno do projeto sob diferentes contingências.

É necessário fazer análise cuidadosa com as projeções e com o entendimento da metodologia a ser utilizada, pois a sua escolha torna-se de vital importância, uma vez definido o processo; uma reversibilidade da decisão trará, certamente, conseqüências extremamente graves para a empresa.

Como as projeções de resultados em longo prazo possuem um grau de incertezas expressivas, primeiro em função do tempo e segundo pelas variações dos dados projetados, como conseqüência do nível de conhecimento do investimento, torna-se significativamente importante a compreensão da metodologia de orçamentos e de avaliação, em todas as suas nuances, para que se tenha um grau de confiabilidade que satisfaça adequadamente os objetivos do analista.

A decisão de investir está baseada na lucratividade do projeto proposto, indicada por meio da análise do fluxo de caixa descontado. O objetivo dessa avaliação é verificar a lucratividade do empreendimento. Essa técnica irá avaliar os fluxos de caixa futuros esperados em relação ao montante do investimento inicial, verificando se o projeto vale mais para os patrocinadores do que custa, ou seja, se ele possui um valor presente líquido positivo. A taxa de retorno obtida será, então, comparada com uma taxa de retorno mínima considerada aceitável frente aos riscos que a empresa estará assumindo ao empreender o projeto. A análise do fluxo de caixa descontado é crucial na determinação da viabilidade econômica de um projeto proposto e na adequabilidade das taxas de retorno dos provedores de capital. Os fluxos de caixa do projeto são descontados a uma taxa especificada, que recebe as denominações: taxa de desconto, custo de capital, custo de oportunidade ou taxa mínima de atratividade.

3.3 Análise de Viabilidade Econômico-Financeira

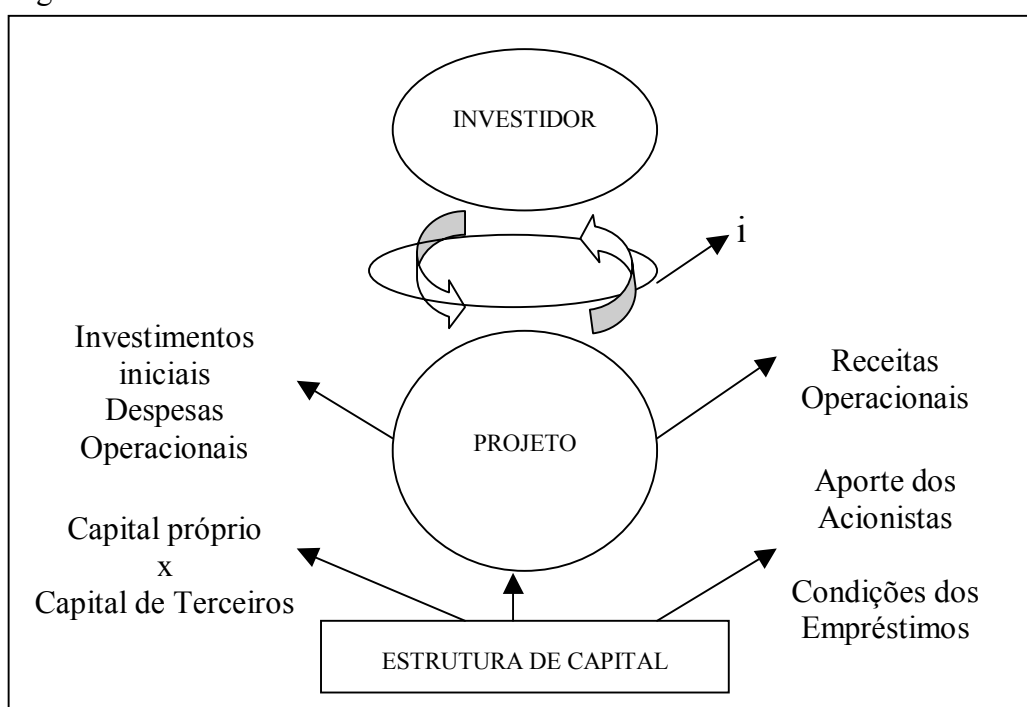
A análise de viabilidade econômico-financeira de projetos incorpora além dos conceitos descritos no item anterior, aspectos relacionados à captação de recursos para fazer frente aos investimentos necessários a implantação do projeto, bem como definir a melhor estrutura ótima de capital, ou seja, aquele que maximiza o retorno esperado pelos acionistas.

A captação de recursos para um projeto é função de três variáveis: viabilidade técnica, viabilidade econômica, e capacidade de obtenção de crédito. Todas essas variáveis, por sua vez, são influenciadas pelos diversos riscos envolvidos no projeto.

O investidor deve assegurar de que os riscos envolvidos são conhecidos, estão mitigados e compartilhados entre as partes envolvidas, garantindo a realização do fluxo de caixa e taxa de retorno projetado. São esses elementos do plano de financiamento que irão convencer, ou não, os credores e investidores prospectivos a colocarem dinheiro no projeto, definindo o custo dos recursos (custo de capital da dívida).

A figura 3.2, Estrutura da Análise de Viabilidade Econômico-Financeira, apresenta esquematicamente as principais variáveis que incorporarão o fluxo de caixa nesta modelagem com estrutura de financiamento.

Figura 3.2 – Estrutura de Análise de Viabilidade Econômico-financeira



Fonte: Montenegro (1982) com adaptações

Um ponto importante a ser observado refere-se ao perfil das receitas e custos do projeto. Quando as receitas e os custos operacionais estiverem em moedas diferentes, a captação dos recursos deve ser multimoeda, atrelando uma parte significativa da dívida à moeda geradora de receita e a outra parte, na

moeda necessária para o capital de giro do projeto. Isso minimizará a exposição do projeto ao risco cambial.

Quanto aos aspectos técnicos do projeto, as principais preocupações dos credores são as garantias de que ele atenderá ao cronograma proposto, será construído dentro do orçamento previsto e irá gerar produção de acordo com a capacidade projetada. Antes das fases de construção e operação, é requerido um extenso trabalho de definições do projeto que inclui ensaios, revisões, testes e simulações capazes de comprovar a efetividade das tecnologias propostas. Os potenciais impactos ambientais sob a construção e operação do projeto, também, devem ser previstos.

Na década de 60, iniciou-se um grande movimento ambientalista, decorrente dos impactos ambientais provocados pelos grandes projetos industriais. Gradativamente, foi-se criando a consciência de que o critério de aprovação de projetos não mais podia considerar apenas aspectos tecnológicos, excluindo questões culturais e sociais. Com a participação dos diferentes segmentos da sociedade civil organizada, nos EUA foi criada uma legislação ambiental que resultou na implantação do sistema de Estudo de Impacto Ambiental -EIA.

Para a elaboração de um EIA, deve-se considerar duas etapas. O diagnóstico, quando são considerados todos os efeitos positivos e negativos associados ao projeto. O prognóstico avalia alternativas durante a implantação e o desenvolvimento do projeto, visando a gerar o menor número possível de efeitos sociais e ambientais negativos, minimizando os seus efeitos, tornando-os aceitáveis pela sociedade que deve participar da decisão.

A partir da década de 70, vários países adotaram o sistema de EIAs: a Alemanha em 1971, Canadá em 1973, França e Irlanda em 1976 e Holanda em 1981.

Desde sua criação, o EIA tem sido considerado como um instrumento valioso para a discussão do planejamento, em todos os níveis, permitindo que o mesmo atinja plenamente os anseios conservacionistas, sociais e econômicos da sociedade. Com o objetivo maior de tornar um projeto ambientalmente viável, deve-se propor alternativas tecnológicas que minimizem efeitos indesejáveis, alternativas locacionais que evitem a implantação do projeto em ambientes impróprios, impactáveis.

Assim, o EIA é um instrumento de política ambiental, que busca fazer com que os impactos ambientais de projetos, programas, planos ou políticas sejam considerados, fornecendo informações ao público, fazendo-o participar e adotando medidas que eliminem ou reduzam esses impactos a níveis toleráveis.

O primeiro EIA realizado no Brasil foi o da Barragem e Usina Hidrelétrica de Sobradinho, em 1972. No entanto, o estabelecimento de critérios básicos pelo CONAMA ocorreu em 1986, por meio da sua resolução 001/86.

Atualmente esses estudos são obrigatórios para todos os projetos de grande porte. Pode-se perceber que a avaliação desse tipo de impacto pode ser onerosa e complexa. Mas a inclusão desses impactos no processo de tomada de decisão é necessária, apesar ser uma tarefa complexa, uma vez que se trata de variáveis qualitativas e, portanto, não quantificáveis monetariamente com facilidade.

Nesse sentido, a avaliação de impacto ambiental deve ser concebida antes de tudo como um instrumento preventivo de política pública e só se torna eficiente quando possa constituir-se num elemento de auxílio à decisão, uma ferramenta de planejamento e concepção de projetos para que se efetive um desenvolvimento sustentável como forma de se sobrepor à visão capitalista do processo de desenvolvimento que, aparecendo como sinônimo de crescimento econômico, ignora os aspectos ambientais, culturais, políticos e sociais.

A não-identificação desses riscos poderá acarretar dispendiosas mudanças futuras, impactando os custos e prazos planejados, e, em última análise, o fluxo de caixa projetado. Geralmente, são contratados consultores de engenharia independentes para ajudar na elaboração do projeto e na avaliação de sua solução técnica. A análise dos processos tecnológicos é especialmente relevante quando o projeto envolve tecnologias desconhecidas, alto volume de produção e condições ambientais adversas. Incertezas tecnológicas têm grandes impactos nas exigências de financiamento e no retorno esperados.

É aconselhável, também, a inclusão de um fator de contingência nas estimativas de custo de construção tendo em vista cobrir eventuais erros de projeto, custos não-previstos e flutuações nas taxas de juros. Apesar de esse fator ser relacionado às incertezas envolvidas em cada projeto, Finnerty (1999) acredita que, para grandes projetos já finalizados, esse fator fica em torno de 10% dos custos diretos. Na fase de estudos preliminares e ornamentação inicial, fatores de contingência maiores são necessários, já que, à medida que caminhamos à jusante do ciclo de vida do projeto, as incertezas são decrescentes.

Um planejamento do projeto, também, deve ser elaborado de forma integrada, contemplando toda a sua fase de desenvolvimento, construção e operação. A cadência de produção deve ser planejada, de modo que as instalações sejam capazes de absorver uma expansão futura da demanda. O plano deve ser constantemente realimentado com as informações das atividades efetivamente realizadas, incluindo os desembolsos de capital, bem como, um controle efetivo dos custos operacionais do projeto.

Um outro aspecto relativo ao financiamento de projetos, por meio de capital de terceiros, refere-se ao conceito da alavancagem financeira, que segundo Gitman (1997), a alavancagem financeira é definida como a capacidade da empresa em usar encargos financeiros fixos para maximizar os efeitos de variações no lucro antes dos juros e imposto de renda sobre o lucro. Assim o uso de outras fontes de financiamento, tais como, empréstimos ou emissão de debêntures, trazem benefícios para o projeto porque os juros entram como despesas financeiras na apuração das Demonstrações do Resultado do Exercício – DRE, reduzindo os lucros e, conseqüentemente, o imposto de renda a pagar.

O efeito positivo da alavancagem financeira acontece quando os capitais de terceiros de longo prazo produzem efeitos positivos sobre o patrimônio líquido.

Dessa forma, pode-se concluir que só é vantajoso para uma empresa à utilização de capitais de terceiros, quando o retorno sobre o ativo for superior ao retorno sobre o patrimônio líquido.

Um outro aspecto importante para que a alavancagem ocorra é que a cada novo financiamento o custo médio ponderado de capital da empresa é afetado. Este parâmetro deve ser menor do que o retorno obtido pela empresa

em suas atividades para que o financiamento proporcione alavancagem financeira e, assim, seja compensador.

3.4 Métodos de Avaliação de Investimento

De acordo com Brigham & Houston (1999), a priorização de projetos e a tomada de decisão sobre sua aceitação, bem como, para a inclusão no orçamento de capital, requer uma análise criteriosa de alguns métodos de avaliação de investimento, que via de regra apresenta-se em cinco métodos, quais sejam: (1) período de recuperação do investimento ou “payback”; (2) período de recuperação descontado, ou “payback” descontado; (3) valor presente líquido (VPL); (4) taxa interna de retorno (TIR); (5) taxa interna de retorno modificada (TIRM).

Esses métodos de avaliação de investimento envolvem conceitos diferenciados entre si, possuindo diferenças significativas em sua concepção e, conseqüentemente, em sua utilização no processo de tomada de decisão. A seguir descrevem-se os métodos mais utilizados.

3.4.1 “Payback” e “Payback” descontado

O “payback” ou prazo para recuperação do capital é definido, de acordo com Brigham & Houston (1999), como o número de anos que se espera ser necessário para recuperar o investimento original. É aplicável, sem restrições, a projetos convencionais de investimento que apresentem um fluxo de caixa com as seguintes características:

$$F_0 < 0 \quad \text{e} \quad F_i > 0, \quad i=1, \dots, n,$$

Onde F_i é o fluxo de caixa no ano i definido por $R_i - D_i$, os fluxos de receitas e de despesas dos projetos.

Em projetos em que ocorrem múltiplas mudanças de sinal no fluxo de caixa líquido, a obtenção do “payback” deve ser realizada com cautela, assim como sua interpretação, para que os resultados sejam consistentes.

Para descarte de projetos o método “payback”, também, pode ser utilizado. Um projeto seria descartado por esse método quando não for possível recuperar o capital dentro da vida útil do projeto ou pelo prazo solicitado pelo investidor, ou seja, se “payback” for menor que esse prazo deve-se aceitar o projeto, se for igual, é indiferente ao acionista aceitar ou não e se for maior não se deve aceitar o projeto.

É necessário salientar que “payback” é um método de características intrinsecamente auxiliares, voltado à medida da dimensão tempo de um projeto.

A diferença entre esses dois métodos se refere à dimensão do dinheiro no tempo, ou seja, o “payback” simples, não considera o valor do dinheiro no tempo diferentemente do “payback” descontado, conforme condições a seguir:

a) “payback”

$$PB = k, \text{ tal que } \sum_{i=0}^k F_i \geq 0 \quad \text{e} \quad \sum_{i=0}^{k-1} F_i < 0$$

b) “payback” descontado

$$PB_{desc} = k, \text{ tal que } \sum_{i=0}^k F_i / (1+j)^i \geq 0 \quad \text{e} \quad \sum_{i=0}^{k-1} F_i / (1+j)^i < 0$$

Onde: j taxa de desconto

Caso essas condições não sejam satisfeitas, diz-se que o projeto em questão não tem “payback”.

Uma deficiência importante desses métodos é que eles ignoram os fluxos de caixa pagos ou recebidos após o período de recuperação. O que poderá gerar, caso se utilize somente esse método para a tomada de decisão, equívocos na priorização de projetos, ou seja, deixando de se investir em projetos mais rentáveis em detrimento de projetos que tenham “payback” menor.

Apesar desse método possuir falhas importantes, enquanto critério de ordenação, ele proporciona informações quanto ao tempo pelo qual os fundos ficarão comprometidos no projeto, ou seja, quanto mais curto for o “payback”, maior será a liquidez do projeto. E, como os fluxos de caixa esperados no longo prazo, geralmente são mais arriscados que os fluxos de caixa no curto prazo, o “payback” em geral é utilizado como um indicador do grau de risco do projeto.

3.4.2 Valor Presente Líquido

Um dos conceitos mais importantes em todo o campo das finanças empresariais é o que estabelece a relação entre o valor de uma unidade monetária hoje e valor de uma unidade monetária no futuro. Conforme Ross (1995), essa relação é denominada *Conceito de valor do dinheiro no tempo*.

Esse conceito está intrinsecamente relacionado ao método Valor Presente Líquido - VPL, que agrega a relação temporal no desconto do fluxo de caixa futuro para uma data focal. Apresenta-se como o mais consistente método entre os outros utilizados em análise de investimentos, isso sobre o ponto de vista teórico e em condições estritamente deterministas, entretanto, possui deficiências e limitações como os outros métodos.

O Valor Presente Líquido – VPL pode ser expresso da seguinte maneira:

$$VPL = F_0 + \frac{F_1}{(1+j)^1} + \frac{F_2}{(1+j)^2} + \frac{F_3}{(1+j)^3} + \dots + \frac{F_n}{(1+j)^n}$$

$$VPL = \sum_{i=0}^n F_i / (1+j)^i \quad \text{Onde: } j \text{ taxa de desconto}$$

O Método do Valor Presente Líquido (VPL) desconta para a época zero, todos os fluxos de caixa e ao se descontar o custo de capital, estaremos retirando desses fluxos o custo financeiro de todo o capital aplicado, seja ele próprio ou de terceiros. Além de gerar recursos que sejam suficientes para arcar como custo financeiro durante o tempo de análise do projeto, esses recursos terão ainda de amortizar o capital aplicado, obtido com os bancos ou com os proprietários do empreendimento.

A fundamentação do método VPL, segundo Brigham & Houston (1999), é simples. Um VPL de zero significa que os fluxos de caixa do projeto são exatamente suficientes para recuperar o capital investido e proporcionar a taxa de retorno exigida daquele capital. Se um projeto tem VPL positivo, então ele está gerando mais caixa do que é necessário para o pagamento de sua dívida e para prover o retorno exigido aos acionistas, e esse excesso de caixa reverte-se unicamente, em favor dos acionistas da empresa.

Assim, um projeto será viável quando agregar valor, tendo pago todo o custo financeiro e amortizado, também, o capital aplicado. O critério para a viabilidade do VPL é que seja maior ou igual a zero.

A principal vantagem desse método é informar aos decisores se o projeto estará aumentando o valor da empresa. Se o valor do VPL for positivo,

este deverá ser aceito, pois, o capital investido será recuperado, remunerado por meio do custo de capital j e, ainda, gerará um lucro adicional. Assim ao se investir nesse projeto, espera-se que o valor da empresa tenha um acréscimo igual ao valor do VPL. Se o valor do VPL for negativo, o projeto não deverá ser aceito, pois, esse projeto estará gerando prejuízo para a empresa, ou seja, destruindo o valor da empresa de igual valor a esse VPL.

Esse método tem como pontos fortes a inclusão de todos os capitais do fluxo de caixa futuro e o custo de capital. Como o valor da taxa de juros j que mede o custo de capital é usado para calcular o valor do VPL, pode-se entender que o método do VPL considera, também, o risco das estimativas futuras do fluxo de caixa.

Traz, também, alguns aspectos negativos, ou fracos, pois impõe a necessidade de se conhecer o valor da taxa de juros j . Como a taxa de juros que mede o custo de capital j deve incluir o risco do projeto, torna-se complexa a tarefa de definir o valor de j . Um outro aspecto desfavorável consiste em seu valor em unidades monetárias no lugar de ser em valor percentual, podendo tornar difícil a tomada de decisão pela insensibilidade do acionista a valores absolutos.

3.4.3 Taxa Interna de Retorno

O Método de Taxa Interna de Retorno (TIR) está associado à viabilidade econômica-financeira, onde se busca determinar se a rentabilidade de um determinado investimento é maior ou igual ao custo do capital que será utilizado para financiar o projeto. Representa a rentabilidade efetiva que

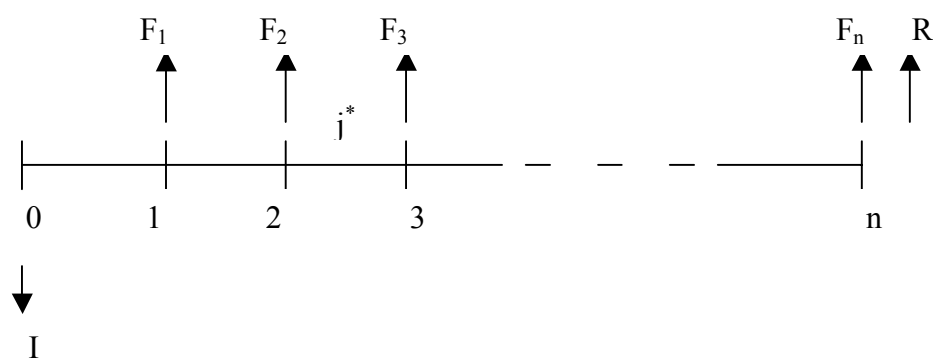
ocorrerá durante todo o tempo de análise desse projeto. A TIR mede a rentabilidade sobre a parte não amortizada do investimento.

Segundo Buarque (1984):

“A TIR serve para comparar diferentes projetos entre si, e para compará-los com a rentabilidade geral possível na economia. Esta rentabilidade geral é o custo de oportunidade do capital”.

A taxa interna de retorno é a taxa de juros que anula o VPL. Como a soma de todos os capitais na data inicial do projeto deve ser igual a zero, impõe-se essa condição na fórmula do VPL, conforme figura 3.3 – Fluxo de Caixa do Projeto de Investimento e notação a seguir:

Figura 3.3 – Fluxo de Caixa de Projeto de Investimento



Onde:

- I é o investimento de capital na data focal zero;
- F_j são os fluxos de caixa após os impostos;
- n é o período de análise do projeto;
- R é o valor residual do projeto a final do período de análise;
- j^* é a taxa interna de retorno desconhecida, quando encontrada chama-se TIR.

Notação do VPL:

$$VPL = 0 = -I + \frac{F_1}{1+j^*} + \frac{F_2}{(1+j^*)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+j^*)^n} + \frac{R}{(1+j^*)^n}$$

Onde, j^* é a taxa de retorno TIR não conhecida. Agrupando as parcelas num somatório, tem-se:

$$VPL = 0 = \sum_{i=0}^n \frac{F_i}{(1+j^*)^i}$$

O valor de F_n representa todos os fluxos de caixa e a taxa de juros j^* é a taxa de retorno TIR que será conhecida após efetuar a resolução da notação.

A TIR é importante como método na análise de investimento, uma vez que esta iguala o custo de um projeto ao valor presente de suas receitas, estando intimamente ligado ao conceito do VPL. Outros aspectos de sua importância, também, são descritos a seguir:

- a) A TIR de um projeto é a sua taxa de retorno esperada;
- b) Se a taxa interna de retorno é maior que o custo dos fundos utilizados para financiar o projeto, após pagar o capital resta uma sobra, e essa sobra vai para os acionistas da empresa;
- c) Portanto, um projeto cuja TIR é maior que o custo de capital, aumenta a riqueza dos acionistas;
- d) Por outro lado, se a taxa de retorno é menor que o custo do capital, o projeto impõe um custo sobre os acionistas;
- e) Possui característica de equilíbrio entre os dois últimos itens, estabelecendo, portanto, níveis de riscos a serem assumidos pelos acionistas.

A TIR, a princípio, apresenta alguns pontos fortes para sua utilização; um deles refere-se a sua independência de informações exógenas ao projeto para a sua obtenção. Não dependendo “a priori” de um custo de oportunidade para seu cálculo, como ocorre com outros métodos.

Todavia, essa vantagem é apenas aparente, pois ela somente será um método consistente em uma situação em que o investidor se dispuser de um capital para aplicação de valor K, tendo como alternativas de investimento projetos mutuamente exclusivos, não puder aplicar o valor residual de seu capital inicial após o investimento no projeto escolhido, o que não ocorre na realidade.

Outra reserva para a utilização desse método baseia-se na possibilidade de ocorrência de múltiplas TIR para um mesmo fluxo de caixa, ou seja, para alguns fluxos de caixa existirá mais de uma TIR que atenda à definição desse critério, podendo gerar equívocos no momento de se tomar a decisão de se investir no projeto, ou seja, o acionista poderá rejeitar ou aceitar o projeto baseado numa determinada TIR que satisfaça a condição estabelecida através de seu custo de capital.

3.4.4 Taxa Interna de Retorno Modificada

Segundo Brigham & Houston (1999), a TIRM é a taxa de desconto à qual o valor presente do custo de um projeto é igual ao valor presente de seu valor final, onde o valor final é encontrado como a soma dos valores futuros das receitas, capitalizados ao custo de capital da empresa.

É assim definida:

$$VP \text{ custos} = VP \text{ valor final}$$

$$\sum_{i=0}^n \frac{SC_i}{(1+j^*)^i} = \frac{\sum_{i=0}^n EC_i(1+j)^{n-i}}{(1+TIRM)^n}$$

$$VP_{custos} = \frac{VF}{(1+TIRM)^n}$$

Onde, SC se refere às saídas de caixa (desembolso do investimento), ou custos de implantação do projeto, e EC se refere às entradas de caixa (receitas). Assim o VP dos desembolsos do investimento, quando descontados ao custo do capital, e o numerador à direita da equação é o valor futuro das entradas de caixa, supondo que as entradas de caixa são reinvestidas ao custo do capital. O valor futuro das entradas de caixa também é chamado de valor final. A taxa de desconto que torna o VP do VF igual ao VP dos custos é definida como TIRM.

Diversos autores utilizam diferentes conceitos para a TIRM: essas diferenças estão relacionadas, principalmente, à questão da ocorrência dos fluxos de caixa negativos após o início dos fluxos de caixa positivos, implicando se estes devem ser capitalizados e tratados como parte do VF ou descontados e tratados como custos. Segundo Laponi (1996), a melhor maneira de utilização do conceito da TIRM, na forma que é exposta anteriormente, deve considerar o desconto desses fluxos negativos, pois, são realmente custos de investimento do projeto.

A TIRM supõe que o fluxo de caixa do projeto é reinvestido ao custo do capital, enquanto que a TIR supõem que o fluxo de caixa do projeto é reinvestido à própria TIR do projeto. Geralmente é mais correto o reinvestimento ao custo do capital, implicando que a TIRM é um método mais adequado para verificar a verdadeira rentabilidade de um projeto.

Concluem Brigham & Houston (1999), que a TIR modificada é superior a TIR como método da “verdadeira” taxa de retorno de um projeto, ou da “taxa de retorno de longo prazo esperada”.

3.5 Conclusão

Cinco métodos de avaliação de investimento foram apresentados, sendo descritos as vantagens e desvantagens na sua utilização, sendo importante salientar que na realidade não existe um método melhor ou que seja suficientemente completo para que possa ser utilizado sozinho, ou seja, as decisões de investimento devem conter uma avaliação completa que inclua pelo menos a análise desses principais métodos, pois existem vários outros conhecidos.

Entretanto, cada método traz uma informação diferenciada que em conjunto fortalece e auxilia os tomadores de decisão em seu processo de gestão.

Assim, após a definição dos métodos a serem utilizados, deve-se proceder a percepção conjunta de avaliação e da definição clara de como compararmos os resultados encontrados, e o que é mais importante, que parâmetros escolher como os mais corretos e pertinentes à decisão de se investir naquele projeto específico.

4. ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DO CHE BELO MONTE

4.1 Introdução

O presente capítulo tem como objetivo desenvolver a análise de viabilidade econômico-financeira do CHE Belo Monte, abordando primeiramente o projeto sem estrutura de financiamento, ou seja, todo o investimento terá como contrapartida recursos dos acionistas, uma outra análise será realizada, incorporando os aspectos da alavancagem financeira no empreendimento. Os parâmetros comparativos serão o VPL, TIR e “payback” descritos no capítulo 3, e a própria tarifa de equilíbrio encontrada em cada simulação. Conclui-se esse capítulo com a comparação entre essas duas abordagens, mostrando como o projeto pode melhorar sua atratividade por meio da utilização de financiamento com capital de terceiros.

Esses resultados serão a base para o desenvolvimento do capítulo 5, que terão seus resultados analisados comparativamente com os deste capítulo.

4.2 Caracterização do Empreendimento

O Complexo Hidrelétrico Belo Monte será localizado no Rio Xingu, a 50 km a leste do município de Altamira e 400 km a sudoeste da cidade de Belém no Estado do Pará. A usina está projetada para ter 20 unidades geradoras principais de 550 MW mais 7 unidades geradoras auxiliares de 25,9 MW,

perfazendo uma capacidade de geração de 11.181,3 MW de potência instalada e 4.781,6 MW médios de energia assegurada.

O complexo contempla a possibilidade de que o aproveitamento disponha de duas casas de força, sendo que a primeira (principal), com 11.000 MW, será localizada a cerca de 50 km do barramento principal (por estrada) e corresponde àquela na qual serão gerados grandes blocos de energia; a segunda (complementar), com 181,3 MW, junto ao vertedouro, tem por objetivo aproveitar as vazões desviadas para o trecho do rio que corre em linha reta após a casa de força principal e, ainda, parte das vazões não-turbináveis. Seu tamanho é pouco menor que a usina de Itaipu com 12.500 MW, hoje, a maior hidrelétrica do mundo. A figura 4.1, a seguir, mostra a infra-estrutura do empreendimento.

Figura 4.1 – Infra-estrutura do CHE Belo Monte



Fonte: Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - www.eln.gov.br

A usina foi projetada para operar a fio d'água, ou seja, não existirá reservatório de acumulação e praticamente toda água afluyente que chega será ou turbinada ou vertida. O seu pequeno reservatório terá um enchimento que chegará à acumulação de 440 km². A bacia do rio Xingu apresenta sazonalidade semelhante às verificadas nas bacias hidrológicas das regiões Sudeste e Nordeste, não existindo, por essa razão, complementaridade hidrológica entre estas bacias, ou seja, os períodos úmidos e secos são coincidentes. A bacia do rio Xingu somente tem complementaridade com a bacia dos rios do Sul do Brasil.

O nível anual de energia assegurada, determinado pela ANEEL, está associado com as condições de produção que esta usina pode fornecer ao sistema, ajustado a um determinado nível de risco do atendimento ao mercado. Em outras palavras, a determinação da energia assegurada leva em consideração a variabilidade hidrológica à qual uma determinada usina está submetida, associada a um mercado de energia de referência, calculado para um risco de atendimento pré-especificado.

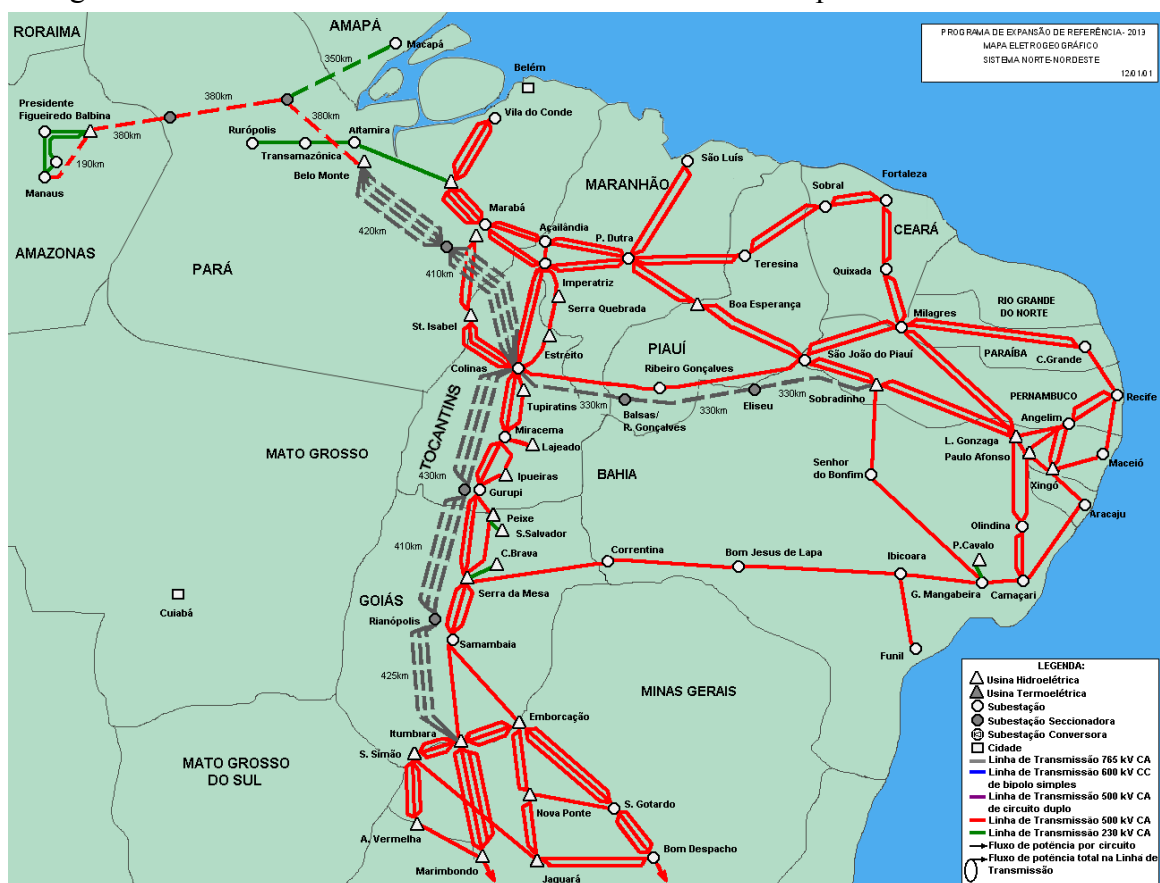
Assim, a energia assegurada de cada gerador é a quantidade anual de energia que este tem direito a comercializar, sendo calculada pelo ONS e aprovada pela ANEEL, estando sujeita à revisão a cada 5 anos. Para o seu cálculo, também, são consideradas as indisponibilidades programadas e de emergências.

Como o CHE Belo monte visa atender aos mercados das regiões Norte, Nordeste e Sul-Sudeste-Centro Oeste do Brasil, é necessário que haja uma expressiva expansão do sistema de transmissão no SIN, bem como, a

construção de parte dessa expansão pelo próprio projeto, conforme determinação da Aneel para aprovação do projeto básico.

Assim, de acordo com o documento elaborado pela Eletronorte, “Alternativas de Transmissão do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte” (2001), foram analisadas várias alternativas para a interligação da usina ao SIN, sendo a mais viável técnica e economicamente, mostrada na figura a 4.2 a seguir:

Figura 4.2 – Belo Monte – Transmissão associada e Expansão da Rede Básica



Fonte: Eletronorte

Essa alternativa consiste em um sistema de transmissão em Corrente Alternada - CA, em 765 kV, com quatro linhas de 830 km de extensão, trecho Belo Monte – Colinas, no Tocantins. Tais investimentos em transmissão são os associados à usina, pois interliga a usina a Rede Básica, na SE Colinas. Para escoar a energia para os outros sistemas, outras linhas de transmissão são

necessárias, quais sejam, mais três linhas no trecho Colinas – Itumbiara, em Goiás; e uma linha no trecho Colinas – Sobradinho, em Pernambuco.

Observa-se, também, que a interligação energética entre o SIN e os Sistemas Isolados de Manaus e Macapá, só aconteceria quando o CHE Belo Monte entrasse em operação, em 2010.

O complexo Hidrelétrico de Belo Monte é considerado uma obra estratégica para o Setor Elétrico Brasileiro, pois pelas projeções de mercado a obra será necessária, considerando-se a oferta e demanda de energia no ano de 2010. Proporcionará, ainda, a integração entre as bacias hidrográficas, resultando em um ganho da energia no sistema Interligado Norte-Sudeste-Nordeste-Sul, proporcional a sua energia assegurada, ou seja, 4.781,6 MW médios.

Como todo projeto, o CHE Belo Monte, não poderia ser diferente, também trará alguns impactos ambientais e seus custos deverão estar inseridos na viabilidade do projeto. O sítio na Internet, www.belomonte.gov.br, nos mostra que a sua área de influência direta abrange quatro municípios no Estado do Pará, a saber: Vitória do Xingu, Altamira, Senador José Porfírio e Anapu. Apesar da necessidade de uma avaliação mais abrangente, os impactos ambientais mais significativos são listados a seguir:

- Inundação provocada pelo reservatório, que embora com área relativamente pequena, manterá constante a inundação, hoje sazonal, dos igarapés Altamira e Ambé, que cortam a cidade de Altamira, e inundará parte da área rural do município de Vitória do Xingu;

- Redução da água à jusante do barramento do rio, na Volta Grande do Xingu;
- Interrupção do transporte fluvial de Altamira para as comunidades ribeirinhas a jusante, até o Rio Bacajá.

De acordo com o os relatórios oficiais, a população que precisará ser remanejada é de aproximadamente duas mil famílias na área urbana de Altamira, 813 na área rural de Vitória do Xingu e 400 famílias ribeirinhas.

Entre as várias alternativas para a construção do empreendimento, ou seja, várias concepções do projeto com capacidade escalonada ou menor que a descrita anteriormente, não serão analisadas neste trabalho. Uma premissa básica deste estudo é a avaliação do CHE Belo Monte, com sua capacidade máxima de geração de 11.181,3 MW, implicando no maior orçamento de investimento, tanto em geração como em transmissão de energia elétrica.

Segundo Buarque (1984), um projeto consiste na definição de uma estrutura capaz de satisfazer uma determinada necessidade da sociedade. No caso deste trabalho, isso significa o atendimento da expansão das necessidades de mercado, ou seja, atender a demanda de energia elétrica da sociedade brasileira.

Para analisar adequadamente um projeto, outros aspectos para sua viabilização devem ser observados, tais como mercado, população e evolução da economia. Essas questões são apresentadas nos tópicos seguintes.

4.3 Cenário Macroeconômico – 2003 – 2013

De acordo com Buarque S. (2000), os estudos de cenários têm sido crescentemente utilizados na área de planejamento estratégico, tanto de grandes

empresas quanto de governos, por oferecer um referencial de futuros alternativos em face dos quais decisões serão tomadas. À medida que aumentam as incertezas em quase todas as áreas de conhecimento, cresce, também, a necessidade de análise e reflexão sobre as perspectivas futuras da realidade em que se vive e diante da qual se planeja.

As técnicas de cenários vêm sendo utilizadas por planejadores e decisores do mundo contemporâneo, apesar da percepção de que o futuro é algo incerto e indeterminado. Embora não possam eliminar incertezas nem definir categoricamente a trajetória futura da realidade estudada, as metodologias de construção de cenários contribuem para delimitar os espaços possíveis de evolução da realidade de forma metódica, consistente e fácil entendimento.

O cenário se caracteriza como uma base fundamental para qualquer exercício de planejamento, na medida em que congrega um conjunto coerente e plausível, não necessariamente exato, de acontecimentos endógenos e exógenos, aos quais estão associados determinados atores, cenas e trajetórias, agregados a uma quantificação em escala cronológica.

No setor elétrico, essa metodologia vem sendo utilizada para subsidiar os estudos de previsão de mercado de energia elétrica que se caracterizam como o marco inicial da cadeia do planejamento setorial.

A seguir, são apresentados, resumidamente, os estudos de cenários realizados pelo Comitê Técnico de Estudos de Mercado – CTEM, por meio do Grupo de Trabalho de Quantificação de Cenários – GTQC. Esses estudos constituíram a base para a elaboração das projeções do mercado de energia elétrica utilizadas no planejamento da geração e no planejamento da transmissão, para o ciclo 2003-2013, servindo como um referencial para estudos

e ações de governo e outros agentes setoriais, bem como, para o estudo proposto neste trabalho.

Primeiramente o CTEM propõe três cenários mundiais que mostram diferentes combinações de hipóteses sobre as duas grandes incertezas vislumbradas para os próximos anos, quais sejam, “*reorganização da estrutura de poder político mundial e sistema de regulação econômico-comercial*”, a saber:

- a) **Cenário mundial A** - Longo ciclo de crescimento da economia mundial com intensa integração comercial e cultural, acompanhado da redução das desigualdades sociais e nacionais e diminuição dos impactos ambientais, favorecido pelos avanços científicos e tecnológicos. Este cenário registra uma mudança da matriz energética mundial, com redução da dependência dos recursos fósseis não-renováveis, ampliando a oferta de energia solar e eólica e de combustíveis renováveis da biomassa;
- b) **Cenário mundial B** - Moderado crescimento da economia mundial, com exclusão social e comercial, concentrado nas grandes nações, convivendo com uma desarticulação dos blocos e das relações comerciais entre os países, e com a persistência de conflitos políticos e culturais localizados, e continuidade da degradação ambiental. Nas condições deste cenário, tende a ocorrer limitada mudança na matriz energética, com permanência do peso relativo dos combustíveis fósseis e com aumento relativo do gás natural frente ao petróleo;

c) Cenário mundial C - Estagnação e instabilidade econômica, convivendo com o aprofundamento do protecionismo comercial e desarticulação territorial com ampliação da pobreza e das desigualdades entre as nações, acentuando os conflitos e as guerras localizadas, e com persistência da degradação ambiental. No que se refere ao aspecto energético, tende a se manter o padrão energético dominado pelas fontes fósseis e não-renováveis, tanto na geração e transformação de energia, quanto na produção dos combustíveis.

O estudo do CTEM procura analisar a evolução das incertezas críticas ao longo do tempo e tenta verificar o grau de probabilidade de ocorrência dessas incertezas, traçando uma trajetória mais provável para o cenário mundial, conforme a seguir:

“...o futuro mais provável parece ser o avanço lento e irregular de mudança que leva do quadro atual, conflitivo e instável, para um processo de redefinição e consolidação de novas regras e mecanismos de controle, que favorecem a reanimação da economia, a ampliação do comércio e a redução das desigualdades globais. Iniciando com a intensificação das tensões políticas e a estagnação econômica, convivendo com negociações diplomáticas em torno do desgaste dos desdobramentos da guerra no Iraque, preparando o caminho para definição de mecanismos de regulação mundial. À medida que vai mudando a correlação de forças políticas - incluindo a emergência da China e de outras nações intermediárias, como o Brasil - vai avançando na restauração da confiança dos investidores e na criação de mecanismos de regulação. Esse processo pode ser auto-alimentado, estimulando o crescimento econômico que reforça as instituições multilaterais, reanimando o ciclo da economia”.

Influenciados pelas condições definidas pelos cenários mundiais, três cenários são propostos, pelo CTEM, para o Brasil, que decorrem das

combinações das hipóteses de cinco incertezas: andamento das reformas estruturais, política industrial e de comércio exterior, política energética, política social e política regional. Quais sejam:

- a) Cenário nacional A** - Novo ciclo de crescimento econômico com melhoria da qualidade de vida, redução da pobreza e das desigualdades sociais, levando a uma ampliação do mercado interno, combinado com a inserção competitiva da economia internacional, e avançando na diminuição das desigualdades regionais e na redução dos impactos ambientais. Ocorre equilíbrio na oferta e demanda de energia elétrica em patamares altos, com moderada alteração da matriz energética; embora a demanda apresente uma rápida expansão, refletindo o forte crescimento da economia, do estoque de domicílios e da renda das famílias, a oferta deve acompanhar de perto o consumo, por conta do aumento dos investimentos que ampliam a capacidade de geração, transmissão e distribuição de energia;
- b) Cenário nacional B** – Crescimento médio da economia com busca da redução das desigualdades sociais e regionais com moderado mercado interno, combinando modernização econômica com parcial integração na economia internacional e manutenção dos impactos ambientais. A oferta de energia se expande com taxas médias, respondendo ao crescimento moderado da demanda, derivada especialmente da recuperação da economia – crescendo num ritmo médio - e, em menor medida, do consumo domiciliar, retraído pela persistência de concentração de renda;

c) Cenário nacional C – Aumento da dependência das economias emergentes ao desempenho da economia dos países líderes em um ambiente recessivo e com fortes restrições comerciais, provocando um crescimento mais retraído da economia nacional, em decorrência da estagnação do cenário mundial. Dessa forma, o crescimento da oferta de energia é lento, devido às restrições da poupança interna, mas não tende a ocorrer problemas de abastecimento uma vez que a demanda também evolui de forma modesta, acompanhando a estagnação da economia e da renda familiar.

Apesar da possibilidade de realização de qualquer um desses cenários, o estudo desenvolve uma trajetória mais provável para o desempenho do Brasil ao longo do período de estudo – 2003-2013.

“O desempenho mais provável do Brasil nos próximos dez anos parece ser caracterizado por uma evolução de um quadro inicial de restrições e estrangulamentos econômicos e sociais para uma persistente recuperação econômica e ampliação das políticas governamentais. No longo prazo, pode haver um novo ciclo de crescimento e investimentos sociais, mutuamente alimentados: crescimento e aumento da poupança, permitindo a ampliação dos investimentos públicos que aumentam a competitividade e as condições sociais do país. Este movimento é facilitado pela trajetória internacional mais provável, avançando também no tempo e na direção da retomada do crescimento com base num sistema de regulação que favorece o comércio mundial e beneficia os países de menor desenvolvimento, refletindo o processo de construção de uma hegemonia multipolar”.

A tabela 4.1, a seguir, nos mostra resumidamente a trajetória mais provável para o país para o período 2003 – 2013.

Tabela 4.1 - Trajetória mais Provável para o Brasil

Incertezas Críticas	Cena 1 – 2003 (cena de partida)	Cena 2 – 2004/06	Cena 3 – 2007/13
Contexto mundial	Hegemonia unipolar e fragmentação política, estagnação econômica e liberalização comercial	Negociações diplomáticas na busca de um novo sistema de poder mundial, recuperação econômica e lento avanço de acordos da OMC e fatores de regulação	Crescimento econômico com estabilidade, regulação (OMC) com inclusão dos emergentes e hegemonia multipolar
Reformas estruturais	Avanço com resultados parciais	Conclusão e ampliação das reformas (incluindo trabalhista)	Recuperação da poupança interna e baixo Custo Brasil.
Política energética	Indefinição de política e atuação emergencial	Parceria com destaque para o setor privado	Parceria com destaque para o setor público
Política Social	Compensatória e limitada	Estruturadora e redistribuidora de ativos	Estruturadora e redistribuidora de ativos
Política industrial e de comércio exterior	Política em elaboração e prospecção de mercados externos	Pró-ativa e ampla com foco na competitividade e na disputa por mercados externos	Pró-ativa e ampla com foco na competitividade e na disputa por mercados externos
Política regional	Política em elaboração e baixo investimento nos eixos	Política ativa com investimentos moderados	Política ativa com investimentos altos
Integração econômica	Limitada e Bilateral	Moderada e bilateral com início de acordos para ALCA e UE	Consolidação de ampla integração com ALCA negociada e UE
Crescimento econômico	Baixo	Moderado	Alto
Mercado interno	Limitado e seletivo	Moderado	Amplio e diversificado
Nível tecnológico	Lenta modernização tecnológica	Moderada inovação tecnológica	Avanço C&T, rápida inovação com domínio do conhecimento
Competitividade regional	Pequena Persistência da desigualdade regional	Moderada Leve redução da desigualdade regional	Crescente Desconcentração regional
Pobreza	Elevada	lentamente declinante	Em forte declínio
Qualidade de vida	Baixa	Moderada	Moderada a alta

Fonte: CTEM - Cenários do Mercado de Energia Elétrica do Brasil

A tabela 4.2 – Simulação Macroeconômica, a seguir, traz a quantificação do cenário de tendência mais provável, mostrando que o país evolui de um quadro inicial com fortes restrições econômicas e sociais para um de crescimento econômico sustentado, baseado no aumento da poupança interna

que possibilita o aumento do investimento público que por sua vez aumenta a competitividade e as condições sociais, principalmente nas regiões mais carentes do país.

Tabela 4.2 – Simulação Macroeconômica

Cenário da tendência mais provável

Unidade: US\$ bi 1999

VARIÁVEL	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
PIB	583,0	601,7	623,3	647,6	676,6	706,6	738,9	773,7	816,3	857,6	902,2
% a. a.	2,28%	3,20%	3,59%	3,89%	4,48%	4,43%	4,58%	4,71%	5,50%	5,07%	5,20%
Investimentos	113,2	123,3	133,6	143,8	155,0	164,8	174,7	185,0	198,1	210,1	223,2
Exportações	63,9	69,1	75,1	81,3	88,0	94,1	100,1	106,2	113,6	120,5	127,9
Importações	51,1	55,3	60,0	65,1	70,0	75,2	80,5	85,9	91,9	98,2	105,1
Balança Comercial	12,9	14,9	14,4	19,7	22,0	23,4	24,3	24,9	25,8	26,1	26,4
PIB per capita - US\$	3289,1	3355,7	3436,7	3529,8	3646,1	3764,2	3891,8	4028,5	4201,7	4364,2	4538,9

Fonte : CTEM - Cenários do Mercado de Energia Elétrica do Brasil

A regionalização da trajetória mais provável, também, é analisada pelo estudo do CTEM, sendo esta reflexo do que ocorre no contexto nacional.

Três cenas são descritas, a seguir:

a) Cena 1 (2003) – Manutenção da Concentração – Neste período,

observa-se um baixo crescimento econômico, com poucas ações de política regional, na medida em que apenas a partir do final de 2004 se inicia os investimentos nas regiões mais atrasadas e menos competitivas. Com a permanência das dificuldades fiscais internas e a moderação no fluxo de capitais externos, mantém-se a escassez de recursos para investimentos. Avança-se pouco para a consolidação dos blocos econômicos MERCOSUL e ALCA. A estrutura produtiva e distribuição regional, também, não sofrem mudanças significativas. Assim, o país deve manter o nível atual de concentração econômica e dos indicadores sociais, que privilegia as regiões mais desenvolvidas;

b) Cena 2 (2004-2006) – Moderada e Gradual Leve e sustentável

Desconcentração Regional – A partir de 2004, começa a melhorar o desempenho da economia. Os investimentos são canalizados para os eixos de integração e desenvolvimento regionais. Nesta fase a economia brasileira apresenta uma taxa média de crescimento de 3,58%. A política externa de integração e formação de blocos avança a ponto de se consolidar o MERCOSUL e dinamizar o processo de formação da ALCA. Esse conjunto de fatores influencia a reestruturação produtiva regional, buscando o equilíbrio de suas vantagens competitivas. Ao final dessa cena, o Brasil registra uma leve, mas consistente desconcentração regional da economia, e melhora dos indicadores sociais, favorecendo especialmente a posição relativa do Nordeste e do Norte.

c) Cena 3 (2007-2013) – Firme e Sustentável Desconcentração

Regional - Influenciado pelo cenário internacional, a partir de 2007, o Brasil consolida seu projeto político, promovendo o desenvolvimento nacional e a integração mundial. A economia nacional retoma a trajetória ascendente de crescimento sustentado, projetando taxas médias anuais da ordem de 4,9 %, no período, elevando o PIB nacional, em 2013 para US\$ 902 bilhões. As políticas regionais são ampliadas, favorecidas pela melhora da capacidade financeira do Estado que aloca mais eficientemente seus gastos sociais, reduzindo as desigualdades pessoais e regionais. A política externa se reforça com a consolidação do

MERCOSUL e com a inserção negociada na ALCA, estimulando a reestruturação da economia e seus impactos no território, mediados pela política regional. Ao mesmo tempo, as negociações no âmbito dos organismos mundiais de regulação e promoção do desenvolvimento avançam com sucesso, inaugurando um ciclo de crescimento sustentado.

A tabela 4.3 traz a evolução das taxas de crescimento do PIB Brasil e regiões, bem como a participação destas no PIB nacional, de acordo com as cenas da trajetória mais provável para as regiões do país.

Tabela 4.3 - PIB Brasil e Regiões - Crescimento e Participação
Unidade: US\$ bi 1999

Unidade	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Brasil	583,0	601,7	623,3	647,6	676,6	706,6	738,9	773,7	816,3	857,6	902,2
% a. a.	2,28%	3,20%	3,59%	3,90%	4,48%	4,43%	4,58%	4,71%	5,51%	5,06%	5,20%
Região Norte	28,1	29,4	31,0	32,7	34,7	36,8	39,1	41,5	44,4	47,3	50,5
% a. a.	-	4,63%	5,44%	5,48%	6,12%	6,05%	6,25%	6,14%	6,99%	6,53%	6,77%
Particip. %	4,82%	4,89%	4,97%	5,05%	5,13%	5,21%	5,29%	5,36%	5,44%	5,52%	5,60%
Região Nordeste	77,7	80,7	84,1	87,9	92,3	97,0	102,0	107,4	114,0	120,4	127,4
% a. a.	-	3,86%	4,21%	4,52%	5,01%	5,09%	5,15%	5,29%	6,15%	5,61%	5,81%
Particip. %	13,33%	13,41%	13,49%	13,57%	13,64%	13,73%	13,80%	13,88%	13,97%	14,04%	14,12%
Região Sudeste	331,2	339,8	350,0	361,5	375,5	389,8	405,2	421,7	442,2	461,8	482,9
% a. a.	-	2,60%	3,00%	3,29%	3,87%	3,81%	3,95%	4,08%	4,86%	4,43%	4,57%
Particip. %	56,81%	56,48%	56,15%	55,82%	55,50%	55,17%	54,83%	54,50%	54,17%	53,85%	53,52%
Região Sul	103,3	106,9	111,0	115,7	121,2	126,9	133,1	139,7	147,8	155,7	164,2
% a. a.	-	3,52%	3,80%	4,23%	4,75%	4,70%	4,89%	4,96%	5,80%	5,35%	5,46%
Particip. %	17,72%	17,77%	17,81%	17,87%	17,91%	17,96%	18,01%	18,06%	18,11%	18,16%	18,20%
Região C. Oeste	42,7	44,8	47,2	49,8	52,9	56,1	59,6	63,4	67,9	72,4	77,2
% a. a.	-	5,01%	5,26%	5,51%	6,22%	6,05%	6,15%	6,47%	7,10%	6,63%	6,63%
Particip. %	7,32%	7,45%	7,57%	7,69%	7,82%	7,94%	8,06%	8,19%	8,32%	8,44%	8,56%

Fonte: CTEM com adaptações

Em uma perspectiva de mais longo prazo, constata-se que vem ocorrendo deslocamento do centro de gravidade do PIB nacional em direção a outras regiões do país, provocado pelas ações implementadas por meio da

política econômica nacional, descrita nos estudos de cenários, favorecendo as regiões menos desenvolvidas do país.

A região Norte, por exemplo, terá alcançado uma participação no PIB nacional em torno de 5,6 %, como resultado de forte desempenho econômico, considerando que as taxas médias de crescimento da ordem de 6,5 % a.a., superiores às verificadas nas demais regiões, alcançando para o final do período um PIB de US\$ 50,5 bilhões. No mesmo sentido, a Região Nordeste apresenta uma taxa média de crescimento um pouco menor de 5,5 % a.a., mas também, superior à nacional, projetando um PIB de US\$ 127,4 bilhões.

A região Centro-Oeste apresenta uma performance de continuidade da trajetória ascendente apresentada nas últimas décadas. Assim, ao final do período a região estará respondendo por cerca de 8,6 % do PIB nacional, fruto de realização de taxas médias anuais de crescimento, da ordem de 5,3 % no período, o que projeta um PIB da ordem de US\$ 77,2 bilhões.

Já as áreas mais dinâmicas da economia nacional, as regiões Sul e Sudeste, se analisadas conjuntamente, apresenta desempenho ligeiramente inferior às demais regiões, acarretando perda de participação no PIB nacional, mas não deixam de ter a maior participação, 71,7% em 2013. No período 2007-2013, este bloco econômico experimenta um crescimento médio anual em torno de 4,5 %, finalizando com um PIB da ordem de US\$ 647,1 bilhões.

Outra variável importante para os estudos de cenários se refere à população. Nesse sentido, o estudo do CTEM, também, nos traz uma projeção da população brasileira por região e por estado. Ela pode ser visualizada na tabela 1 do anexo 6, e as taxas de crescimento e participação estão descritos nas

tabelas 4.4 e 4.5 – População do Brasil e Regiões – Taxas de Crescimento e Participação, abaixo.

Uma análise das participações e do crescimento das regiões para o período 2003-2013 revela que em termos populacionais, a região Norte apresentou expansão superior às demais, com uma taxa de crescimento médio 1,92%, enquanto a média nacional atingiu 1,23% no mesmo período. Em 2013, a população regional chegou a 16,5 milhões de habitantes (18,6% acima da população de 2003). Em termos relativos, a participação da população da região, no país, passou de 7,82% em 2003 para 8,31% em 2013.

Tabela 4.4 – População do Brasil e Regiões - Taxa de Crescimento (%)

Unidade	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Brasil	1,25	1,23	1,21	1,17	1,14	1,10	1,06	1,02	0,98	0,93
Norte	2,00	1,95	1,90	1,83	1,77	1,70	1,63	1,56	1,49	1,41
Nordeste	1,03	1,01	0,99	0,97	0,94	0,91	0,88	0,85	0,82	0,78
Sudeste	1,24	1,22	1,19	1,16	1,13	1,09	1,05	1,01	0,97	0,92
Sul	1,11	1,09	1,07	1,04	1,01	0,98	0,94	0,91	0,87	0,83
Centro Oeste	1,73	1,69	1,64	1,59	1,54	1,48	1,43	1,37	1,31	1,24

Fonte: Fonte : CTEM - Cenários do Mercado de Energia Elétrica do Brasil

Tabela 4.5 – População do Brasil e Regiões - Participação (%)

Unidade	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Brasil	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Norte	7,88	7,94	7,99	8,04	8,09	8,14	8,19	8,23	8,27	8,31
Nordeste	27,81	27,75	27,69	27,64	27,58	27,53	27,48	27,43	27,39	27,35
Sudeste	42,61	42,61	42,60	42,60	42,59	42,59	42,58	42,58	42,57	42,57
Sul	14,68	14,66	14,64	14,62	14,60	14,58	14,57	14,55	14,54	14,52
Centro Oeste	7,01	7,04	7,08	7,10	7,13	7,16	7,19	7,21	7,23	7,26

Fonte: Fonte : CTEM - Cenários do Mercado de Energia Elétrica do Brasil

A região Nordeste apresentou um crescimento inferior ao nacional: a taxa de crescimento médio anual entre 2003 e 2013 alcançou 1,02%, enquanto a média nacional foi de 1,23%. Em 2013, a população total atingiu 54,4 milhões

de habitantes, 9,6% acima da que havia em 2003. Em termos relativos, perdeu participação em relação a 2003, passando de 27,81% para 27,35% em 2013.

Já o Centro-Oeste apresentou crescimento superior ao do país, com a taxa de crescimento médio ao ano de 1,67%. Em 2013, a população regional atingiu 14,4 milhões de habitantes, 10,3% acima do contingente de 2003. Em termos relativos, a região ampliou sua importância na população nacional de 6,98% em 2003 para 7,26% em 2013. Esse movimento, semelhante ao apresentado pela região Norte, acompanhou a tendência de alta do PIB regional e da respectiva participação no PIB do país.

Para as regiões mais desenvolvidas, as regiões Sul e Sudeste apresentaram um crescimento inferior à média nacional, ficando em torno de 1,09% e 1,22%, respectivamente para o mesmo período. Se analisadas em bloco, sua população projetada em 2013 registrou contingentes de 113,5 milhões, 11,2% superior a 2003, mas em termos percentuais o bloco pouco reduziu sua participação de 57,3%, em 2003, para 57,1% em 2013, mantendo, assim, a concentração populacional nestas regiões do país.

4.4 Mercado de Energia Elétrica – 2003 - 2013

As projeções do mercado de energia elétrica baseiam-se fundamentalmente nos cenários macroeconômicos, cujas variáveis-chave são a taxa de crescimento do PIB, um cenário de evolução da população, resumido pela taxa de crescimento populacional, além de estimativas para a evolução futura de alguns parâmetros técnicos com base nos dados históricos de mercado e em considerações sobre as características e o perfil prováveis desse mercado

no futuro. Primeiramente a projeção de mercado é elaborada, para as regiões geográficas e, em seguida, se projeta para os estados de cada região.

Com base nas projeções de mercado das regiões geográficas e dos estados, obtêm-se as projeções de mercado por subsistema elétrico. O Subsistema Interligado Norte é composto pelos estados do Pará e do Maranhão, mais o Sistema Interligado Celtins Norte. O Subsistema Interligado Nordeste corresponde à Região Nordeste menos o estado do Maranhão. O Subsistema Interligado Sudeste-Centro-Oeste é composto pelas regiões Sudeste e Centro-Oeste, englobando o estado do Mato Grosso do Sul, mais o Sistema Interligado Celtins Sul. O subsistema Sul interligado corresponde à Região Sul propriamente dita. Dessa forma, o mercado total do Brasil corresponde à soma dos quatro Subsistemas Interligados, mais o Sistema Isolado, que é composto pelos Estados do Amazonas, Acre, Rondônia, Amapá e Roraima.

O estudo do mercado é uma das principais variáveis no estudo de viabilidade do empreendimento, sem o qual não se pode dimensionar o tamanho do projeto e tampouco a demanda a ele associada.

De acordo com o Comitê Técnico para Estudos de Mercado - CTEM, as projeções de consumo de energia elétrica (MW médios) para a área de influência do empreendimento de Belo Monte, o Sistema Interligado Nacional, mais os Sistemas Isolados de Manaus e Amapá, indicam crescimento médio da ordem de 5,34%, para o período 2003 - 2013, resultante do crescimento da indústria, comércio e serviços, como, também, do consumo das residências nestes sistemas, conforme tabela 4.6 - Cenário de Referência – Carga de Energia, a seguir:

Tabela 4.6 - Cenário de Referência-Carga de Energia - MW médios

Ano	N. Interligado	NE	SE / CO	Sul	Total SIN	Manaus	Amapá	TOTAL
2003	2.781	6.187	26.073	6.923	41.964	509	84	42.557
2004	2.928	6.541	26.999	7.236	43.703	542	88	44.333
2005	3.033	6.867	28.262	7.611	45.773	593	95	46.461
2006	3.241	7.215	29.412	7.964	47.832	650	103	48.586
2007	3.344	7.705	30.733	8.334	50.116	697	118	50.931
2008	4.218	8.126	32.221	8.690	53.254	746	127	54.128
2009	4.350	8.515	33.763	9.133	55.760	799	140	56.699
2010	4.780	8.934	34.974	9.571	58.259	856	151	59.266
2011	5.716	9.404	36.675	10.004	61.800	916	165	62.881
2012	5.757	9.775	38.157	10.422	64.110	980	178	65.268
2013	5.805	10.183	39.809	10.912	66.709	1.041	194	67.945

Fonte: CTEM – Parecer técnico sobre as previsões de mercado

Já a carga própria de demanda (MWh/h) apresenta crescimento médio de 5,27%, que é caracterizada pela potência média que o sistema irá necessitar ao longo do ano. Podendo ser visualizada, adiante, na tabela 4.7 - Cenário de Referência - Carga própria de Demanda - MWh/h.

Tabela 4.7 - Cenário de Referência - Carga própria de Demanda - MWh/h

Ano	N. Interligado	NE	SE / CO	Sul	Total SIN	Manaus	Amapá	TOTAL
2003	3.310	8.361	35.716	10.033	57.101	725	107	57.933
2004	3.485	8.840	36.984	10.486	59.468	768	122	60.358
2005	3.610	9.280	38.715	11.030	62.284	839	128	63.252
2006	3.857	9.750	40.290	11.541	65.086	916	137	66.139
2007	3.980	10.413	42.099	12.078	68.194	978	149	69.320
2008	5.020	10.982	44.138	12.594	72.464	1.040	169	73.673
2009	5.177	11.507	46.250	13.236	75.874	1.112	184	77.170
2010	5.624	12.074	47.910	13.870	78.866	1.186	201	80.253
2011	6.571	12.709	50.240	14.498	83.659	1.265	218	85.142
2012	6.618	13.210	52.270	15.104	86.786	1.344	237	88.368
2013	6.673	13.762	54.533	15.814	90.305	1.426	259	91.990

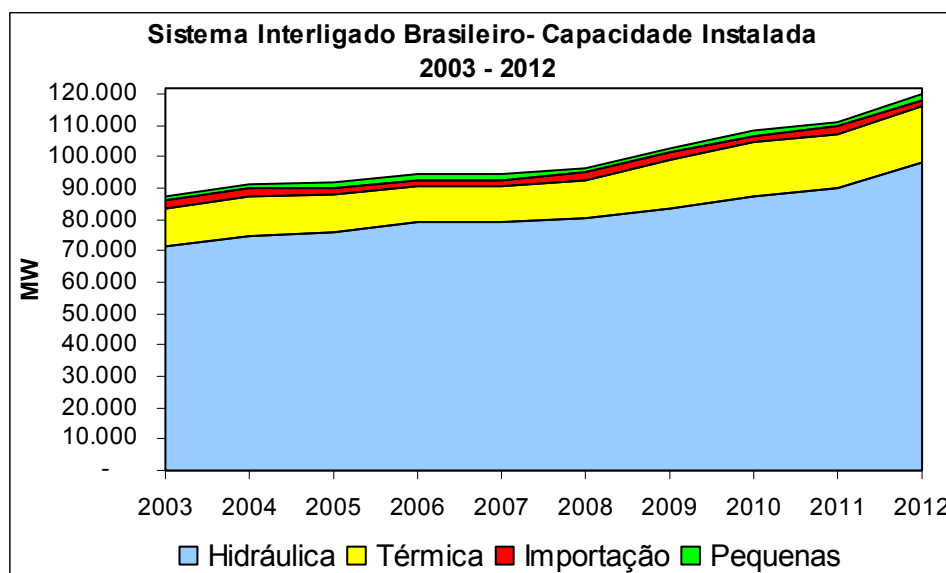
Fonte: CTEM – Parecer técnico sobre as previsões de mercado com adaptações

Conforme as projeções da Eletrobrás, o CHE Belo Monte será fundamental para o atendimento das necessidades do consumo de energia elétrica do país, principalmente para o SIN.

A expansão do mercado de oferta de energia elétrica no Brasil é determinada CCPE, por meio do relatório “Plano Decenal de Expansão” (2003), que tem como objetivo mostrar, de forma indicativa, um elenco de empreendimentos, seus períodos de implantações, orientando, assim, as ações governamentais e dos agentes do Setor Elétrico Brasileiro.

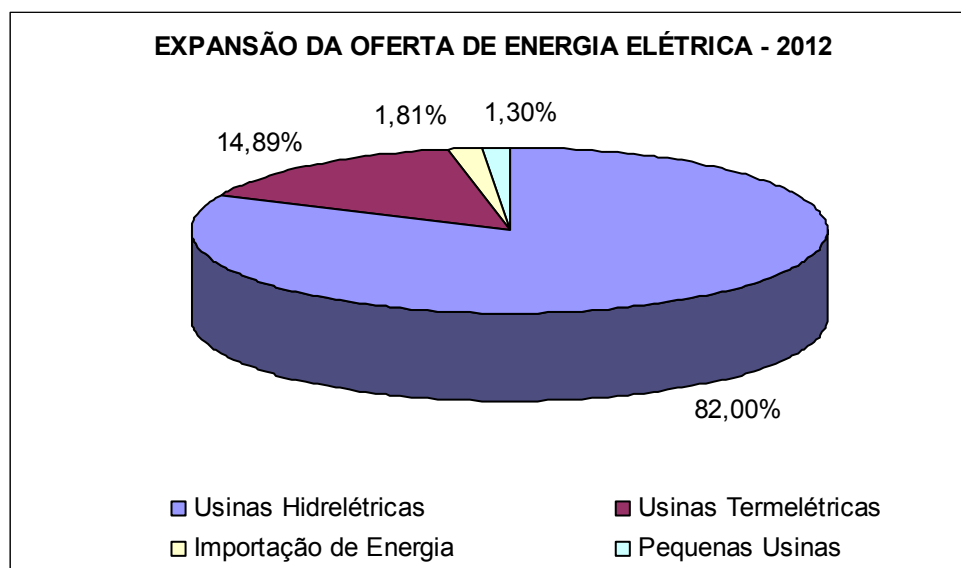
Com foco no horizonte de longo prazo, o CCPE, antecipadamente, realiza seus estudos de planejamento da expansão da oferta, para fazer frente às projeções da evolução do consumo de energia elétrica do SIN, definidas nos cenários macroeconômicos e de mercado, de forma a evitar riscos de racionamento de energia elétrica no futuro. A evolução da capacidade instalada no SIN, sem considerar o CHE Belo Monte, é mostrada nas figuras 4.3 e 4.4 a seguir:

Figura 4.3 – Evolução da Capacidade Instalada no Brasil



Fonte: Plano Decenal de Expansão 2003-2012 – MME com adaptações

Figura 4.4 – Capacidade Instalada no Brasil - % - 2012



Fonte: Plano Decenal de Expansão 2003-2012 – MME com adaptações

Observa-se que a matriz de oferta de energia elétrica no período de estudo, 2003 – 2012, praticamente não se altera, justifica-se esse desempenho pelo fato do país ainda dispor de usinas hidráulicas competitivas, mantendo a vocação nacional em obter por meio da hidráulicidade, melhores condições para expansão da oferta de energia, uma vez que, dominamos a tecnologia e temos os recursos naturais disponíveis para a efetivação desta expansão. Isso contribui sobremaneira para que o setor elétrico forneça tarifas mais baixas para a sociedade brasileira.

4.5 Estudo de Viabilidade Econômico-Financeira

Em qualquer estudo de viabilidade econômico-financeira é determinante que se utilizem dados estimados, ou seja, a inclusão de premissas e o uso de cenários macroeconômicos e energéticos são essenciais para a elaboração de estudos dessa natureza, uma vez que se irá trabalhar com o futuro

e este possui um alto grau de incerteza, que pode ser mitigado por meio da elaboração de estimativas consistentes e confiáveis.

Importa ressaltar, também, que algumas dessas estimativas são feitas com base em estudo estatístico que considera o comportamento passado e tendências futuras das variáveis macroeconômicas, tais como PIB, câmbio, taxa de juros, risco país, entre outras e algumas de natureza microeconômica como elasticidade-renda, elasticidade-preço, preço dos concorrentes. Outras estimativas consideram a estabilidade regulatória e política, e outras projetam as vazões médias de afluições dos rios.

A necessidade de incorporação dos aspectos sócio-ambientais ao planejamento da expansão da geração e da transmissão de energia elétrica vem sendo evidenciada nos últimos anos. O amadurecimento do Setor Elétrico em relação à conservação do meio ambiente, aliado à intensificação das exigências da sociedade brasileira, tem determinado o estabelecimento de novas condutas para a implementação de projetos que acarretem impactos sócio-ambientais, devendo estes ser considerados nos estudos de viabilidade.

A viabilidade econômica financeira do empreendimento estará sujeita a diversas variáveis, podendo ser destacadas como as mais importantes: a capacidade do mercado absorver o projeto e o preço competitivo do produto. O preço ou tarifa do produto deverá incorporar a recuperação do investimento, a rentabilidade desejada dos acionistas, todos os custos operacionais, tributos, encargos setoriais e o pagamento do serviço da dívida.

Calibrar o preço requer informação acerca do mercado, do produto, tais como tecnologias existentes e processo produtivo e a utilização de sistemas

de gestão que otimize a produção e incorpore qualidade e competitividade ao produto.

Como resultados desse estudo, a determinação de um valor para a tarifa de equilíbrio do empreendimento será necessária, uma vez que, esta será calculada com uma Taxa Interna de Retorno - TIR, definida ex-ante, pois está deverá refletir o custo de oportunidade mais o “spread” pelo risco, que os acionistas estão dispostos a incorrer para investir nesse projeto, devendo garantir a rentabilidade efetiva que ocorrerá durante todo o tempo de análise, 50 anos, bem como o nível de competitividade da tarifa de equilíbrio do projeto em relação às outras fontes de produção de energia elétrica.

Para a definição do valor da tarifa de equilíbrio, deverá levar-se em conta, também, a elaboração de algumas hipóteses que serão fundamentais para a construção da análise de viabilidade do projeto, devendo essas hipóteses alcançarem algumas questões, tais como: inserção do projeto no Sistema Interligado Nacional e na sua região, as regras do modelo do setor elétrico, aspectos tributários e legais, bem como, serem factíveis para sua realização.

A base de dados utilizadas neste estudo foi elaborada pela Eletrobrás, que publicou os relatórios “Estudo de Viabilidade do CHE Belo Monte” e o “Estudo de Modelagem Comercial para a Implantação do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte”, sendo que alguns parâmetros foram adaptados para a elaboração deste trabalho, de forma a atualizar ou reavaliar valores defasados pelo tempo ou por concepção.

Para o estudo proposto nesta dissertação, foi desenvolvido um modelo de análise econômico-financeira de projetos em planilha Excel, que

contempla todos os parâmetros do projeto original, tendo com base os relatórios citados no parágrafo anterior.

Assim duas hipóteses básicas sobre a análise de viabilidade econômico-financeira do CHE Belo Monte são desenvolvidas neste capítulo, sendo comparados seus resultados por meio dos principais métodos de avaliação de investimento, conforme a seguir:

- a) 1^a simulação - Viabilidade econômica - 100% de capital próprio;
- b) 2^a simulação - Viabilidade econômico-financeira - estrutura ótima de capital – financiamento.

4.5.1 Caso Base – Dados e Hipóteses Gerais Comuns a Todas as Simulações

Os dados e as hipóteses gerais comuns a todas as simulações deste estudo são descritos a seguir:

- a) Ano inicial de construção 2004;
- b) A Etapa Única, considerada, inclui os investimentos em geração e em transmissão associada à usina, com operação comercial em janeiro de 2010 e término da motorização em dezembro de 2014;
- c) A comercialização de energia da usina se fará no ambiente de contratação regulada da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE que determinará uma receita permitida, ao empreendimento, garantida pela sua geração e proporcional a sua energia assegurada. Para efeito de liquidação e contabilização, não haverá exposição de preços entre os submercados, uma vez que, essa liquidação se fará considerando um submercado único;

- d) Os valores utilizados nas simulações foram originariamente elaborados em reais, conforme orçamento realizado pela Eletrobrás e convertidos para dólares americanos ao câmbio médio de R\$1=US\$ 2,38 relativo ao mês de junho de 2001, data de elaboração do orçamento do empreendimento, conforme tabela 4.8
- Investimento – Etapa Única;

Tabela 4.8 - Investimento (US\$ x 1000) - Etapa Única

Ano	Geração	Transmissão	Inserção Regional	Total
2004	82.250,42	-	-	82.250,42
2005	250.246,22	-	10.000,00	260.246,22
2006	366.064,71	64.249,16	10.000,00	440.313,87
2007	514.039,92	165.413,03	10.000,00	689.452,94
2008	695.819,75	262.631,09	10.000,00	968.450,84
2009	483.763,87	362.055,46	10.000,00	855.819,33
2010	185.195,38	371.560,50	10.000,00	566.755,88
2011	151.774,37	332.546,22	10.000,00	494.320,59
2012	143.093,28	288.313,03	10.000,00	441.406,30
2013	127.818,49	177.569,75	10.000,00	315.388,24
2014	89.135,29	-	10.000,00	99.135,29
2015	20.289,08	-	20.000,00	40.289,08
2016	9.776,05	-	20.000,00	29.776,05
2017	9.776,05	-	20.000,00	29.776,05
2018	9.776,05	-	20.000,00	29.776,05
2019	9.776,05	-	20.000,00	29.776,05
2020	8.960,08	-	20.000,00	28.960,08
2021	-	-	20.000,00	20.000,00
2022	-	-	20.000,00	20.000,00
2023	-	-	20.000,00	20.000,00
2024	-	-	20.000,00	20.000,00
	3.157.555,04	2.024.338,24	300.000,00	5.481.893,28

Fonte: Eletrobrás – Estudo da Modelagem Comercial para implantação do CHE Belo Monte

- e) Cronograma Físico de Entrada das Unidades Geradoras, em Etapa única, com a configuração de 20 máquinas com potência unitária de 550 MW, perfazendo um total de 11.000 MW na casa de força principal e uma casa de força suplementar com 7 unidades de 25.9

MW cada, totalizando 181.3 MW adicionais. A Tabela 4.9, a seguir apresenta o cronograma de entrada dessas máquinas;

Tabela 4.9 - Entrada das Unidades Geradoras - Etapa Única

Ano	Mês	Potência - MW	Acumulada	Maquinas
2009	Janeiro	25,9	25,9	1
	Março	25,9	51,8	1
	Maior	25,9	77,7	1
	Julho	25,9	103,6	1
	Setembro	25,9	129,5	1
	Novembro	25,9	155,4	1
2010	Janeiro	25,9	181,3	1
	Março	550,0	731,3	1
	Junho	550,0	1281,3	1
	Setembro	550,0	1831,3	1
	Dezembro	550,0	2381,3	1
2011	Março	550,0	2931,3	1
	Junho	550,0	3481,3	1
	Setembro	550,0	4031,3	1
	Dezembro	550,0	4581,3	1
2012	Março	550,0	5131,3	1
	Junho	550,0	5681,3	1
	Setembro	550,0	6231,3	1
	Dezembro	550,0	6781,3	1
2013	Março	550,0	7331,3	1
	Junho	550,0	7881,3	1
	Setembro	550,0	8431,3	1
	Dezembro	550,0	8981,3	1
2014	Março	550,0	9531,3	1
	Junho	550,0	10081,3	1
	Setembro	550,0	10631,3	1
	Dezembro	550,0	11181,3	1
Total		11.181,3		27

Fonte: Eletrobrás – Estudo da Modelagem Comercial para Implantação do CHE Belo Monte

- f) O valor da energia assegurada, que é definido pelo órgão regulador para a CHE Belo Monte, será de 4.781,6 MW médios. Considerou-se a contratação de 100% de energia assegurada, menos 3,5% relativos às perdas elétricas, conforme tabela 4.10 – Energia Assegurada;

Tabela 4.10 – Energia Assegurada

Ano	Mês	Energia Assegurada MW médio
2010	Março	76,6
	Março	610,6
	Junho	1.144,5
	Setembro	1.678,5
	Dezembro	2.212,4
2011	Março	2.746,4
	Junho	3.280,3
	Setembro	3.814,3
	Dezembro	4.348,3
2012	Março	4.781,6

Fonte: Eletrobrás – Estudo da Modelagem Comercial para Implantação do CHE Belo Monte

- g) Para o cálculo dos encargos de transmissão, de acordo com a legislação vigente, considerou-se a potência anual (MW) que será contratada com o ONS anualmente, para efeito do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST, estando relacionadas com a entrada das unidades geradoras. Para isso, tomou-se, como referência para a tarifa de uso, a maior tarifa nodal hoje praticada, relativa à Usina de Manso, no Mato Grosso, seus montantes são descritos na tabela 4.11 abaixo.

Tabela 4.11 - Encargos de Uso do Sistema de Transmissão

Ano	Pot. Média Disponível (MW)	Encargo de Trans (milhões US\$)
2009	88,5	-
2010	1.189,6	23,10
2011	3.481,3	67,60
2012	5.589,6	108,54
2013	7.789,6	151,25
2014	9.989,6	193,97
2015	11.181,3	217,11

Fonte: Eletrobrás – Estudo da Modelagem Comercial para Implantação do CHE Belo Monte com adaptações

- h) De acordo com os estudos da consultoria Price, Waterhouse & Coopers (1997), que mostra a taxa de retorno de 15% como a que deveria ser utilizada para os investimentos no setor elétrico brasileiro. Assim, a rentabilidade exigida para se investir no CHE Belo Monte é de 15% em moeda constante US\$, que incorpora o custo de oportunidade mais um prêmio pelo risco do negócio²;
- i) Inclusão do disposto na Medida Provisória 2128/2001, segundo o qual novos projetos hidrelétricos situados nas áreas da Agência de Desenvolvimento da Amazônia - ADA, teriam o benefício de redução de 75% do IR e adicional de IR, durante 10 anos até a data-limite de 2013;
- j) A despesa com seguros foi considerada um percentual de 3% sobre a receita líquida;
- k) As perdas elétricas totais estimadas em 3,5% sobre a energia assegurada anual;
- l) A Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE e a taxa da Contribuição ao orçamento anual do Operador Nacional do Sistema – ONS foram estimadas, conjuntamente, em 0,6% da receita líquida anual;
- m) A Compensação pela Utilização dos Recursos Hídricos – CFURH, é calculada segundo uma fórmula padrão: $CFURH = \text{energia gerada} \times \text{tarifa atualizada de referência} \times 6,75\%$. Hoje, a tarifa de referência é de R\$ 44,20/MWh;

² O cálculo da TIR é geralmente resultante do projeto estudado, em que o preço de venda é uma variável pré-determinada, inversamente o proposto neste trabalho é a busca de uma tarifa de equilíbrio que será o preço de venda da energia do CHE Belo Monte, estruturação comumente utilizada em projetos no setor elétrico.

- n) A despesa para operar e manter a usina, a partir do momento que ela entra em operação, também, está relacionada à entrada das unidades geradoras, seus valores são descritos na tabela 4.12 – O&M a seguir.

Tabela 4.12 – Despesa com O&M

Ano	Pot. Média Disponível (MW)	O&M (milhões US\$)
2009	88,5	-
2010	1.189,6	5,88
2011	3.481,3	18,78
2012	5.589,6	31,64
2013	7.789,6	44,54
2014	9.989,6	57,39
2015	11.181,3	65,46

Fonte: Eletrobrás – Estudo da Modelagem Comercial para Implantação do CHE Belo Monte com adaptações

- o) A despesa de Investimento em pesquisa e desenvolvimento foi criada pela Lei 9.991, de 24 de julho de 2000, que determina que mínimo 1% da receita líquida seja aplicado pelas geradoras no desenvolvimento de novas tecnologias;
- p) Os custos com a inserção regional são, também, inseridos no projeto, conforme tabela 4.8, totalizam em torno de US\$ 300 milhões e serão implementados por meio do Plano de Inserção Regional (PIR) que tem por objetivo potencializar os impactos positivos no empreendimento. Ou seja, fazer com que os impactos tenham seus efeitos apreendidos pela região, beneficiando a população local e quebrando a natureza de enclave que é intrínseca aos empreendimentos hidrelétricos;
- q) Para a despesa com a depreciação do investimento foi considerado o método linear na razão de 1/50, conforme vida útil do projeto;

- r) A taxa que desconta o fluxo de caixa é valorada a 12%, ou seja, esta é custo de oportunidade, que os acionistas teriam por não investirem no projeto, que segundo Buarque (1984), expressa rentabilidade geral possível na economia (por exemplo, renda fixa);
- s) Esse mesmo fluxo de caixa é utilizado para o cálculo do “payback”;
- t) O fluxo de caixa foi considerado para o período de 2003-2059 e VPL no ano zero de 2003.

Por fim, analisando o nível de investimento requerido pelo CHE Belo Monte, pode-se concluir que o projeto não é marginal, devido à dimensão de sua capacidade instalada. Dessa forma, o volume de investimento necessário, tanto dívida quanto capital próprio, terá restrições dadas pela capacidade normal do mercado em disponibilizar esses recursos.

Acima do limite do mercado, os agentes exigirão taxas exponencialmente maiores para alocar um maior volume de recursos. O risco para se construir Belo Monte com orçamentos superiores a US\$ 5,0 bilhões, incluindo a seu sistema associado de transmissão, é substancial. Assim esse risco deve ser dividido entre o governo e os investidores privados, sendo que a parcela governamental estaria alocada pela participação majoritária das empresas federais de geração, já os investidores minoritários, seriam os grandes produtores de alumínio e ferro ligas atuantes principalmente na região Norte do país.

4.5.2 Caso Base – Viabilidade Econômica do CHE Belo Monte

As planilhas resultantes do modelo de viabilidade econômico-financeira de projetos, são mostradas no Anexo 2.

Para esta análise, prevalecem as hipóteses descritas anteriormente, agregadas dos aspectos teóricos, descritos no capítulo 3, item 3.2 – Estudos de viabilidade econômica, que tem como característica principal o aporte de recursos para a construção do projeto, ser realizado somente por meio de capital próprio, não sendo incorporado nesta análise o conceito de alavancagem financeira.

4.5.2.1 Resultados

Por meio da incorporação de todos os dados e hipóteses, no modelo de análise econômica-financeira de projetos, gerou-se várias simulações até se obter a otimização da Estrutura de Capital, que é refletida pela melhor combinação entre os recursos próprios dos acionistas e o aporte de caixa do próprio projeto, a partir do momento que este entra em operação. Como resultado, obteve-se o percentual de 66,75% para recursos próprios e 33,25% para recursos gerados internamente pelo projeto durante o período de análise.

Adicionalmente, cabe destacar que o volume de receita a ser gerado pelo empreendimento em valores médios anuais, para o período de análise se encontra na ordem de US\$ 1.480.844 mil se comparado com o da despesa média anual de 430.435 mil, representa uma relação de 3,44 vezes superior, significando uma elevada capacidade de geração interna de caixa.

Em relação aos tributos e encargos setoriais, o projeto arrecada para o setor elétrico brasileiro cerca de US\$ 70,199 mil ano a título de RGR, TFSEE,

CF e P&D. Já para os tributos somam US\$ 405.244 mil anuais, representados pelo IR, CSLL, PIS/PASEP/CONFINS e CPMF, o que permitirá ao Governo Federal incrementar a sua arrecadação a partir do início de operação do projeto.

Os valores da tarifa de equilíbrio, do VPL e do “Payback” são mostrados na tabela 4.13 a seguir, juntamente com outros itens resultantes:

Tabela 4.13 - CHE Belo Monte com a Geração e Transmissão Associada Sem Alavancagem Financeira

	PARÂMETRO / ITEM	VALOR
ECONÔMICO-FINANCEIROS	- Investimento (G, T e I.regional)	5.481.893 US\$ mil
	- Taxa Interna de Retorno	15,00% ao ano
	- Tarifa de Equilíbrio	39,59 US\$ / MWh
	- Custo de Oportunidade	12,00% ao ano
	- Valor Presente Líquido	727.857 US\$ mil
	- “Payback” descontado	12,9 anos
	- Receita Média Liq. Anual	1.480.844 US\$ mil
	- Despesa Média Anual	430.435 US\$ mil
	- Despesa com Transporte	266.242 US\$ mil
	- Energia Média Anual	40.942 GWh
	- Energia Assegurada (média anual)	4.674 MW médios
TRIBUTÁRIOS	Tributos e E. Setoriais-Média Anual	475.443 US\$ mil
	- Imposto de Renda	231.400 US\$ mil
	- CSLL	84.680 US\$ mil
	- RGR	10.655 US\$ mil
	- TFSEE	9.386 US\$ mil
	- Compensação Financeira - CF	35.350 US\$ mil
	- Pesquisa & Desenvolvimento	14.808 US\$ mil
	- PIS-PASEP-COFINS	83.220 US\$ mil
	- OUTROS (CPMF)	5.944 US\$ mil

Fonte: Elaboração própria

Cabe destacar que o projeto possui uma geração média anual de energia elétrica de 40.942 GWh, representando 4.674 MW médios agregados ao SIN anualmente durante a vida útil do empreendimento, 2010 a 2059.

Conclui-se que o projeto é viável a TIR de 15%, resultando em uma tarifa de equilíbrio de US\$ 39,59/MWh. Esse valor revela-se pouco competitivo em relação aos projetos hidráulicos, conforme visualizado na tabela 4.14, o que a torna sem liquidez, ou seja, dificilmente o investidor conseguirá vender sua energia a esse preço.

O projeto é altamente atrativo, quando se olha o VPL, pois este se apresenta positivo na ordem de US\$ 727.857 mil, mas é resultante da tarifa de equilíbrio, discutida anteriormente. Quanto ao “payback” que indica a recuperação do capital investido em 12,9 anos, parece atrativo, mas o fato de os acionistas assumirem o risco de investirem sozinhos recursos próprios no projeto torna essa opção inviável, uma vez que investimentos da ordem de US\$ 5,5 bilhões são representativos, para investimento em um único projeto no mercado de energia elétrica brasileiro, correspondendo a quase totalidade de recursos que o setor necessita anualmente de US\$ 7,0 bilhões.

4.5.3 Caso Base – Viabilidade Econômico-financeira do CHE Belo Monte

No Anexo 3, pode-se visualizar detalhadamente as planilhas com os resultados gerados pelo modelo de viabilidade econômico-financeira de projetos.

Para essa análise, prevalecem as hipóteses descritas anteriormente, agregadas com os aspectos teóricos descritos no capítulo 3, item 3.3 – Análise de Viabilidade Econômico-Financeira, que tem como característica principal o

aporte de recursos para a construção do projeto ser realizado pelos acionistas, bem como, por meio de empréstimos e financiamentos. O conceito da alavancagem financeira é incorporado nessa análise, que consiste na introdução de mecanismos financeiros (financiamentos) que diminuam a exigência de se remunerar somente o capital, possibilitando, assim, melhorar a competitividade tarifária do projeto que, neste caso, é refletida por intermédio do decréscimo de sua tarifa de equilíbrio.

As fontes de financiamento são as mesmas do projeto original; constituem-se de empréstimos junto a Eletrobrás e BNDES, como, também, a emissão de debêntures, juntamente com uma parcela menor de recursos próprios e do caixa do projeto.

4.5.3.1 Resultados

Como no caso anterior, procurou-se por meio de várias interações estabelecer a melhor arranjo para a estruturação do capital e, conseqüentemente, para a menor tarifa de equilíbrio possível, resultando, assim, na seguinte composição: o Capital Próprio participa com 25,93% e o capital de terceiros com 50,67%, sendo subdividido entre o BNDES com 20,27%, a Eletrobrás com 17,73% e a emissão de Debêntures com 12,67%; mais o aporte do Caixa do projeto com 23,40%.

Para essa estruturação ótima de capital, ou seja, aquela resulta na menor tarifa, foi necessário estabelecer as condições e o percentual de participação dos seguintes agentes financiadores:

- a) O BNDES – que é uma empresa pública federal vinculada ao Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior

- que tem como objetivo financiar em longo prazo os empreendimentos que contribuam para o desenvolvimento do país. O BNDES viabiliza investimentos, buscando dividir a participação e o risco nas operações com outros agentes econômicos. As condições do empréstimo têm um prazo de amortização de 12 anos, 6 anos de carência e taxa de juros de 11% ao ano;
- b) A Eletrobrás – empresa “holding” federal tem no modelo setorial o papel principal de agente financiador do setor elétrico estatal. O empréstimo, vinculado a essa fonte, teve as seguintes condições: prazo de amortização de 12 anos, 6 anos carência e uma taxa de juros de 11% ao ano;
- c) Para a emissão de debêntures foi considerado o seu lançamento, no mercado primário de capitais interno, com prazo de 12 anos para amortização e remuneração de 10%, resultando em uma participação de 12,67% do volume total do investimento;
- d) O modelo de análise de viabilidade de projetos buscou, em suas interações, a otimização entre essas fontes de financiamento, procurando a participação ótima do Capital Próprio dos Acionistas, juntamente com o aporte do Caixa do Projeto, resultando em uma participação do total investimento da ordem de 25,93% e 23,40%, respectivamente.

O estudo demonstra que o empreendimento, a TIR de 15% ao ano, exige uma tarifa mínima da ordem de US\$ 34,04/MWh, que seria vendida ao Sistema de “Pool”, gerenciado pela CCEE, apresenta-se atrativo aos

investidores, pois estes teriam o retorno de seu capital em 17,1 anos e o projeto agregaria valor aos acionistas, por meio de seu VPL de US\$ 350.631 mil.

Tabela 4.14 - Preços da energia elétrica a partir de fontes diversas

Fontes Energéticas	Preço no Brasil US\$/MWh
Usinas Hidrelétricas	
- Competitiva (Hidroeletricidade)	22 - 30
- Pequenas Centrais Hidrelétricas	35 -102
Usinas Termelétricas	
- Carvão Nacional	37 - 45
- Gás Natural maior que 350 MW	39,96
- Gás Natural menor que 350 MW	41,09
- Nuclear	54 - 65
- Diesel	81 - 107
- Biomassa e Resíduos	38 - 73
Usinas Eólicas	50 - 70
Usinas Solares Fotovoltaica	170 - 250

Fonte: Relatório – CEM – Senado Federal e Aneel com adaptações

Mas esta tarifa mínima está acima dos referenciais de mercado (veja tabela 4.14 acima) em que fica evidenciada a necessidade de medidas alternativas na concepção do projeto inicial, para que o valor do MWh gerado, se situe dentro do exigido pelo mercado para empreendimento de origem hidráulica, uma vez que projetos novos de geração hidráulica se encontram entre US\$ 22 e US\$ 30.

Com efeito, nesse novo nível tarifário, o projeto apresenta uma receita anual média de US\$ 1.273.093 mil durante a vida útil do projeto. Já despesas médias anuais encontram-se em US\$ 419.974 mil. Comparativamente, confirma-se, nesta hipótese, a elevada capacidade de geração interna de caixa do projeto.

A TIR mínima para o empreendimento é de 15%. Os valores da tarifa de equilíbrio, do VPL, do “Payback” e outros itens, são mostrados na tabela 4.15, a seguir:

Tabela 4.15 - CHE Belo Monte com a Geração e Transmissão Associada
Com Alavancagem Financeira

	PARÂMETRO / ITEM	VALOR
ECONÔMICO-FINANCEIROS	- Investimento (G, T e I.regional)	5.481.893 US\$ mil
	- Taxa Interna de Retorno	15,00% ao ano
	- Tarifa de Equilíbrio	34,04 US\$ / MWh
	- Custo de Oportunidade	12,00% ao ano
	- Valor Presente Líquido	350.631 US\$ mil
	- “Payback” descontado	17,1 anos
	- Receita Média Liq. Anual	1.273.093 US\$ mil
	- Despesa Média Anual	419.974 US\$ mil
	- Despesa com Transporte	266.242 US\$ mil
	- Energia Média Anual	40.942 GWh
	- Energia Assegurada (média anual)	4.674 MW médios
TRIBUTÁRIOS	Tributos e E. Setoriais-Média Anual	362.756 US\$ mil
	- Imposto de Renda	161.935 US\$ mil
	- CSLL	58.857 US\$ mil
	- RGR	9.160 US\$ mil
	- TFSEE	8.069 US\$ mil
	- Compensação Financeira - CF	35.350 US\$ mil
	- Pesquisa & Desenvolvimento	12.731 US\$ mil
	- PIS-PASEP-COFINS	71.544 US\$ mil
	- OUTROS (CPMF)	5.110 US\$ mil

Fonte: Elaboração própria

Em relação à hipótese anterior, as despesas com tributos e encargos setoriais reduziram, conjuntamente, em torno de 23,7%, provocados principalmente pela redução do Imposto de Renda - IR e Contribuição Social sobre Lucro Líquido – CSLL, que reduziram 30,0% e 30,5%, respectivamente. Esse decréscimo é justificado pelo fato de o projeto estar agora com financiamento, ou seja, as despesas financeiras reduzem os lucros e, conseqüentemente, reduzem a CSLL e IR.

4.6 Conclusão

Os dois casos base analisados revelam diferentes óticas de análise de viabilidade. Na primeira, o projeto tem como fonte de financiamento a fonte mais cara, que é o capital próprio; mesmo assim, ele se apresenta viável, uma vez que seu VPL é positivo em US\$ 727.857 mil, mas sua tarifa de equilíbrio encontra-se em um patamar pouco competitivo para uma fonte hidráulica, aproximando-se muito das fontes térmicas mais baratas. Com a segunda análise, pôde-se verificar que o empreendimento migrou para tarifa de equilíbrio de US\$ 34,04/MWh, sendo aceitável para os projetos com características e dimensões deste, alcançando um nível razoável de competitividade em relação aos empreendimentos térmicos existentes no mercado, como, por exemplo, uma térmica a gás de grande porte que exige uma tarifa da ordem de US\$ 39,96/MWh, mas não estando na faixa de preço competitiva para empreendimentos hidráulicos exigidos pelo mercado.

Como forma de tornar mais competitivo o empreendimento, propõem-se duas alternativas (que é o objetivo deste trabalho). Uma refere-se à criação de uma compensação para usina que seria efetivada por meio de uma receita de conexão, para fazer frente aos investimentos de transmissão associados à usina que seria paga pelas distribuidoras, atuantes no sistema interligado, na proporção de seus mercados, criando, assim, cotas-parte, como exemplo as cotas da Usina de Itaipu; a outra alternativa sugere que a transmissão associada seja considerada como pertencente à rede básica do Sistema Interligado Nacional. Essas alternativas são descritas detalhadamente no próximo capítulo.

5. ALTERNATIVAS PARA A COMPETITIVIDADE TARIFÁRIA DO CHE BELO MONTE

5.1 Introdução

Como foi visto no capítulo anterior, o projeto do CHE Belo Monte necessita de mecanismos que possibilitem compensar ou retirar os custos da transmissão associada, de forma a tornar sua tarifa de equilíbrio mais competitiva em relação às demais fontes de geração de energia elétrica.

Dessa forma, neste capítulo serão desenvolvidas as hipóteses e analisadas as alternativas para a busca dessa competitividade.

5.2 Alternativa 1 - Geração Com Transmissão - Receita de Conexão

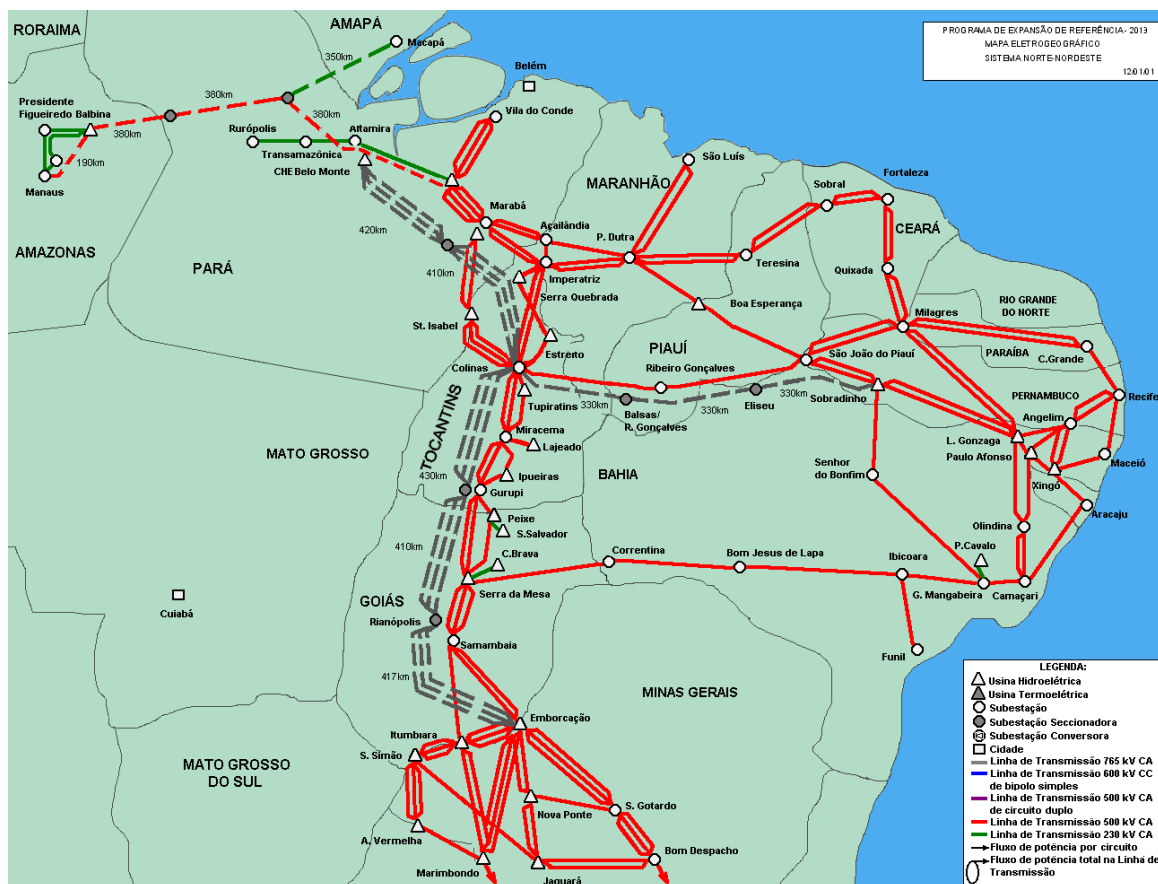
As saídas do modelo de viabilidade econômico-financeira de projetos são mostradas no Anexo 4.

Esta simulação é similar à desenvolvida no item 4.5.3 do capítulo anterior, diferindo apenas no aspecto de ser incorporada, ao projeto, uma receita de conexão, relativa aos investimentos em transmissão associados à usina, suas hipóteses são detalhadas a seguir:

- a) Estudos mais recentes do planejamento do setor elétrico indicam que a interligação Tucuruí-Manaus-Macapá ocorrerá em 2007, ampliando assim a Rede Básica do SIN. Esta expansão irá passar próxima ao CHE Belo Monte. Essa nova expansão do SIN será o ponto de conexão de usina com a Rede Básica, este fato é a base

para a concepção das alternativas propostas neste trabalho, podendo ser visualizada na figura 5.1 a seguir:

Figura 5.1 – Belo Monte – Transmissão associada e Expansão da Rede Básica – Proposta



Fonte: Eletronorte

- b) Para a viabilidade desta proposta, definiu-se como hipótese principal a criação de uma Sociedade de Propósito Específico – SPE, para a construção do empreendimento, composta unicamente pelas empresas Eletronorte, Furnas, Chesf e Eletrosul, de forma que a compensação pela receita de conexão não tenha como beneficiário investidores privados e, sim, a sociedade brasileira por meio dessas empresas;
- c) Por intermédio do balanço energético do submercado Norte, verifica-se a necessidade de ampliação da Rede Básica local, ou

seja, em centros de carga próximos ao CHE Belo Monte, devido às necessidades do submercado Norte, provocadas principalmente pela implantação de duas plantas para produção alumínio, totalizando 1.800 MW, previstos para o ano de 2010, que não poderão ser atendidos pela oferta que existe no submercado Norte, isso irá diminuir os custos de transmissão associados à usina, pois será preciso a expansão da Rede Básica;

- d) A interligação energética, em 2007, entre o Sistema Interligado Nacional e os Sistemas Isolados de Manaus, Macapá e Margem Esquerda do rio Amazonas, via construção de uma linha de transmissão, partindo a UHE Tucuruí, deverá ser paga pelos agentes usuários do sistema de transmissão da Rede Básica;
- e) O CHE Belo Monte incorrerá nos custos restantes da transmissão associada, ou seja, três trechos da transmissão associada;
- f) Propõe-se a homologação pelo órgão regulador, Aneel, de uma receita de conexão a ser paga pelas Distribuidoras, que passariam a ter Cotas Parte, da energia a ser gerada em Belo Monte, garantindo o atendimento de seus mercados à tarifa de equilíbrio do Che Belo Monte;
- g) Verifica-se o incremento nos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão a serem pagos pelo CHE Belo Monte, pelo fato dos custos de investimento de um circuito serem retirados da transmissão associada à usina e serem incorporados à Rede Básica;

h) Defini-se o valor da receita de conexão dentro dos padrões atuais de licitação de empreendimento de transmissão promovidos pela Aneel.

Para melhor entendimento dessa alternativa, alguns comentários a respeito da regulação do sistema de transmissão precisam ser agregados.

O conceito desses custos está relacionado com a regulação para o segmento de transmissão de energia elétrica, onde o acesso a esse sistema é livre, funcionando como um condomínio onde quem usa paga proporcionalmente a capacidade (MW) que impõe ao sistema.

Para remunerar os ativos de transmissão, foi criada uma receita que é paga anualmente às empresas detentoras desses ativos. A receita total, ou seja, de todo o sistema de transmissão do Sistema Interligado Nacional, a ser arrecadada é composta da Receita Anual Permitida - RAP a ser paga às concessionárias de transmissão, de parte do orçamento do ONS, de uma Parcela de Ajuste, correspondente às diferenças de arrecadação do período anterior, e de uma previsão de receita para pagamento de instalações de transmissão que irão entrar em operação ao longo do período considerado próximos 12 meses.

O custo do transporte é expresso através da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - TUST, sendo seu cálculo realizado por meio do Programa Nodal, que utiliza como dados de entrada a configuração da rede, representada com suas linhas de transmissão, subestações, geração e carga, uma receita total a ser arrecadada e alguns parâmetros estabelecidos por meio da Resolução nº 282, de 1999.

Essa metodologia considera, também, a parcela locacional na composição da TUST, ou seja tarifas maiores, para os geradores instalados

distante das cargas, e menores para aqueles que optam por conectar-se mais próximo a elas, de forma a incentivar que a geração seja instalada próxima aos centros de carga. Esse tipo de sinal locacional desonera o sistema de transmissão, uma vez que reduz perdas e aumenta a capacidade relativa de transmissão das linhas.

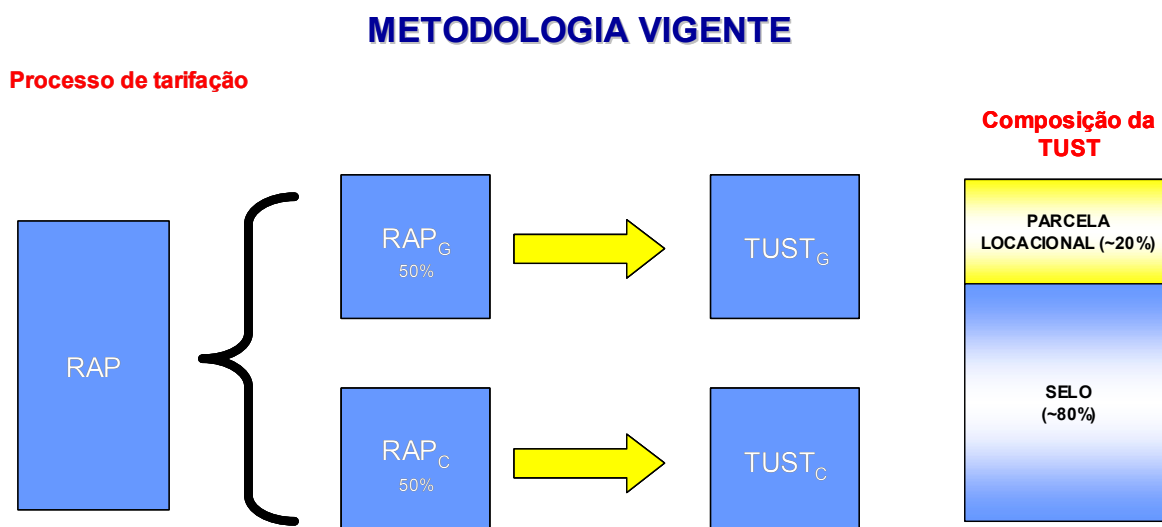
Para complementar a arrecadação da RAP total do sistema de transmissão, como, também, eliminar o efeito “pendular” em certas redes de pouca capacidade, uma outra parcela sela é incorporada a TUST, como estímulo adicional ao sinal locacional. O efeito “pendular” consiste em que certas redes inicialmente importadoras de energia possuam um sinal locacional nodal favorável aos geradores e, posteriormente, por estimular a entrada de muitos geradores, passem a ser exportadoras de energia, podendo reverter o sinal locacional nodal que poderia afastar tais geradores.

A parcela de conexão faz parte da composição da RAP do transmissor, sendo arrecadada a parte e não entra no programa nodal. É paga pelos usuários do sistema de conexão (distribuidoras e consumidores livres). Os ativos de conexão são pertencentes às transmissoras que têm a responsabilidade de operá-los e mantê-los.

No caso da proposta deste trabalho, seria criada uma exceção para que a usina pudesse usufruir dessa receita, uma vez que todo o Sistema Interligado Nacional estaria se beneficiando com os investimentos em transmissão realizadas por Belo Monte.

A metodologia aplicada para o cálculo da TUST pode ser visualizada na figura 5.2 a seguir:

Figura 5.2 – Metodologia de Cálculo da TUST



RAP Receita anual permitida

RAP_G Parcela da RAP (50%) devida pelos geradores

RAP_C Parcela da RAP (50%) devida pelas cargas

TUST_G TUST para os geradores

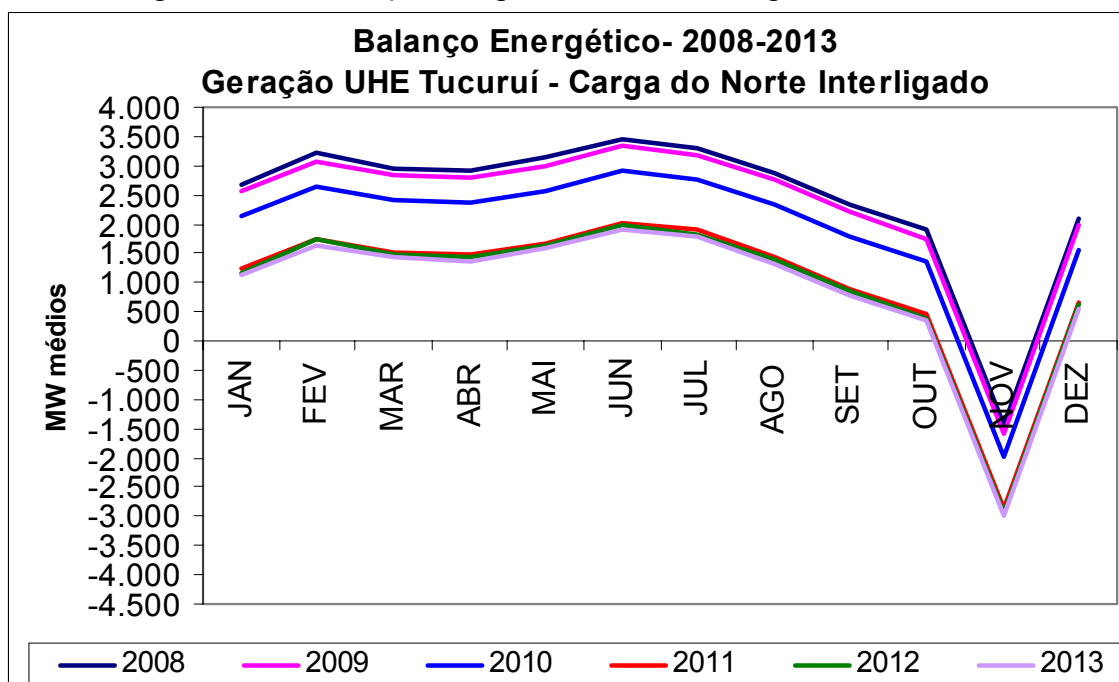
TUST_C TUST para as cargas

Fonte: ONS

5.2.1 Resultados

O balanço energético para o Sistema Elétrico Interligado Norte, área de localização do CHE Belo Monte, foi realizado comparando-se a geração de UHE Tucuruí mais a capacidade de transmissão existente, hoje, para atendimento ao submercado Norte por outros submercados; com a carga composta pelo Norte Interligado (Pará, Maranhão e Tocantins), buscando-se, assim, identificar os déficits anuais no atendimento a essas cargas, sendo necessário à ampliação da oferta de geração para suprir esses déficits, justificando, assim, a construção de Belo Monte, bem como, a ampliação da Rede Básica local. A Figura 5.3 – Balanço Energético Norte Interligado - 2008 - 2013, a seguir, nos mostra os déficits ao longo do período.

Figura 5.3 – Balanço Energético Norte Interligado – 2008 - 2013

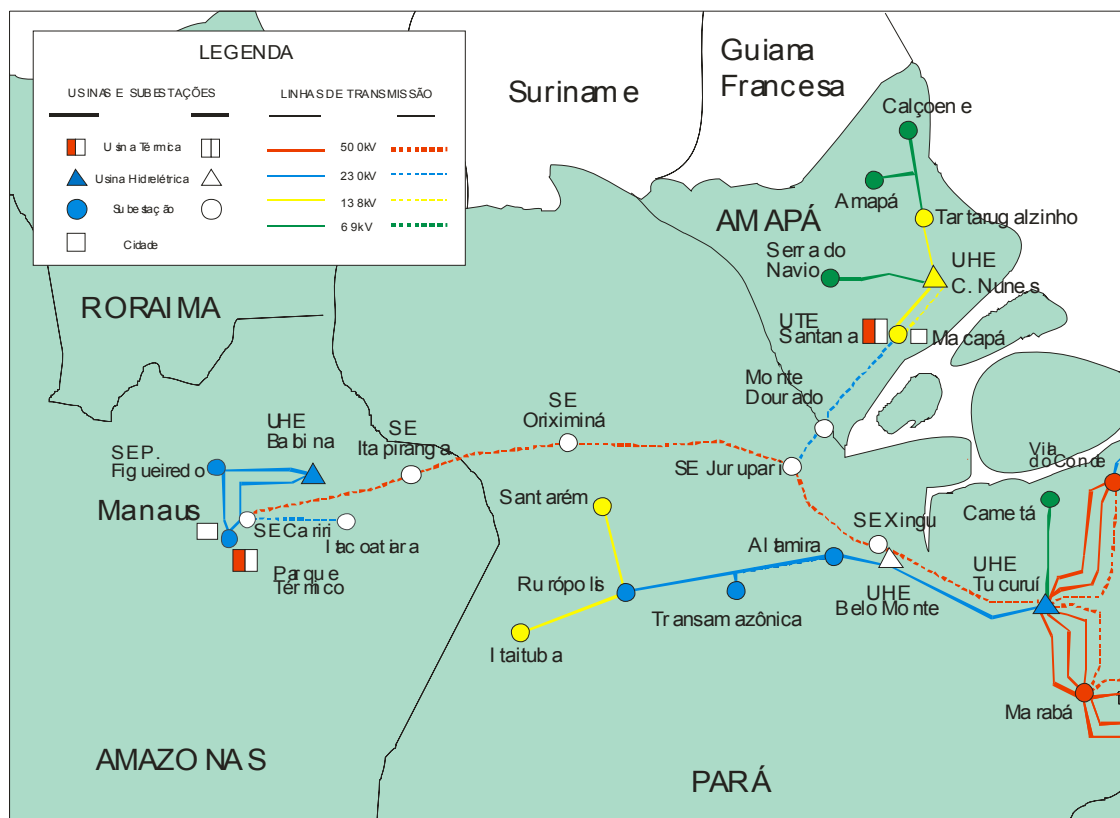


Fonte: Elaboração própria

A figura nos mostra os déficits para atendimento à carga do Sistema Norte Interligado, percebe-se que ao longo do período eles aumentam, principalmente, nos meses de baixa hidraulicidade no Rio Tocantins, outubro e novembro, apresentando níveis elevados a partir de 2008, atingindo em 2013 em torno de 3.000 MW médios, para solução desse problema necessário se faz a ampliação dos sistemas de transmissão existente, bem como agregar novas fontes geração.

Para maiores detalhes sobre aos aspectos técnicos da interligação energética entre o SIN e os Sistemas Isolados de Manaus, Macapá e Margem Esquerda do rio Amazonas ver Domingues (2003) que descreve a viabilidade técnica e econômica e os benefícios dessa interligação. Considera um sistema de 1.430 km de extensão em 500 kV, até Manaus e mais 315 km de extensão em 230 kV, até a cidade de Macapá em circuito simples. A figura 5.4 nos mostra o mapa eletrogeográfico da interligação Tucuruí-Manaus-Macapá.

Figura 5.4 – Mapa Eletrogeográfico da Interligação Tucuruí-Manaus-Macapá



Fonte: Domingues (2003)

Os investimentos necessários para a implantação desta interligação estão em torno de US\$ 994.625,55 mil. Pela regulação da Transmissão, esses investimentos devem ser cobertos pelos usuários da Rede Básica, e uma Receita Anual Permitida, que é definida pela Aneel e controlada e supervisionada pelo ONS, a que a concessionária de transmissão terá direito pela prestação de serviços de transmissão aos usuários. Pelas regras atuais de licitação, a receita permitida para esse nível de investimento ficará em torno de US\$ 158,4 milhões com uma remuneração de 10,5% a.a. e uma estrutura de capital de 40% para Capital Próprio e 60% para Capital de Terceiros.

A migração dos custos de um circuito para a Rede Básica implica em uma redução de investimento na usina da ordem de US\$ 506,1 milhões, sendo

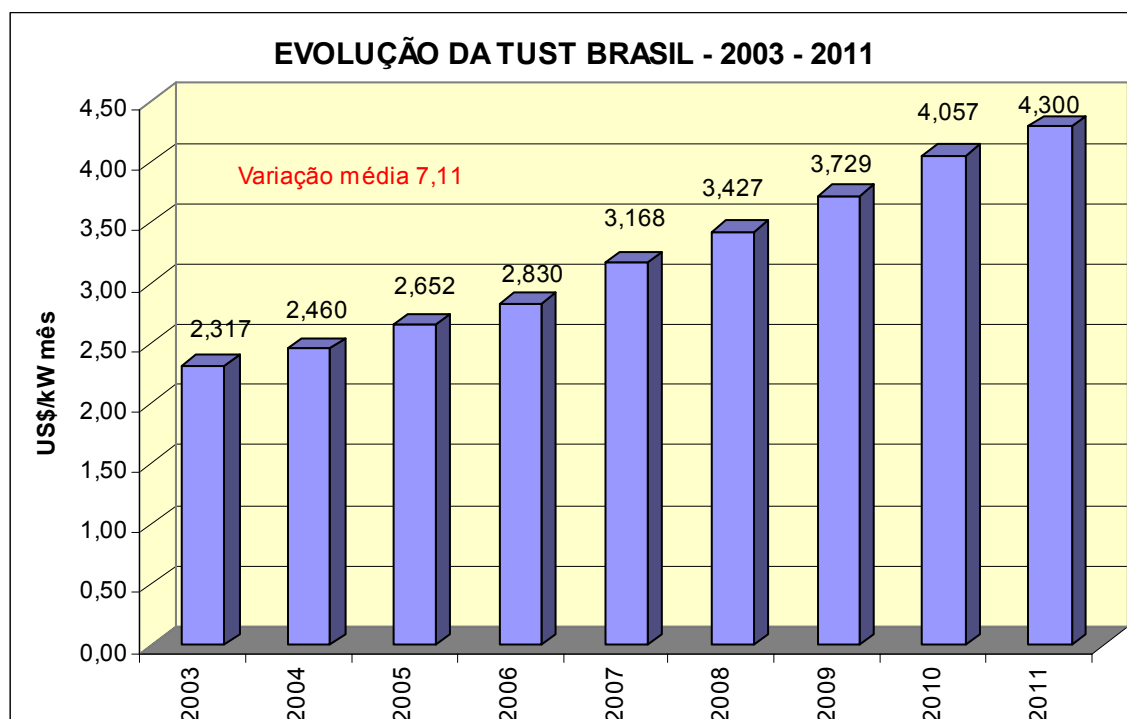
que esse trecho de linha será licitado pela Aneel. Pelas regras atuais, a receita permitida para esse nível de investimento, com uma remuneração de 10,5% e uma estrutura de capital de 40% para Capital Próprio e 60% para Capital de Terceiros, com taxas de juros de 11% a.a., amortização em 8 anos e carência 4 anos ficará em torno de US\$ 86,0 milhões.

Para a verificação do incremento na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão como um todo, foram observados os incrementos em transmissão determinados pelo Programa de Ampliação e Reforço na Rede Básica do ONS, para o período 2004-2007, a interligação de Tucuruí com Manaus e Amapá a partir de 2007, bem como os investimentos em Rede Básica para os Sistemas Norte-Nordeste e Sudeste-Centro Oeste, constantes do documento da Eletrobrás “Relatório Ampliações Rede Básica R1”, de 2002. Limitou-se em 2011, período limite deste estudo, pois é nesse ano que entra em operação a primeira LT entre Belo Monte e a SE Colinas. Como resultado dessa simulação, encontrou-se um valor para a TUST Brasil de US\$ 4,300/kw mês.

Pode-se visualizar o desempenho desse encargo ao longo do período, por intermédio da figura 5.5 – Evolução da TUST Brasil, abaixo:

Observa-se uma variação crescente da TUST Brasil, representando em valores médios anuais em torno de 7,11%. Esse crescimento reflete a tendência de incrementos menores à medida que o setor amplie a sua geração e, conseqüentemente, a malha de transmissão. Esse efeito pode ser observado, quando se analisa a variação ocorrida entre 2001 a 2003, de 96,07%, período de implantação da regulação da transmissão.

Figura 5.5 – Evolução da TUST Brasil – 2003 -2011



Fonte: Elaboração própria

Cabe observar, também, que este estudo considera a continuidade da tarifa-selo a partir de 2005, quando da implantação do novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro, em que os agentes de geração, transmissão e comercialização, participantes do ambiente regulado, arcarão ainda com a parcela de selo em suas TUSTs.

Praticamente é insignificante o impacto no encargo de transmissão da usina, sendo que haverá apenas incremento de US\$ 464,1 milhões distribuídos ao longo do período de 50 anos de análise, que trazidos a Valor Presente perfazem o montante de US\$ 62,0 milhões, implicando em incremento na TUST da usina de US\$ 0,20, fazendo com que a TUST média passe de 4,487 US\$/kWmês para 4,689 US\$/kW mês, representando um incremento médio de 4,5% ao ano.

Para o cálculo da Receita de Conexão, utilizou-se do orçamento em transmissão inicial, retirando-se um circuito, conforme justificativa descrita anteriormente, sendo que os três circuitos restantes perfazem US\$ 1,518 bilhão, que, alocados no tempo de acordo com a necessidade técnica para escoamento da energia a ser gerada em Belo Monte, implicam em valores por circuito de US\$ 86,0 milhões, entrando o primeiro em 2011, o segundo em 2012 e o terceiro em 2014, totalizando uma receita de US\$ 258,1 milhões, fixa até o ano de 2044, ou seja, por 33 anos, que é o período estabelecido para a recuperação do capital dos investimentos em transmissão de energia elétrica.

Na busca de melhor arranjo para a estruturação do capital e conseqüentemente, para uma menor tarifa de equilíbrio, procurou-se por meio da análise de sensibilidade estabelecer a melhor arranjo, resultando assim na seguinte composição: O Capital Próprio participa com 26,73% e o capital de terceiros com 50,92%, sendo subdividido entre o BNDES com 20,37%, a Eletrobrás com 17,82% e a emissão de Debêntures com 12,73%; mais o aporte do Caixa do projeto com 22,36%.

Como a TIR é pré-determinada em 15%, a análise de sensibilidade demonstra que o empreendimento, a essa TIR, exige uma tarifa mínima, para este caso, na ordem de US\$ 29,41/MWh, bem mais competitiva que a anterior de US\$ 34,04/MWh, abaixo inclusive do Custo Marginal de Expansão - CME para o setor elétrico, que hoje se encontra em US\$ 34,00/MWh.

A tabela 5.1 – CHE Belo Monte com Transmissão Associada e Receita de conexão traz resumidamente os resultados dessa alternativa.

Tabela 5.1 - CHE Belo Monte com Transmissão Associada e Receita de Conexão

	PARÂMETRO / ITEM	VALOR
ECONÔMICO-FINANCEIROS	- Investimento (G, T e I.regional)	4.975.809 US\$ mil
	- Taxa Interna de Retorno	15,00% ao ano
	- Tarifa de Equilíbrio	29,41 US\$ / MWh
	- Custo de Oportunidade	12,00% ao ano
	- Valor Presente Líquido	336.866 US\$ mil
	- “Payback” descontado	17,0 anos
	- Receita Média Liq. Anual	1.236.103 US\$ mil
	- Despesa Média Anual	427.104 US\$ mil
	- Despesa com Transporte	279.554 US\$ mil
	- Energia Média Anual	40.942 GWh
	- Energia Assegurada (média anual)	4.674 MW médios
TRIBUTÁRIOS	Tributos e E. Setoriais-Média Anual	349.844 US\$ mil
	- Imposto de Renda	155.481 US\$ mil
	- CSLL	56.478 US\$ mil
	- RGR	7.913 US\$ mil
	- TFSEE	7.834 US\$ mil
	- Compensação Financeira - CF	35.350 US\$ mil
	- Pesquisa & Desenvolvimento	12.361 US\$ mil
	- PIS-PASEP-COFINS	69.465 US\$ mil
	- OUTROS (CPMF)	4.962 US\$ mil

Fonte: Elaboração própria

Quanto aos outros métodos de análise de investimentos, o “payback” praticamente se mantém na ordem de 17 anos, mas há um decréscimo no VPL de US\$ 13.764,15 mil, representando redução de 0,60%, que se for comparado ao ganho de competitividade da tarifa de equilíbrio que decresceu em US\$ 4,63, que em termos percentuais representa 13,6%, tornando o projeto com essa nova estruturação bem mais atraente que as condições definidas na hipótese anterior, pois ele se encontra, agora, dentro do nível de competitividade exigido pelo mercado.

5.3 Alternativa 2 - Geração Sem Transmissão Associada À Usina

As saídas do modelo de viabilidade econômico-financeira de projetos são mostradas no Anexo 5.

Nesta simulação, as hipóteses definidas para o caso base Análise de Viabilidade Econômico-financeira, item 4.5.2, continuam valendo, diferindo, apenas, no aspecto de que todos os custos em transmissão alocados à usina seriam migrados para a rede básica, sendo suas hipóteses específicas descritas a seguir:

- a) Para a viabilidade desta proposta, definiu-se como hipótese principal a criação de uma Sociedade de Propósito Específico – SPE, para a construção do empreendimento, sendo que as empresas federais de geração sejam majoritárias em 51%, e o percentual restante teria a participação de investidores privados;
- b) Realizar novamente o balanço energético do Sistema Norte Interligado, agora agregando as cargas do Sistema Manaus e Amapá, verificando-se as necessidades de ampliação da transmissão e da geração;
- c) Duplicação da Rede Básica, em 2010, trecho entre Tucuruí-Manaus-Macapá. Seus custos deverão ser pagos pelos agentes usuários do sistema de transmissão da Rede Básica;
- d) O CHE Belo Monte, quando entrar em operação em 2010, deverá conectar-se a Rede Básica, através do 2º circuito entre Tucuruí e Manaus;

- e) Assim se justificaria a alocação dos custos totais de transmissão associados à usina a fazerem parte o sistema de transmissão nacional - Rede Básica, onde todos os agentes pagariam esses custos via TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, dado que o CHE Belo Monte já está conectado em Rede Básica, devendo a ampliação desta ser arcada pelo sistema elétrico como um todo;
- f) Verificar o incremento nos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão a serem pagos pelos agentes usuários do sistema de transmissão nacional;
- g) Verificar também, como na simulação anterior, esse impacto na TUST incremental da usina.

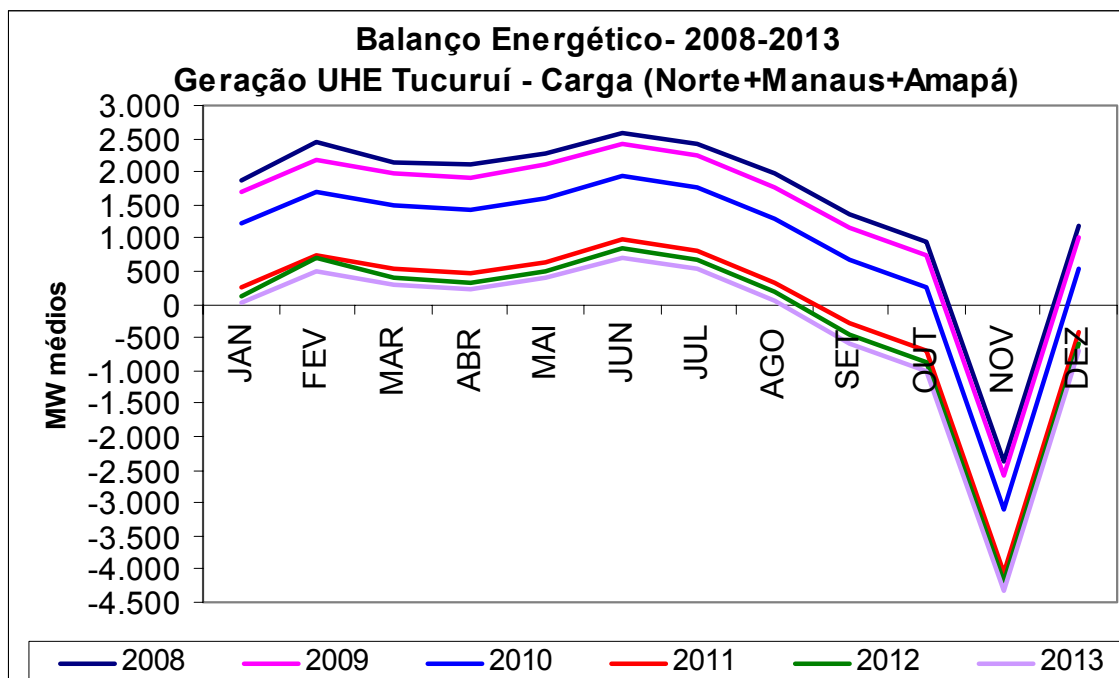
5.3.1 Resultados

Para a criação da SPE, vislumbra-se a participação dos produtores de Alumínio e ferros ligas no Norte do Brasil. As projeções de mercado sinalizam a entrada de vários projetos eletrointensivos para os próximos dez anos, que não poderão ser atendidos integralmente pela oferta existente no submercado Norte.

Novamente o balanço energético para o Sistema Elétrico Interligado Norte foi realizado, comparando-se a geração de UHE Tucuruí mais a capacidade de transmissão existente, hoje, para atendimento ao submercado Norte por outros submercados; com a carga composta pelo Norte Interligado (Pará, Maranhão e Tocantins) e a carga de Manaus e Macapá, procurando identificar os déficits anuais no atendimento a essa nova configuração do sistema Interligado.

A Figura 5.6 – Balanço Energético Norte Interligado – Manaus – Amapá - 2008 - 2013, a seguir nos mostra os déficits ao longo do período.

Figura 5.6 – Balanço Energético – N inter - Manaus – Amapá – 2008 - 2013



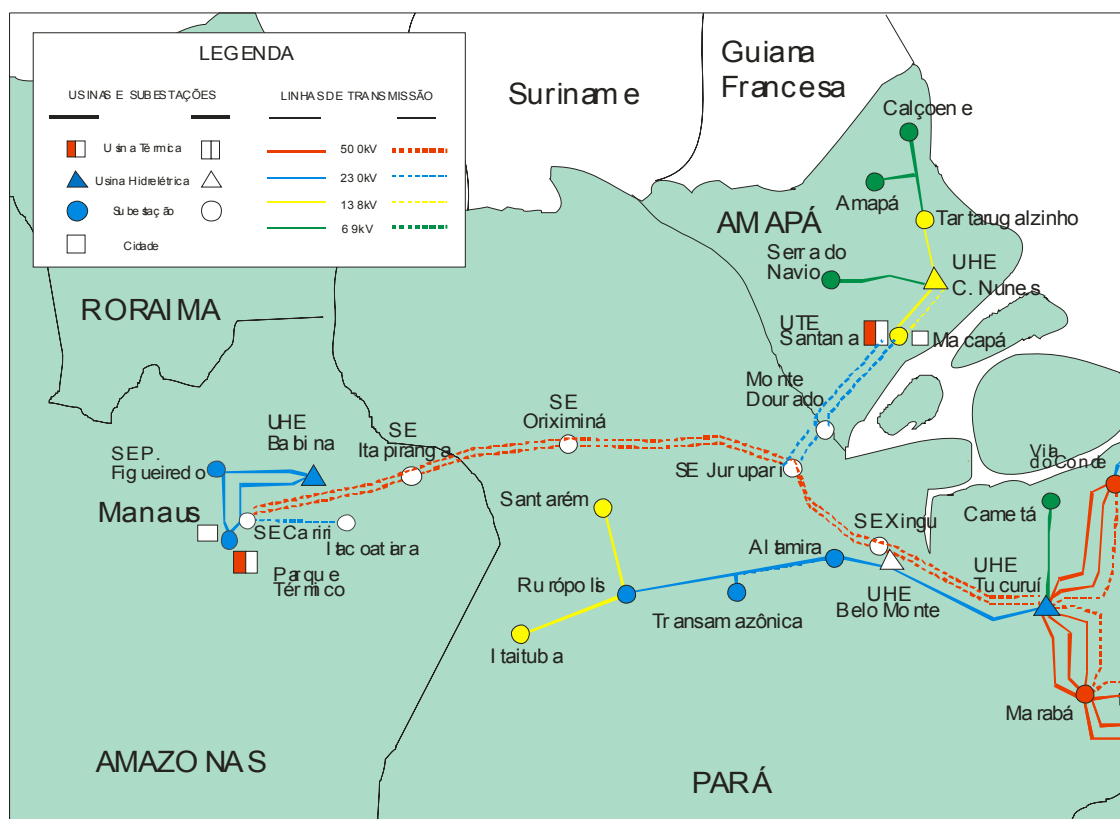
Fonte: Elaboração própria

Nota-se que os déficits, também, aumentam para essa configuração, principalmente, nos meses críticos de geração em Tucuruí, outubro e novembro, atingindo em 2013 em torno de 4.000 MW médios. A solução para essa questão é a mesma que a comentado em 5.2, é necessário a ampliação da oferta de geração e dos sistemas de transmissão existente.

Para a duplicação da linha de transmissão Tucuruí-Manaus-Macapá em 2010, ano de operação do CHE Belo Monte, mantém as premissas descritas no item anterior, em seus aspectos de custos e receita permitida, quais sejam, investimentos em torno de US\$ 994.625,55 mil. Receita Permitida definida pela Aneel, em torno de US\$ 158,4 milhões.

A figura 5.7 nos mostra o mapa eletrogeográfico da interligação Tucuruí-Manaus-Macapá, com sua duplicação a partir de 2010.

Figura 5.7 – Mapa Eletrogeográfico da Duplicação - Interligação Tucuruí-Manaus-Macapá - 2010



Fonte: Domingues (2003) com adaptações

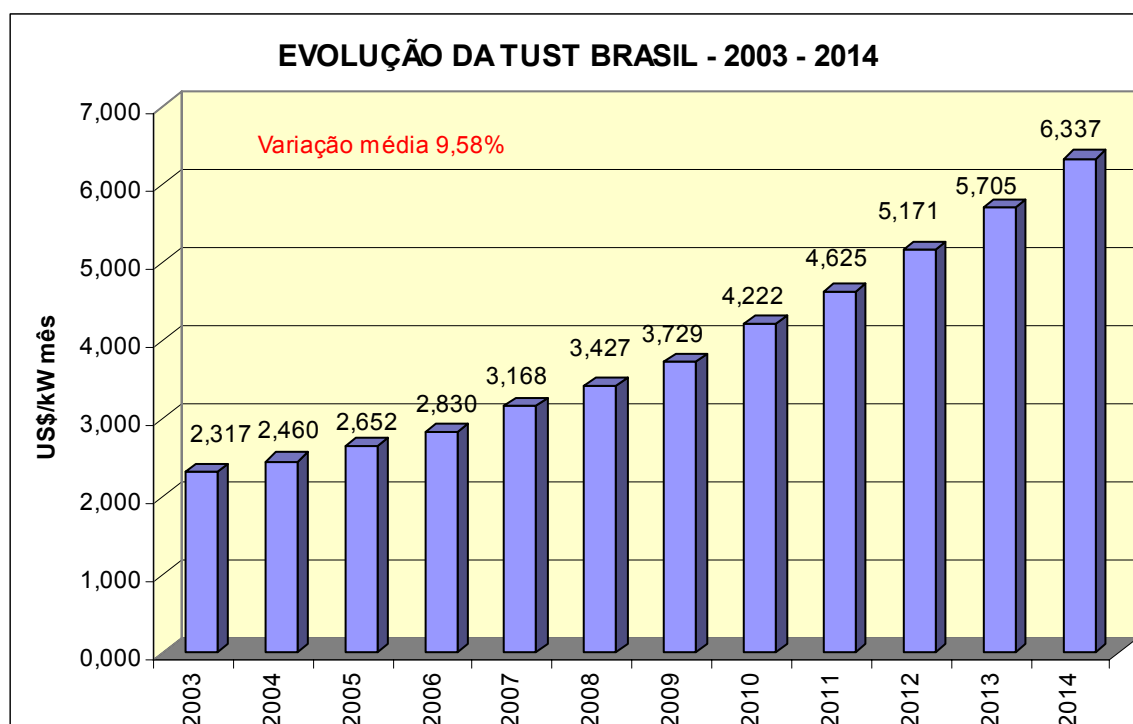
A migração de todos os custos de transmissão associados ao empreendimento, ou seja, investimentos na ordem de US\$ 2.204,3 milhões, sendo que esses trechos de linha serão licitados pela Aneel de acordo com a motorização da usina e as regras vigentes na regulação da transmissão, implicando na seguinte curva de receita: em 2010 de US\$ 86,0 milhões, 2011 de US\$ 172,1 milhões, em 2012 de US\$ 258,1 milhões e em 2014 em US\$ 344,1 milhões.

Para a verificação do incremento na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão como um todo, consideraram-se os mesmos critérios adotados na simulação anterior, agregando-se os valores relativos as Receitas da Transmissão associada do CHE Belo Monte, descritas anteriormente, e mais um

circuito entre Tucuruí-Manaus-Macapá, em 2010, de acordo com as necessidades operacionais para que O CHE Belo Monte se conecte na Rede Básica neste ano.

Como resultado dessa simulação, encontrou-se um valor para a TUST, em 2014, na ordem de US\$ 6,377/kW mês, representando um incremento médio entre 2003 e 2014 de 9,58%, impactado, principalmente, pelo grande volume de investimento US\$ 2.204,3 milhões que seriam a usina e foi repassado para a rede básica, a partir de 2010. Já Receita Anual Permitida por circuito é de US\$ 80,6 milhões, totalizando US\$ 344,1 milhões a partir de 2014. Pode-se observar na figura 1 no anexo 6, que outros investimentos para a ampliação da Rede Básica entre o submercado Norte e os outros submercados, também, influenciam a evolução desta tarifa. A figura 5.8 – Evolução da TUST Brasil 2003-2014, a seguir, nos mostra detalhadamente esse incremento.

Figura 5.8 – Evolução da TUST Brasil – 2003 -2014



Fonte: Elaboração Própria

Já o impacto no encargo de transmissão da usina é bastante significativo, pois haverá um incremento na ordem de US\$ 1.372,0 milhões distribuídos ao longo do período de 50 anos de análise, que trazidos a Valor Presente perfazem o montante de US\$ 171,2 milhões, implicando um incremento na TUST da usina de US\$ 0,56, fazendo com que a TUST média desloque de 4,487 US\$/kWmês para 5,044 US\$/kW mês, representando um incremento médio de 12,42% ao ano.

Tabela 5.2 - CHE Belo Monte sem Transmissão Associada

	PARÂMETRO / ITEM	VALOR
ECONÔMICO-FINANCEIROS	- Investimento (G, T e I.regional)	4.457.555 US\$ mil
	- Taxa Interna de Retorno	15,00% ao ano
	- Tarifa de Equilíbrio	27,16 US\$ / MWh
	- Custo de Oportunidade	12,00% ao ano
	- Valor Presente Líquido	246.097 US\$ mil
	- “Payback” descontado	16,8 anos
	- Receita Média Liq. Anual	1.015.689 US\$ mil
	- Despesa Média Anual	442.441 US\$ mil
	- Despesa com Transporte	301.670 US\$ mil
	- Energia Média Anual	40.942 GWh
	- Energia Assegurada (média anual)	4.674 MW médios
TRIBUTÁRIOS	Tributos e E. Setoriais-Média Anual	270.125 US\$ mil
	- Imposto de Renda	109.750 US\$ mil
	- CSLL	39.967 US\$ mil
	- RGR	7.308 US\$ mil
	- TFSEE	6.437 US\$ mil
	- Compensação Financeira - CF	35.350 US\$ mil
	- Pesquisa & Desenvolvimento	10.157 US\$ mil
	- PIS-PASEP-COFINS	57.079 US\$ mil
	- OUTROS (CPMF)	4.077 US\$ mil

Fonte: Elaboração própria

De acordo com a Tabela 5.2 – CHE Belo Monte sem Transmissão Associada, demonstra-se que o empreendimento, a TIR de 15% ao ano, exige

uma tarifa mínima da ordem de US\$ 27,16/MWh, que resulta em um “payback” de 16,8 anos e um VPL de US\$ 255.188 mil.

Quando se compara a tarifa de US\$ 27,16 com as tarifas referenciais de mercado (veja tabela 4.14) fica evidenciada a inserção do empreendimento na faixa de competitividade exigida pelo mercado de energia elétrica para empreendimentos hidráulicos, entre US\$22 e US\$30, o que o torna bastante atrativo do ponto de vista financeiro, onde a taxa de retorno não será menor que 15% ao ano.

Em termos relativos, a redução na tarifa de equilíbrio em 20,22%, em relação ao caso base descrito em 4.5.3, é explicada positivamente pela retirada da transmissão associada à usina e negativamente pelo incremento na TUST, pois, caso não houvesse o incremento, a variação poderia ser de 29,37 %, para esta situação a tarifa estaria em US\$ 24,04/MWh. Este raciocínio é mera suposição, pois, os empreendimentos precisam ser realizados e seus investimentos serem remunerados, como a usina não realizará a expansão de sua transmissão associada, esta deverá pagar pela utilização desse sistema de acordo com a regulação hoje existente, que não se modificará no novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro.

5.4 Conclusão

A proposição de duas alternativas foi o objetivo deste capítulo. Inicialmente foram apresentadas as hipóteses que embasaram cada uma delas, sendo a primeira alternativa aquela que agrega os investimentos de geração e parte da transmissão associada à usina e uma receita de conexão. Em seguida,

foi desenvolvida a segunda alternativa, que consiste na efetivação do empreendimento de geração sem a transmissão associada.

Os resultados demonstraram a migração da tarifa de equilíbrio do CHE Belo Monte para patamares mais competitivos em relação ao caso base. Mostrou, ainda, os impactos nas tarifas de transmissão, causados pela adição à Rede Básica, de investimentos associados à usina.

Este capítulo demonstrou serem factíveis as alternativas propostas, visto que em cada uma delas, os aspectos da regulação hoje existente são observados, bem como, novos aspectos que deverão ou poderão estar regulamentados com o novo modelo do setor elétrico em implantação no país.

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Esta dissertação teve, como objetivo geral, propor e avaliar alternativas para a busca da competitividade tarifária do CHE Belo Monte, através da utilização da modelagem de avaliação econômico-financeira de projetos. Estas alternativas baseiam-se no repasse dos custos de transmissão associados ao empreendimento principal de geração, para a Rede Básica.

O estudo de caso mostrou que as transformações ocorridas na estrutura institucional do setor elétrico, ao longo de sua história, estão influenciadas pelo desenvolvimento econômico e social nacional e às grandes tendências implementadas pela indústria no mundo. Mostrou, também, que o processo de industrialização brasileiro ocorreu em sintonia com a ampliação da capacidade instalada de geração nacional, implicando que o setor sempre exercerá grande influência no processo de desenvolvimento econômico do país.

A base teórica utilizada foi fundamentada nos métodos tradicionais de avaliação de investimento, quais sejam, VPL, TIR, “payback”. Para a tomada de decisão de investimento, observou-se que não existe um método melhor ou que seja suficientemente completo para que possa ser utilizado sozinho, devendo ser analisados em conjunto para que a avaliação seja mais consistente.

Como parâmetro de análise, dois casos base foram desenvolvidos, revelando diferentes óticas de análise de viabilidade, uma sem e outra com financiamento por meio de capital de terceiros, mostrou o efeito da alavancagem financeira para a viabilização de projetos, implicando que o

projeto se torna mais atrativo com o financiamento, pois, a alavancagem permite alocar eficientemente os recursos disponíveis na economia, mas a sua tarifa de equilíbrio se encontra, ainda, fora do nível de preço competitivo exigido pelo mercado.

Assim, a idéia central deste trabalho é desenvolvida por meio da avaliação das alternativas, sendo realizada por intermédio da modelagem econômico-financeira de projetos, e seus resultados são comparados com o caso base com financiamento. Como resultado, a tarifa de equilíbrio do CHE Belo Monte migra para patamares mais competitivos em relação ao caso anterior, encontrando-se, agora, em um nível de competitividade dentro do exigido em um mercado competitivo, e o projeto não deixa de ser atrativo para o investidor, pois a rentabilidade desejada é mantida.

Dessa forma, conclui-se que o projeto é viável para qualquer uma das simulações realizadas, mas sua tarifa de equilíbrio não é competitiva em todas elas. Especificamente no caso base com financiamento, o projeto exige uma tarifa de equilíbrio de US\$ 34,04/MWh à TIR de 15%, sendo impactada fortemente pelos investimentos em transmissão que representam em valores absolutos US\$10,00/MWh, correspondendo a 29,7% da tarifa final.

Assim, para a viabilização da competitividade tarifária necessariamente, exige-se a criação de mecanismos que possibilitem a transferência de parte ou de todos os custos de transmissão associada ao empreendimento para outros agentes do setor.

Nesse sentido, uma primeira alternativa foi analisada, considerando-se como hipótese básica que a usina tenha a responsabilidade de construir apenas 3 trechos da transmissão originalmente definidos representando, US\$

1.518,3 milhões, ou seja, 75% dos custos originais. Em função disso, a usina recebe uma receita anual de US\$ 344,1 milhões, que faz sua tarifa reduzir para US\$ 29,41/MWh, 13,5% inferior ao caso base, refletindo na evolução da competitividade, agora, um patamar dentro da faixa exigida pelo mercado competitivo, US\$ 22,00/MWh a US\$ 30,00/MWh.

A segunda alternativa repassa integralmente tais custos para a Rede Básica, ou seja, outros agentes construirão essas linhas de transmissão e serão ressarcidos por todos os usuários da transmissão nacional, por meio da TUST, inclusive os CHE Belo Monte passa arcar com uma TUST maior; essa estruturação permite alcançar uma tarifa de equilíbrio de US\$ 27,16/MWh, correspondendo a uma redução de 20,2% em relação à tarifa de US\$ 34,04/MWh.

Esse resultado permite concluir que o objetivo do estudo foi alcançado, uma vez que as hipóteses utilizadas possuem viabilidade técnica e econômica para a sua efetiva realização, estando respaldadas pela regulamentação existente no setor, permitindo aos acionistas manterem a desejada TIR de 15%, bem como, possibilita que tarifas mais competitivas para a sociedade sejam disponibilizadas.

O significativo investimento em transmissão associado ao CHE Belo Monte da ordem de US\$ 2,024 bilhões é o que realmente impacta a competitividade de sua tarifa de equilíbrio. Afeta, também, sobremaneira, essa competitividade, a baixa relação energia média e potência, que é da ordem de 42,77%, representada pela energia assegurada de 4.781,6 MW médios para uma potência instalada de 11.181,3 MW; mas para essa situação técnica não é possível haver mitigação.

Sabe-se que a energia elétrica é fundamental para alavancar o desenvolvimento econômico do país, o que a torna uma variável estratégica para o desenvolvimento da economia nacional. Necessária se faz a criação de instrumentos que assegurem recursos, bem como, melhorem a competitividade tarifária de empreendimentos como este do CHE Belo Monte, de forma a atrair investidores tanto privados como estatais.

Algumas sugestões para trabalhos futuros podem estender os resultados obtidos nesta dissertação:

- Verificar novas oportunidades para aprimoramento da competitividade da tarifa do CHE Belo Monte com a futura regulamentação da Lei 10.848, de 15 de março de 2004, antiga Medida Provisória 144;
- Criar cenários para expansão da oferta e da transmissão de energia elétrica, observando as futuras interligações do SIN com sistemas isolados, para subsidiar a previsão da TUST, inserindo esses cenários no modelo Nodal;
- Criar uma função da probabilidade de riscos para a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão;
- Estruturar novas fontes de financiamento para o projeto, tais como criação de uma poupança energética, em que investidores comuns pudessem investir, usando recursos do FGTS, por exemplo.

ANEXO 1

DADOS COMUNS A TODAS AS SIMULAÇÕES

Tabela 1

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRO
PARÂMETROS

Custo da Concessão	\$10.504,00
% da Reg. Merc.Nacional de E.E.	6,00%
Quota da RGR (s/ Receita)	3,00%
RGR (s/ Ativo Reversível))	2,50%
CFURH-US\$/MWh	0,86
Despesas ANEEL/ONS	0,60%
Seguros Concessionário s/ receita líquida	3,00%
CPMF	0,38%
Dividendos	25,00%
Constituição de Reservas	0,00%
Saldo Mínimo de Caixa	0,00
Entrada em Operação	2010
Imposto de Renda	15,00%
Adicional do I.R.	10,00%
Referência do Adicional do I.R. - US\$ mil	78,14
Contribuição Social	9,00%
PASEP-COFINS	5,32%
Perda de Energia Elétrica	3,50%
Rem. _Ativo_Curso_Cap Próprio	0,00%
Vida Útil	50
Ano_final	2059
Ano_zero	2003
Índice de adimplência	100,00%
Potência Instalada	1.1182,3 MW
Teste de consistência das datas	CERTO
P&D	1,00%
Vida Útil do Ativo Diferido	50
Ano de operação do ativo em curso	2010
Parcela dos juros s/financ. Ref. Ativo em curso	0,00%
Taxa de Depreciação deste Ativo	2,00%

Fonte: Modelo de Análise de Viabilidade

Obs.: Os dividendos de 25% é o mínimo valor determinado pela legislação em vigor.

Tabela 2

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRO
ENERGIA ASSEGURADA (MW médios e MWh)

Etapa Única

Meses	Horas	2010		2011		
		EAS - MW	MWh	Horas	EAS - MW	MWh
Jan	744	76,6	56.990	744	2.212,4	1.646.026
Fev	672	76,6	51.475	672	2.212,4	1.486.733
Mar	744	610,6	454.286	744	2.746,4	2.043.322
Abr	720	610,6	439.632	720	2.746,4	1.977.408
Mai	744	610,6	454.286	744	2.746,4	2.043.322
Jun	720	1.144,5	824.040	720	3.280,3	2.361.816
Jul	744	1.144,5	851.508	744	3.280,3	2.440.543
Ago	744	1.144,5	851.508	744	3.280,3	2.440.543
Set	720	1.678,5	1.208.520	720	3.814,3	2.746.296
Out	744	1.678,5	1.248.804	744	3.814,3	2.837.839
Nov	720	1.678,5	1.208.520	720	3.814,3	2.746.296
Dez	744	2.212,4	1.646.026	744	4.348,3	3.235.135
Total	8.760	2.212,4	9.295.596	8.760	4.348,3	28.005.278

Meses	Horas	2012		2013			Bissexto		
		EAS - MW	MWh	Horas	EAS - MW	MWh	Horas	EAS - MW	MWh
Jan	744	4.348,3	3.235.135	744	4.781,6	3.557.510	744	4.781,6	3.557.510
Fev	696	4.348,3	3.026.417	672	4.781,6	3.213.235	696	4.781,6	3.327.994
Mar	744	4.781,6	3.557.510	744	4.781,6	3.557.510	744	4.781,6	3.557.510
Abr	720	4.781,6	3.442.752	720	4.781,6	3.442.752	720	4.781,6	3.442.752
Mai	744	4.781,6	3.557.510	744	4.781,6	3.557.510	744	4.781,6	3.557.510
Jun	720	4.781,6	3.442.752	720	4.781,6	3.442.752	720	4.781,6	3.442.752
Jul	744	4.781,6	3.557.510	744	4.781,6	3.557.510	744	4.781,6	3.557.510
Ago	744	4.781,6	3.557.510	744	4.781,6	3.557.510	744	4.781,6	3.557.510
Set	720	4.781,6	3.442.752	720	4.781,6	3.442.752	720	4.781,6	3.442.752
Out	744	4.781,6	3.557.510	744	4.781,6	3.557.510	744	4.781,6	3.557.510
Nov	720	4.781,6	3.442.752	720	4.781,6	3.442.752	720	4.781,6	3.442.752
Dez	744	4.781,6	3.557.510	744	4.781,6	3.557.510	744	4.781,6	3.557.510
Total	8.784	4.781,6	41.377.622	8.760	4.781,60	41.886.816	8.784	4.781,60	42.001.574

ANEXO 2

CASO BASE – SEM FINANCIAMENTO

ANEXO 3

CASO BASE – COM FINANCIAMENTO

ANEXO 4**ALTERNATIVA 1 - GERAÇÃO COM TRANSMISSÃO MAIS
RECEITA DE CONEXÃO**

ANEXO 5

ALTERNATIVA 2 - GERAÇÃO SEM TRANSMISSÃO

ANEXO 6

TABELAS E QUADROS - DIVERSOS

Tabela 1

POPULAÇÃO DO BRASIL E REGIÕES - Crescimento e Participação

POPULAÇÃO DO BRASIL E REGIÕES - Crescimento e Participação

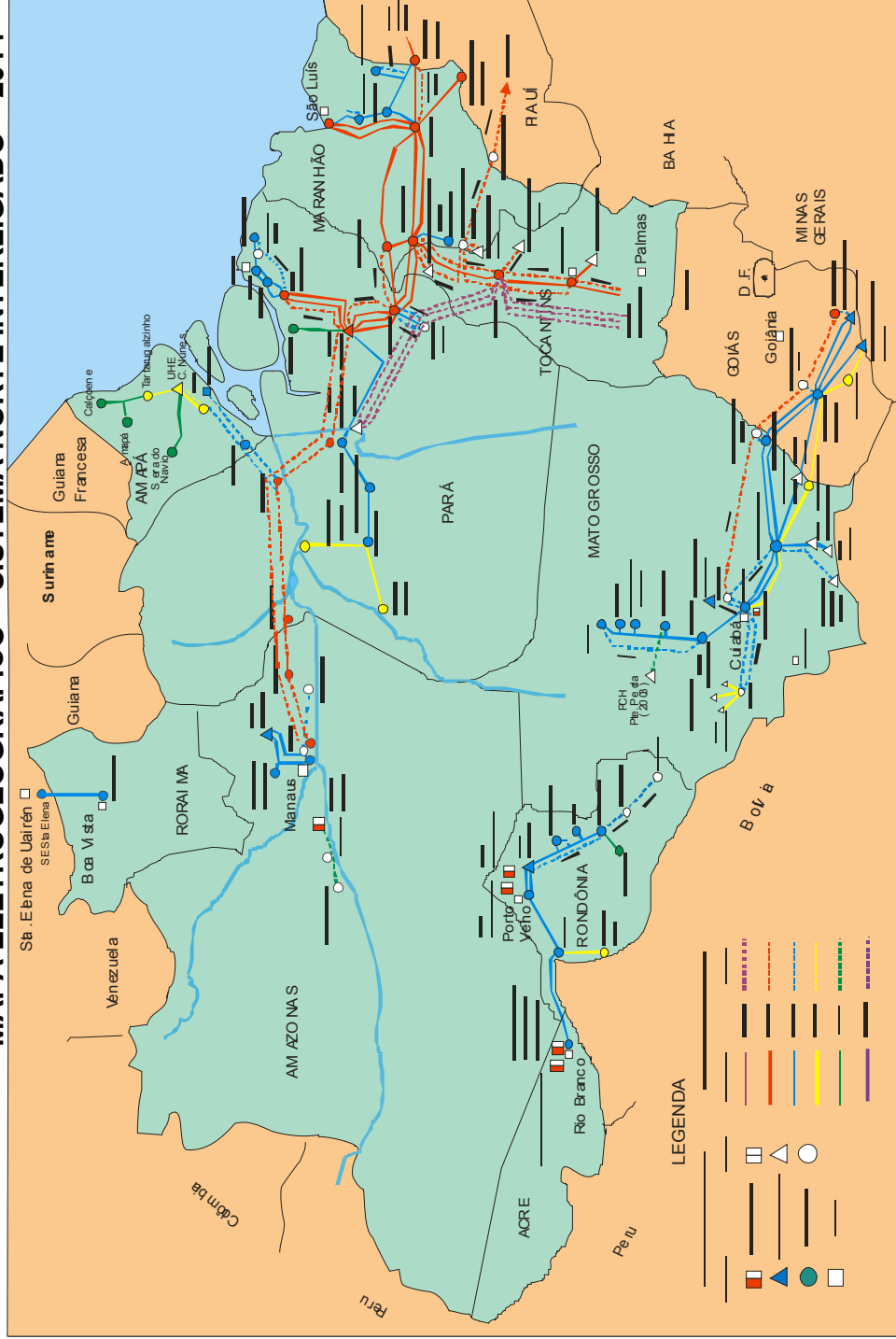
Unidade: milhares de habitante

Unidade	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Brasil	177.991,5	180.224,1	182.444,5	184.643,1	186.809,1	188.935,6	191.013,2	193.040,8	195.017,7	196.932,3	198.771,0
% a. a.	-	1,25%	1,23%	1,21%	1,17%	1,14%	1,10%	1,06%	1,02%	0,98%	0,93%
Região Norte	13.923,9	14.202,9	14.480,3	14.755,0	15.025,6	15.291,3	15.550,8	15.804,2	16.051,2	16.290,4	16.520,1
% a. a.	-	2,00%	1,95%	1,90%	1,83%	1,77%	1,70%	1,63%	1,56%	1,49%	1,41%
Particip. %	7,82%	7,88%	7,94%	7,99%	8,04%	8,09%	8,14%	8,19%	8,23%	8,27%	8,31%
Região Nordeste	49.612,0	50.121,6	50.628,4	51.130,3	51.624,7	52.110,1	52.584,4	53.047,2	53.498,4	53.935,5	54.355,2
% a. a.	-	1,03%	1,01%	0,99%	0,97%	0,94%	0,91%	0,88%	0,85%	0,82%	0,78%
Particip. %	27,87%	27,81%	27,75%	27,69%	27,64%	27,58%	27,53%	27,48%	27,43%	27,39%	27,35%
Região Sudeste	75.861,5	76.801,4	77.736,2	78.661,8	79.573,7	80.469,0	81.343,7	82.197,3	83.029,6	83.835,6	84.609,7
% a. a.	-	1,24%	1,22%	1,19%	1,16%	1,13%	1,09%	1,05%	1,01%	0,97%	0,92%
Particip. %	42,62%	42,61%	42,61%	42,60%	42,60%	42,59%	42,59%	42,58%	42,58%	42,57%	42,57%
Região Sul	26.169,7	26.459,1	26.747,0	27.032,0	27.312,8	27.588,5	27.857,8	28.120,6	28.376,9	28.625,1	28.863,5
% a. a.	-	1,11%	1,09%	1,07%	1,04%	1,01%	0,98%	0,94%	0,91%	0,87%	0,83%
Particip. %	14,70%	14,68%	14,66%	14,64%	14,62%	14,60%	14,58%	14,57%	14,55%	14,54%	14,52%
Região C. Oeste	12.424,4	12.639,1	12.852,6	13.064,0	13.272,3	13.476,8	13.676,6	13.871,5	14.061,6	14.245,8	14.422,6
% a. a.	-	1,73%	1,69%	1,64%	1,59%	1,54%	1,48%	1,43%	1,37%	1,31%	1,24%
Particip. %	6,98%	7,01%	7,04%	7,08%	7,10%	7,13%	7,16%	7,19%	7,21%	7,23%	7,26%

CTEM - Cenários do Mercado de Energia Elétrica do Brasil

Figura 1

MAPA ELETROGEOGRÁFICO – SISTEMA NORTE INTERLIGADO – 2014



Fonte: Eletronorte – com adaptações deste estudo

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, D.R. *Política Tarifária e Financiamento do Setor de Energia Elétrica no Brasil: Estudo e análise recente*. Rio de Janeiro, 1983. Tese de mestrado – COPPE/UFRJ.

ANEEL- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Licitações de usinas hidrelétricas e Linhas Transmissão; Encargos de Uso do Sistema; Banco de Dados de Transmissão e Geração*. Disponível em: www.aneel.gov.br. Vários acessos em: 2003 - 2004.

ASSAF NETO, Alexandre. *Mercado Financeiro*. 4. ed. São Paulo: Atlas, 2001.

BREALEY, Richard A.; MYERS, Stewart C. *Principles Of Corporate Finance*. 3. ed. Estados Unidos, McGraw-Hill, 1988.

BUARQUE, Cristovam. *Avaliação Econômica de Projetos*. 8ª ed. Rio de Janeiro: Campus, 1984.

BUARQUE, Sérgio C. *Metodologia e Técnicas de Construção de Cenários com Foco Microrregional*. Recife-Brasília: IPEA, 2000.

BORENSTEIN, Carlos Raul et al. *Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro*. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1999.

BRIGHAM & HOUSTON, Eugene F, Joel F. *Fundamentos da Moderna Administração Financeira*. Rio de Janeiro: Campus, 1999.

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. *Panorama do Setor de Energia Elétrica no Brasil*. Rio de Janeiro: 1988.

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. *A Eletrobrás e a História do Setor de Energia Elétrica no Brasil: Ciclo de Palestras*. Rio de Janeiro: 1995.

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. *Caminhos da Modernização: Cronologia do Setor de Energia Elétrica Brasileiro (1850-1998)*: CD-ROM. Rio de Janeiro: 1995.

CLEMENTE, Ademir, Elton Fernandes. *Planejamento e Projetos*. São Paulo: Atlas, 1998.

CCPE – COMITÊ COORDENADOR DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS. *Plano Decenal de Expansão 2002-2011*. Brasília: MME, 2002.

CCPE – COMITÊ COORDENADOR DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS. *Plano Decenal de Expansão 2003-2012*. Brasília: MME, 2003.

CCPE – COMITÊ COORDENADOR DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS. *Programa Determinativo da Expansão da Transmissão 2003/2007*. Brasília:MME, Fevereiro de 2003.

CTEM – COMITÊ TÉCNICO PARA ESTUDOS DE MERCADO. *Parecer Técnico sobre as Previsões de Mercado e Carga Própria de Energia*. Brasília: MME, 2003.

CONGRESSO NACIONAL. *Relatório - A Crise de Abastecimento de Energia Elétrica*. Brasília: CEM, 2002.

COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO – *Relatório de Progresso nº 2*, Documento de apoio A Resumo do Marco Regulatório Brasileiro. Brasília:MME, 2002.

DAMODARAN, Aswath. *Avaliação de Investimentos*. 1ªed. Rio de janeiro: Qualitymark,1997.

DEMO, Pedro. *Metodologia Científica em Ciências Sociais*. 3. ed. São Paulo: Atlas, 1995.

DOMINGUES, Paulo César Magalhães. *A interconexão Elétrica dos Sistemas Isolados da Amazonas ao Sistema Interligado Nacional*. Florianópolis, UFSC, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, 2003.

DORNBUSCH, Rudiger; FICHER, Stanley *Macroeconomia*. 2. ed. São Paulo: Makron MacGraw-Hill, 1991.

ELETROBRÁS. *Estudo de Modelagem Comercial para a Implantação do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte*. Rio de Janeiro, 2002.

ELETROBRÁS. *Estudo de Viabilidade da Inserção do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte - Análise dos Sistemas Receptores das Regiões Sudeste-Centro Oeste e Norte-nordeste* – Rio de Janeiro 2002.

ELETRONORTE – *Dez anos de cenários exploratórios da Amazônia* – (mimeo) – Brasília: EPEM - Abril de 1998.

ELETRONORTE – *Cenários sócio-energéticos da Amazônia 1998-2020* - Versão técnica – (mimeo) – Brasília: EPEM – 1998.

ELETRONORTE – *Alternativas de Transmissão do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte*. Relatório Gerencial. Brasília: Novembro de 2001.

ELETRONORTE. *Relatório Dados Energéticos*. Brasília, 2003.

ELETRONORTE, *Relatório de Análise Tarifária*. Dezembro 2003. Brasília: FPE. 2004.

FARIA, Viviana Cardoso de Sá e. *O Papel do Project Finance no Financiamento de Projetos de Energia Elétrica : Caso da UHE Cana Brava*. Rio de Janeiro, UFRJ, COPPE, 2003.

FINNERTY, John D. *Project Finance: Engenharia Financeira Baseada em Ativos*. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1999.

FORTUNA, Eduardo. *Mercado Financeiro – Produtos e Serviços*. 12. ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1999.

GCE. CÂMARA DE GESTÃO DA CRISE DE ENERGIA ELÉTRICA, Energia Brasil. *Memória do Racionamento*. Disponível na Internet. www.energiabrasil.gov.br. Acesso em 2003.

GCE - CÂMARA DE GESTÃO DA CRISE DE ENERGIA ELÉTRICA, *Relatório de Progresso n° 2*. Brasília, 2002.

GITMAN, Lawrence J. *Princípios de Administração Financeira*. Trad. Jean J. Salim e João C. Douat. 7a ed. São Paulo: Harbra, 1997.

HOLANDA, Nilson. *Planejamento e Projetos (Uma Introdução às Técnicas de planejamento e de Elaboração de Projetos)*. 1ª Edição. Fortaleza: Edições, 1983.

LIMA, José Luiz. *Políticas de Governo e Desenvolvimento do Setor de energia Elétrica: o Código de Águas à Crise dos Anos 80 (1934-1894)*. Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 1995.

MATHIAS, Washington Franco; GOMES, José Maria. *Matemática Financeira*. 2ª ed. Atlas, 1993.

MEDEIROS, Reginaldo Almeida de. *História e Energia - O Capital Privado Na Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro*. Brasília: Departamento de patrimônio Histórico da Eletropaulo, 1996.

MONTENEGRO, João Lopes de Albuquerque. *Engenharia Econômica*. Brasília: Telebrás, 1982.

OLIVEIRA, Adilson de Oliveira; e JUNIOR, Helder Queiroz Pinto. *Financiamento do Setor Elétrico Brasileiro: Inovações Financeira e novo Modo de Organização Industrial*. Rio de Janeiro: Garamond, 1998.

PEREIRA, Bresser, L. C. *Desenvolvimento e Crise no Brasil*. São Paulo, Brasiliense, 1983.

PRICE, WATERHOUSE & COOPERS (PWC). **Projeto RE-SEB**. Ministério de Minas e Energia, 1997 (Relatório Final).

ROSS, Stephen, A, et al. *Administração Financeira*/ Stephen A. Ross, Randolph W. Westerfield, Jeffrey F. Jaffe; Tradução Antonio Zarotto Sanvicente – São Paulo: Atlas, 1995. – Título original: Corporate Finance.

RUIZ, João Álvaro. *Metodologia Científica*. 1ª ed. Atlas, 1976.

SILVA, Edson Luiz da et al. *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001.

SOUZA, Alceu, CLEMENTE, Ademir. *Análise Econômica-Financeira de Projetos*. São Paulo: Atlas, 1998.