

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

**Eletrobrás**   
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

PLANO NACIONAL  
DE ENERGIA ELÉTRICA  
1993-2015

PLANO 2015

Volume I

RELATÓRIO EXECUTIVO  
SÍNTESE

REL  
621.31PL2015  
E39  
V. 1/5  
c.2

33868

---

**PLANO NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**  
**1993/2015**

**PLANO 2015**

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA

Ministro: Alexis Stepanenko

Secretário de Energia: Peter Greiner

DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA

Diretor: José Saíd de Brito

DEPARTAMENTO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

Diretor: Eugênio Miguel Mancine Scheleder

**CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A**  
**ELETROBRÁS**

DIRETORIA

Presidente:	José Luiz Alquéres
Planejamento e Engenharia:	Mauro Fernando Orofino Campos
Administração:	Rudérico Ferraz Pimentel
Operação de Sistemas:	Mário Fernando de Melo Santos
Gestão Corporativa e Financeira:	Marcos José Marques

---

---

# **COORDENAÇÃO DO PLANO 2015**

## **ELETROBRÁS**

### **DIRETORIA DE PLANEJAMENTO E ENGENHARIA**

**COORDENADOR:** MAURO FERNANDO OROFINO CAMPOS

**COORDENADOR ADJUNTO:** ALTINO VENTURA FILHO

DPA - Deptº de Meio Ambiente

DPD - Deptº de Desenv. Tecnol. e Industrial

DPE - Deptº de Estudos Energéticos

DPG - Deptº de Engenharia

DPS - Secretaria Executiva do GCPS

DPT - Deptº de Transmissão

DAH - Deptº de Recursos Humanos

DFE - Deptº de Estudos Econômicos e de Mercado

DOD - Deptº de Distribuição e Conservação de Energia

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

Antonio Carlos do Amaral

Júlio Pedro Vaz Esmeraldo

João Carlos R. Albuquerque

Carlos Almir S. Morrissy

Luiz Pereira Barroso

Julio César Guimarães Praça

Carlos Pinheiro dos S.B. Neto

Carlos Alberto de C. Afonso

Mauro César da Rocha

Xisto Vieira Filho

**SUPERVISÃO/EDITORAÇÃO**  
DPS - Secretaria Executiva do GCPS

---

---

**GRUPO COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS  
ELÉTRICOS - GCPS  
COMITÊ DIRETOR**

**COORDENADOR DO COMITÊ DIRETOR  
SECRETARIO EXECUTIVO  
REPRESENTANTE DO DNAEE**

**MAURO FERNANDO OROFINO CAMPOS  
ALTINO VENTURA FILHO  
DÁRIO JOSÉ GONÇALVES GOMES (In Memoriam)**

**REGIÃO/EMPRESA**

**REPRESENTANTE DAS EMPRESAS  
NO COMITÊ DIRETOR**

***REGIÃO NORTE***

**CEA  
CEAM  
CELPA  
CELTINS  
CER  
CERON  
ELETROACRE  
ELETRONORTE**

**Raimundo Nonato da S. Pires  
Rosenberg Gomes de Andrade  
Vilmos da Silva Grunvald  
João Carlos Rela  
Paulo Sergio Lemos Latgé  
Jorge Ademir Mateus de Lima  
Leandro Domingos Teixeira Pinto  
Winter Andrade Coelho**

***REGIÃO NORDESTE***

**CELPE  
CEPISA  
CEMAR  
CHESF  
COELBA  
COELCE  
COSERN  
ENERGIPE  
SAELPA  
CEAL**

**Rostand Batista dos S. Freire  
Mauricio Costa Medeiros  
Carlos Eduardo de Carvalho Gomes  
Leonardo Lins de Albuquerque  
André Augusto Teixeira  
Roberto Garrido de Figueiredo  
Rui Nunes Rego  
Adalberto José Moreira de Moura  
Robson Barbosa  
Gilson Barbosa Athayde**

***REGIÃO SUDESTE/CENTRO-OESTE***

**CEB  
CELG  
CEMAT  
CEMIG  
CERJ  
CESP  
CPFL  
ELETROPAULO  
ESCELSA  
FURNAS  
LIGHT**

**Antonio de Padua Pereira  
Ovidio Antonio de Angelis  
Rubens Correa da Costa  
Márcio de F. Teixeira Campos  
Eduardo Pinto Esteves Areal  
Dante Ronaldo Monaco Siani  
Arlindo Gonçalves Araújo  
Osvaldo Crespo de Abreu  
Helvecio Antonio de Mattos  
Aurelio Puzziello  
Jorge Orlando Barbosa**

***REGIÃO SUL***

**CEEE  
CELESC  
COPEL  
ELETROSUL  
ENERSUL**

**José Luiz Espanhol  
Luiz Carlos de Freitas  
Raul Munhoz Neto  
Luiz Zapelini  
Beverly dos Santos Martinez**

---

# RELATÓRIOS DO PLANO 2015

## VOLUME I - RELATÓRIO EXECUTIVO SÍNTESE

### VOLUME II - ESTUDOS BÁSICOS

<b>PROJETO 1</b>	METODOLOGIA E PROCESSO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO
<b>PROJETO 2</b>	O SETOR ELÉTRICO E A ECONOMIA BRASILEIRA
<b>PROJETO 3</b>	PERSPECTIVAS DO MERCADO E DA CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
<b>PROJETO 4</b>	A OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA <ul style="list-style-type: none"><li>. POTENCIAL HIDRELÉTRICO</li><li>. DERIVADOS DE PETRÓLEO E GAS NATURAL</li></ul>

### VOLUME III - ESTUDOS BÁSICOS

<b>PROJETO 4</b>	A OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA (Continuação) <ul style="list-style-type: none"><li>. CARVÃO MINERAL</li><li>. ENERGIA NUCLEAR</li><li>. RESÍDUOS DE CANA DE AÇÚCAR</li><li>. BIOMASSA FLORESTAL</li><li>. FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA: Solar, Eólica, Xisto, Oceânica, Hidrogênio, Resíduos Orgânicos, Turfa e Lignito</li><li>. INTERCÂMBIOS ENERGÉTICOS COM PAÍSES VIZINHOS</li></ul>
------------------	--

### VOLUME IV - ESTUDOS BÁSICOS

<b>PROJETO 5</b>	SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
<b>PROJETO 6</b>	SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
<b>PROJETO 7</b>	A QUESTÃO AMBIENTAL E O SETOR ELÉTRICO <ul style="list-style-type: none"><li>. FONTES DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</li><li>. PROJETOS HIDRELÉTRICOS DO PLANO DE EXPANSÃO</li><li>. SISTEMAS DE TRANSMISSÃO</li></ul>
<b>PROJETO 8</b>	A QUESTÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

### VOLUME V - ESTUDOS BÁSICOS

<b>PROJETO 9</b>	A QUESTÃO INSTITUCIONAL E A PARTICIPAÇÃO PRIVADA NO SETOR ELÉTRICO
<b>PROJETO 10</b>	A POLÍTICA INDUSTRIAL E O SETOR ELÉTRICO
<b>PROJETO 11</b>	A POLÍTICA TECNOLÓGICA E O SETOR ELÉTRICO
<b>PROJETO 12</b>	ESTRATÉGIA DE EXPANSÃO DO SISTEMA - OFERTA E DEMANDA
<b>PROJETO 13</b>	OS RECURSOS HUMANOS E O SETOR ELÉTRICO
<b>PROJETO 14</b>	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA GLOBAL

---

## PREFÁCIO

O Setor Elétrico é, sem dúvida alguma, o único que, sejam quais forem as dificuldades institucionais e econômicas do nosso País, produz com regularidade seu documento de planejamento estratégico, de longo prazo, cada vez mais aprimorado.

O presente Relatório Executivo - Síntese do "PLANO 2015" se propõe a tarefa das mais difíceis: resumir, num documento compacto o universo de estudos, reflexões e proposições que, desde 1991 vem sendo desenvolvidas, buscando a melhor definição de estratégias para a expansão do Setor Elétrico Brasileiro. O detalhamento desse estudo está disponível nos 4 volumes complementares.

O conjunto de todo o trabalho demonstra o amadurecimento na maneira do Setor Elétrico visualizar seu futuro, não só pela incorporação de expressivos avanços metodológicos mas, principalmente, pela reflexão sobre planos anteriores como o PLANO 2000 e o PLANO 2010, resultantes da longa tradição de elaborar e rever sistematicamente o planejamento da expansão no horizonte de 20/25 anos.

Ao registrar que, a cada novo Plano, uma nova concepção das atividades de planejamento se configura, é grato reconhecer que esta dinâmica expressa a capacidade do Setor Elétrico de vencer, neste e em outros campos de sua atuação, os desafios técnicos, econômicos e institucionais que se apresentam, como, há mais de 100 anos, vem efetuando em nosso País.

Esse Plano é dedicado à geração de Diretores de Engenharia e Planejamento da ELETROBRÁS que, ao longo dos últimos 25 anos, comandaram as equipes que criaram e consolidaram, a tradição brasileira de planejamento de longo prazo: Leo do Amaral Penna (1967/1976), Licínio Marcelo Seabra (1976/1978), José Gelásio da Rocha (1978/1979), Carlos Alberto Pádua de Amarante (1979/1980), Geraldo Queiroz Siqueira (1980/1983), Antonio Carlos Tatit Holtz (1983/1989), José Luiz Alquéres (1989/1992), Pietro Erber (1992) e Marcos José Marques (1992/1993).



**MAURO OROFINO CAMPOS**  
Diretor de Planejamento e Engenharia  
ELETROBRÁS  
Abril/1994

---

---

**PLANO NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**  
**1993/2015**

Red  
621.31PL2015  
E39  
v. 1/5  
p. 2

**PLANO 2015**

**VOLUME I**

**RELATÓRIO EXECUTIVO**  
**SÍNTESE**

<b>ELETOBRÁS</b>	
E.L. LITE S	
RDT-	33868
DATA	20/10/95

**ELETOBRÁS**  
Abril de 1994

---

# COORDENAÇÃO

**Diretoria de Planejamento e Engenharia**

Av. Presidente Vargas, 642 - 10º  
Centro - Rio de Janeiro - RJ  
Cep.: 20079-800

**Secretaria Executiva do GCPS**

Av. Presidente Vargas, 409 - 9º  
Centro - Rio de Janeiro - RJ  
Cep.: 20071-003

## INFORMAÇÕES

TELEFAX: (021) 507-2351  
TELEFONE: (021) 232-7259 OU 296-3939 (Ramais 214 - 314)



---

# PLANO 2015

## RELATÓRIO EXECUTIVO

### SÍNTESE

#### ÍNDICE

<b>1. APRESENTAÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2. O PROCESSO DE PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO .....</b>	<b>2</b>
2.1 A Organização do Setor Elétrico Brasileiro .....	2
2.2 Os Principais Órgãos Colegiados de Planejamento e Operação .....	5
<b>3. PLANO 2015: DOS SEMINÁRIOS AOS ESTUDOS BÁSICOS .....</b>	<b>7</b>
3.1 Introdução .....	7
3.2 Seminários Temáticos .....	8
3.3 Seminários Regionais .....	8
3.4 Estudos Básicos .....	9
<b>4. RESUMO DOS ESTUDOS BÁSICOS.....</b>	<b>12</b>
4.1 Metodologia e Processo de Planejamento da Expansão do Setor Elétrico (Projeto 1) .....	12
4.2 Economia e o Mercado Energético (Projetos 2 e 3) .....	14
4.2.1 Evolução Histórica .....	14
4.2.2 Cenários Sócio-Econômicos .....	15
4.2.3 Cenários Energéticos .....	17
4.3 Oferta de Energia Elétrica (Projeto 4) .....	20
4.3.1 Parque Gerador Atual .....	20
4.3.2 Energia Hidráulica .....	21
4.3.3 Derivados de Petróleo e Gás Natural .....	27
4.3.4 Carvão Mineral .....	29
4.3.5 Energia Nuclear .....	31
4.3.6 Resíduos de Cana de Açúcar .....	35
4.3.7 Biomassa Florestal .....	36
4.3.8 Fontes Alternativas .....	39
4.3.9 Intercâmbios Energéticos com Países Vizinhos .....	40
4.4 Transmissão de Energia Elétrica (Projeto 5) .....	45
4.4.1 Interligação entre Regiões .....	45
4.4.2 Pontos Receptores da Interligação com a Região Norte .....	47
4.4.3 Configuração das Interligações .....	48
4.5 Distribuição de Energia Elétrica (Projeto 6) .....	51
4.6 A Questão Sócio-Ambiental (Projeto 7) .....	53

---

---

4.7 A Questão Econômico-Financeira (Projeto 8) .....	55
4.7.1 Composição do Financiamento Setorial .....	57
4.7.2 Perspectivas do Financiamento do Setor Elétrico .....	59
4.8 A Questão Institucional e Participação Privada (Projeto 9) .....	61
4.9 A Política Industrial (Projeto 10) .....	66
4.10 A Política Tecnológica (Projeto 11) .....	68
4.11 Estudo da Oferta e da Demanda (Projeto 12) .....	70
4.12 Os Recursos Humanos (Projeto 13) .....	74
4.13 Eficiência Energética (Projeto 14) .....	76
<b>5. A ESTRATÉGIA DA EXPANSÃO .....</b>	<b>80</b>
5.1 O Mercado e os Recursos Energéticos .....	80
5.2 Perspectivas de Aproveitamento das Fontes Energéticas Primárias .....	82
5.2.1 Hidreletricidade .....	82
5.2.2 Carvão Mineral .....	83
5.2.3 Nuclear .....	83
5.2.4 Gás Natural e Derivados de Petróleo .....	84
5.2.5 Resíduos de Cana de Açúcar e Biomassa .....	84
5.2.6 Fontes Alternativas .....	85
5.2.7 Intercâmbios Energéticos com Países Vizinhos .....	85
5.3 A Estratégia de Expansão .....	85
5.3.1 O Aproveitamento Hidrelétrico .....	85
5.3.2 A Necessidade Termelétrica .....	86
5.3.3 A Expansão do Sistema .....	87
ANEXO 1 Relação das Siglas .....	95
ANEXO 2 Relação dos Participantes da ELETROBRÁS .....	99

---

## I. APRESENTAÇÃO

O Plano Nacional de Energia Elétrica 1993/2015, denominado abreviadamente PLANO 2015, é o instrumento de referência para o planejamento de longo prazo do Setor Elétrico do País. Seu principal objetivo é consolidar o conhecimento e as expectativas atuais do Setor Elétrico Brasileiro no horizonte de longo prazo, explicitando a orientação estratégica que deverá balizar as alternativas de expansão do sistema elétrico nas próximas décadas.

Este PLANO substitui o PLANO 2010, editado em 1987, concluindo-se assim novo ciclo do planejamento de longo prazo do Setor Elétrico, que prevê a elaboração de um novo plano a cada cinco/seis anos. Sua execução foi coordenada pela Eletrobrás e contou com a participação das empresas do Setor Elétrico, dos seus órgãos colegiados como o GCPS, GCOL, CCON, GTON, COMASE, CODI, COGE e de diversos outros agentes direta ou indiretamente relacionados com o suprimento e a utilização da energia elétrica.

A necessidade de revisão do planejamento de longo prazo, já prevista no PLANO 2010 e naqueles que o precederam, se tornou ainda mais imperativa, à medida que, diante do prolongado ciclo recessivo da economia do País, muitas das expectativas, então vigentes, não se verificaram, quanto à evolução do mercado de energia elétrica, quanto à recuperação da poupança pública e quanto à geração de recursos financeiros para investimentos do Setor Elétrico.

Num quadro geral de reestruturação da economia brasileira, caracterizado pela busca de novos padrões de qualidade e produtividade, examinou-se um leque de distintos cenários, de modo a traçar uma estratégia de expansão que evite a ocorrência de estrangulamento na oferta de energia elétrica ou a ociosidade e o uso pouco racional dos recursos existentes.

Os diversos trabalhos realizados no contexto da elaboração do PLANO 2015 deram origem a um conjunto de relatórios técnicos que embasam e referenciam a orientação estratégica proposta e as ações correspondentes, a serem implementadas. Foram publicados os anais dos "Seminários Temáticos", realizados antes do início dos trabalhos do Plano. Posteriormente, foi elaborado um conjunto de estudos e análises referentes à energia elétrica e à expansão do Setor Elétrico a longo prazo, constituindo os chamados "Estudos Básicos". Ao longo dos trabalhos do Plano, foram realizados diversos seminários em todas as regiões do País para debater e apreciar os resultados parciais obtidos.

Este Relatório Executivo - Síntese do PLANO 2015 apresenta as principais diretrizes da expansão do sistema a longo prazo, caracterizando seus elementos essenciais, destacando as implicações da estratégia proposta e as ações a serem adotadas ao longo do quinquênio 1994/98, a partir do qual essas diretrizes de planejamento deverão, novamente, ser revistas.

## 2. O PROCESSO DE PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

### 2.1 A ORGANIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

De acordo com a Constituição Federal, compete à União explorar, diretamente ou mediante concessão, autorização ou permissão, os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos d'água, em articulação com os estados onde se situam os potenciais hidrelétricos.

Tal competência é exercida através do Ministério de Minas e Energia - MME, que tem sob sua responsabilidade, dentre outras, o Setor Elétrico. Assim, o MME formula a política energética nacional, acompanha e coordena sua execução, exerce atividades de supervisão e controle do aproveitamento dos recursos hídricos e energéticos em geral, orienta e fiscaliza as atividades relativas ao Setor de Energia, em particular a prestação de serviços de energia elétrica. Na sua estrutura, constam o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, o Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético - DNDE e o Departamento Nacional de Combustíveis - DNC.

Ao DNAEE compete, dentre outras atribuições, submeter à aprovação do Governo Federal elementos referentes à outorga de concessão ou permissão de prestação de serviços de energia elétrica, a homologação dos níveis e a estrutura tarifária, a fiscalização e o controle das empresas concessionárias de energia elétrica a outorga de concessão ou permissão para exploração de potenciais hidrelétricos.

As atividades empresariais do Setor Elétrico são orientadas pelo MME tendo como principal instrumento a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS, empresa de economia mista responsável pela execução da política governamental de energia elétrica. A ELETROBRÁS atua operacionalmente em todo o território nacional através de empresas geradoras, das quais detém o controle acionário. Essas empresas suprem as concessionárias distribuidoras e alguns grandes consumidores industriais com as seguintes áreas de atuação: ELETRONORTE nos Estados da Região Norte, além de Tocantins, Maranhão e Mato Grosso; CHESF na Região Nordeste, exceto o Maranhão; FURNAS na Região Sudeste e Goiás e no Distrito Federal e ELETROSUL na Região Sul e em Mato Grosso do Sul. A ELETROBRÁS também controla duas distribuidoras, LIGHT, no Estado do Rio de Janeiro e ESCELSA, no Estado do Espírito Santo; detém 50 % do capital acionário da ITAIPU BINACIONAL e participa acionariamente das empresas estaduais. As interconexões com países vizinhos e demais modalidades de atuação internacional da área federal do Setor Elétrico também são de responsabilidade da ELETROBRÁS.

Compete à ELETROBRÁS a elaboração de diretrizes para a atuação do Setor Elétrico, em consonância com a política energética governamental, a coordenação do planejamento da expansão e da operação dos sistemas elétricos, financiamento, inclusive o repasse de recursos de entidades creditícias internacionais, às concessionárias, além de atuar como empresa "holding" e de participação.

A ELETROBRÁS atua no desenvolvimento tecnológico de interesse do Setor Elétrico, apoiando as universidades, mobilizando empresas de engenharia, indústrias e laboratórios, tendo criado o Centro de Pesquisas de Engenharia Elétrica - CEPEL, do qual é a principal mantenedora e ainda detendo o controle da NUCLEN - Engenharia e Serviços S.A., empresa de engenharia básica na área nuclear e no desenvolvimento em geral de tecnologia de interesse do Setor Elétrico.

As empresas estaduais constituem importante grupo de concessionárias, atuando especialmente na área de distribuição, embora algumas contem com significativos parques geradores e sistemas de transmissão, tais como a CESP, CEMIG, COPEL e CEEE. Essas empresas são estatais de economia mista, cujo controle acionário é dos respectivos governos estaduais, exceto a do Estado do Tocantins - CELTINS, cujo controle é privado. Existem, ainda, diversas empresas municipais de menor porte, essencialmente de distribuição, e empresas privadas com pequena participação no conjunto do Setor Elétrico, além dos autoprodutores.

A Figura 2.1 apresenta a divisão geo-elétrica do Brasil segundo as áreas de atuação das principais empresas concessionárias de energia elétrica.

Deve-se observar que as empresas federais regionais, além de atenderem a totalidade dos requisitos de energia da maioria das distribuidoras e complementarem a produção própria de outras concessionárias, são também responsáveis pelas interligações elétricas inter-regionais, estabelecendo, assim, os Sistemas Interligados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste. No longo prazo, quando se visualiza o aproveitamento dos recursos hidrelétricos da Amazônia, em particular nas bacias dos rios Xingú, Tapajós e Madeira, o sistema elétrico brasileiro, exceto algumas áreas isoladas da Região Norte, passará a se constituir em um único Sistema Interligado Nacional, que atenderá cerca de 99% do mercado de energia elétrica do País. As áreas isoladas da Região Norte, devido às distâncias envolvidas e ao pequeno porte de seus mercados, continuarão a ser supridas por geração local, em geral térmica.

A atual organização do Setor Elétrico conduz a diferentes enfoques na atuação de cada empresa, em função de sua vinculação institucional, da natureza de sua atividade predominante - geração ou distribuição - e das características do mercado e da população que atende. Consequentemente, as prioridades de cada empresa, quando da sua participação no planejamento da expansão do sistema elétrico nacional são diferenciados. As linhas de inserção na política energética nacional destacam-se nas empresas federais regionais. Nas empresas estaduais predomina os aspectos de interesse local. Essa diversidade de enfoques exige uma coordenação eficaz em sua expressão operacional, ensejando uma cobertura completa e coerente dos objetivos nacionais e locais e vem se constituindo em importante instrumento para o adequado atendimento aos requisitos de energia elétrica das diversas regiões do País.



## 2.2 OS PRINCIPAIS ÓRGÃOS COLEGIADOS DE PLANEJAMENTO E OPERAÇÃO

O planejamento da expansão e da operação dos sistemas elétricos brasileiros é realizada por Órgãos Colegiados, constituídos pelas empresas concessionárias de energia elétrica e coordenados pela ELETROBRÁS. Esses Colegiados atuam no sentido de compatibilizar os interesses locais e regionais das concessionárias com aqueles do País e do Setor Elétrico, no seu conjunto, assegurando o atendimento ao mercado consumidor com padrões elevados de confiabilidade e baixo custo.

O Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS, criado através da Portaria MME nº 1.617 de 23 de novembro de 1982, é responsável pelo planejamento da expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição da energia elétrica em todo o País.

O Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI, criado através da Lei nº 5.899 de 05 de julho de 1973 e regulamentado pelo Decreto nº 73.102, de 07 de novembro de 1973, é responsável pela operação do sistema interligado das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Em função da interligação hidráulica entre os sistemas Sudeste e Nordeste, através do rio São Francisco, a CHESF passou, a partir de 1979, a participar dos estudos do GCOI. Em 1981, com a interligação entre os sistemas elétricos das regiões Norte (Sistema Tucuruí) e Nordeste, a ELETRONORTE também passou a integrar aquele colegiado.

O Comitê Coordenador de Operação Norte/Nordeste - CCON, regulamentado pelas Portarias MME nº 1.008 de 16 de agosto de 1974, e nº 838 de 09 de junho de 1982, é responsável pelo relacionamento operacional entre as supridoras regionais e as concessionárias estaduais de distribuição nos sistemas interligados das regiões Norte e Nordeste. Suas atividades envolvem o planejamento da operação e os estudos de transmissão e distribuição de energia elétrica.

O Grupo Técnico Operacional da Região Norte - GTON, criado através da Portaria MINFRA nº 895 de 29 de setembro de 1990, é responsável pelo apoio às atividades relativas à operação e manutenção dos sistemas de geração, transmissão e distribuição, bem como de utilização e comercialização de energia dos Sistemas Isolados da Região Norte e de regiões vizinhas.

A Comissão Mista de Operação - CMO e o Comitê de Administração e Operação dos Contratos de Compra e Venda dos Serviços de Eletricidade de Itaipu - CADOP, integrado pela ELETROBRÁS, ANDE, ITAIPU BINACIONAL, FURNAS e ELETROSUL, definem as participações da ITAIPU BINACIONAL no suprimento energético aos sistemas interligados brasileiros das Regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste e ao Paraguai.

A supervisão e coordenação da operação é realizada no âmbito do Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada - SENSC, juntamente com o Centro Nacional de Operação dos Sistemas (CNOS).

O Comitê de Distribuição - CODI, criado através da Portaria MME nº 425 de 08 de abril de 1975, é responsável pela otimização dos sistemas de distribuição das empresas das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste e Coelba, de modo a garantir custo e qualidade adequados de fornecimento de energia elétrica aos consumidores de sua área de abrangência.

O Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico - COMASE, criado através da Portaria MME nº 511 de 26.04.88, é responsável pelas atividades relacionadas aos aspectos sócio-ambientais dos empreendimentos que integram os sistemas elétricos, tanto na expansão quanto na operação de suas instalações. O COMASE estabelece políticas, diretrizes gerais, metodologias, normas e procedimentos voltados para aprimoramento e compatibilização da atuação das concessionárias no tocante aos efeitos sócio-ambientais de seus empreendimentos, inclusive sua inserção regional.



### 3. PLANO 2015: DOS SEMINÁRIOS AOS ESTUDOS BÁSICOS

#### 3.1 INTRODUÇÃO

As incertezas quanto à evolução da sociedade e da economia brasileira, no momento de elaboração do PLANO 2015, neste novo ciclo de planejamento de longo prazo, são ainda maiores do que aquelas percebidas quando foi elaborado o PLANO 2010, seis anos atrás. Nesse sentido, o Setor Elétrico enfrenta um grande desafio e a forma encontrada para se contornar este impasse foi a de aprofundar a consideração da incerteza como elemento fundamental do processo de planejamento.

A incorporação das incertezas no processo de planejamento constitui uma das características do PLANO 2015, ao lado de uma postura que privilegia os aspectos estratégicos e a identificação das principais decisões a serem tomadas pelo Setor Elétrico nos próximos anos. Assim, adotou-se a técnica de cenários, procurando-se reforçar a estratégia de expansão do Setor Elétrico de modo a preservar sua aptidão a responder, adequadamente, às diferentes alternativas de evolução da economia brasileira e de atendimento aos seus requisitos de energia, em particular a elétrica.

A concepção do planejamento como um processo de formulação de metas e análise de opções deverá se tornar um princípio fundamental de um sistema que atua inserido em um processo sócio-econômico complexo, onde as decisões serão tomadas pela sociedade através de seus órgãos de representação, cabendo às entidades encarregadas da condução das políticas setoriais a responsabilidade de informar os dados relevantes, as trajetórias possíveis e as implicações de decisões específicas.

Nos estudos desenvolvidos pelo PLANO 2015, foi dada particular atenção aos aspectos ambientais e às restrições de natureza econômico-financeira, como também aos recursos humanos e aos fatores tecnológicos envolvidos nas diferentes opções. A postura adotada pela sociedade brasileira frente às questões ambientais terá papel determinante nas características da evolução da composição das fontes primárias para a produção de energia elétrica. A atuação esperada do estado na economia brasileira e os condicionantes financeiros, previstos para cada cenário, deverão afetar, significativamente, a participação da ELETROBRAS, das Empresas Estaduais, e do Setor Privado na expansão dos sistemas elétricos do País.

Na elaboração do PLANO 2015, buscou-se intensificar e tornar mais conseqüente a articulação com os diversos setores da sociedade interessados no planejamento do Setor Elétrico, procurando-se a participação efetiva de entidades internas e externas a ele, uma vez que os temas relativos à questão energética devem ser objeto de intenso debate, em vista de seu interesse público.

Nesse sentido, o PLANO 2015 promoveu a realização de diversos seminários e debates, ao longo da evolução dos trabalhos, procurando envolver diferentes instituições e organismos que lidam com problemas relacionados com a energia elétrica. Como sistemática de trabalho, sob uma ótica participativa, todos os estudos do PLANO 2015 foram realizados em etapas, preparando-se diversas versões, que foram submetidas à apreciação e discussão em vários seminários, nacionais e regionais.

O PLANO 2015 não está estruturado em um único e abrangente documento, como o anterior, o PLANO 2010, mas sim num conjunto de publicações, editadas ao longo de sua elaboração, particularmente os anais dos seminários temáticos e dos seminários regionais para apreciação dos resultados parciais do Plano, os estudos básicos e finalmente este Relatório Síntese.

### 3.2 SEMINÁRIOS TEMÁTICOS

A elaboração do PLANO 2015 teve início com a realização dos Seminários Temáticos, onde se procurou discutir as grandes questões que afetam o Setor Elétrico. Participaram as concessionárias de energia elétrica e entidades públicas e privadas envolvidas direta e indiretamente com o planejamento energético do País.

Entre os conferencistas e debatedores estavam diretores e técnicos de empresas privadas, de concessionárias regionais e estaduais, professores universitários, pesquisadores e consultores independentes. Desta forma, foi possível identificar diferentes pontos de vista sobre os rumos do Setor Elétrico.

Os temas tratados, que estão publicados em anais, denominados Cadernos do PLANO 2015, foram os seguintes:

- *Perspectivas da Economia Brasileira.*
- *A Nova Política Industrial.*
- *Política de Meio Ambiente.*
- *Aproveitamento do Potencial Hidrelétrico Brasileiro.*
- *Utilização da Termoeletricidade.- Seleção de Investimentos do Setor Elétrico.*
- *Financiamento da Expansão do Setor Elétrico.*
- *O Desenvolvimento Tecnológico e o Setor Elétrico.*
- *Fornecedores de Bens e Serviços e a Expansão do Setor Elétrico.*

### 3.3 SEMINÁRIOS REGIONAIS

Ao longo do desenvolvimento dos trabalhos do Plano, foram sendo realizados seminários regionais, visando discutir resultados parciais e aprofundar temas de interesse específico de cada região. Foram patrocinados e coordenados pelas empresas concessionárias, de forma a assegurar maior aproximação com as lideranças e entidades locais.

Foram realizados dois ciclos anuais de seminários, a saber: 1º ciclo, Manaus, Florianópolis, Recife e Rio de Janeiro; 2º ciclo, Recife, Curitiba, Rio de Janeiro e Belo Horizonte.

### 3.4 ESTUDOS BÁSICOS

Os Estudos Básicos foram concebidos para suprir as informações necessárias aos estudos da expansão do Setor Elétrico, a longo prazo. Os temas e objetivos destes estudos foram consolidados em 14 projetos, indicados a seguir:

#### **Projeto 1: Metodologia e Processo de Planejamento da Expansão do Setor Elétrico**

Apresenta a metodologia adotada pelo Setor Elétrico brasileiro nos seus estudos de planejamento da expansão do sistema, indicando os principais critérios, parâmetros e modelos empregados.

#### **Projeto 2: O Setor Elétrico e a Economia Brasileira**

Caracteriza diversos cenários econômicos e energéticos, enfatizando as diferentes implicações de cada cenário para o planejamento da expansão do Setor Elétrico.

#### **Projeto 3: Perspectivas do Mercado e da Conservação de Energia Elétrica**

Analisa o papel da energia elétrica nos diferentes setores de consumo, caracteriza os fatores determinantes de sua evolução futura e discute a economicidade e as metas para uma política de conservação de energia elétrica. Finalmente, apresenta os cenários do mercado de energia elétrica, no horizonte 2015, de modo a balizar as estratégias de expansão do sistema elétrico.

#### **Projeto 4: A Oferta de Energia Elétrica**

Relaciona e quantifica as principais fontes primárias disponíveis para geração de energia elétrica, detalhando suas respectivas tecnologias e custos.

Este projeto está dividido nos seguintes 8 subprojetos:

- *Potencial Hidrelétrico*
- *Derivados de Petróleo e Gás Natural.*
- *Carvão Mineral.*
- *Energia Nuclear*
- *Resíduos de Cana de Açúcar.*
- *Biomassa Florestal.*
- *Fontes Alternativas de Energia: Solar, Eólica, Xisto, Oceânica, Hidrogênio, Resíduos Orgânicos, Turfa e Linhito.*
- *Intercâmbios Energéticos com Países Vizinhos.*

**Projeto 5: Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica**

Apresenta a situação atual e as perspectivas de evolução dos sistemas de transmissão do País, incluindo a análise da transmissão a longa distância, em particular da Região Amazônica para o Nordeste e Sudeste.

**Projeto 6: Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**

Avalia as tendências de evolução dos sistemas elétricos de distribuição urbana e rural, levando em consideração o desenvolvimento tecnológico e a melhoria na qualidade de fornecimento ao mercado consumidor.

**Projeto 7: A Questão Ambiental e o Setor Elétrico**

Identifica os principais condicionantes e fatores de ordem ambiental, relevantes para o planejamento da expansão e da operação dos sistemas elétricos, com ênfase na hidreletricidade e nos grandes troncos de transmissão.

Este projeto está dividido em três subprojetos, a saber:

- *Fontes de Geração de Energia Elétrica.*
- *Projetos Hidrelétricos do Plano de Expansão.*
- *Sistemas de Transmissão.*

**Projeto 8: A Questão Econômico-Financeira**

Apresenta a situação econômico-financeira do Setor Elétrico, destacando seus níveis de endividamento e os fluxos financeiros entre as empresas. Analisa as possíveis estratégias de financiamento para a expansão do sistema elétrico, inclusive quanto à participação do setor privado.

**Projeto 9: A Questão Institucional e a Participação Privada no Setor Elétrico**

Aborda a evolução do quadro institucional do Setor Elétrico brasileiro, enfatizando suas possíveis modificações e as perspectivas de maior participação da iniciativa privada nos investimentos destinados à expansão dos sistemas elétricos do País.

**Projeto 10: A Política Industrial e o Setor Elétrico**

Analisa os reflexos da política industrial no Setor Elétrico, caracterizando sua atuação como agente de desenvolvimento industrial. Descreve os instrumentos de atuação para implantar as diretrizes da política industrial, examina a capacitação industrial, o desenvolvimento tecnológico dos fornecedores e aspectos de normalização.

**Projeto 11: A Política Tecnológica e o Setor Elétrico**

Apresenta a política de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do Setor Elétrico, explicitando seus objetivos, diretrizes, agentes e necessidades.

**Projeto 12: Estratégia de Expansão do Sistema - Oferta e Demanda**

Elabora os estudos de ajuste entre a oferta e a demanda de energia elétrica para os diferentes cenários considerados, definindo a estratégia de expansão do sistema em um contexto de incertezas.

**Projeto 13: Os Recursos Humanos e o Setor Elétrico**

Define e analisa a composição do quadro atual e futuro dos recursos humanos empregados diretamente pelas empresas de energia elétrica e formula políticas de recursos humanos.

**Projeto 14: Eficiência Energética Global**

Analisa a eficiência energética global do País com base nas alterações da matriz energética e da economia brasileira. Apresenta as tendências tecnológicas dos usos finais da energia e fornece subsídios para identificar estratégias voltadas para o aumento da eficiência energética do País.

## 4. RESUMO DOS ESTUDOS BÁSICOS

### 4.1 METODOLOGIA E PROCESSO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO (PROJETO 1)

A metodologia do planejamento da expansão adotada pelo Setor Elétrico brasileiro considera suas características que são as seguintes:

- Organização institucional complexa, em função das dimensões do País, das diferenças regionais e da necessidade de participação de diversos agentes públicos e privados, de forma direta e indireta, nas atividades relacionadas com o suprimento de energia elétrica.
- O serviço de energia elétrica alcança cerca de 90 % da população do País, constituindo-se assim, no serviço público de mais ampla difusão. Além do nível de atendimento ser elevado, a qualidade e a confiabilidade apresentam padrões elevados, apesar das tarifas menores que as praticadas em outros países, particularmente os mais industrializados.
- O crescimento do consumo de energia elétrica vem apresentando taxas superiores às da economia. As relações entre o mercado de energia elétrica, o consumo global de energia, o crescimento econômico e a política industrial são complexas, em função do processo e do estágio de desenvolvimento econômico do Brasil, obrigando o Setor Elétrico a formular metodologias próprias para avaliar a evolução do seu mercado.
- O sistema elétrico nacional apresenta características que o distingue da maior parte dos sistemas elétricos no mundo. Trata-se de um sistema predominantemente hidrelétrico, com usinas com grandes reservatórios de regularização plurianual. Apesar de ainda haver um grande potencial hidrelétrico a aproveitar, capaz de suprir o País por mais de duas décadas, justifica-se estrategicamente planejar um programa termelétrico de transição, para a época em que o potencial hidrelétrico for ficando menos competitivo, pelo custo das usinas ou por sua distância em relação aos mercados. Este programa térmico exige um planejamento adequado, cujo objetivo é preparar o País para administrar, no futuro, a implantação de um programa de geração onde a contribuição termelétrica será crescente. Isso exige o desenvolvimento de novas metodologias e, principalmente, a capacitação da engenharia e da indústria nacional de modo a propiciar uma expansão termelétrica econômica e ambientalmente viável.
- Os sistemas de transmissão no Brasil se caracterizam pelas grandes distâncias das usinas aos principais centros de consumo e pelas interconexões inter-regionais motivadas pela diversidade hidrológica entre bacias hidrográficas, ensejando grande economia na expansão e

na operação dos sistemas, com importantes reduções de custo para o consumidor. Os níveis de tensão das linhas tem sido crescentes, exigindo o domínio das tecnologias correspondentes e incentivando a pesquisa aplicada e o desenvolvimento de equipamentos apropriados.

Em função desses aspectos e dos prazos de maturação dos projetos e dos estudos que antecedem sua concepção, o planejamento da expansão do Setor Elétrico nacional é desenvolvido com base em estudos de características diversas, conforme descrito a seguir:

Estudos de Longo Prazo, com horizonte de até 30 anos, onde se procura analisar as estratégias de desenvolvimento do sistema elétrico, a composição futura do parque gerador, os principais troncos e sistemas de transmissão, estabelecendo-se um programa de desenvolvimento tecnológico e industrial e de inventário das bacias hidrográficas; são definidas as diretrizes para os estudos de médio e curto prazos e determinados os custos marginais de expansão a longo prazo.

Os condicionantes para estes estudos são a evolução do mercado, a disponibilidade de fontes energéticas primárias para geração, as tendências de evolução tecnológica e os impactos ambientais dos projetos. Sua periodicidade é de 5 anos e constitui-se na base para a elaboração dos Planos Nacionais de Energia Elétrica.

Estudos de Médio Prazo, com horizonte de 15 anos, nos quais se estabelece os programas de referência de geração e de transmissão e se estima as necessidades de recursos financeiros para investimentos e a demanda de serviços de construção de usinas, de sistemas elétricos (linhas de transmissão e subestações) e de equipamentos; são formulados os programas de estudo de viabilidade de usinas e analisada a localização das futuras unidades termelétricas.

Os condicionantes desse estudo são o atendimento ao mercado com o mínimo custo, a viabilidade ambiental dos empreendimentos, a continuidade do programa de obras e o aproveitamento seqüencial adequado do potencial hidrelétrico. Sua periodicidade é de 2 a 3 anos.

Estudos de Curto Prazo, com horizonte de 10 anos, onde são apresentadas as decisões relativas à expansão da geração e da transmissão, definindo os empreendimentos e sua alocação temporal, sendo realizadas as análises das condições de suprimento ao mercado e calculados os custos marginais de expansão; são definidos os programas da distribuição, em metas físicas e financeiras, e o programa global de investimentos na geração, transmissão, distribuição e instalações gerais.

Os condicionantes deste estudo são os requisitos de mercado dos diversos subsistemas, os prazos de implantação dos empreendimentos e a capacidade financeira do Setor Elétrico. Sua periodicidade é anual e resulta no Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico, elaborado no âmbito do GCPS.

O Setor Elétrico brasileiro dispõe de uma vasta experiência na elaboração destes estudos de planejamento da expansão dos seus sistemas elétricos. Exemplificando, no período de 15 anos, de 1978 a 1993, foram desenvolvidos os seguintes Planos Nacionais de Energia Elétrica:

- Plano 1995 - elaborado em 1978/79
- Plano 2000 - elaborado em 1981/82
- Plano 2010 - elaborado em 1986/87
- Plano 2015 - elaborado em 1991/93

Quanto aos estudos de curto prazo, nos últimos quatro ciclos de planejamento do GCPS, foram desenvolvidos os seguintes planos:

- Plano Decenal de Expansão 1990/1999
- Plano Decenal de Expansão 1991/2000
- Plano Decenal de Expansão 1993/2002
- Plano Decenal de Expansão 1994/2003

Assim, o Setor Elétrico desenvolveu e consolidou uma metodologia própria, além de procedimentos e um foro institucional - o GCPS, para suas atividades de planejamento da expansão, compatível com as características dos sistemas elétricos brasileiros. Sua descrição é detalhada no Projeto 1.

Um aspecto que merece ser destacado, quanto à evolução metodológica, é a consideração da incerteza no processo de tomada de decisão de expansão do sistema. Assim, diversos fatores de incerteza devem ser considerados na atividade de planejamento, tais como: regimes hidrológicos, disponibilidade dos equipamentos, comportamento da economia, demanda de energia elétrica, custos dos combustíveis, tempo de construção dos projetos, taxas de juros, restrições financeiras e sócio-ambientais, conflitos entre usos alternativos da água das bacias hidrográficas e outros. Como consequência desta abordagem, se amplia o conceito de programa de expansão para o de estratégia de expansão. Nesse ambiente, o Plano Nacional de Energia Elétrica deve ser considerado uma "Estratégia de Expansão", que possa ser alterada a medida em que se modifiquem as condições futuras previstas. O Setor Elétrico brasileiro tem se empenhado no desenvolvimento desta nova metodologia de planejamento, inclusive a nível internacional, participando do projeto junto à OLADE - Organização Latina Americana de Energia, e ao BID - Banco Interamericano de Desenvolvimento, denominado "SUPER OLADE/BID". Este projeto consolida, em um dos seus módulos, a metodologia do planejamento com incerteza, inclusive com um modelo computacional já disponível para utilização.

## **4.2 ECONOMIA E O MERCADO ENERGÉTICO (PROJETOS 2 e 3)**

### **4.2.1 Evolução Histórica**

O consumo total de energia elétrica no Brasil tem apresentado taxas de crescimento superiores as do consumo global de energia e às da economia. A Tabela 4.1 apresenta os valores verificados nos anos 1970/80/90 e 1992 e as taxas anuais médias de crescimento nestes intervalos.



**TABELA 4.1**  
**BRASIL**  
**EVOLUÇÃO DO PIB, DO CONSUMO GLOBAL DE ENERGIA**  
**E DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA**

	1970	1980	1990	1992
<b>Produto Interno Bruto (PIB)</b>				
10 <sup>9</sup> US\$	120,6	276,3	320,0	321,2
Taxa Anual Média %		8,6	1,5	0,2
<b>Consumo Global de Energia</b>				
10 <sup>6</sup> TEP	57,0	122,0	159,0	165,0
Taxa Anual Média %		7,9	2,7	1,9
<b>Consumo de Energia Elétrica (*)</b>				
TWh	35,8	114,3	199,9	213,3
Taxa Anual Média %		12,3	5,7	3,3

(\*) das concessionárias de serviço público, sem tarifas especiais

A participação da energia elétrica no consumo global de energia do País elevou-se de 19 % em 1970 para 40 % em 1992, enquanto que a intensidade elétrica do PIB evoluiu de 0,30 kWh/US\$ em 1970 para 0,66 kWh/US\$ em 1992.

#### 4.2.2 Cenários Sócio-Econômicos

A dinâmica de crescimento populacional do Brasil vem apresentando alterações importantes, conforme indicado pelos resultados do censo de 1991. De fato, a taxa de crescimento anual média de 1,9 %, no período 1980 - 1991, foi bastante inferior aos 2,5 % verificados na década precedente.

Foi considerado metodologicamente correto a adoção de um único cenário demográfico, a níveis nacional e regional, no horizonte do PLANO 2015.

A Tabela 4.2, a seguir, apresenta as projeções demográficas e as taxas anuais médias de crescimento no horizonte do PLANO 2015.

**TABELA 4.2**  
**BRASIL**  
**CENÁRIO DEMOGRÁFICO - POPULAÇÃO TOTAL (\*)**

	1980	1991	2000	2005	2010	2015
10 <sup>6</sup> Habitantes	119.0	146.2	170.1	183.3	196.1	208.5
Taxa Anual Média (%)	-	1,9	1,7	1,5	1,4	1,2

(\*) A taxa de urbanização, que em 1991 se situa em cerca de 75 %, evoluiria para 84 % em 2015.

As expectativas em relação ao comportamento futuro da economia foram estabelecidas para quatro cenários distintos, no horizonte deste PLANO 2015, dentro do ambiente de planejamento com incerteza. A hipótese básica assumida, em todos eles, é de recuperação da trajetória de crescimento da economia brasileira. Os cenários se diferenciam, principalmente, com relação aos prazos para esta retomada e às taxas de crescimento que poderão ocorrer após o período de estabilização. As alternativas estão condicionadas, no curto prazo, ao ajuste fiscal e ao comportamento da inflação. A sustentação do crescimento da economia brasileira exigirá um esforço crescente de ganhos de produtividade, com reflexos na conservação de energia.

A Tabela 4.3, a seguir, apresenta os cenários macroeconômicos com os valores do Produto Interno Bruto e as respectivas taxas anuais médias de crescimento.

Estes cenários macroeconômicos elevam o PIB per capita nacional do valor atual de US\$ 2.220/Hab para cerca de 3.500 no Cenário I, 4.100 no Cenário II, 5.400 no Cenário III e US\$ 6.200/Hab no Cenário IV, no ano 2015.

**TABELA 4.3**  
**BRASIL**  
**CENÁRIOS MACROECONÔMICOS**  
**PRODUTO INTERNO BRUTO**

	1992	2000	2005	2010	2015
<b>CENÁRIO I</b>					
10 <sup>9</sup> US\$	321.2	382.5	488.2	593.9	722.4
Taxa Anual Média (%)		2,2	5,0	4,0	4,0
<b>CENÁRIO II</b>					
10 <sup>9</sup> US\$	321.2	450.9	575.5	700.2	851.6
Taxa Anual Média (%)		4,3	5,0	4,0	4,0
<b>CENÁRIO III</b>					
10 <sup>9</sup> US\$	321.2	516.0	690.6	881.3	1.124.5
Taxa Anual Média (%)		6,1	6,0	5,0	5,0
<b>CENÁRIO IV</b>					
10 <sup>9</sup> US\$	321.2	540.8	723.7	968.5	1.295.7
Taxa Anual Média (%)		6,7	6,0	6,0	6,0

## 4.2.3 Cenários Energéticos

Os cenários energéticos globais, considerados para o ano 2015, que serviram de referência para uma avaliação do papel da energia elétrica no contexto energético global, estão apresentados nas Tabelas 4.4 e 4.5, a seguir.

**TABELA 4.4**  
**BRASIL**  
**ENERGIA PRIMÁRIA, PRODUTO INTERNO BRUTO**  
**E POPULAÇÃO**

	1990	2015			
		I	II	III	IV
Energia Primária					
10 <sup>6</sup> Tep	181,4	386,3	433,6	516,8	571,0
Tep/10 <sup>3</sup> US\$ de PIB	0,57	0,53	0,51	0,46	0,44
Tep/Hab	1,26	1,85	2,08	2,48	2,74
Elasticidade					
E. Primária/PIB	--	0,94	0,88	0,83	0,81

**TABELA 4.5**  
**BRASIL - CONSUMO FINAL DE ENERGIA**

	1990	2015			
		I	II	III	IV
Mtep	166,9	353,1	398,1	473,4	527,1
Eletricidade	61,0(*)	163,3	183,1	212,1	239,7
Gás Natural	3,4	14,6	21,2	32,6	42,3
Petróleo e Alcool	61,5	128,2	143,3	168,7	182,0
Carvão Mineral	8,6	14,9	17,6	25,3	27,3
Lenha e Carvão Vegetal	21,7	19,2	19,7	21,0	22,1
Bagaço e Outros	10,7	12,9	13,2	13,7	13,7
Participação - %					
Eletricidade	36,5(*)	46,2	46,0	44,8	45,5
Gás Natural	2,0	4,1	5,3	6,9	8,0
Petróleo e Alcool	36,8	36,4	36,0	35,6	34,5
Carvão Mineral	5,2	4,2	4,4	5,3	5,2
Lenha e Carvão Vegetal	13,0	5,4	4,9	4,4	4,2
Bagaço e Outros	6,4	3,7	3,3	2,9	2,6

(\*) excluída a parcela referente aos fornecimentos interruptíveis.

Na elaboração das previsões do mercado de energia elétrica, as principais hipóteses adotadas foram as seguintes:

- crescimento real dos níveis tarifários, alcançando a média nacional de 67 US\$/MWh;

- diminuição dos atuais níveis de exportação dos grandes consumidores industriais, principalmente eletrointensivos, que se voltam mais para o mercado interno.
- resultados efetivos da política de conservação do PROCEL - Programa de Conservação de Energia Elétrica;

A conservação de energia elétrica foi considerada através de quatro cenários. Cada um desses cenários traduz as expectativas dos agentes econômicos no que se refere aos seguintes aspectos: melhoria da eficiência energética dos equipamentos, entrada no mercado de bens com menor conteúdo energético, melhor utilização dos equipamentos existentes e otimização dos processos produtivos.

A Tabela 4.6, a seguir, apresenta os quatro cenários de conservação correspondentes aos respectivos cenários energéticos e econômicos já referidos.

**TABELA 4.6**  
**BRASIL**  
**CONSERVAÇÃO DE ENERGIA - TWh**

CENÁRIO	1995	2000	2005	2010	2015
I	3,0	9,1	21,1	42,8	63,9
II	3,6	14,7	31,3	50,9	75,8
III	4,6	17,8	44,2	70,8	105,3
IV	5,2	20,0	49,5	81,6	123,7

Os valores previstos, para o ano de 2015, representam 10 % do mercado total de energia elétrica no Cenário I e 13 % no Cenário IV. Em termos absolutos, estes valores representam o equivalente a cerca de uma usina como Itaipu, no Cenário I, no ano 2015, e mais do que uma e meia, no Cenário IV, no mesmo ano.

Neste sentido, o programa de conservação de energia elétrica se destaca como de relevante importância, permitindo reduções significativas de investimentos na expansão do sistema, cerca de US\$ 40 bilhões no cenário I, no período até 2015, e US\$ 85 bilhões para o cenário IV, no mesmo período. Destaca-se que o investimento necessário para viabilizar esta conservação de energia é significativamente inferior ao necessário à expansão do sistema que seria capaz de suprir a quantidade de energia que tenha sido conservada, sendo portanto vantajoso para o País. A conservação de energia, por outro lado, adiando a expansão do sistema, retardar por consequência a elevação dos custos marginais de expansão, que são crescentes ao longo do tempo, e também da tarifa de energia elétrica, beneficiando toda a sociedade e tornando a economia nacional mais competitiva, quanto ao insumo energia elétrica.

A Tabela 4.7, a seguir, apresenta as previsões do mercado de energia elétrica do País, para os quatro cenários em estudo, já devidamente incorporada as metas de conservação de energia elétrica.

SÍNTESE DO PLANO 2015

TABELA 4.7  
BRASIL  
PREVISÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

	1992	2000	2005	2010	2015
<b>CENÁRIO I</b>					
TWh	224,3	293,8	384,0	467,2	563,0
Taxa Anual Média %		3,4	5,5	4,0	3,8
<b>CENÁRIO II</b>					
TWh	224,3	329,5	430,6	523,9	631,3
Taxa Anual Média %		4,9	5,5	4,0	3,8
<b>CENÁRIO III</b>					
TWh	224,3	360,7	473,2	589,7	731,4
Taxa Anual Média %		6,1	5,6	4,5	4,4
<b>CENÁRIO IV</b>					
TWh	224,3	377,6	495,4	642,6	826,4
Taxa Anual Média %		6,7	5,6	5,3	5,2

(\*) Considerada a auto-produção (11 TWh) e sem os consumos de tarifas especiais.

A energia elétrica, nestes cenários do PLANO 2015, apresenta-se com uma importância crescente no contexto energético e econômico nacional. De fato, a elasticidade do consumo de energia elétrica em relação ao Produto Interno Bruto, no período até 2015, tem valores de 1,21 para o Cenário I e 0,97 para o Cenário IV.

A intensidade elétrica do produto, por outro lado, evolui do valor atual de 0,66 kWh/US\$ de PIB para 0,78 e 0,64 kWh/US\$ de PIB, em 2015, para os Cenários I e IV respectivamente. Quanto à participação de energia elétrica no balanço energético nacional, o valor atual de 40 % evolui para cerca de 46 % nos cenários considerados.

Um aspecto relevante do mercado de energia elétrica é sua distribuição geográfica. Os cenários adotados no PLANO 2015 incorporam uma elevação da participação no mercado nacional das regiões menos desenvolvidas, o Norte e o Nordeste, contribuindo para a redução dos desníveis regionais. De fato, como exemplo, para o Cenário II, a Tabela 4.8, a seguir, apresenta a evolução da participação das diversas regiões brasileiras no consumo total de energia elétrica.

TABELA 4.8  
BRASIL  
DISTRIBUIÇÃO REGIONAL DO CONSUMO  
DE ENERGIA ELÉTRICA - % (1)

	1970	1990	2000 (2)	2015 (2)
Norte	1,0	4,4	6,1	8,4
Nordeste	8,6	15,6	18,1	21,2
Sudeste	78,6	61,7	55,9	48,4
Sul	10,0	14,0	14,7	15,8
Centro Oeste	1,8	4,2	5,2	6,2

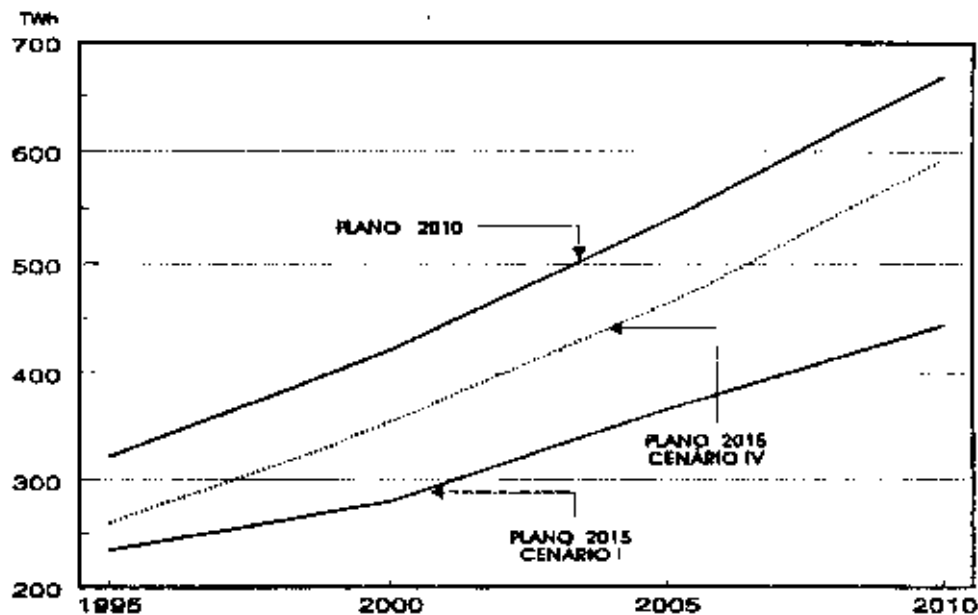
(1) Exclusivo autoprodutores e fornecimento interruptível.

(2) Cenário II da Tabela 4.7.

Com relação à participação das diversas categorias de consumo, destacam-se a industrial e a residencial, que de valores de 50 % e 24 %, respectivamente em 1992, evoluem para uma faixa de 43 a 49 % para o industrial e de 26 a 29 % para o residencial, em função do cenário considerado.

Finalmente, a Figura 4.1, a seguir, apresenta, a comparação dos mercados das concessionárias de serviço público do PLANO 2010 e do PLANO 2015. Observa-se que os novos cenários de mercado apresentam, no ano 2010, atrasos no consumo de energia elétrica de cerca de 3 a 9 anos em relação àquele do PLANO 2010.

FIGURA 4.1  
CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA  
COMPARAÇÃO PLANO 2010 X PLANO 2015



### 4.3 OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA (PROJETO 4)

#### 4.3.1 Parque Gerador Atual

O parque gerador de energia elétrica nacional é predominantemente hidrelétrico. De fato, a produção bruta total, em 1992, considerando apenas a parcela brasileira de Itaipu, alcançou 228 bilhões de kWh, sendo cerca de 96 % de origem hidráulica. A produção térmica se destina ao abastecimento dos sistemas isolados e à complementação dos sistemas interligados, quando da ocorrência de períodos hidrologicamente desfavoráveis ou problemas de atendimento localizado, em função de restrições de transmissão.

O sistema elétrico brasileiro está dividido em três segmentos: o Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, o Sistema Interligado Norte/Nordeste e os Sistemas Isolados da

Região Norte Dentre as principais características do sistema de geração e transmissão, destacam-se as seguintes:

- reservatórios com regularização plurianual, com capacidade de armazenamento para utilização, durante vários anos, em períodos de atluências reduzidas;
- grandes distâncias entre fontes produtoras e os principais centros consumidores;
- bacias hidrográficas com diversidade hidrológica, isto é, com diferenças entre as distribuições de vazão ao longo de um determinado ano e em períodos plurianuais;
- elevado grau de interligação elétrica entre os subsistemas de distintas bacias hidrográficas;
- grande parte do potencial hidrelétrico ainda disponível para aproveitamento.

A Tabela 4.9, a seguir, apresenta a evolução da capacidade instalada no País desde 1950. No período 1950/92, essa capacidade foi multiplicada por trinta e um.

TABELA 4.9  
BRASIL  
CAPACIDADE INSTALADA TOTAL (1)

ANO	MW
1950	1.660
1960	4.134
1970	10.480
1980	30.189
1990 (2)	49.603
1992 (2)	51.840

(1) A capacidade instalada hidrelétrica situa-se na ordem de 90%  
(2) Inclui metade da capacidade instalada na CTE Itaipu.

### 4.3.2 Energia Hidráulica

O conhecimento do potencial hidrelétrico tem evoluído gradativamente, tornando-se cada vez mais preciso, à medida que informações sobre as características das bacias hidrográficas brasileiras vão se tornando disponíveis e à medida que se tem investido em estudos de escritório e de campo, alcançando-se uma melhor definição do aproveitamento dos diversos rios.

O potencial hidrelétrico total do País corresponde a 129 GWano de energia firme e cerca de 261 GW de capacidade instalável. Ao se descontar as usinas em operação e em construção, o potencial hidrelétrico a aproveitar é de 102 GWano e cerca de 205 GW de capacidade instalável. Aproximadamente 50 % deste potencial encontram-se na Região Amazônica, grande parte no Estado do Para, nas bacias dos rios Tocantins, Araguaia, Xingu e Tapajós.

A estimativa do potencial hidrelétrico considera os aproveitamentos cuja avaliação técnico-econômica atendeu aos critérios vigentes quando da realização dos estudos. Em função disso, essa avaliação está sujeita a alterações, principalmente em decorrência dos impactos ambientais daqueles aproveitamentos. A concepção dos diversos aproveitamentos deverá inclusive ser modificada, com o objetivo de reduzir os impactos ambientais. Os valores apresentados para a avaliação desse potencial constituem, portanto, uma referência para o planejamento e não, obrigatoriamente, o que se prevê realizar, inclusive no horizonte após 2015.

Em termos estratégicos, a mais longo prazo, a energia média se tornará um melhor indicador do potencial energético de um sistema hidrelétrico. Isso porque a crescente regularização proporcionada pelos reservatórios, a interligação elétrica dos sistemas e das bacias com diversidade hidrológica, e a crescente participação da geração térmica fazem com que seja aproveitada quase toda a energia média. É estimado em 5 % o acréscimo decorrente da adoção deste critério, o que significa que o potencial hidrelétrico total passa para 136 GWano, em termos de energia média.

A Tabela 4.10, a seguir, apresenta o resumo do potencial hidrelétrico brasileiro, em valores de energia firme, por bacia, considerando o nível atual de conhecimento.

**TABELA 4.10**  
**POTENCIAL HIDRELÉTRICO BRASILEIRO**  
Energia Firme (MWano)

BACIA	OPERAÇÃO E CONSTRUÇÃO	INVENTÁRIO/VIABILIDADE/PROJETO BÁSICO	ESTIMADO (MWano)	TOTAL
Amazônicas	191,5	16.662,2	37.173,5	54.027,2
Tocantins	3.515,5	9.531,1	1.549,4	14.596,0
Atlant. N-NE (1)	140,0	94,6	1.329,0	1.563,6
São Francisco	5.707,0	2.673,0	1.270,5	9.650,5
Atlant. Leste (2)	909,7	5.579,9	1.327,0	7.816,6
Paraná	18.715,2	6.045,8	5.426,1	30.187,1
Uruguai	141,7	6.268,0	1.355,4	7.765,1
Atlant. Sudeste (3)	743,8	765,1	1.931,0	3.439,9
<b>TOTAL</b>	<b>30.064,4</b> (23,3 %)	<b>47.619,7</b> (36,9 %)	<b>51.361,9</b> (39,8 %)	<b>129.046,0</b> (100 %)

(1) Compreende as bacias dos rios que desaguam no Oceano Atlântico, no Norte da bacia Amazônica e entre a foz do rio Tocantins e a do rio São Francisco.

(2) Compreende as bacias dos rios que desaguam no Oceano Atlântico entre a foz do rio São Francisco e a divisa RJ/SP.

(3) Compreende as bacias dos rios que desaguam no Oceano Atlântico ao Sul da divisa RJ/SP.

Na avaliação do investimento necessário ao aproveitamento do potencial hidrelétrico, foi adotado um patamar mínimo de 1.200 US\$/kW para corrigir eventuais subestimativas, particularmente de inventários mais antigos, que apresentam custos considerados não adequados à atual estrutura orçamentária das usinas. Quanto à incorporação dos custos ambientais, em função da incerteza no tocante a este aspecto, foram adotados adicionais de custo considerando os percentuais



SÍNTESE DO PLANO 2015

conforme a Tabela 4.11, a seguir, estimados pelo Projeto 7 - "A Questão Ambiental e o Setor Elétrico" - para os dispêndios físico-bióticos e sócio-econômicos.

**TABELA 4.11  
ADICIONAL DE CUSTO DE INVESTIMENTO  
DEVIDO AOS ASPECTOS AMBIENTAIS - %**

Região	Área do Reservatório	
	Menor que 100 km <sup>2</sup>	Maior que 100 km <sup>2</sup>
NE/S/SE	10	25
Fronteira (*)	10	20
Norte	10	10

(\*) Rondônia, Sudeste do Pará (Araguaia e Tocantins) e Centro-Oeste

Com estas hipóteses, foram estabelecidos os custos do potencial hidrelétrico, apresentados na Tabela 4.12, a seguir:

**TABELA 4.12  
CUSTO DO POTENCIAL HIDRELÉTRICO BRASILEIRO  
ENERGIA FIRME (MWano)**

Preços de Dez/91 (US\$1,00=Cr\$959,84)				Taxa Desconto = 10% a a							
CUSTO	BRASIL			NORTE		NORDESTE		SE/C.OESTE		SUL	
	INVENT.	ESTIM.	TOTAL	INVENT.	ESTIM.	INVENT.	ESTIM.	INVENT.	ESTIM.	INVENT.	ESTIM.
Existente	26.151	0	26.151	3.300		3.822		16.441		2.568	
10	26.760	0	26.760	3.300		3.822		16.441		3.197	
20	28.991	0	28.991	3.300		5.856		16.638		3.197	
30	29.691	0	29.691	3.968		5.856		16.672		3.197	
40	40.706	60	40.766	12.059	7	5.860	53	18.331		4.458	
50	48.869	9.860	58.729	14.284	6.789	8.199	399	21.471	1.809	6.915	883
60	59.053	13.179	72.232	18.603	9.008	7.250	589	24.936	1.809	8.264	1.772
70	84.988	24.505	89.493	19.455	17.085	7.770	720	27.093	4.067	10.870	2.633
80	67.852	31.389	99.241	20.772	21.939	7.771	816	28.343	5.474	10.968	3.160
90	68.843	36.178	105.021	20.772	24.926	7.772	818	29.179	6.918	11.120	3.518
100	70.478	40.160	110.638	20.932	27.496	8.034	816	30.176	8.089	11.336	3.759
110	70.984	42.762	113.746	21.021	28.838	8.034	818	30.566	9.154	11.363	3.954
120	71.291	44.516	115.807	21.021	29.426	8.034	818	30.841	10.183	11.395	4.091
1000	73.154	50.406	123.560	21.198	30.573	8.034	816	32.451	14.389	11.471	4.628
TOTAL	73.154	50.406	123.560	21.198	30.573	8.034	818	32.451	14.389	11.471	4.628
A APRO-VEITAR	47.003	50.406	97.409	17.898	30.573	4.212	818	16.010	14.389	8.853	4.628

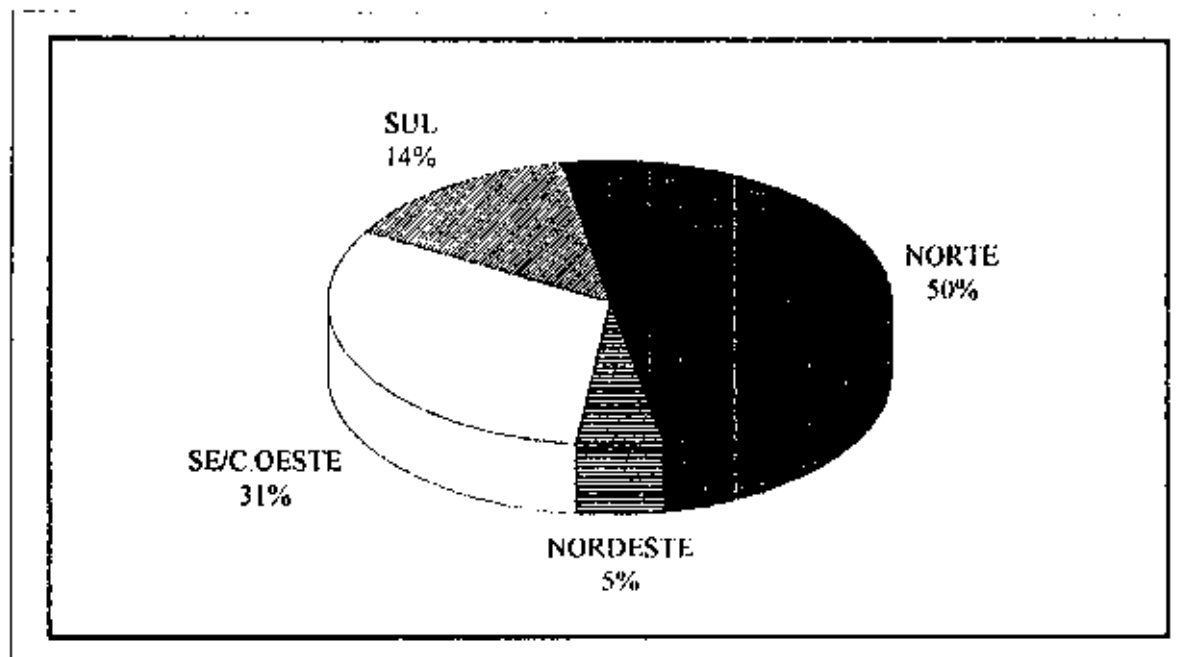
(1) Incluídos os investimentos em transmissão de integração ao coletor da região.

(2) Potencial binacional, inclusive Itaipu (EF=7.574 MWano e EM=8.670 MWano): apenas a parcela brasileira.

(3) Para todas as usinas (com exceção das pertencentes à região da margem esquerda do rio Amazonas) considerou-se a energia média como limite superior para a energia firme, por não se caracterizar diversidade hidrológica, de acordo com os estudos estatísticos apresentados na IT DPE/DPEP 028/93. Nesse sentido, o valor do potencial hidrelétrico aqui apresentado é inferior ao constante no Projeto 4 - Oferta de Energia Elétrica - Potencial Hidrelétrico.

A Figura 4.2, a seguir, apresenta, a distribuição geográfica do potencial hidrelétrico a aproveitar (97.409 MWano). Como se observa, 50 % do valor a aproveitar encontram-se na Região Norte.

**FIGURA 4.2**  
**POTENCIAL HIDRO TOTAL**  
**A APROVEITAR: 97.409 MWano**



#### *Uso Múltiplo dos Recursos Hídricos*

Os projetos das futuras usinas hidrelétricas devem contemplar, desde as fases iniciais, interesses de vários setores da economia, tais como os de irrigação, abastecimento d'água, navegação etc, além daqueles das populações locais, particularmente aquelas diretamente afetadas pela implantação dessas obras. Tal procedimento poderá proporcionar vantagens aos co-participantes de tais empreendimentos, desde que seja realizada a repartição dos custos das instalações de uso comum entre os beneficiados.

Apesar das vantagens evidentes da concepção de aproveitamentos com finalidades múltiplas, diversos fatores têm dificultado sua viabilização. Sob a ótica do Setor Elétrico, podem ser destacados os seguintes:

- falta de recursos dos diversos setores interessados na realização dos aproveitamentos de uso múltiplo, o que os inviabiliza, uma vez que todo o custo financeiro passaria a ser arcado pelo Setor Elétrico;

- ausência de planos de desenvolvimento regionais que identifiquem propostas de aproveitamento dos recursos naturais de uma área ou bacia hidrográfica e que sirvam de balizamento para a utilização da água como fonte geradora de energia elétrica;
- limitações de competência institucional das empresas elétricas para suprir a deficiência anteriormente apontada e para desempenhar funções que caberiam a agências de desenvolvimento;
- inexistência de foros de discussão dos interesses dos vários setores intervenientes; os Comitês de Estudos Integrados, na forma como atualmente constituídos, em poucas bacias hidrográficas, não têm estrutura adequada nem poder para resolver conflitos entre os diversos parceiros.

A articulação com outros setores usuários dos recursos hídricos deverá ser facilitada com a instituição do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos - SINGREH, em atendimento ao inciso XIX do Artigo 21º da Constituição Federal.

A ampliação do parque gerador hidrelétrico deverá também levar em conta problemas já existentes em bacias hidrográficas, de modo a não agravá-los e, preferencialmente, contribuir para atenuá-los. Assim, no Nordeste, deverá ser levada em conta a escassez de recursos hídricos, embora o potencial hidrelétrico ainda não aproveitado na região seja relativamente reduzido. No Norte, ocorre problema inverso e o controle de cheias deverá ser previsto na concepção dos empreendimentos hidrelétricos.

O uso múltiplo dos futuros reservatórios se constitui em um fator de viabilização sócio-econômica dos empreendimentos do Setor Elétrico, pois poderá proporcionar benefícios para as regiões que são afetadas por suas implantações.

#### *Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH*

Alguns fatores são determinantes para que se conceda especial atenção à contribuição das Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH. Inicialmente, destacam-se as dificuldades de obtenção de recursos financeiros para novos empreendimentos de grande porte, as incertezas quanto à evolução do mercado de energia elétrica e aos aumentos de custos devidos aos longos períodos de construção, fatores estes que adquirem tanto mais peso quanto maior é o porte da usina. As PCH's, em contrapartida, demandam menores prazos de implantação e volumes de recursos financeiros, características que facilitam a sua competitividade.

A tecnologia para estudo, projeto e construção de PCH's está disponível no País e descrita nos manuais de Microcentrais, de Minicentrais e de Pequenas Centrais Hidrelétricas, editados pela ELETROBRÁS e DNAEE; a tecnologia de projeto e fabricação de equipamentos, inclusive turbinas, é de domínio de fabricantes nacionais, que a desenvolveram.

Cabe destacar que as PCH's, pelo seu porte, constituem uma interessante alternativa para o suprimento dos mercados isolados, inclusive para auto-produção, em relação à opção frequentemente adotada, de geração térmica a derivados de petróleo.

No caso das PCH's, a escala do empreendimento remete o processo decisório, inclusive a sua viabilização sócio-ambiental, para o plano local. Isto significa que as comunidades locais e suas representações tendem a assumir um papel importante nas negociações relacionadas à viabilização dessas obras.

#### *Aproveitamento do Potencial Hidrelétrico da Amazônia*

A maior parcela do potencial hidrelétrico brasileiro a ser aproveitado se encontra localizado na região Amazônica, particularmente no Estado do Pará, conforme já foi ressaltado.

A viabilidade sócio-ambiental de diversos aproveitamentos dessa região deverá se apoiar nos princípios de inserção regional, atuando as concessionárias como agentes articuladores junto aos órgãos governamentais competentes e responsáveis por outras ações setoriais, a quem caberá prover os recursos para realizar tais ações.

O almejado desenvolvimento regional entretanto deverá se fazer de forma controlada e que não venha a provocar acentuada desestabilização do ecossistema amazônico, a exemplo do que tem ocorrido por força de outras atividades na região. Cumpre ressaltar que o próprio Setor Elétrico é um aliado dos que defendem a preservação da cobertura florestal da região, dado que o desmatamento contribui para o agravamento das estiagens e das enchentes, exigindo a formação de reservatórios e construção de vertedouros de maior porte, tornando as obras mais onerosas. Como fator favorável à ocupação da bacia amazônica, destaca-se o seu estágio de desenvolvimento ainda relativamente incipiente, onde se observam grandes extensões de áreas despovoadas ou de baixa densidade demográfica e de reduzida atividade econômica.

As análises realizadas indicam que a tomada de decisão para o aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia exigirá a realização de estudos de inventário em que a seleção de alternativas de divisão da queda dos rios se faça com base em técnica multi-objetivo, onde deverão ser considerados, simultaneamente, os aspectos empresariais, energéticos, político-estratégicos e sócio-ambientais.

#### *Usinas Hidrelétricas Reversíveis*

Nos planos de expansão formulados pelo Setor Elétrico, as usinas hidrelétricas reversíveis -UHR têm sido consideradas exclusivamente do ponto de vista da sua utilização clássica, isto é, na modulação da curva de carga. Neste contexto, não tem sido previsto o aproveitamento de UHR's e isso se deve ao critério de dimensionamento das usinas hidrelétricas convencionais que leva sua motorização até o nível em que toda a energia economicamente aproveitável possa ser gerada. Como consequência, a potência total instalada é suficiente para atender aos requisitos de ponta do sistema e prover a reserva adequada, dispensando assim a consideração de usinas tipicamente de ponta, inclusive as reversíveis, nos planos da expansão. Observa-se também que a adoção de tarifas horo-sazonais e as interligações interregionais contribuiriam para o aumento do fator de carga dos sistemas interligados, reduzindo assim a necessidade de capacidade de ponta complementar.

Entretanto, com o aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia e, conseqüentemente, a consideração da interligação entre os grandes sistemas regionais, com transporte de expressivos blocos de energia a grandes distâncias, a programação de UHR's próximas aos centros de carga pode se tornar viável por razões operacionais, relacionadas com a estabilidade da transmissão nos períodos de carga leve e com a alocação da geração na curva de carga, além de se constituir numa reserva estratégica de geração, próximo ao mercado consumidor.

#### 4.3.3 Derivados de Petróleo e Gás Natural

Tanto o gás natural como diversos derivados de petróleo são usados como fontes para geração de energia elétrica. A nível mundial, os derivados de petróleo representam a quinta maior fonte primária utilizada, com 11 % do total de energia elétrica produzida, enquanto que o gás natural é a quarta, com 13 %.

No Brasil, o óleo diesel e o óleo combustível têm sido tradicionalmente usados na geração termelétrica. Com a elevação dos preços do petróleo, a partir de 1973, houve significativo esforço governamental visando a redução do uso desses produtos, inclusive pelo Setor Elétrico. Não obstante, de 1984 a 1986, com ênfase em 1986, a baixa hidraulicidade verificada obrigou a um aumento na geração das térmicas a derivados de petróleo na Região Sudeste, em complementação à geração hidrelétrica.

A geração de energia elétrica a partir do gás natural, que ainda é incipiente no Brasil, tem tido um desenvolvimento acelerado, a nível mundial, nos últimos anos, tendo aumentado significativamente sua participação na geração termelétrica em vários países.

##### *Óleo Diesel*

O óleo diesel é crítico na matriz energética brasileira, sobre o qual se apoia grande parte do transporte de carga e coletivo de passageiros do País. Nesse sentido, utilizações adicionais de diesel não devem ser estimuladas, independentemente de sua eventual rentabilidade.

Raramente, todavia, se têm alternativas ao consumo de óleo diesel para geração de eletricidade em sistemas elétricos isolados, particularmente os de menor porte, o que implica em que este produto deverá ainda ser usado por muito tempo como combustível em usinas térmicas. Razões operacionais fazem com que ele seja ainda usado em pequena proporção nas termelétricas a óleo combustível e a carvão mineral. Sua utilização futura para geração termelétrica deverá ser mantida nos níveis mínimos possíveis.

##### *Óleo Combustível*

Ao contrário do óleo diesel, não há restrições de disponibilidade ao uso do óleo combustível para geração termelétrica complementar nos sistemas interligados, na medida em que este derivado não

é crítico na matriz energética do País. No futuro, particularmente num cenário de retomada do desenvolvimento econômico, a demanda industrial poderá reverter este quadro. Esta situação não chegaria a ser restritiva, na medida em que se tem a possibilidade de importar volume adicional de óleo combustível para o atendimento do mercado.

Para um programa térmico a óleo combustível de porte, o volume de importação pode se tornar muito elevado, gerando uma vulnerabilização indesejável do parque gerador brasileiro. A título de ilustração das grandezas envolvidas, se toda a produção nacional atual de óleo combustível, cerca de  $13 \times 10^6 \text{ m}^3$ , fosse consumida anualmente para geração de eletricidade, operando com um fator de capacidade de 60%, ela seria suficiente para a operação de apenas 2.200 MW, diante de uma necessidade de expansão na faixa de 2.000 a 3.000 MW por ano no País.

#### *Resíduos Asfálticos e de Vácuo (RASf e RV) e Coque de Petróleo*

Caso a geração térmica a derivados de petróleo se mostre vantajosa para o Setor Elétrico, é possível que a utilização de resíduos de vácuo e asfáltico, ou mesmo de coque de petróleo, se torne viável antes de uma expansão da geração a óleo combustível.

A possibilidade de comercialização de resíduos pesados (RASf e RV) aumenta, no processo de refinação, a parcela de derivados médios (óleo diesel), o que é vantajoso para o País em função da importância deste derivado. A sua comercialização deve se dar junto às refinarias, com a instalação de usinas térmicas nos locais de produção do combustível. Sua utilização para geração de energia elétrica vai depender da disponibilidade, do custo para o Setor Elétrico e da mitigação dos impactos ambientais.

#### *Gás Natural*

Embora a nível mundial, com o desenvolvimento das unidades de ciclo combinado e com a expansão da co-geração, o gás natural seja um dos combustíveis mais utilizados nas novas unidades em construção em diversos países, sua utilização no Brasil para geração de energia elétrica, inclusive na expansão do sistema, ainda é muito modesta. Isto se deve à limitações na sua disponibilidade e principalmente face à existência de aproveitamentos hidrelétricos economicamente mais competitivos.

No horizonte do PLANO 2015, o gás natural deverá ampliar sua participação no mercado, principalmente caso se expanda a autoprodução e a co-geração. Em um cenário de retomada do crescimento econômico, diante de riscos de déficit significativos, é possível que ocorra um ciclo de investimentos privados na geração de eletricidade a partir do gás natural por parte de indústrias que queiram se proteger contra eventuais deficiências no suprimento de energia elétrica. Mais provável, entretanto, é a co-geração de eletricidade pelos grandes usuários do gás natural, destinada ao suprimento próprio (autoprodução), com venda de excedentes às concessionárias. Em campos produtores localizados longe dos centros de consumo, a termoeletricidade a gás natural pode se viabilizar, superando usos alternativos do gás. Um exemplo é o aproveitamento do gás natural de Urucu-Juruá no alto Amazonas para o abastecimento dos sistemas elétricos dos Estados de Rondônia, Acre e Amazonas.

Em termos de uma participação mais expressiva no programa de expansão, as termelétricas a gás natural esbarram no limite de disponibilidade do combustível. A título de exemplo, estima-se que para uma térmica de 1.000 MW, operando em regime contínuo, com fator de capacidade de 75%, teria um consumo de cerca de  $6 \times 10^6 \text{ m}^3$  por dia, volume quase igual a todo gás natural atualmente disponível para vendas no País, que é de  $7 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

Assim, uma expansão de geração termelétrica a gás natural e/ou a derivados de petróleo, teria que ser baseada em importações de combustíveis. A PETROBRÁS tem contemplado as possibilidades de importação de gás natural da Bolívia e/ou da Argentina. Nesses casos, os volumes discutidos tem sido em torno de 10 milhões de metros cúbicos por dia, quando muito podendo-se pensar em 20 milhões. Nesses níveis de importação, não haveria gás natural suficiente para o atendimento das demais necessidades do mercado e desenvolvimento simultâneo de grandes usinas termelétricas, em número tal que viesse a alterar o padrão da expansão do parque gerador brasileiro considerado no presente Plano.

Os custos de referência da energia produzida a partir de derivados de petróleo e de gás natural, são estimados nas faixas de 50 a 60 US\$/MWh e 40 a 50 US\$/MWh, respectivamente.

#### 4.3.4 Carvão Mineral

O carvão mineral, em termos mundiais, é a maior fonte primária para geração de energia elétrica, alcançando cerca de 40 % do total produzido. Trata-se de uma opção de geração de energia elétrica com tecnologia amplamente difundida, embora carecendo de avanços no tocante às emissões de efluentes e, no Brasil, apresenta, a médio prazo, custos competitivos com as demais alternativas, quando operada em regime de complementação. Atualmente, a tecnologia está avançando no sentido de reduzir os impactos ambientais desta forma de geração termelétrica, mediante combustão em leito fluidizado e o desenvolvimento de equipamentos de controle de emissão de gases de enxofre, nitrogênio e particulados sólidos.

O carvão mineral se constitui na maior parcela dos recursos energéticos nacionais não renováveis, dos quais representa cerca de dois terços, tendo hoje seu consumo limitado às regiões próximas a sua ocorrência. Tendo em vista que os elevados teores de cinzas desse combustível, no Brasil, agravam o custo de seu transporte, sua utilização tende a permanecer restrita às proximidades de suas jazidas e, portanto, à Região Sul.

Em decorrência das limitações ambientais, o caminho para a expansão termelétrica, utilizando carvão nacional, no horizonte do PLANO 2015, passa necessariamente por uma mudança da base tecnológica, que permita controlar mais efetiva e economicamente os efluentes, preferencialmente substituindo os processos tradicionais de combustão por tecnologias baseadas na utilização de caldeiras com combustão em leito fluidizado circulante.

Futuramente, poder-se-á adotar processos de ciclo combinado, sendo que aqueles mais sofisticados e de maior rendimento utilizariam carvões importados, quando é mais relevante o ganho de eficiência devido ao custo mais elevado do combustível. Empreendimentos desta natureza podem ser concebidos para implantação nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste e, a mais longo prazo, a alternativa de programas a ciclo combinado com carvão e gás natural, em função da disponibilidade do combustível.

Os carvões energéticos disponíveis no mercado internacional apresentam conteúdo energético superior a 6.000 kcal/kg, praticamente o dobro daquele do carvão de Candiota, a maior reserva do País. Os baixos teores de cinzas e maiores poderes caloríficos dos carvões importados permitem custos competitivos de implantação e de operação de usinas termelétricas, em função do menor dimensionamento do sistema de manuseio e transporte de combustível e de cinzas, de menores custos de manutenção das usinas e de menores consumos específicos. O preço CIF do carvão importado, competitivo em relação aos demais e baixo teor de enxofre, da ordem de 0,7 %, viabiliza a implantação de usinas termelétricas convencionais, o que representa uma expressiva redução nos custos de investimento, operação e manutenção, quando comparadas às usinas termelétricas onde as exigências de redução no teor de enxofre dos gases de combustão e de manejo de cinzas impõem custos adicionais.

O potencial termelétrico a carvão mineral nacional, considerando o uso exclusivo dos recursos para termelétricidade, é indicado na Tabela 4.13. Nesta avaliação, está incluída a parcela de carvão energético para uso industrial, cujo consumo, hoje de porte equivalente ao da termelétricidade, é altamente variável, dependendo diretamente dos preços do óleo combustível.

O potencial associado às reservas de elevado grau de conhecimento e confiabilidade, medidas e indicadas, é suficiente para atender à expansão da termelétricidade além do horizonte do PLANO 2015. O potencial total, baseado nos recursos totais identificados, incluindo as reservas hoje classificadas como inferidas e marginais, deve ser tomado apenas como estimativo.

**TABELA 4.13**  
**BRASIL**  
**POTENCIAL TERMELETRICO DAS RESERVAS**  
**DE CARVÃO MINERAL - MW**

<b>ESTADO</b>	<b>MEDIDAS E INDICADAS</b>	<b>INFERIDAS E MARGINAIS</b>	<b>TOTAL IDENTIFICADO</b>
RS	27.200	29.500	56.700
SC	1.750	450	2.200
PR	260	-	260
<b>TOTAL</b>	<b>29.210</b>	<b>29.950</b>	<b>59.160</b>

A inserção de empreendimentos termelétricos a carvão mineral, como vetor de desenvolvimento regional, impõe a elaboração de planos diretores para as áreas com vocação carbonífera. A viabilização da estratégia de aproveitamento do potencial carbonífero requer a implementação de um conjunto de medidas e ações que envolvam todos os setores de atividades, assim como as diferentes esferas governamentais de decisão. Tais medidas e ações, consolidadas em um Plano Diretor Regional, visam essencialmente compatibilizar interesses, planos, programas e projetos em desenvolvimento ou implementação, com a finalidade de maximizar os benefícios que os investimentos podem proporcionar às regiões nas quais as usinas térmicas a carvão venham a ser localizadas.

Esse Plano Diretor Regional do programa termelétrico a carvão, por motivos de ordem ambiental, deve considerar a utilização de caldeiras a leito fluidizado para o consumo de carvão bruto nacional, enquanto que as unidades convencionais restringir-se-iam a carvão importado de baixo



teor de enxofre ou carvões nacionais beneficiados. O desenvolvimento da capacidade do País em projeto, construção e operação de unidades com combustão em leito fluidizado passa, necessariamente, pelo estabelecimento de um programa mínimo termelétrico utilizando esta tecnologia. Destaca-se a tendência de se vir a desenvolver um novo padrão de expansão termelétrica a carvão baseado em unidades de porte médio, compatíveis com aquela tecnologia de combustão e também com a capacidade de investimento dos setores público e privado. Tendo em vista o potencial existente das bacias carboníferas e as restrições ambientais de cada região, preferencialmente, as unidades de maior porte - 250/350 MW - serão instaladas no Rio Grande do Sul e as de 50/125 MW, em Santa Catarina, com tecnologias a leito fluidizado.

A adoção de adequadas técnicas de mineração, de recuperação das áreas mineradas e de utilização ou equacionamento da destinação dos resíduos sólidos da combustão são aspectos essenciais para uma ampliação da geração termelétrica a carvão no País. Na região Sul, já existe um mercado para a utilização de cinzas de termelétricas, o que representa uma redução de custos, especialmente quando se utiliza combustíveis pobres e com alto teor de inertes.

Para não onerar excessiva e desnecessariamente a produção de energia elétrica a partir do carvão, é necessária a substituição da restrição ambiental generalizada, expressa pela Resolução CONAMA-08/90, por normas ambientais e prazos mais compatíveis com a realidade ambiental e econômica do País. A restrição de emissões de  $SO_x$  e particulados, que atualmente independe da localização da usina, tem de ser substituída por parâmetros de emissões escalonados de acordo com o grau de comprometimento da qualidade do ar. Os índices mais rígidos de emissão devem ser considerados somente para instalações em áreas mais críticas, evitando a concentração industrial e a decorrente degradação da qualidade do ar. As questões ambientais relativas à geração de energia elétrica a partir da combustão do carvão têm soluções tecnológicas comprovadas, competitivas e adequadas. A tecnologia já disponível comercialmente, a nível internacional, permite a expansão da termelétricidade a carvão atendendo aos padrões de emissão a custos competitivos.

Os custos de referência da energia elétrica produzida a partir do carvão mineral, são estimados na faixa de 50 a 65 US\$/MWh.

#### 4.3.5 Energia Nuclear

No final de 1992, segundo dados da Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA), havia em operação, em 30 países, 424 usinas nucleares perfazendo uma capacidade instalada líquida de 330.651 MWe. Na mesma época, 72 unidades encontravam-se em construção em 19 países, com um total de 59.720 MWe. Quando estas usinas em construção entrarem em operação durante a década de 90, um total de 33 países estarão operando centrais nucleares.

A nível mundial, cerca de 17 % ou um sexto do total da energia elétrica produzida foi de origem nuclear. A energia nuclear, após a sua introdução comercial para produção de energia elétrica há apenas quatro décadas, já é a segunda maior fonte para a produção de energia elétrica em países industrializados e a terceira a nível mundial.

No caso do Brasil, a geração nuclear está baseada na usina de Angra I, unidade PWR de 657 MW, em operação desde 1982. O programa nuclear brasileiro, conforme formulado em 1975, no âmbito do Acordo Nuclear Brasil-Alemanha, previa, no que diz respeito a usinas nucleares

para produção de energia elétrica, oito centrais PWR de 1.245 MW. Das oito centrais previstas, apenas duas foram efetivamente contratadas, Angra II e Angra III, estando a primeira delas, com as obras em andamento, enquanto os equipamentos de ambas já foram encomendados. Esse atraso no programa nuclear brasileiro pode em parte ser atribuído ao otimismo inicial, bastante difundido na época da assinatura do Acordo, que subestimou as dificuldades tecnológicas e financeiras e os custos das centrais, além de superestimar as necessidades futuras de energia elétrica do País e de subestimar a dimensão efetiva do potencial hidrelétrico nacional. Nos últimos anos, os atrasos foram motivados exclusivamente pela crônica falta de recursos financeiros para investimentos no Setor Elétrico, que afetou em especial o andamento das obras de Angra II, que apesar de ser considerada nos planos setoriais, para operação no curto prazo, ainda espera o conjunto de definições que permitam a retomada de sua construção em ritmo normal.

No PLANO 2010, foi enfatizada a conveniência da conclusão das duas centrais de Angra, postergando-se o início de construção de novas unidades. Esta orientação, de não iniciar a construção de novas unidades nucleares até meados da presente década, constou do documento "Atualização e Detalhamento das Recomendações do Relatório de Reexame da Matriz Energética Nacional", de 1991 do MME, onde foi priorizada a conclusão de Angra II e adiada a implantação da usina de Angra III. Complementando esta orientação, o Governo Federal enviou projeto de lei ao Congresso Nacional que "Dispõe sobre a Política Nacional de Energia Nuclear", onde se reafirma a importância da energia nuclear para o desenvolvimento nacional, ao mesmo tempo em que é dada ênfase especial ao desenvolvimento da tecnologia nuclear através do apoio e incentivo adequados às intuições de ensino, de pesquisa e desenvolvimento e o intercâmbio científico, tecnológico e industrial com outros países.

Quanto às reservas brasileiras de urânio, pode-se afirmar que o País já dispõe de uma quantidade apreciável deste minério, apesar da prospecção ter sido realizada em apenas uma parcela reduzida do território nacional. De fato, a Tabela 4.14, a seguir, apresenta as reservas geológicas de urânio, classificadas em medidas, indicadas e inferidas, segundo o critério do Código de Mineração Brasileiro.

TABELA 4.14  
BRASIL  
RESERVAS GEOLÓGICAS DE URÂNIO  
TONELADAS DE U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>

Localização		Medidas e Indicadas	Inferidas	Total
Poços de Caldas	MG	20.000	6.800	26.800
Figueira	PR	7.000	1.000	8.000
Quadr. Ferrífero	MG	5.000	10.000	15.000
Itatiaia	CE	91.000	51.300	142.500
Lagoa Real	BA	61.840	31.350	93.190
Espínharas	PB	5.000	5.000	10.000
Amorimópolis	GO	2.000	3.000	5.000
Rio Preto	GO	500	500	1.000
Total		192.340	108.950	301.290

Fonte: INB

Para fins das estimativas econômicas relacionadas com o suprimento de combustível nuclear, admite-se o conceito de reservas recuperáveis a preços competitivos no mercado, que entre outros parâmetros leva em conta as perdas na lavra e no beneficiamento e os custos de extração. Tais reservas correspondem em termos globais a 120.100 t.

No momento, a única reserva brasileira que se encontra em condições de produzir é a de Poços de Caldas, com uma capacidade nominal de 100 t de  $U_3O_8$  por ano. Sua produção está, no momento, praticamente paralisada, devido ao seu custo elevado e à baixa solubilidade do minério, além da pequena demanda do mercado nacional. A reserva de Lagoa Real, que possui condições de mineração, poderá entrar em produção num prazo de 2 a 3 anos.

A estimativa do potencial para geração nuclear, considerando a reserva de 120.100 t de  $U_3O_8$ , sem a reciclagem do urânio e plutônio residuais, envolve a formulação de hipóteses e a adoção de parâmetros relativos à gerência externa do ciclo do combustível e da operação das usinas nucleares. A atual reserva recuperável de urânio permite suprir entre 16 e 19 usinas equivalentes a Angra II, ao longo de sua vida útil, dependendo do fator de capacidade médio anual, de 70 ou 60%.

Os parâmetros adotados para inferir este número, foram os seguintes:

- Vida útil da usina: 30 anos
- Perda na conversão: 0,5%
- Perda na fabricação: 1,0%
- Rejeitos no processo de enriquecimento  
carga: 0,25%  
recargas: 0,30%
- Duração média das recargas: 2 meses
- Enriquecimento  
núcleo inicial: 1,9/2,5 e 3,0% de U-235  
recargas: 3,2% de U-235
- Carga de urânio: 103,06 t de U  
recargas totais de  $U_3O_8$  durante a vida útil  
de 6.373 t a 7.528 t

Com relação ao custo da geração nuclear, apesar do País ter uma unidade em operação e outra em construção, torna-se difícil estimar o seu valor, diante dos problemas encontrados na implantação destas unidades, problemas estes que não deverão se repetir no futuro, especialmente numa visão a longo prazo. Por outro lado, apesar de vários países possuírem uma experiência de décadas na construção e operação de usinas nucleares, as estimativas de custos variam muito, mesmo dentro de um mesmo país, dependendo da fonte consultada.

Os custos da geração nuclear, em alguns países, para centrais PWR, estão apresentados na Tabela 4.15, a seguir, e variam entre um mínimo de 38 US\$/MWh na França, e um máximo de 66 US\$/MWh na Espanha. Observa-se que estes valores são referentes a janeiro de 1987, e que somente a sua atualização, pela inflação americana, resultaria em um aumento da ordem de 25 %, mesmo desconsiderando-se a recente desvalorização do dólar em relação às

## SÍNTESE DO PLANO 2015

outras moedas, o que teria como resultado um aumento ainda maior na expressão em US\$ dos custos em todos os países, com exceção dos Estados Unidos. Observa-se, ainda, que o baixo custo de energia nuclear na França é resultado das excepcionais condições de execução do programa nuclear francês, e que não se considera possível reproduzi-las no Brasil, mesmo em um horizonte de longo prazo.

**TABELA 4.15**  
**CUSTOS DE REFERÊNCIA DE GERAÇÃO DE**  
**ENERGIA ELÉTRICA EM CENTRAIS PWR**  
**PREÇOS DE JANEIRO DE 1987**  
**US\$/MWH**

País	Investimento	Operação e Manutenção	Combustível	Custo Final de Geração
França	23,5	5,3	9,6	38,1
EUA	38,7	11,3	6,0	56,2
R. Unido	44,7	7,3	6,3	58,3
Alemanha	40,2	7,4	10,7	58,4
Itália	45,2	6,3	10,4	61,5
Japão	39,4	8,7	14,5	62,6
Espanha	47,9	8,8	9,4	66,7

*Vida útil - 30 anos; taxa de desconto - 10% a.a.; fator de capacidade - 72% ;  
Fonte: Projected Costs of Generating Electricity Ocde, 1989*

No Tabela 4.16 encontram-se as estimativas de custo de referência para o planejamento de novas centrais nucleares no Brasil no horizonte do PLANO 2015. Os custos foram baseados em estudos da NUCLEN, nos quais se considerou um projeto com 9 anos de construção e entrada em operação no 8º ano.

**TABELA 4.16**  
**CUSTOS DE REFERÊNCIA DE**  
**GERAÇÃO DE ELETRICIDADE EM CENTRAIS PWR NO BRASIL**  
**(PREÇOS DE DEZEMBRO DE 1991)**

ITEM	US\$/MWh
Investimento	51,5
Operação e Manutenção	6,0
Combustível (com 1ª carga)	8,5
<b>Custo Total de Geração</b>	<b>66,0</b>

Considerando as incertezas dessas estimativas, o mais razoável é adotar uma faixa de 60 a 70 US\$/MWh para a referência de custo da energia nuclear.

#### 4.3.6 Resíduos de Cana de Açúcar

Os resíduos de cana de açúcar apresentam baixa densidade energética e como tal devem ser aproveitados no local de produção. As indústrias de álcool e açúcar têm produção sazonal (5 meses), utilizam vapor na produção, e podem gerar simultaneamente eletricidade durante a safra, atendendo às necessidades da usina. Como o bagaço e outros resíduos podem ser armazenados por alguns meses, a produção de eletricidade também pode ser feita em base anual, usando a biomassa como combustível. A capacidade instalada e a energia elétrica produzida dependem de diversos fatores, destacando-se a pressão das caldeiras, a eficiência no ciclo de energia para o processo (vapor e eletricidade), sendo possíveis diversos esquemas de produção em uma mesma unidade. As vantagens para o Setor Elétrico incluem a descentralização da oferta de energia elétrica, com economias em redes de transmissão e distribuição, ganhos em confiabilidade e redução nas incertezas consideradas no planejamento da expansão do sistema. Para a indústria sucroalcooleira constituirá um sub-produto cuja venda lhe proporcionará receita apreciável, aumentando a viabilidade do álcool como combustível em cenários de preços de petróleo relativamente baixos, tal como o atual.

O principal resíduo da cana, o bagaço, tem aplicações energéticas e como matéria prima, podendo ser citadas:

- uso térmico nas indústrias de processo, principalmente quando a energia tem elevada participação no custo de produção;
- indústrias de papel e celulose;
- produção de energia elétrica;
- matéria prima para ração animal;
- substituto do carvão vegetal.

A produção de energia elétrica utilizando os resíduos de cana de açúcar como combustível apresenta-se como uma alternativa promissora em termos de competitividade com outras fontes de geração. Nesse sentido, sugere-se a criação de mecanismos que incentivem a compra de energia elétrica de produtores independentes por parte das concessionárias, já que sua aquisição limitada ao custo marginal de expansão sinaliza um benefício para o Setor Elétrico como um todo.

A disponibilidade do combustível e a possibilidade da utilização do ciclo a vapor, cuja tecnologia é de amplo domínio, sinalizam favoravelmente ao seu aproveitamento energético. O aumento da co-geração com resíduos de cana, no curto prazo, dependerá basicamente da criação de condições comerciais e institucionais objetivando regulamentar o relacionamento das usinas com o Setor Elétrico, em bases seguras e confiáveis. De qualquer forma, a negociação de tarifas de suprimento pelas concessionárias deverá utilizar como referência o custo marginal de expansão do sistema elétrico, uma vez que os custos de geração calculados são apenas indicativos e não consideram as condições específicas de cada usina/destilaria quanto ao estado atual das instalações (e conseqüente necessidade de investimentos adicionais), condições de suprimento e

custo do bagaço, das pontas e das folhas, custos operacionais, etc. Os custos de referência situam-se a partir de 35 US\$/MWh.

Um possível ponto de partida para ampliar a co-geração utilizando os resíduos de cana de açúcar poderia ser a aquisição, pelo Setor Elétrico, de um bloco de energia de pequenas proporções (100 a 200 MW), mas de porte suficiente para sinalizar favoravelmente ao setor sucroalcooleiro (incorporando diversas usinas ao projeto) e fabricantes de bens de capital (reduzindo os investimentos iniciais com ganhos de escala). Paralelamente, se encontra em desenvolvimento um projeto piloto envolvendo ELETROBRAS, CHESF, CVRD, SHELL e CIENTEC, com a participação do MCT, que contempla a gaseificação da biomassa, objetivando o teste e o conhecimento de seus parâmetros técnicos, de custos e limitações. Os resultados de tal projeto serão debatidos automaticamente para a opção de resíduos de cana de açúcar.

Do ponto de vista dos recursos, sugere-se a criação de uma carteira para financiamento dos projetos, que deverá contar, além da ELETROBRAS com o envolvimento dos principais interessados (fabricantes, BNDES, bancos, entidades internacionais e órgãos de apoio à preservação do meio ambiente), além da possibilidade de se atrair capitais de risco por empresas nacionais ou estrangeiras participando do empreendimento em regime de sociedade.

#### 4.3.7 Biomassa Florestal

O Brasil possui cerca de 280 milhões de hectares de florestas tropicais. Trata-se da maior parcela de florestas tropicais do planeta, correspondendo a cerca de 30% do total mundial. A maior concentração de florestas naturais encontra-se na região Norte, nas áreas que fazem parte da Amazônia Legal. Nas demais regiões do País, a cobertura existente apresenta as seguintes características:

- florestas de baixa densidade, impróprias, em princípio, para utilização energética;
- florestas correspondentes a áreas de preservação permanente e de encostas;
- florestas destinadas à conservação de recursos naturais e de meio ambiente.

A estimativa do potencial para geração de energia elétrica a partir de florestas nativas depende, no entanto, de informações de um inventário florestal que não se encontram disponíveis, tais como: zoneamento florestal, tipologia, densidade florestal, características dendrométricas, possibilidades de aproveitamento múltiplo, manejo florestal apropriado, etc. Sabe-se porém que, independentemente da indisponibilidade destas informações, a utilização das florestas naturais para produção de energia elétrica, caso seja realizada, estará restrita a pequenos sistemas isolados, e mesmo assim somente após estudos sobre o potencial de cada área e seu adequado manejo.

A estimativa do potencial de reflorestamento para geração de energia elétrica por região é apresentado a seguir:

*Região Norte*

Grande parte da superfície desta região é atualmente ocupada por floresta nativas. A utilização deste tipo de floresta para a produção de energia elétrica, caso seja justificável, só será em sistemas isolados de pequeno porte, conforme anteriormente mencionado. Cumpre observar que não existem, para esta região, levantamentos do potencial de reflorestamento.

*Região Sudeste e Sul*

Estas regiões concentram hoje a maior parte das florestas plantadas no País. Além disto, elas possuem grandes áreas nas quais poderiam haver reflorestamentos. Os programas já existentes de implantação de florestas em propriedades rurais, tais como o "Fazendeiro Florestal", que contempla 100 mil hectares em áreas pouco utilizadas de propriedades rurais no estado de Minas Gerais, demonstram este potencial. Não há, no entanto, levantamento sistemático deste potencial.

Os futuros reflorestamentos da Região Sudeste serão suficientes para suprir no máximo a demanda de carvão vegetal. A possibilidade de utilização para a produção de energia elétrica poderá tornar-se realidade, dependendo de fatores de natureza econômica e tecnológica de difícil previsão. Estes fatores incluem os preços relativos da madeira, do carvão vegetal, da energia elétrica e do coque siderúrgico. Se, por exemplo, os custos das demais fontes para produção de energia elétrica justificarem que o Setor Elétrico pague pela madeira um preço tal que leve o custo do carvão vegetal a um ponto que viabilize sua substituição por outro combustível, como o gás, nas aciarias que hoje o utilizam, então a plantação de florestas para a produção de energia elétrica poderá tornar-se uma atividade economicamente viável na região.

No entanto, mesmo que ocorra um cenário em que a plantação de florestas para a produção de energia elétrica seja inviável, ainda existirão possibilidades de produção desta forma de energia a partir da madeira. Uma destas envolve uma mudança da tecnologia utilizada na queima de madeira para produzir carvão vegetal. Trata-se de uma área em que são possíveis ganhos de eficiência, dado que no processo mais usual de produção de carvão vegetal no Brasil, mais de 50% do conteúdo energético da madeira é desperdiçado sob a forma de gases quentes e particulados (fumaça). Há tecnologias que permitem aproveitar o gás de carbonização e os finos de carvão para a produção de energia elétrica. Uma unidade típica seria capaz de produzir cerca de 52 mil toneladas de carvão vegetal por ano e 16 MW de energia elétrica em co-geração. A CEMIG estima um potencial da ordem de 2.400 MW com a utilização deste processo em sua área de atuação. Considerando que o estado de Minas Gerais concentra 76% do consumo de carvão vegetal do País, isto indicaria no Brasil um potencial de 3.170 MW, que para um fator de capacidade anual de 80%, corresponderiam a 2.536 MWano, obtidos em co-geração na produção de carvão vegetal.

*Região Centro-Oeste*

Não existe nenhum estudo sobre o potencial de produção de eletricidade a partir de florestas implantadas na Região Centro-Oeste. No entanto, a madeira produzida atualmente nos reflorestamentos da região é utilizada para cobrir o déficit existente no estado de São Paulo. Esse fato indica que nos próximos anos o potencial de reflorestamento deverá ser utilizado da mesma forma que nas regiões Sudeste e Sul.

*Região Nordeste*

No caso da região Nordeste, a CHESF realizou um levantamento do potencial de geração de eletricidade a partir de florestas plantadas para esta finalidade. Este levantamento considerou a plantação de florestas apenas em terras inapropriadas a culturas alimentícias, e levou em conta resultados já registrados, condições de solo, climas e espécies florestais adaptáveis à região. Este levantamento utilizou, entre outros, dados do IBDF e da EMBRAPA, e resultou nos valores apresentados na Tabela 4.17.

**TABELA 4.17**  
**REGIÃO NORDESTE**  
**POTENCIAL DE BIOMASSA FLORESTAL**

Área total da região	1.543 mil km <sup>2</sup>
Área recomendada para uso florestal	505 mil km <sup>2</sup>
Potencial anual utilizando até 5% da área	20 mil MWano
Potencial anual para todas as áreas passíveis de utilização (32,7% da área total da região)	61 mil MWano

As estimativas de custos, as oportunidades de financiamentos internacionais, inclusive a fundo perdido, para pesquisa e desenvolvimento de fontes renováveis e neutras em relação ao ciclo do carbono (responsável pelo efeito estufa), bem como o atual estado da arte da tecnologia de produção e conversão de biomassa em eletricidade, indicam ser oportuno, para o Setor Elétrico, a realização de projetos-piloto para testes em escala industrial, inclusive com a participação da iniciativa privada. Estes fatos levam às seguintes conclusões e recomendações:

- Deve ser testada em escala comercial a produção de energia elétrica a partir de florestas plantadas especialmente para este fim e adicionalmente a partir da carbonização contínua da madeira para obtenção de carvão vegetal. Preferencialmente, deve-se buscar financiamentos de organismos internacionais de fomento para o desenvolvimento da tecnologia necessária ao aproveitamento da biomassa florestal para geração de eletricidade. É necessário aferir os parâmetros e dominar as tecnologias que permitam utilizar essa fonte renovável de energia, uma vez que os estudos teóricos têm indicado um grande potencial e a possibilidade de ser competitiva com outras fontes. Nesse contexto se insere o projeto piloto em andamento e que foi referenciado no item 4.3.6.



- Deve ser acompanhada a evolução tecnológica do reflorestamento, de forma a poder reavaliar constantemente os custos e o potencial de produção de energia elétrica a partir da biomassa florestal. A respeito do potencial, cabe sugerir um levantamento sistemático que possa servir de referência para os estudos do aproveitamento da biomassa.
- A produção de energia elétrica a partir de rejeitos de indústrias tais como a de papel e celulose deve manter o mesmo tratamento dispensado às demais formas de autoprodução e/ou cogeração.
- Os dados disponíveis no momento indicam que o aproveitamento da biomassa florestal para geração de eletricidade deve ser uma alternativa a ser considerada no horizonte de longo prazo, em particular para as regiões Norte (Sistemas Isolados) e Nordeste. Estes dados estão consubstanciados em indicativos de um potencial significativo e possibilidade de custos competitivos para este horizonte. Esta consideração se incorpora às características do PLANO 2015, no que diz respeito ao tratamento explícito das incertezas, integrado a uma abordagem estratégica de longo prazo.

Os custos de referência da energia produzida a partir da biomassa são estimados na faixa de 40 a 80 US\$/MWh.

### 4.3.8 Fontes Alternativas

As denominadas "fontes alternativas" de energia, aqui consideradas são as solar, eólica, xisto, oceânica, hidrogênio, resíduos orgânicos, turfa e lenhito, e ainda se encontram em fase de pesquisa tecnológica e/ou de desenvolvimento semi-industrial. O seu aproveitamento futuro depende da evolução tecnológica e econômica do seu aproveitamento e da viabilidade de sua penetração no mercado para substituir outras formas de energia comercial.

Os estudos desenvolvidos buscaram analisar o estado da arte destas fontes energéticas, bem como as possibilidades de seu aproveitamento na produção de energia elétrica. A maior dificuldade se encontra na sua viabilização econômica. As conclusões indicam que estas fontes não devem contribuir significativamente para o atendimento da demanda de energia elétrica no horizonte 2015. No entanto, a longo prazo, é importante que o Setor Elétrico acompanhe a evolução tecnológica e econômica destas fontes, em termos nacionais e internacionais, promovendo e intensificando a realização de pesquisas e projetos experimentais para o seu uso.

Dentre as fontes analisadas, destacam-se como mais viáveis, para aproveitamento no horizonte 2015, a solar, a eólica e os resíduos orgânicos.

O Brasil possui elevados níveis de incidência de radiação solar média e poucas variações desses níveis durante o ano, apresentando condição favoráveis à utilização da energia solar, inclusive para produção de eletricidade, caso ela venha a se viabilizar do ponto de vista técnico e econômico. Trata-se também de uma opção para suprimento de pequenas cargas em sistemas isolados.

Com relação à energia eólica, as melhores condições de aproveitamento se encontram no litoral da Região Nordeste, podendo-se inclusive visualizar o seu aproveitamento no sistema interligado, o que pode resultar em economias em relação a outras alternativas que exijam armazenamento, como nos sistemas isolados. Na medida em que os problemas tecnológicos e de economicidade venham a ser resolvido, a energia eólica pode ser utilizada para a produção de eletricidade, notadamente na região Nordeste.

Em relação a resíduos orgânicos, a utilização do lixo para geração de eletricidade nos centros urbanos é uma forma a ser analisada levando em conta a possível contribuição para preservar o meio ambiente. Há portanto espaço para a utilização dessa fonte energética.

Os custos de referência para as avaliações de planejamento são os indicados na Tabela 4.18, a seguir:

**TABELA 4.18**  
**FONTES ALTERNATIVAS - CUSTOS DE REFERÊNCIA**

Fonte	Faixa de Custo - US\$/MWh
Solar	
Fotovoltaica	250 a 500
Termo	100 a 200
Eólica	40 a 80
Oceânica	50 a 110
Resíduos Orgânicos	45 a 90
Xisto/Hidrogênio/Turfa/Linhito	não disponível

#### 4.3.9 Intercâmbios Energéticos com Países Vizinhos

Com o processo de polarização geo-política e econômica dos países do continente sul americano, através da constituição do MERCOSUL e do Grupo de Países do Pacto Andino, vem se desenvolvendo no âmbito desses futuros mercados comuns um grande esforço de integração energética.

No que se refere às possibilidades de ampliação da integração elétrica do Brasil com os Países limítrofes pertencentes aos citados mercados comuns, bem como com o Grupo das Guianas, cabe assinalar as seguintes perspectivas a médio e longo prazos.

##### No Âmbito do Mercosul

Dentre os países dessa região limítrofe com o Brasil, a Argentina conta com recursos energéticos fósseis e hidrelétricos de razoável magnitude, um parque de geração de energia elétrica com

notório grau de complementaridade hidrotérmica e custos relativos de geração termelétrica que ensejam uma natural atratividade econômica para o intercâmbio de eletricidade.

As possibilidades da ampliação da interligação elétrica do Brasil com os países do MERCOSUL situam-se nos seguintes projetos:

a) Hidrelétricas Binacionais

• Brasil/Argentina (rio Uruguai)

. UHE Garabi

Capacidade: 1.800 MW; Energia-Média: 6.100 GWh/ano.

Etapas: projeto básico; Comissionamento previsto a partir de 2001.

. UHE Roncador

Capacidade: 2.700 MW; Energia Média: 11.000 GWh/ano.

Etapas: viabilidade; Comissionamento sem previsão.

. UHE São Pedro

Capacidade: 750 MW; Energia Média: 3.600 GWh/ano.

Etapas: viabilidade; Comissionamento sem previsão.

• Brasil/Uruguai (rio Jaguarão)

. UHE Talavera

Capacidade: 6 MW.

Etapas: inventário; Comissionamento sem previsão.

. UHE Paso Centurion

Capacidade: 32 MW

Etapas: inventário; Comissionamento sem previsão.

b) Suprimento de Gás Natural da Argentina para Geração de Energia Elétrica

Desde 1986, com a assinatura pelos Presidentes do Brasil e da Argentina da Ata de Cooperação e Integração, vem sendo negociado um gasoduto (Protocolo 8) para suprimento de gás natural pela Argentina ao mercado do Rio Grande do Sul e possibilidades de extensão do mesmo a outros Estados da Região Sul do Brasil. O Setor Elétrico, através da ELETROBRÁS, tem participado de reuniões a nível diplomático analisando uma possível conversão de instalações termelétricas existentes (Alegrete a Nutepa), no Rio Grande do Sul, para consumo de gás natural.

c) Interconexões Elétricas

*Com a Argentina*

Trata-se da implantação de duas unidades conversoras de 450 MW cada uma, 50/60 Hz, associadas à futura hidrelétrica binacional de Garabi, com início de operação da conversora e da

interligação elétrica entre os dois países, antes da implantação da usina. Esta instalação conectará o sistema interligado da Argentina ao das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil, permitindo o intercâmbio de energia elétrica, envolvendo fluxos quer de energia garantida, quer de substituição, de caráter sazonal e não garantida. Essa interconexão também destina-se a prover reservas com vistas à confiabilidade do suprimento dos sistemas elétricos dos dois países.

*Com o Uruguai*

Consiste em dois projetos, sendo um de pequeno porte (50 MW) a partir de Livramento e outro em extra alta tensão e de grande porte (da ordem de 300 MW).

No Âmbito do Pacto Andino

As possibilidades de integração energética do Brasil com países limítrofes que compõem o Pacto Andino são bastantes promissoras (embora menos estudadas do que aquelas referentes à área do MERCOSUL), tendo em vista se tratar de países que apresentam abundantes recursos energéticos e custos competitivos com os previstos para expansão do sistema elétrico brasileiro.

a) Aproveitamentos Binacionais

A Tabela 4.19, a seguir, apresenta os aproveitamentos hidrelétricos potenciais compartilhados pelo Brasil com os países do Pacto Andino.

**TABELA 4.19  
BRASIL E PAÍSES DO PACTO ANDINO  
POTENCIAL HIDRELÉTRICO COMPARTILHADO**

PAÍS	RIO	CAPACIDADE - MW		
		IDENTIFICADO	REMANESCENTE	TOTAL
<b>BOLÍVIA</b>				
	Madeira	8.492	1.788	10.280
	Abunã	616	36	652
	Acre	--	72	72
	Xipamanu	--	80	80
	Sub-Total	9.108	1.976	11.084
<b>COLÔMBIA</b>				
	Traira	--	80	80
	Icana	--	132	132
	Papuri	--	88	88
	Uaupes	--	500	500
	Sub-Total	--	800	800
<b>PERU</b>				
	Breu	--	36	36
	S. Rosa	--	92	92
	Sub-Total	--	128	128

(\*) Fator de Capacidade 50%

Observa-se que a maior parte desse potencial hidrelétrico está avaliado como remanescente, enquanto que os aproveitamentos individualizados, basicamente nos trechos internacionais dos rios Madeira e Abunã, compartilhados com a Bolívia, alcançam uma capacidade total que ultrapassa 9.000 MW, muito superior ao necessário para atendimento das cargas dos sistemas isolados adjacentes à fronteira entre os dois países.

b) Suprimento de Gás Natural para Geração de Energia Elétrica

*Com a Bolívia*

Os governos do Brasil e da Bolívia firmaram Notas Reversais em 1988 objetivando a utilização pelo Brasil do gás natural boliviano, sob diversas formas, inclusive para geração de energia elétrica.

As negociações em torno do fornecimento desse gás natural evoluiu para um projeto amplo, compreendendo a construção de um gasoduto da Bolívia ao Estado de São Paulo, em Campinas, e ramais para Belo Horizonte e Curitiba. O volume a ser importado varia entre 8 e 16 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural.

*Com o Peru*

A possibilidade do Brasil adquirir do Peru energia elétrica produzida a partir de gás natural, para abastecimento do sistema Acre - Rondônia, está baseada na jazida de Camisea, localizada na província de "La Convencion - Departamento de Cusco". O desenvolvimento desse projeto foi entregue à iniciativa privada, tanto para atender o mercado interno como para possibilitar o suprimento ao mercado brasileiro, com a instalação de uma termelétrica de 200 MW, na região de Quilabamba. Metade dessa potência (100 MW) seria disponível para suprimento ao sistema Acre - Rondônia através de uma linha de transmissão em 230 kV, com aproximadamente 890 km, até Rio Branco.

c) Suprimento de Carvão para Geração de Energia Elétrica

Em 1988, os Governos do Brasil e da Colômbia firmaram um "Memorando de Entendimento em Matéria de Intercâmbio e Cooperação na Área de Carvão". As reservas carboníferas da Colômbia são abundantes, com uma produção atual de cerca de 15 x 10<sup>6</sup> t/ano, elevando-se para 22 x 10<sup>6</sup> t/ano em 1995/96. O carvão colombiano, com poder calorífico da ordem de 6.500 kcal/kg, tem aceitação internacional face à sua boa qualidade, inclusive no que concerne ao aspecto ambiental, com baixos índices de elementos contaminantes, dentre os quais o enxofre, seu preço FOB situa-se na faixa de 35 a 40 US\$/t em Puerto Suarez Bolivar, porto de exportação.

A Venezuela também dispõe de apreciáveis reservas de carvão de qualidade similar ao colombiano, exploradas e comercializadas por uma subsidiária da "Petróleo da Venezuela".

d) Suprimento de Combustível Orimulsion da Venezuela para Geração de Energia Elétrica

Trata-se de uma outra alternativa para eventual suprimento ao mercado brasileiro para geração de energia elétrica, em função da acelerada penetração desse combustível no mercado internacional.

Basicamente é um combustível líquido compreendendo 70% de betume e 30% de água, considerado competitivo com o "fuel oil", obtido por processo tecnológico apropriado a partir das reservas de petróleo pesado conforme já mencionado.

O preço desse combustível está vinculado ao do carvão de poder calorífico equivalente, com um adicional de 5%. Desse modo, estima-se em 42 US\$/t o preço desse energético, no porto de exportação: Pta Cuchillo, às margens do rio Orenoco ou no terminal marítimo do Mar do Caribe.

e) Interconexão Elétrica Brasil/Venezuela

Compreende uma linha de transmissão, em 500 kV, conectando as usinas hidrelétricas do rio Caroni, afluente do Orenoco, onde se encontra em operação a usina hidrelétrica de Guri, à Boa Vista, distante 600 km, e daí mais 800 km até Manaus, totalizando 1.400 km, acompanhando rodovias existentes na maior parte de seu percurso.

Esse projeto ainda não foi negociado a nível de governo por ambos os países. A empresa Venezuelana EDELCA, proprietária de Guri, se encontra em fase final de elaboração do inventário do rio Caroni, tendo identificado nas cabeceiras desse rio, próximo à fronteira com o Brasil, dois aproveitamentos ainda mais adequados para essa interconexão: Aripichi de 1.200 MW e Eutobarina de 2.700 MW.

f) Suprimento Elétrico da Bolívia a partir da Hidrelétrica Cachuela Esperanza

Trata-se de uma hidrelétrica aproveitando o desnível natural do rio Beni, afluente do Mamoré, que por sua vez integra a bacia do rio Madeira. Em 1988, os governos dos dois países trocaram Notas Reversais estabelecendo que a Bolívia construiria a hidrelétrica em questão, com capacidade instalada de 40 MW, destinando-se um mínimo de 30 MW para aquisição pelo Brasil com vistas ao atendimento do mercado Acre - Rondônia.

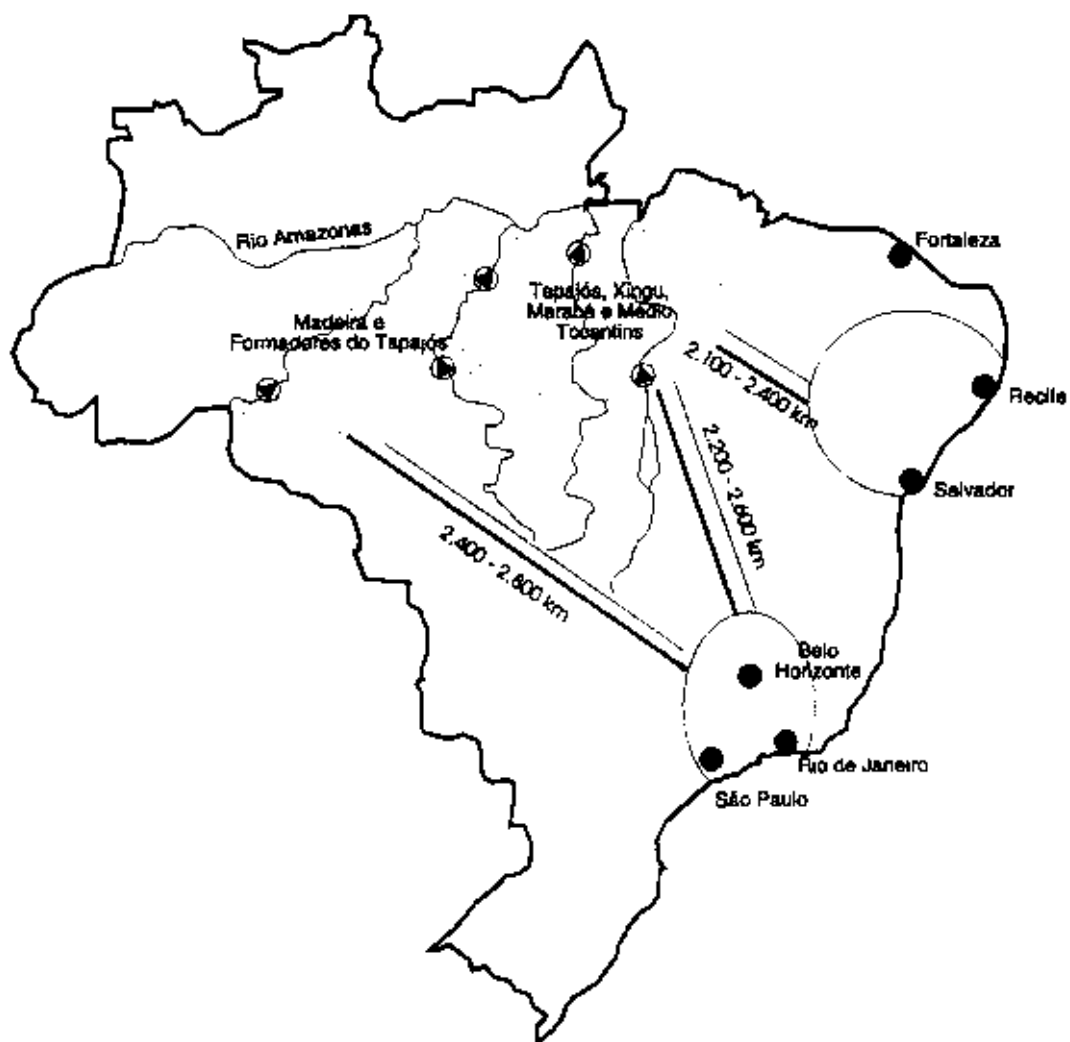
No Âmbito do Grupo das Guianas

O relacionamento do Brasil, em matéria de energia, com os Países limítrofes do Grupo das Guianas, ou seja, a Guiana, o Suriname e a Guiana Francesa, tem sido esporádico.

As informações sobre recursos energéticos são escassas nesses Países, valendo ressaltar que apenas o Suriname dispõe de pequena reserva provada de petróleo, de  $26 \times 10^6$  bbl para produção e uso doméstico. O potencial hidrelétrico conhecido para a Guiana é de 4.484 MW e para o Suriname de 2.320 MW.

Como perspectiva de intercâmbio energético do Brasil com esse grupo de países, vale mencionar o convênio que está sendo negociado pela ELETROBRÁS e a "Electricité de France - EDF" por parte da Guiana Francesa, com vistas ao desenvolvimento da hidrelétrica binacional no rio Oiapoque, Salto Mariposa (Saut Maripa), com a capacidade da ordem de 200 MW, a ser compartilhada pelos dois países.

**FIGURA 4.3**  
**BRASIL - REGIÃO NORTE**  
**Áreas de Geração - Distâncias aos Principais Centros de Carga**



#### 4.4 TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (PROJETO 5)

A conceituação da evolução a longo prazo dos sistemas de transmissão brasileiros, enfatizando-se, numa visão abrangente, os aspectos qualitativos e estratégicos do problema, pode ser caracterizada da seguinte forma:

- Após o esgotamento dos recursos hidrelétricos de maior porte das Regiões Sudeste e Nordeste do Brasil, o atendimento à demanda dessas regiões estará baseado em hidrelétricas de menor porte, usinas térmicas e no aproveitamento do potencial hidrelétrico da Região Amazônica.
- A Região Nordeste, em particular, apresenta-se, após Xingó, com crescente grau de dependência do suprimento da Região Norte, havendo necessidade de se considerar a ampliação da interligação entre as duas regiões.
- A Região Sul, por sua vez, dispõe de recursos hidrelétricos consideráveis e também de importante potencial de geração térmica resultante do aproveitamento do carvão mineral. Apresenta-se, assim, com tendência a tornar-se auto-suficiente e exportadora de energia elétrica.

##### 4.4.1 Interligação entre Regiões

As principais expansões do sistema de transmissão estarão voltadas, a longo prazo, para as interligações das Regiões Nordeste e Sudeste com a Região Norte, de forma a aproveitar o potencial hidrelétrico da Amazônia.

A Figura 4.3, a seguir, ilustra as principais áreas de geração da Região Norte, estando indicadas as distâncias aos principais centros de carga do País.



A Tabela 4.20, apresenta, a seguir, uma estimativa das possíveis faixas de potência a serem atingidas pelas interligações regionais, na configuração de longo prazo.

TABELA 4.20

Interligação	Faixa de Potência - MW		
Norte-Nordeste	6.000	a	9.000
Norte-Sudeste			
Via Marabá	8.000	a	15.000
Via Cuiabá	5.000	a	10.000
Sul-Sudeste	Mantém-se em torno de 4.000		

#### 4.4.2 Pontos Receptores da Interligação com a Região Norte

##### *Região Sudeste*

Visualiza-se a possibilidade de quatro pontos terminais na Região Sudeste, localizados no Rio de Janeiro, São Paulo, Belo Horizonte e Interior Paulista (Bauru, Araraquara ou Ribeirão Preto), para os quais convergiriam os troncos oriundos das usinas do Xingu e, posteriormente, da bacia do Madeira e dos formadores do Tapajós.

Os intercâmbios entre o Sul e o Sudeste e a localização das futuras termelétricas revelam-se de grande importância para a definição da necessidade, em prazo mais curto, do terminal da Grande São Paulo.

Quanto à priorização dos terminais do Rio de Janeiro e de Belo Horizonte, deve-se considerar o desenvolvimento dos parques geradores próximos, notadamente os dos rios Doce e Jequitinhonha. Caso esses fluxos de energia sejam dirigidos para Belo Horizonte, como é razoável supor, ficariam reduzidos os déficits, nessa área, o que favoreceria a implantação, em primeiro lugar, do terminal do Rio de Janeiro. É também razoável supor que parte da geração do Jequitinhonha seja direcionada para o sul da Bahia.

Deve-se também considerar que a interligação existente das usinas do rio Grande com a área de Belo Horizonte apresenta tendência de vir a ser reforçada em período anterior ao da chegada do primeiro tronco de interligação com o Norte, uma vez que apresenta limitações no curto prazo. Este fato tenderia a reduzir a prioridade do terminal de Belo Horizonte.

##### *Região Nordeste*

À luz dos estudos já desenvolvidos, prevê-se que para suprir o Nordeste deverão ser providenciadas ampliações importantes da interligação com a Região Norte. Estas ampliações

poderão requerer, a longo prazo, um elo de grande capacidade e de tensão superior a 500 kV cujo terminal deverá localizar-se próximo a Recife ou a Salvador.

A escolha do ponto mais conveniente depende de considerações quanto à instalação de usinas termelétricas, sendo que, caso venha a ser descartada esta possibilidade, poderão se revelar convenientes até mesmo dois terminais, o que seria, todavia, uma nova possibilidade a considerar.

A cidade de Fortaleza apresenta-se como um terceiro ponto candidato à chegada de linhas provenientes da Região Norte. Os estudos realizados indicam, todavia, que aquele suprimento deverá ser proporcionado, a longo prazo, por linhas de 500 kV, principalmente em função dos montantes da carga, bem como das distâncias relativamente menores das usinas do Norte.

Cumprir observar que a interligação existente entre as regiões Norte e Nordeste deverá evoluir de forma que, por volta do ano 2005, venham a existir três circuitos de 500 kV, podendo também se mostrar necessário um nível mais elevado de tensão, o que caracterizaria um novo tronco de interligação.

#### 4.4.3 Configuração das Interligações

As hipóteses quanto à configuração das interligações entre as Regiões Norte e Nordeste e entre as Regiões Norte e Sudeste baseiam-se na idéia de que serão implantadas na Região Norte e na área do Médio Tocantins redes coletoras que integrarão as usinas. Estas redes se conectarão aos troncos de transmissão das interligações. Na Região Norte existiriam duas grandes redes coletoras: a das usinas do Xingu, a serem implantadas em primeiro lugar, e as das usinas do Madeira e Tapajós, a serem implantadas a mais longo prazo. No que diz respeito ao escoamento da energia das usinas do Xingu e Médio Tocantins, são as seguintes as possibilidades:

- Os troncos desenvolver-se-iam da Região Norte até um ponto intermediário situado no Médio Tocantins, formando então ramificações para as Regiões Nordeste e Sudeste;
- Os troncos desenvolver-se-iam independentemente da Região Norte em direção ao Nordeste e ao Sudeste. As usinas do Médio Tocantins seriam conectadas num ou noutro tronco em função do que se configurar mais econômico;

Os resultados encontrados nos estudos do Projeto 12 - "Estudos da Oferta e da Demanda" sinalizam para a primeira alternativa, como uma solução estratégica de médio prazo, visualizada no contexto de planejamento sob incertezas.

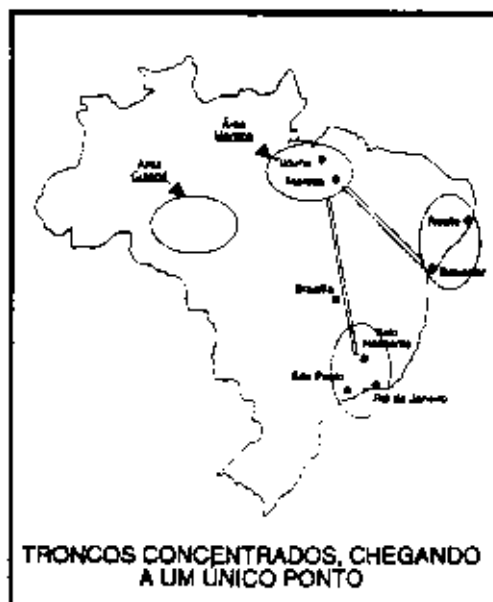
No que diz respeito ao escoamento da energia das usinas do Madeira e formadores do Tapajós, deve-se considerar que o problema comporta maiores incertezas, em virtude do prazo mais dilatado de implantação. Todavia, o que se considera atualmente são os troncos partindo desta área em direção à Região Sudeste, passando próximo a Cuiabá e terminando no Estado de São Paulo.

Quanto à chegada dos troncos, consideram-se as seguintes possibilidades:

- Troncos chegando diretamente nos centros de carga, em pontos distintos;
- Troncos concentrados, chegando em um único centro de carga,
- Troncos em um centro de distribuição regional.

A Figura 4.4 apresenta essas possibilidades.

**FIGURA 4.4**  
**TRONCOS DE TRANSMISSÃO DA REGIÃO NORTE PARA O**  
**NORDESTE E SUDESTE**  
**Principais Possibilidades**



Como conclusões e recomendações referentes a transmissão, apresentam-se as seguintes:

Para determinadas regiões do País, sensivelmente dependentes de usinas do programa de geração a médio prazo, mostra-se imprescindível avaliar técnica e economicamente alternativas capazes de compensar o atraso das obras daquelas usinas e que permitam o suprimento com energia proveniente de outras partes do sistema.

A carência de compensação reativa em vários pontos do sistema afeta o desempenho da rede de transmissão, provoca o aumento das perdas e resulta na necessidade de despachos antieconômicos de geração térmica. Assim sendo, faz-se necessária a implantação de um adequado programa de compensação reativa, para o qual, tendo em vista sua baixa relação custo/benefício, devem ser canalizados, prioritariamente, recursos financeiros do Setor Elétrico. Nesse contexto, a implantação da Portaria DNAEE Nº 85 de 25/03/93, que estabelece a cobrança de energia reativa aos consumidores que apresentam fatores de potência inferiores a determinado patamar, contribuirá para reduzir os problemas apontados.

Atenção especial deve ser dada ao problema do envelhecimento das instalações de transmissão existentes que, numa perspectiva de longo prazo, apresentarão sinais de esgotamento, devendo-se configurar no futuro uma grande necessidade de investimentos para substituição de equipamentos em final de vida útil. A esse respeito, enfatiza-se a importância do papel das atividades de manutenção, devendo-se buscar o aperfeiçoamento das técnicas adotadas, particularmente no sentido da manutenção preditiva.

Esforços devem continuar sendo desenvolvidos no sentido de se dispor, com o maior grau de precisão possível, dos custos relativos às diversas alternativas de interligação com a Região Norte, de forma que possam subsidiar os estudos de expansão do sistema.

Carece de algumas definições a expansão do sistema no período de 2003 a 2007, não se situando este período propriamente no escopo do chamado planejamento de longo prazo. Projetos de médio prazo devem ser analisados, entre eles a interligação entre os sistemas Norte/Nordeste e Sudeste/Sul ao longo do Tocantins e também possíveis antecipações de usinas de menor porte da Região Norte juntamente com o sistema de transmissão associado.

Devem prosseguir os estudos da transmissão da Amazônia que permitam o encaminhamento de questões tecnológicas relativas à integração ao meio ambiente e ao planejamento do sistema como um todo.

Ainda, no que diz respeito à transmissão da Amazônia, a simples extrapolação das tecnologias de 500 e 750 kV C.A. e do  $\pm 600$  kV C.C. poderão resultar em custos elevados. Deve ser levada em conta a experiência mundial quanto às soluções em EAT e UAT. Acordos de colaboração com entidades estrangeiras, bem como o desenvolvimento de pesquisas próprias referente às diversas tecnologias aplicáveis são os caminhos recomendáveis para que se possa chegar às melhores soluções no futuro.

Com relação aos custos da transmissão a longa distância, dentre as diversas soluções tecnológicas possíveis, apresenta-se, a título puramente de exemplo, uma das possíveis soluções, que é o caso da tecnologia em corrente contínua, os valores de referência, conforme a Tabela 4.21, a seguir:

TABELA 4.21

**TRANSMISSÃO A LONGA DISTÂNCIA  
DA REGIÃO NORTE PARA O SUDESTE E O NORDESTE  
PARÂMETROS DE REFERÊNCIA - ALTERNATIVA CORRENTE CONTÍNUA**

Distância :	Cerca de 2.500 km
Tecnologia :	Corrente Contínua: $\pm 600$ kV a $\pm 800$ kV
Bipolo :	Para 4.000 MW
Investimento :	US\$ 3,1 Bilhões (775 US\$/kW)
Perdas na Transmissão :	7 a 10%
Custo da Energia Transmitida :	16 US\$/MWh (11 US\$ Investimento e 5 US\$ Perdas)

#### 4.5 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (PROJETO 6)

O estado da arte no que diz respeito à tecnologia da distribuição de energia elétrica está bastante avançado mas poderá ainda evoluir para a redução de custos e melhorias na qualidade do serviço.

No Brasil, inúmeras escolhas técnicas para as redes de distribuição, feitas há muitos anos, ainda influenciam os padrões de construção e montagem. A penetração de novas tecnologias se dá de forma gradual, em função dos elevados investimentos envolvidos. Entretanto, os avanços no campo da informática e das telecomunicações permitem prever uma evolução gradual e segura, no sentido do aperfeiçoamento do controle da operação, das metodologias e ferramentas do planejamento, e do relacionamento com o consumidor final.

Como fatores que deverão influenciar o desenvolvimento dos sistemas de distribuição, no horizonte até 2015, destacam-se:

- O adensamento dos grandes centros urbanos;
- Requisitos crescentes quanto à quantidade do fornecimento;
- Possibilidades de um "mix" energético mais complexo;
- Preocupação com o meio ambiente;
- Preocupação com a segurança;
- Eletrificação do meio rural.

Com relação à influência das características dos cenários previstos no PLANO 2015 sobre a evolução dos sistemas de distribuição de energia elétrica, pode ser verificado que, nos quatro cenários considerados, o consumo residencial é o que mais ganha participação com relação à estrutura atual, seguido do consumo comercial.

Como os consumidores residenciais constituem a maior parcela do mercado da distribuição, todos os cenários sinalizam para requisitos crescentes neste segmento do sistema elétrico, que se traduzirão em necessidades tanto de obras para a ampliação da sua capacidade, como também para melhoria da qualidade e expansão das redes. O processo de terceirização previsto, com o crescimento do setor de serviços, implicará em exigências crescentes dos consumidores (serviços de informática, climatização de ambientes, etc) quanto à confiabilidade e qualidade do fornecimento.

A pesquisa e o desenvolvimento de novas tecnologias devem ser considerados como elementos essenciais para propiciar maior eficiência da operação dos sistemas de distribuição, buscando-se aperfeiçoar a qualidade e reduzir os custos dos serviços prestados aos consumidores de energia elétrica.

Como recomendações, para a expansão dos serviços de distribuição de energia elétrica, e suas estruturas de apoio, destacam-se:

1. As concessionárias de energia elétrica deverão desenvolver esforços, em conjunto com fornecedores de bens e serviços, centros de pesquisa e universidades, visando reduzir a defasagem tecnológica hoje existente. Assim, deverão ser priorizadas as ações de desenvolvimento tecnológico, com ênfase nas áreas de automação, informatização e demais segmentos que necessitam de mão de obra qualificada, com treinamento específico, além de empreendimentos especialmente projetados para as condições locais.
2. As entidades responsáveis pela elaboração e aprovação de normas técnicas deverão implementar ações voltadas para o fortalecimento de atividades inerentes à normas/padrões e à qualificação/certificação de materiais e equipamentos, visando o aprimoramento dos padrões tecnológicos vigentes no País, com eficiência tecnológica, competitividade e custo. Para tal, deverá ser incentivado o programa de qualificação de materiais e equipamentos para redes de distribuição de energia elétrica - PROQUIP, o qual deve ser considerado como um importante instrumento.
3. O Setor Elétrico deve organizar e promover a inovação tecnológica na área de distribuição, estimulando a criatividade e flexibilizando os padrões de especificação de equipamentos e materiais, de modo a poder se valer da concorrência internacional entre fornecedores, obtendo preços mais favoráveis.
4. O Setor Elétrico deve incentivar os investimentos em P&D, considerados de pequeno porte se comparados aos demais, como forma de buscar novas tecnologias que visem à redução dos custos de maneira geral (padrões, equipamentos etc), criando condições para o estabelecimento de competitividade entre fabricantes de materiais/equipamentos para a distribuição de energia elétrica.

#### 4.6 OS ASPECTOS SÓCIO-AMBIENTAIS (PROJETO 7)

No Setor Elétrico brasileiro, a busca de um tratamento abrangente, integrado e de natureza preventiva das questões sócio-ambientais é recente e contemporâneo à elaboração do último plano de expansão de longo prazo do Setor Elétrico, o PLANO 2010, concluído no final de 1987. Assim, os primeiros documentos gerais de planejamento setorial no campo sócio-ambiental datam de 1986 e marcam, a partir de então, uma gradual, porém expressiva mudança de enfoque, cujos resultados são evidentes.

Não obstante, os aspectos sócio-ambientais dos empreendimentos do Setor Elétrico vem sendo, há muitos anos, objeto de sua atuação, quer corretiva quer mitigatória ou compensatória. Diversas empresas alcançaram resultados apreciáveis, sobretudo no tocante a impactos causados nos sistemas físico-bióticos bem como na área sócio-ambiental, particularmente quanto a populações indígenas, inclusive da Amazônia.

Note-se, a propósito, que a implantação e a operação da usina de Itaipu, apesar de seu porte, acarretou impactos ambientais significativamente menores do que aqueles relacionados a empreendimentos de porte muito inferior e que tais impactos foram ou estão sendo objeto de ações mitigatórias ou compensatórias amplamente satisfatórias.

Entretanto, cabe observar que nos últimos anos, sobretudo naqueles que sucederam a publicação do PLANO 2010, os aspectos sócio-ambientais passaram a ser enfocados com uma maior ênfase do que no início dos anos 80. Essa evolução é função da nova legislação específica, de uma maior participação da sociedade nas decisões governamentais, e de posturas de entidades como o Banco Mundial, organizações não governamentais - ONG's e da maioria dos governos, alcançando seu maior destaque público com a realização da ECO-92 no Rio de Janeiro.

O Segundo Plano Diretor de Meio Ambiente do Setor Elétrico ( II PDMA), concluído em 1990, dá sequência a estas iniciativas e tem como objetivo principal definir princípios básicos e diretrizes que configurem a postura geral do Setor Elétrico no trato das questões sócio-ambientais nas etapas de planejamento, implantação e operação de seus empreendimentos, postura esta compatível com as diretrizes e instrumentos da Política Nacional de Meio Ambiente.

O Plano fundamenta-se em três princípios básicos:

- viabilidade sócio-ambiental, que aponta para a necessidade de que os estudos de inventário e de viabilidade (que dão suporte à decisão de realizar ou não um empreendimento) atendam aos seguintes requisitos: a) incorporem variáveis que expressem o amplo espectro de impactos sociais e ambientais associados aos empreendimentos; b) satisfaçam a um conjunto de restrições consideradas como relevantes pelo Setor Elétrico e pela sociedade no campo sócio-ambiental (como, por exemplo, preservação de valores culturais ou de áreas de especial importância ecológica); e c) indiquem benefícios líquidos (impactos positivos menos impactos negativos) satisfatórios;
- inserção regional, que postula um equilíbrio maior entre objetivos nacionais ou setoriais e interesses regionais ou locais, que poderá ser favorecido por uma estratégia que considere as repercussões sócio-ambientais dos empreendimentos elétricos segundo uma ótica regional, bem como sua adequada inserção através da maximização não apenas dos benefícios líquidos

diretos ou setoriais mas também de potencialidades extra-setoriais da região onde o empreendimento é implantado; e

- amplo processo decisório, visto que postula-se que a viabilidade dos empreendimentos do Setor Elétrico, no tocante aos aspectos sócio-ambientais e ao sucesso de sua inserção regional dependerá cada vez mais de um adequado e oportuno relacionamento com outras instituições e com a sociedade.

As diretrizes para a política ambiental do Setor Elétrico, formuladas no II PDMA podem ser agrupadas em dois grandes blocos. O primeiro é de caráter processual e está voltado para o planejamento setorial, sendo enunciadas diretrizes referentes aos seguintes aspectos: a) ao ciclo de planejamento dos empreendimentos; b) à articulação institucional, relacionamento com a sociedade e comunicação social; e c) ao financiamento de programas sócio-ambientais. Já o segundo bloco de diretrizes tem caráter mais operacional e está direcionado para o planejamento e implantação de empreendimentos ou projetos individuais. Estas diretrizes orientam a postura e os procedimentos a serem adotados pelas empresas do Setor Elétrico no tocante ao seguinte: a) remanejamento de grupos populacionais; b) relacionamento com grupos populacionais indígenas; c) conservação e recuperação da fauna e da flora; d) tratamento das questões sócio-ambientais no uso do carvão mineral em usinas termelétricas.

Cabe mencionar que o II PDMA priorizou a formulação de um conjunto de diretrizes setoriais que traduzisse uma postura geral e que pudesse orientar a definição e o detalhamento, por parte de cada empresa concessionária, de diretrizes estratégicas ou programáticas, refletindo as especificidades de suas áreas de atuação, do papel social que desempenham e do quadro de recursos técnicos e financeiros com que contam.

Em síntese, o II PDMA é o instrumento que expressa a política ambiental do Setor Elétrico, e foi com apoio nos princípios básicos e diretrizes nele postuladas que se desenvolveram os estudos destinados a subsidiar a elaboração do PLANO 2015. Com todas as limitações que ainda apresentam, os resultados desses estudos traduzem, em última instância, mais uma etapa de desenvolvimento do conhecimento e domínio das questões sócio-ambientais por parte do Setor Elétrico.

Numa avaliação global dos resultados alcançados, dois aspectos merecem destaque. Um deles é a maior ênfase dada aos aproveitamentos hidrelétricos, devido a sua expressiva participação na expansão planejada; o outro, se refere às restrições impostas pela falta ou insuficiência de informações ambientais referentes aos projetos, que permitam a utilização do instrumental metodológico disponível para uma avaliação ambiental dos empreendimentos.

Feitas estas considerações, os estudos desenvolvidos referentes à questão ambiental estão consolidados em três subprojetos, a saber:

O primeiro tem como objetivo principal a identificação dos impactos sócio-ambientais causados pela utilização das fontes convencionais (hidráulica, carvão mineral, nuclear, derivados de petróleo e gás natural) e outras não convencionais (biomassa, solar, eólica, oceânica e resíduos orgânicos) na geração de energia elétrica. Neste sentido, complementa o conjunto de estudos, também desenvolvidos como subsídio ao PLANO 2015, acerca das fontes de suprimento e que enfatizam sobretudo os aspectos econômicos, energéticos e tecnológicos. Algumas das fontes consideradas têm hoje pequena expressão no suprimento das necessidades energéticas do País.



Suas reservas, potencial teórico de geração e atuais custos do seu aproveitamento sugerem, a priori, que, nas próximas décadas, continue pequena sua importância na estrutura de oferta. Na maioria dos casos, é reduzida ou mesmo inexpressiva a experiência quanto à operação de plantas de geração não convencional, principalmente quanto à disponibilidade de dados referente a projetos específicos, concebidos para as condições brasileiras, que possam embasar a presente análise. A utilização de fontes não convencionais têm sido discutida, quer pela sociedade, quer no âmbito do Setor Elétrico como possíveis alternativas, ambientalmente mais favoráveis, para suprimento aos mercados. Neste sentido e tendo em vista que o aproveitamento dessas fontes é de porte muito inferior ao das fontes convencionais, será necessário considerar o impacto agregado da utilização das fontes não convencionais e os efeitos ambientais verificados em toda a cadeia de obtenção dessa energia, inclusive na fabricação de seus equipamentos. Tendo em vista o caráter estratégico do PLANO 2015, é importante avaliar vantagens, perspectivas de utilização e a pertinência de se estimular o estudo e a viabilização comercial das chamadas fontes alternativas.

O segundo subprojeto aborda especialmente a fonte hidráulica. Esta foi objeto de um subprojeto específico pelo fato da expansão do sistema gerador no horizonte do PLANO 2015 se basear predominantemente no aproveitamento do potencial hidrelétrico. Apresenta uma metodologia para a avaliação sócio-ambiental além de parâmetros e procedimentos para uma estimativa de custos sócio-ambientais dos projetos.

Finalmente, o terceiro sub-projeto contempla os aspectos sócio-ambientais associados aos sistemas de transmissão segundo uma abordagem pela qual procura levantar os principais condicionantes e orientações gerais para o planejamento, implantação e operação desses sistemas. Optou-se por desenvolver um sub-projeto específico para este tema por antever-se que, no futuro, deverá ocorrer um salto qualitativo na importância que os aspectos sócio-ambientais assumirão na área de transmissão, em decorrência de dois fatores: (1) o aumento no porte dos sistemas de transmissão - dimensões físicas, tensões, correntes, intensidade dos campos, largura das faixas, etc; (2) a crescente percepção da fragilidade dos ecossistemas, tanto biofísicos quanto sociais, que serão impactados pelos futuros sistemas de transmissão.

### **4.7 A QUESTÃO ECONÔMICO FINANCEIRA (PROJETO 8)**

O Projeto 8 "A Questão Econômica-Financeira" foi concluído em 1992 após o que foram introduzidas grandes mudanças no arcabouço jurídico do Setor Elétrico visando ao equacionamento do quadro de conflitos políticos, institucionais, empresariais e econômico-financeiros.

O projeto da nova legislação do Setor Elétrico resultou na promulgação da Lei nº 8.631/93 e do Decreto nº 774/93, quando foram estabelecidas novas regras para fixação de preços da energia elétrica, definindo o fim da equalização das tarifas praticadas em nível nacional, extintas a remuneração garantida dos investimentos e a denominada Conta de Resultado a Compensar (CRC).

Com essa nova Lei, permitiu-se que as concessionárias quitassem, através dos créditos da CRC, dívidas referentes ao fornecimento de energia, aquisição de combustíveis, despesas financeiras e outras. A Lei nº 8.631/93 também criou uma nova sistemática de reajustes tarifários compatível

com a sua estrutura de custo, proposta pelas concessionárias que é analisada e posteriormente, homologada pelo DNAEE.

Um outro item de destaque da nova legislação refere-se ao recolhimento da Reserva Global de Reversão (RGR) - cotas anuais incluídas no custo de serviço das empresas - que foi regulamentada através da Portaria DNAEE nº 177 de 29 de março de 1993. Os recursos da RGR devem ser transferidos para a ELETROBRÁS, cabendo ao DNAEE um percentual de 2% a fim de custear seus dispêndios com projetos e atividades relativos à hidrologia e fiscalização das concessões de energia elétrica.

O montante total da RGR deverá superar US\$ 1 bilhão, com as seguintes destinações:

- concessão de financiamentos às empresas concessionárias;
- expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica;
- reativação do programa de conservação de energia;
- financiamento de programas de eletrificação rural.

A estratégia de financiamento do Setor Elétrico pressupõe que com a solução da crise financeira voltem a fluir normalmente os recursos setoriais, definindo os níveis da poupança própria e os requisitos de poupanças de terceiros, inclusive privadas, internas e externas, além de eventuais aportes de poupança pública que precisem ser mobilizados para fazer face à expansão do sistema elétrico, em função do crescimento de seu mercado.

A questão tarifária é central, tanto para a formação da poupança própria como também por desempenhar papel importante na atração de capitais e na racionalização do uso e conservação de energia.

A participação da poupança própria gerada pelo Setor Elétrico deve passar dos níveis negativos do início da década para valores positivos, ensejando níveis satisfatórios de auto-financiamento, a médio e longo prazos.

A atuação da ELETROBRÁS deve ser reforçada na alocação dos recursos da RGR e no papel de captação, tanto da poupança privada quanto de recursos externos mediante mecanismos de financiamento compatíveis com as características do Setor Elétrico e os prazos de maturação de seus investimentos. O Setor Elétrico deve inaugurar um novo ciclo de financiamento, ainda com a presença significativa do Estado, tanto na oferta como na administração dos serviços de energia elétrica, mas que deve se caracterizar pela crescente participação da poupança privada. A viabilização desse novo ciclo pressupõe:

- Garantia de taxa atrativa de remuneração dos investimentos, através de política tarifária adequada e padrões satisfatórios de custos (qualidade e produtividade);
- Revisão e flexibilidade da negociação de compra e venda de energia;
- Modernização da regulamentação para incentivar participação de novos agentes no Setor Elétrico;
- Fortalecimento da ELETROBRÁS no papel de intermediação de recursos financeiros para expansão da oferta de energia elétrica;

- Reorientação do planejamento incorporando as incertezas, a viabilidade de pequenos empreendimentos e de segmentos de termelétricidade, incluindo a co-geração, e realçando o seu caráter indicativo;

#### 4.7.1 Composição do Financiamento Setorial

##### *A Poupança Própria*

A poupança própria, que representa o lucro retido, é obtida a partir da receita, da qual se deduzem as despesas do Setor Elétrico, a saber: o valor da energia comprada de Itaipu, a compensação financeira por uso de recursos hídricos, os dispêndios com combustíveis na geração térmica, com serviços diversos e reposição de estruturas e equipamentos, os gastos de pessoal, impostos e taxas, os juros em moeda nacional e estrangeira e os dividendos distribuídos, e adicionando-se as receitas financeiras não operacionais, líquidas das despesas correspondentes.

No período 1970/83, essa poupança foi positiva, variando entre 26% e 43% do valor do investimento. A partir de 1984, tornou-se negativa, em função dos seguintes fatos:

- durante toda a década de 80, a tarifa de energia elétrica deixou de garantir uma remuneração de 10% sobre o ativo em serviço como determinado por Lei. Com isso, as empresas passam a registrar déficits crescentes de remuneração na Conta de Resultados a Compensar;
- o aumento das taxas dos juros no mercado internacional, que durante a década de 80 mantiveram-se acima da taxa de remuneração;
- a Reserva Global de Reversão (RGR), parcela da poupança própria setorial administrada pela ELETROBRÁS, a partir de 1988, passou a ser recolhida somente quando a empresa alcançasse a remuneração legal; ela retorna agora conforme já explicitado, gerido pela ELETROBRÁS.
- O Imposto de Renda evoluiu de 6% para 40%, sendo acrescido do Imposto de Renda Estadual, da Contribuição Social, e do Imposto de Renda sobre o lucro líquido. Além disso, o Setor Elétrico, que se beneficiava de vantagens fiscais na importação de equipamentos, contribuiu com Finsocial e Pasep, que incidem em 2,6% sobre o faturamento.

##### *Poupança Pública*

A Poupança Pública, alocada ao Setor Elétrico, corresponde aos aportes de recursos (não exigíveis) realizados pelos governos federais, estaduais e municipais e dos empréstimos correspondentes aos pagamentos da dívida externa honrados pelo Banco do Brasil, deduzida as respectivas amortizações de aportes anteriores, que chegou, nos anos de 88/89, a superar o valor dos investimentos, o que contribuiu fortemente para o descontrolado das contas públicas.

O Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE), parte do qual, por lei, retornava ao Setor Elétrico na forma de participação de estados e municípios (parte da poupança pública) e que durante a década de 70 chegou a financiar perto de 14% dos seus investimentos, foi extinto pela Constituição Federal de 1988. O ICMS, que o substituiu, é recolhido aos Estados e Municípios (entre 17% e 25% da fatura de energia elétrica), sendo que sua arrecadação não é vinculada à aplicação no Setor Elétrico. Adicionalmente, os Estados e Municípios tiveram direito ao recolhimento da compensação financeira pelo uso de recursos hídricos (6% do valor da energia gerada), o que contribuiu negativamente para a formação da poupança setorial própria.

#### *Poupança Privada*

A Poupança Privada interna alocada ao Setor Elétrico compreende os recursos aplicados diretamente e os provenientes de participações acionárias e de empréstimos e financiamentos obtidos no mercado interno, menos as respectivas amortizações e dividendos. Embora em alguns anos esses recursos tenham sido expressivos, observa-se uma certa instabilidade na sua participação como fonte de recursos do Setor Elétrico.

O Empréstimo Compulsório, no contexto dessas poupanças, constituiu-se na fonte que apresentou a maior regularidade no período, em função da sua vinculação ao crescimento do consumo e da tarifa de energia elétrica. Esse empréstimo e o Imposto Único Sobre Energia Elétrica (IUEE) já foram responsáveis por, aproximadamente, um quarto da poupança total alocada ao Setor Elétrico.

A redução dos níveis tarifários e a expansão mais que proporcional dos eletrointensivos (que praticamente tem isenção no pagamento de empréstimo compulsório) levaram a uma redução na participação do empréstimo compulsório no financiamento da expansão do sistema Elétrico.

#### *Poupança Externa*

A poupança externa, decorrente dos recursos advindos dos empréstimos e financiamento externos, deduzidas as amortizações de aportes anteriores, já constituiu uma fonte estável de recursos, assumindo valores significativos, principalmente nos anos seguintes aos dois choques do petróleo (1973 e 1979).

O processo de endividamento externo do Setor Elétrico deve-se, fundamentalmente, a três fatores:

- a redução na poupança própria, causada pela deterioração da tarifa;
- a sustentação de um nível de investimentos capaz de viabilizar o atendimento do mercado previsto e fazer face ao aumento dos preços de bens de capital;
- o aumento das taxas de juros no mercado internacional, após o segundo choque do petróleo.

Em 1974, o Sistema ELETROBRÁS tinha em sua carteira passiva, empréstimos e financiamentos contratados com entidades internacionais oficiais de crédito, à taxa de juros fixa em torno de 4% ao ano. Naquele ano, os recursos próprios, o IUEE, a RGR e o Empréstimo Compulsório correspondiam a 60% das fontes, enquanto os recursos de terceiros decorrente de empréstimos e financiamentos no exterior equivaliam a 17% do total aplicado; o volume de investimentos correspondia a 71% dos usos, enquanto que somente 9% eram destinados ao pagamento do serviço da dívida em moeda estrangeira.

A partir de 1977, para equilibrar o balanço de pagamentos e compensar a redução dos níveis tarifários, o Setor Elétrico ampliou a captação de empréstimos em moeda estrangeira, agora a taxas flutuantes, tornando o serviço da sua dívida dependente do comportamento das taxas de juros internacionais. Em março de 1980, a taxa LIBOR nominal chegou a 18,85% ao ano.

A partir de 1983, a amortização desses empréstimos, num quadro de fechamento dos mercados para o Brasil, tornou negativa a participação da poupança externa no financiamento da expansão do Setor Elétrico.

A difícil obtenção de recursos de médio e longo prazos no País, o fechamento do mercado de eurodólar a partir da crise do México, e posteriormente, da moratória brasileira, fizeram com que a dívida externa passasse a ser honrada pelo Tesouro Nacional e depois se acumulasse, permanecendo sem solução até a finalização da negociação da dívida externa nacional.

#### **4.7.2 Perspectivas do Financiamento do Setor Elétrico**

A associação da composição do financiamento da formação bruta de capital fixo (FBKF) da economia, ao financiamento dos investimentos do Setor Elétrico, permite antever as restrições financeiras à expansão do sistema elétrico, considerando os níveis de poupança que o País pode mobilizar.

A avaliação histórica e os cenários econômicos indicam as possibilidades de alocação de parcelas das poupanças globais no Setor Elétrico, de modo a complementar a poupança gerada por ele próprio, para o financiamento da sua expansão.

O sucesso da política de contenção da inflação, a consolidação dos preceitos estabelecidos na Lei nº 8.631/93, a meta de US\$ 81/MWh (US\$ 67/MWh ex-imposto de circulação) na tarifa média de fornecimento, já em 1994 ou 1995 (dependendo do cenário econômico) e a realização dos mercados previstos, são fatores essenciais para obtenção dos níveis de poupança própria em percentuais próximos de 60% da poupança total a ser utilizada pelo Setor Elétrico, no final da década de 90.

Nos últimos anos da década de 80, enquanto o setor privado como um todo conseguiu, em grande medida em função dos elevados níveis inflacionários, alcançar taxas de poupança financeira inusitadas, os ganhos obtidos pelos agentes do Setor Elétrico no mercado financeiro não foram suficientes para compensar as perdas incorridas em sua atividade de produção. A contribuição do Setor Elétrico na constituição da poupança privada do País foi negativa, principalmente devido ao baixo nível das tarifas de energia elétrica e da não realização dos mercados previstos.

Para a efetiva recuperação da poupança própria setorial é necessário, além da elevação do nível tarifário e da realização dos mercados projetados, que a dívida setorial seja renegociada de modo a limitar o fluxo de pagamento de juros (da dívida atual e dos novos empréstimos), em US\$ 3,0 bilhões de dólares anuais, ao longo da década de 90.

O pagamento de impostos e taxas federais - Impostos de Renda, Contribuição Social, Pis-Pasep, Finsocial - pelo Setor Elétrico tendem a comprimir fortemente a geração de poupança própria. As empresas de energia elétrica deverão recolher, anualmente, entre US\$ 300 milhões, em 1992, e US\$ 2,7 bilhões ou mais em 2000 para o Governo Federal. Para os Estados e Municípios, principalmente devido ao ICMS, o recolhimento anual deverá evoluir de US\$ 2,7 bilhões a mais de US\$ 5 bilhões em 2000.

A geração de poupança própria nos níveis previstos de até US\$ 6 bilhões no ano 2000, pressupõe também, aumentos de produtividade do capital e do trabalho.

Há uma reconhecida dificuldade de atrair a poupança privada interna para o Setor Elétrico. As concessionárias de energia elétrica se caracterizam por mercados monopolizados, com consumo crescente, mas exigindo investimentos com prazo de maturação longo e de retorno de 20 a 30 anos. Embora se reconheça que os montantes estimados de poupança privada interna sejam elevados, ainda se sobrepõe a extrema dificuldade de sua intermediação financeira com prazos e taxas adequadas para fazer frente às necessidades de financiamento das concessionárias.

Historicamente, parte importante dessa poupança foi alocada ao Setor Elétrico através do empréstimo compulsório à ELETROBRÁS, para o qual foram instituídos prazos e taxas de retorno compatíveis com as características do Setor Elétrico. A previsão de término dessa fonte de recursos aumenta as incertezas quanto às possibilidades de financiamento dos investimentos previstos através de poupança privada.

Uma opção de grande potencialidade, mas que requer reordenamento é a contribuição dos consumidores. A generalização desse mecanismo para o universo dos consumidores permitiria a fixação de tetos de consumo por categorias de consumidores, acima dos quais os mesmos deveriam estar dispostos a pagar uma contribuição direta ao plano de expansão, eventualmente sob a modalidade de participação acionária.

Adicionalmente, a criação junto aos bancos brasileiros, de linhas de crédito compatíveis com os investimentos em energia elétrica, deve ser buscada, assim como deve ser incentivada também, a formação de consórcios entre a ELETROBRÁS, concessionárias e grupos privados para a execução de obras no Setor Elétrico.

A atração da poupança privada em percentuais superiores aos vigentes na década de 1970, quando a deterioração tarifária ainda não se constituía forte obstáculo à sua atração e também não havia impedimentos de várias ordens à sua captação nos mercados financeiros domésticos, exigirá, portanto, um esforço de articulação dos agentes, em particular da ELETROBRÁS, com tradicionais agentes financiadores, como BNDES e outros, e com possíveis novos agentes aplicadores de poupança privada e cujo perfil seja adequado ao financiamento setorial, como as seguradoras e fundos de pensão.

Com relação à poupança pública, tendo em vista a extinção do IUEE pela Constituição de 1988, e mesmo considerando a possibilidade de sucesso do ajuste fiscal na recuperação da poupança pública, existe a orientação do Governo Federal de se voltar em maior medida para os setores sociais, o que diminui as possibilidades de alocação dessa poupança no Setor Elétrico.

O esforço de articulação dos agentes setoriais deve se voltar nesse caso para os Estados e Municípios que tem sido credores do ICMS, que substituiu o IUEE, e dos outros recursos como a compensação financeira pelo uso de recursos hídricos.

Com relação à poupança externa para o Setor Elétrico, a captação de recursos junto a agências de crédito depende da solução das dívidas externas e intrasetorial e da recuperação tarifária.

#### 4.8 A QUESTÃO INSTITUCIONAL E A PARTICIPAÇÃO PRIVADA (PROJETO 9)

A importância da energia elétrica na sociedade contemporânea decorre do fato de que seu suprimento afeta praticamente todos os setores produtivos, além da qualidade de vida da maior parte da população do País. Em seu processo de produção, transporte, distribuição e comercialização, estão envolvidos, direta ou indiretamente, diferentes agentes econômicos, mobilizando uma parcela expressiva dos recursos financeiros, humanos e naturais do País.

Dada a complexidade do sistema elétrico e dos interesses envolvidos, não é de se estranhar que qualquer processo de modificações estruturais venha a ser lento e requeira ampla gama de reflexões e negociações.

As preocupações quanto ao contexto institucional vigente têm suas raízes em duas vertentes. A primeira, relaciona-se a um processo mais amplo de transformações da economia brasileira e de reorientação do papel do Estado, que refletem, um processo mais amplo, de âmbito internacional. Não apenas no Brasil, mas em um grande número de países, tem se questionado e mesmo modificado o quadro institucional do Setor Elétrico. A segunda delas é a crise financeira das concessionárias, cuja intensidade chegou a ameaçar a capacidade do Setor Elétrico de efetuar os investimentos de que necessita, que é percebida por muitos como um sinal da inadequação do modelo setorial às suas responsabilidades, principalmente no que se refere à captação de recursos, particularmente por via tarifária.

Segundo a Constituição Federal, a exploração dos serviços de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos d'água são da competência da União, que pode explorá-los diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão (Artigo 21). No seu Artigo 175, a Constituição Federal obriga que, no caso dos serviços públicos, estes sejam prestados diretamente pelo poder público, ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, prevendo sua regulamentação por lei específica.

Essas modificações do marco institucional do Setor Elétrico brasileiro são comparáveis, em importância, à aprovação do Código de Águas em 1934 e à criação da ELETROBRÁS em 1962, visto que toda a sua estrutura legal e normativa terá que rapidamente se adaptar ao espírito da nova legislação.

O processo de transição pode afetar sensivelmente as atuais empresas, assim como poderá requerer uma difícil harmonização entre os dois sistemas de formação de preço (serviço pelo preço de licitação e serviço pelo custo) que poderão co-existir por um longo período.

Observa-se que o processo licitatório previsto na Constituição Federal pressupõe, obviamente, o conhecimento de informações técnicas capazes de assegurar a formulação de propostas adequadas por parte dos licitantes. Quanto mais precisos forem os dados mais aproximados serão os orçamentos e cálculos subsequentes a serem estabelecidos pelos proponentes para apresentação de seus preços.

Diante das pressões da administração federal para reduzir preços visando controlar a inflação, a atualização dos níveis tarifários até 1993 não respeitaram, na maioria das vezes, os índices inflacionários e, conseqüentemente, os critérios do serviço pelo custo. O prejuízo decorrente dessa postura foi ampliado pelas condições do mercado de energia elétrica, que no ambiente recessivo da última década, manteve-se em níveis inferiores aos previstos, deixando parte dos investimentos ociosos.

As empresas de maior rentabilidade, por outro lado, resistiram a repassar seus ganhos para as demais, criticando com alguma razão o sistema de transferência, pelos reduzidos estímulos à redução de custos e ao aumento de eficiência, mas esquecendo-se também, de que as vantagens decorrentes da disponibilidade de um potencial hidrelétrico competitivo são, constitucionalmente, um direito de toda a população brasileira.

O equacionamento financeiro correto das concessionárias constitui meta permanente e indispensável, principalmente à medida que a economia retome seu crescimento. Com o endividamento do Estado, é muito difícil imaginar-se que este possa arcar, na próxima década, com a totalidade dos investimentos necessários à expansão do Setor Elétrico, entre um e dois por cento do PIB, por ano. Tampouco seria justificável transferir para o Tesouro Nacional encargos que deveriam em boa parte, ser de responsabilidade de seus beneficiários diretos, os consumidores. Por outro lado, o porte e o longo prazo de maturação dos investimentos fazem com que dificilmente se anteveja uma transição para a total privatização do Setor Elétrico.

Como cenário de referência, parece hoje mais razoável admitir-se uma ampliação significativa da participação privada, continuando, porém, o Estado a desempenhar um papel central na alavancagem dos investimentos, particularmente nos grandes projetos de longa maturação e com impactos ambientais complexos.

Sob esse ponto de vista, o quadro institucional do Setor Elétrico terá que estar preparado para lidar simultaneamente com agentes privados e estatais, operando em um contexto competitivo. A privatização não é considerada pré-condição para a produtividade, mas é fundamental que se reduza o nível de politização econômica nas empresas, com autonomia de gestão, para que estas possam manter padrões de eficiência almejados.

Com a futura quase completa interligação do sistema elétrico no território nacional, o seu novo eixo de integração se dá em um espaço de relacionamentos econômicos mais amplo, externo mesmo a ele. Diante de uma pressão competitiva da economia, reforçada por uma maior integração da economia brasileira na mundial, e busca de melhor qualidade a menores custos dos produtos finais, chega-se também à energia elétrica diretamente enquanto bem de consumo e indiretamente através da cadeia de produção, enquanto bem intermediário.



Em resumo, as principais pressões para que se altere o modelo institucional do Setor Elétrico brasileiro, hoje vigente, devem levar em conta dois principais eixos de mudanças que incluem: (a) a necessidade de se estimular aumentos de produtividade e a minimização de custos, visando aumentar a competitividade da economia brasileira em geral, e (b) a busca de soluções para a superação da crise financeira.

Para a elevação da produtividade do Setor Elétrico, pode-se identificar propostas na direção do aumento da competição entre as empresas, da redução da interferência estatal e da separação mais nítida entre a função governo e a função empresa, que de diferentes maneiras afetam tanto as empresas do grupo Eletrobrás quanto as concessionárias estaduais.

Qualquer esquema de separação das atividades de governo e empresa, deverá levar em conta que o parque gerador hidrotérmico brasileiro requer um sofisticado sistema de coordenação de seu planejamento e de sua operação. Esta exigência decorre do fato de que os interesses individuais, nesse sistema, não coincidem com o interesse coletivo e seu desempenho ótimo requer que se negocie e se arbitre conflitos e que se estabeleçam mecanismos de compensação entre as partes.

Para que as empresas estatais voltem a operar de forma eficaz, é necessário que lhes sejam dadas mais autonomia e independência em sua gestão e que não sejam usadas, pelos governos federal e estadual, como instrumentos para outros objetivos alheios ao seu ramo de negócio. Ou, ainda, que se usadas para objetivos sociais, de efetivo interesse da sociedade brasileira, que estes sejam claramente explicitados e contem com fontes de recursos bem definidas e, sempre que possível referendados pelo Poder Legislativo.

O caminho para que uma empresa estatal se torne competitiva não envolve, exclusivamente, a sua privatização, mas a prática de uma série de ações judiciosamente concebidas diante de ameaças e de oportunidades, surgidas em um ambiente cuja configuração se altera constantemente, necessitando de um funcionamento interno que otimize simultaneamente os seus recursos humanos, financeiros e materiais.

Quando se fala numa maior separação entre os objetivos governamentais (públicos) e os objetivos empresariais, expressa-se a necessidade de se encontrar soluções que preservem as funções empresariais de coordenação do planejamento e da operação do sistema elétrico do País. Hoje essas atividades têm sido executadas, através de colegiados, secretariados pela Eletrobrás, atuando de forma coordenada com o DNAEE. Nesses organismos, procura-se conciliar os interesses públicos e empresariais, estatais ou privados.

A coordenação do planejamento da expansão do sistema elétrico nacional têm sido exercida pelo GCPS - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos, criado em 1982, cujo sucesso têm decorrido de seu contínuo aperfeiçoamento. Esse organismo tem sido apontado como instrumento que assegura economias substanciais de recursos necessários à expansão dos sistemas elétricos do País. O produto final do GCPS é consubstanciado anualmente no Plano Decenal de Expansão, contemplando a sequência de construção das obras de geração e de transmissão, considerando os respectivos investimentos e apresentando os custos marginais de suprimento, resultantes da incorporação daquelas instalações aos sistemas existentes. O ingresso de novas empresas privadas na exploração dos serviços de energia elétrica, deverá preservar o planejamento da expansão dos sistemas elétricos, que vem sendo realizada de modo a ser

assegurada a melhor utilização dos recursos envolvidos na produção e na transmissão de energia elétrica.

Tem sido destacada, também, a necessidade de preservar os órgãos colegiados voltados para a coordenação e a supervisão da operação. Para essas funções indispensáveis, cujo desempenho deve ser assegurado, foram criados, a partir de 1973, os grupos de coordenação da operação dos sistemas interligados Sudeste/Sul e Norte/ Nordeste (GCOI, GCON e GTON). Prevê-se também uma evolução contínua dos meios e modos visando o aperfeiçoamento das atividades desses órgãos em benefício das empresas dos sistemas elétricos envolvidos. A ação coordenadora desses colegiados tem sido de fundamental importância para um aproveitamento eficiente do potencial hidrelétrico brasileiro, para a minimização do consumo de combustível para a geração de energia elétrica e eliminação de racionamentos.

No que se refere à repartição de papéis entre o Estado e as empresas privadas, no tocante as atividades empresariais do Setor Elétrico, acredita-se que ela deva ser ditada principalmente por uma lógica econômica global que propicie e valorize a participação privada e, ao mesmo tempo, preserve a ação estatal quando necessária a assegurar o atendimento do mercado, tendo em vista a importância e o valor social da energia elétrica.

Entretanto, deve-se lembrar que, para investimentos de longo prazo de maturação e longa vida útil, como os grandes projetos hidrelétricos implementados pelo Setor Elétrico brasileiro, sua viabilidade têm sido propiciada por taxas de desconto menores do que aquelas usualmente adotadas pela iniciativa privada, em suas análises, embora compatíveis com aquelas recomendadas por instituições internacionais, como o Banco Mundial e o BID.

Apreciável volume de capital privado já vem participando do Setor Elétrico brasileiro quando se pensa no mesmo de forma mais abrangente. São empresas privadas que dominam as atividades de produção de bens de capital empregados na geração, transmissão, transformação, distribuição e utilização da energia elétrica. Pertencem ainda ao setor privado as empresas que elaboram os projetos, implementam a construção e montagem de usinas, linhas, subestações e edificações. A esse contingente vem se agregar considerável número de empresas privadas que realizam consultoria especializada em energia elétrica e prestadoras de serviços administrativos diversos. Embora tenha perdido expressão nos anos 60 e 70, a participação privada na distribuição de energia elétrica, assumiu os serviços do Estado de Tocantins. No tocante à geração, há significativo número de projetos em estudo e em curso, a cargo da iniciativa privada.

No que se refere à recuperação da capacidade de investir das empresas do Setor Elétrico, qualquer que seja sua natureza, estatal ou privada, será necessário manter as tarifas em níveis adequados. A remuneração adequada ao capital investido, mais do que uma necessidade, é pre-condição para o aumento real da participação privada nos investimentos setoriais.

Algumas concessionárias já são empresas de capital aberto; outras podem abrir o seu capital. O caminho da participação acionária é um dos mais simples para a ampliação da participação privada no Setor Elétrico. Os limites para esta participação se vinculam diretamente as dimensões do mercado de capital doméstico e ao interesse que possa despertar em investidores do exterior. Uma das possíveis fontes de recursos para esse tipo de operação envolve as chamadas capitalizações de dívidas. A questão da participação majoritária e do controle da empresa podem ser questões importantes para a atração do capital privado.

Independentemente de uma maior ou menor participação nas empresas concessionárias atuais, o capital privado têm diferentes maneiras pela qual pode se envolver com os acréscimos físicos do sistema elétrico requeridos pelo aumento de demanda de eletricidade. Além de mecanismos financeiros para viabilizar os planos de expansão das concessionárias, as empresas privadas podem, por diferentes meios, assumir uma participação direta na expansão do Setor Elétrico, particularmente na produção de energia.

Um dos mecanismos financeiros mais simples e já utilizado no País consiste na venda antecipada de energia, através do qual um grande consumidor (ou consórcio), financia uma obra de uma concessionária em troca do recebimento futuro de determinadas quantidades de energia. Como, nesses casos, a energia é usualmente contabilizada aos preços vigentes na data de contratação da pré-venda, esta forma de operação, antes da normalização das tarifas, revelou-se pouco interessante para as concessionárias, sob uma ótica de longo prazo.

Alguns dos meios de atuação direta envolvem a chamada produção independente, a autoprodução, a capitalização das concessionárias, a implantação de novas instalações para futura transferência dessas à concessionárias local, dentre outras. A produção independente poderia ser realizada por empresa geradora não concessionária que atue competitivamente no mercado, vendendo para as concessionárias. Já a autoprodução refere-se à produção de energia elétrica para consumo próprio em instalações de propriedade do mesmo investidor individual ou consórcio de investidores. Inclui a possibilidade de geração a partir de processo de co-geração, produzindo simultaneamente calor e eletricidade e otimizando sua utilização global de energia. Em ambos os casos, pode-se ter ainda a destinação da produção de energia elétrica excedente para a venda à concessionária. Na hipótese de entrada de novos agentes no Setor Elétrico, tem sido sustentado que a lei deve ser isonômica em relação aos concessionários, garantindo direitos aos novos agentes e abrindo novas possibilidades aos antigos. O SINTREL - Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica permite o acesso dos auto-produtores ao sistema interligado, contribuindo para viabilização de tais modalidades de participação privada e de produtores independentes.

Em 1993, a legislação foi significativamente alterada, enfatizando o funcionamento do Setor Elétrico em termos de mercado e a postura empresarial das concessionárias, viabilizando a participação de novos agentes econômicos no atendimento da demanda, não mais apenas de maneira autônoma, mas também em conjunto com as concessionárias.

Cabe destacar aí a Lei 8.631/93 (regulamentada pelo Decreto nº 774, de 18/03/93), que alterou radicalmente o critério de formulação e fixação das tarifas, abolindo a garantia de remuneração e a CRC- Conta de Resultados a Compensar, assegurou os fluxos financeiros intrasetoriais, possibilitou a prática de tarifas especiais para determinados consumidores e criou as Comissões de Consumidores; o Decreto 915/93, que viabilizou a formação de consórcios entre concessionárias e investidores privados para a implantação e exploração de obras de geração, importante instrumento para permitir, inclusive, a conclusão de obras paralisadas; a Portaria nº 1.063/93 que disciplinou o acesso de consumidores eletrointensivos ao regime de tarifas diferenciado, concedendo maior flexibilidade para a comercialização da energia excedente; e o Decreto 1.009/93, que cria o SINTREL, amplo acordo entre as empresas do Sistema ELETROBRÁS, aberto para adesão de outras concessionárias, mediante o qual essas empresas colocam seus sistemas de transmissão à disposição de empresas geradoras, para suprimento de energia em qualquer ponto do País atendido por aquelas concessionárias. Esse instrumento contribui significativamente para promover a competitividade e, portanto, a eficiência de todos os

agentes envolvidos nas atividades relacionadas à geração, bem como para ampliar a participação privada nessas atividades.

Cabe ainda registrar que, ao finalizar o ano de 1993, tramitava no Congresso Nacional, dependendo de aprovação do Senado, projeto de Lei regulamentando o Artigo nº 175 da Constituição Federal, estabelecendo, entre outras modificações da legislação em vigor, a fixação de tarifas a partir de preços propostos em licitação pública para concessão dos respectivos serviços e medidas que contribuiriam para a anulação de reservas de mercado relacionadas a concessões em vigor.

Toda essa nova legislação compõe uma estrutura institucional renovada que objetiva a recuperação e modernização do Setor Elétrico brasileiro, com a entrada de novos parceiros, especialmente da iniciativa privada.

#### 4.9 A POLÍTICA INDUSTRIAL (PROJETO 10)

A indústria nacional de equipamentos e materiais tem acompanhado satisfatoriamente a dinâmica requerida pelo Setor Elétrico, decorrente das crescentes exigências de suas instalações de geração, transmissão e distribuição de energia. Esta tradição, consolidada ao longo dos anos, teve marcas significativas, como por exemplo, na implantação dos sistemas de 500 kV CA, ± 600 kV CC e 765 kV CA, e dos projetos de grande porte, como as usinas de Itaipu e Tucuruí, representando, assim, uma garantia de sua capacidade para enfrentar os desafios oriundos das novas tecnologias cogitadas, tais como o sistema de transmissão da Amazônia. O grande avanço da indústria nacional teve como suporte a implantação de um parque de subfornecedores fortemente incentivados pela própria indústria, à qual foi assegurado um mercado compensador, mediante um máximo direcionamento das compras do Setor Elétrico para o mercado interno.

Como resultado do grande esforço de nacionalização desenvolvido nas últimas décadas, a indústria já produz, praticamente, todos os equipamentos e materiais necessários ao Setor Elétrico, nos diversos níveis de tensão e potência utilizados, com adequados índices de nacionalização, exceção feita à área de geração térmica, ainda incipiente quanto ao desenvolvimento de alguns equipamentos.

Além do empenho do Governo em implementar uma vigorosa política de modernização industrial e atualização tecnológica, cabe ressaltar que o empresariado nacional só será novamente motivado pela existência de um efetivo e compensador mercado de equipamentos. Dentre outras conclusões, o PLANO 2015 contempla a necessidade da geração e transmissão de energia elétrica a partir de usinas hidrelétricas da Amazônia para suprimento às regiões Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, a partir do quinquênio 2005/2010. Demonstrada a viabilidade desse empreendimento e tendo em conta a magnitude dos investimentos associados aos sistemas cogitados, torna-se necessária a implantação de um programa de desenvolvimento tecnológico para a indústria nacional, adequando-a para o fornecimento de equipamentos e materiais a serem demandados.

Existe a necessidade de ações voltadas para o desenvolvimento tecnológico, que devem contemplar um intercâmbio mais freqüente com centros de pesquisas e universidades, bem como propiciar a criação, nas próprias indústrias, de centros de desenvolvimento tecnológico e capacitação industrial.

Na concepção mais atual de redução de custos, fundamental para a competitividade, é da maior importância a informatização das fábricas, especialmente nas áreas de projetos e de ensaios, o que já vem ocorrendo em diversas indústrias instaladas no País.

A ELETROBRÁS e as concessionárias de energia elétrica devem intensificar a integração com as indústrias, associações de classe, órgãos atuantes na política industrial, agentes de fomento e centros de pesquisa, tendo uma participação efetiva no desenvolvimento de segmentos prioritários a serem preenchidos pela indústria.

Os instrumentos de atuação do Setor Elétrico, coordenados pela ELETROBRÁS, se constituem em programas específicos. Os principais programas são os apresentados, a seguir:

- *Programa de Apoio ao Desenvolvimento Industrial e Tecnológico para o Setor Elétrico - PRODIN*

O PRODIN visa apoiar atividades que propiciem desenvolvimento industrial e tecnológico de equipamentos e materiais utilizados pelo Setor Elétrico. Essas atividades tiveram um incremento significativo no âmbito do Núcleo de Articulação com a Indústria - NAI.

- *Programa de Apoio ao Desenvolvimento Integrado de Digitalização e Automação do Setor Elétrico - PRODASE*

O PRODASE tem como objetivo o desenvolvimento de projetos de digitalização e automação do Setor Elétrico.

- *Programa de Normalização do Setor Elétrico - PRONORM*

O PRONORM visa o estabelecimento de normas técnicas adequadas, com a colaboração das empresas concessionárias.

- *Programa de Qualidade do Setor Elétrico - PROCONT*

O PROCONT visa desenvolver sistemas de qualidade nas empresas concessionárias e fornecedores de bens e serviços.

- *Programa de Qualidade de Materiais e Equipamentos do Setor Elétrico - PROQUIP*

O PROQUIP tem como objetivo o desenvolvimento de um sistema de qualificação de materiais utilizados nos sistemas de energia elétrica. A forma de atuação é a pesquisa e desenvolvimento, envolvendo as empresas concessionárias, o CEPEL, a ABNT e os fabricantes.

- *Programa de Desenvolvimento Integrado do Suprimento do Setor Elétrico - PROSUP*

O PROSUP é um programa de trabalho envolvendo as funções pertinentes às áreas de suprimento das empresas concessionárias, e tem como objetivo a consolidação do poder de compra do Setor Elétrico e a otimização de seus sistemas de aquisição e administração de material.

Dentre os projetos e atividades desenvolvidos pelo PROSUP, destacam-se: Classificação de Materiais, Transporte e Embalagens, Desenvolvimento dos Principais Fornecedores de Equipamentos, Planejamento e Programação de Aquisição, Condições Gerais de Licitação e Contratação e Bolsa de Material.

#### 4.10 A POLÍTICA TECNOLÓGICA (PROJETO 11)

A implantação de uma política tecnológica para o Setor Elétrico exige o desenvolvimento de um sistema articulado com os centros de pesquisas, universidades e fornecedores de bens e serviços.

Todos os segmentos do Setor Elétrico devem ser conscientizados para efetuarem investimentos em P&D, porquanto acarretam expressivos retornos. Neste sentido, propõe-se:

- ampliação dos recursos destinados a P&D, através da maior participação financeira de todos os segmentos do Setor Elétrico nos órgãos de pesquisa;
- promoção de maior interação dos centros de pesquisa e das principais universidades e entre tais entidades e as empresas concessionárias, estreitando-se as ações de pesquisa básica e de pesquisa aplicada;
- promoção do fortalecimento da infra-estrutura de P&D, através de programas de treinamento e intercâmbio de experiências, de modernização de laboratórios e sistemas computacionais dedicados a tais atividades;
- otimização, mediante uma rede de agentes, da utilização dos recursos de P&D existentes, identificando linhas prioritárias de desenvolvimento tecnológico;
- implementação de um modelo de acompanhamento da evolução tecnológica, mediante a criação de um foro nacional, no âmbito do Setor Elétrico, que proporcione a articulação das vertentes atualmente existentes em órgãos colegiados do tipo GCPS, GCOI, CODI, CCON, GTON, COMASE etc., ou em certos casos específicos, através da mobilização das empresas concessionárias que desenvolvam programas similares;

- intensificação do processo de transferência de tecnologias já disponíveis no País e no exterior, identificando e estimulando a prática de soluções que contribuam para o aumento da competitividade nacional;
- ampliação do intercâmbio com os países desenvolvidos, tanto no que se refere ao desenvolvimento cooperativo de novas tecnologias, quanto para absorção de tecnologias já desenvolvidas, com sua adequação às especificidades do Setor Elétrico brasileiro;

Deve ser formulado e implementado um programa de desenvolvimento tecnológico que integre toda a cadeia produtiva do Setor Elétrico, abrangendo desde os fornecedores de bens e serviços até o consumidor final, pressupondo a adoção de uma postura de longo prazo e de uma decidida política de P&D.

O investimento adequado em P&D é algo fundamental em um setor como o elétrico, cujo crescimento ordenado e otimizado tem reflexos relevantes na economia do País.

As principais necessidades em P&D são, a seguir, resumidas:

### Geração:

- Pesquisas relacionadas com o meio ambiente;
- Estudos de geração térmica a gás natural com ciclo combinado;
- Pesquisa e desenvolvimento na área de fontes alternativas, com atenção concentrada em energia eólica, solar e de biomassa.

### Transmissão:

- Pesquisas de transmissão a longas distâncias, incluindo aspectos ambientais;
- Pesquisa de métodos de recapitação e extensão de vida útil de equipamentos;
- Técnicas mais aperfeiçoadas de manutenção de equipamentos.

### Distribuição:

- Desenvolvimento da automação de subestações;
- Ações articuladas com a indústria nacional para melhor desempenho de equipamentos;
- Alteração da estrutura de transações comerciais de energia entre entidades ou entre empresas;
- Utilização racional de energia;
- Entendimentos com prestadores de outros serviços urbanos para uso comum de equipamentos e procedimentos de manutenção.

#### 4.11 ESTUDO DA OFERTA E DA DEMANDA (PROJETO 12)

Nas análises realizadas para o estudo da expansão dos sistemas elétricos do País a longo prazo, procurou-se definir a evolução desses sistemas, para os quatro cenários econômicos e do mercado de energia elétrica. Foram adotadas três alternativas para a expansão do parque gerador, em função do início do aproveitamento do potencial hidrelétrico da Região Amazônia, dada sua relevância para o desenvolvimento do sistema gerador de energia elétrica do País, a saber:

- Alternativa de Referência: o aproveitamento do potencial hidrelétrico da Região Amazônia se inicia a partir de 2005.
- Alternativa com Adiamento: o início do aproveitamento do potencial hidrelétrico da Região Amazônia se inicia a partir de 2010.
- Alternativa Excludente: não se considera o aproveitamento do potencial hidrelétrico da Região Amazônia no horizonte do PLANO 2015.

O desenvolvimento estrategicamente mais seguro e mais econômico, numa perspectiva de longo prazo, incorpora prioritariamente o aproveitamento do potencial hidrelétrico nacional, particularmente o da Região Amazônia. Nas alternativas que retardam o aproveitamento hidrelétrico da Amazônia, ocorrerá a necessidade do emprego, em escala significativa, da geração termelétrica, podendo chegar, no ano 2015, a até 28% de capacidade instalada do País, nos cenários mais elevados de mercado.

Dos 97 GWano correspondentes ao potencial hidrelétrico disponível para aproveitamento, apenas cerca de 80 GWano mostram-se competitivos com as demais opções de geração. O potencial hidrelétrico do Médio Tocantins apresenta-se estrategicamente importante na expansão do sistema, já no horizonte decenal. Nos cenários de mercado mais alto, seu desenvolvimento objetiva suprir ao mercado das regiões Sudeste e Centro-Oeste. Os estudos mostram que a interligação entre os Sistemas Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, através do Médio Tocantins, no horizonte de médio prazo, considerando a metodologia de planejamento sob incerteza é competitiva, inclusive antes da operação das usinas hidrelétricas do Xingu.

O aproveitamento hidrelétrico da bacia do rio Xingu ocorre em sequência ao da bacia do Tocantins/Araguaia. A prioridade do Alto Xingu é para o suprimento ao Sudeste/Centro-Oeste e do baixo Xingu ao Nordeste. Na ocorrência de cenários mais elevados do mercado, o suprimento se destina tanto ao Nordeste quanto ao Sudeste, enquanto que, nas hipóteses de mercados mais reduzidos ocorre um excedente no sistema Norte (Baixo Xingu, Médio e Baixo Tocantins) interligado ao Nordeste, que pode ser transferido para o Sudeste. Essa análise ressalta e fortalece o caráter estratégico da rota de transmissão Alto Xingu - Médio Tocantins - Sudeste/Centro-Oeste, em sequência a rota Baixo Xingu - Marabá - Médio Tocantins.

O potencial hidrelétrico da região Norte é utilizado de forma maciça para suprimento às demais regiões. As capacidades de transmissão alcançadas dependem dos cenários de oferta e demanda admitidos.



No horizonte do Plano 2015, a interligação Norte/Nordeste ultrapassa os 5.000 MW. O desenvolvimento da bacia do Xingu gera uma interligação com o Sudeste/Centro-Oeste de 3.000 a 6.000 MW, dependendo do cenário de demanda e tanto maior for o cenário selecionado. Com a utilização dos aproveitamentos do Madeira e Tapajós a interligação se amplia com a necessidade de 11.000 MW adicionais.

A capacidade de transmissão da interligação Sul/Sudeste permanece no nível inicial de cerca de 3.000 MW. No entanto, para os cenários de oferta restritivos ao aproveitamento da hidreletricidade da Amazônia, a necessidade de transmissão se amplia em pelo menos 1.500 MW, podendo alcançar valores significativamente maiores na hipótese de não aproveitamento das usinas da Amazônia.

Vale ressaltar que, para todas as interconexões, com exceção da S/SE nos cenários sem restrições da hidreletricidade da Amazônia, configura-se sinais de ampliações nas capacidade de interligação no horizonte após 2015.

Nas discussões referentes ao planejamento da expansão do Setor Elétrico, tem sido levantada a necessidade de considerar taxas de juros mais elevadas, função das dificuldades de obtenção de recursos financeiros. Este fato acarretaria uma maior participação térmica na expansão, decorrente dos menores volumes de investimento. Nesse sentido, analisou-se os resultados que se obteria na composição esperada do parque gerador visando-se não a taxa para o cálculo dos juros durante a construção como a taxa de desconto. Para tanto, utilizou-se a Alternativa de Referência em conjunto com o Cenário II de mercado, analisando-se taxas de juros e de desconto de 10%, 12%, 14% e 16% ao ano. Os resultados obtidos indicam que a composição esperada do parque gerador praticamente não se altera para todas as taxas analisadas. Em caso extremo, para taxas de juros e de desconto de 16%, a composição esperada do parque gerador, no ano 2015, contempla uma participação hidrelétrica de apenas 3% inferior à hipótese de taxa de 10%. Computando-se apenas a expansão após 2000, a redução da contribuição hidrelétrica alcança no máximo 6%.

Considerando os custos das diversas opções termelétricas, o carvão importado e o gás natural são as que se mostram mais econômicas, seguidas do RASF/RV, carvão nacional para em seguida situar-se a energia nuclear. Salienta-se, no entanto, que essas prioridades não devem ser entendidas como absolutas. A interpretação dos resultados, em termos dos recursos energéticos para geração térmica, estará condicionada aos parâmetros específicos de cada caso. De modo semelhante, preços do gás natural importado mais reduzidos, em função de excesso de oferta ou mesmo de cenários mais modestos em relação aos preços do petróleo, poderão perfeitamente viabilizar esta opção de geração em qualquer das regiões geográficas do País. Os custos envolvidos situam as opções térmicas na faixa de 50 a 70 US\$/MWh, indicando que não se pode, em princípio, descartar nenhuma das tecnologias disponíveis sem a realização de estudos mais aprofundados dos custos, da garantia de suprimento do combustível, dos aspectos ambientais e de outros. Entretanto, com base na estrita avaliação e comparação dos méritos econômicos das diversas opções consideradas, o papel mais significativo da geração termelétrica, tende a ocorrer a partir do quinquênio 2010/2015, no cenário mais alto de mercado (Cenário IV); cenários mais baixos de mercado postergam o início da competitividade térmica para o quinquênio seguinte (Cenários II e III) ou mesmo para o quinquênio 2020/2025 (Cenário I).

A Tabela 4.22, a seguir, apresenta os quinquênios de competitividade econômica da geração termelétrica, para a Alternativa de Referência. Nas demais alternativas, com deslocamento temporal do aproveitamento hidrelétrico da Região Amazônica, ocorre uma antecipação na termelétricidade.

**TABELA 4.22**  
**ALTERNATIVA DA REFERÊNCIA**  
**USINAS TERMELÉTRICAS**  
**INÍCIO DE APROVEITAMENTO ECONÓMICO**

CENÁRIO DE MERCADO	QUÍNQUÊNIO/SISTEMA		
	2010/2015	2015/2020	2020/2025
I			SE/C.OESTE
II		SE/C.OESTE	NORDESTE SUL
III		SE/C.OESTE NORDESTE	SUL
IV	SE/C.OESTE NORDESTE	SUL	

Na avaliação da economicidade de utilização em maior escala do gás natural e do carvão importados é necessário considerar os custos relacionados com os investimentos em infraestrutura para o recebimento e transporte do combustível até as usinas. Adicionalmente, os possíveis impactos na balança de pagamentos do País deverão ser devidamente computados na avaliação dessas opções.

A competitividade das fontes alternativas, considerando a possibilidade de oferta de energia a partir de 40 US\$/MWh, em regime de base, ocorre no quinquênio seguinte, 2010/2015. A razão desta aparente baixa atratividade das fontes alternativas decorre da consideração de sua operação em regime de base, que dificulta sua economicidade frente às opções térmicas convencionais. No entanto, deve-se ressaltar que, na possibilidade de uma operação em regime de alguma complementação térmica para essas fontes, notadamente para a biomassa florestal, configurar-se-ia uma maior oportunidade de seu desenvolvimento.

Dentre as fontes alternativas destacam-se as opções de biomassa (florestal e resíduos de cana), eólica e solar fotovoltaica como competitivas em um futuro próximo (principalmente as duas primeiras) na medida em que pesquisas sejam realizadas, procurando-se implantar projeto de demonstração em locais que apresentem custos de geração elevados, quando utilizadas as fontes tradicionais.

Em particular, nos pequenos sistemas isolados do interior do País (vilas, escolas rurais, etc), com déficit e elevado custo do suprimento de combustível, as opções eólica e solar fotovoltaica podem competir economicamente com o atual suprimento de energia elétrica disponível.

Aspectos como expansão sob incertezas quanto ao mercado, às restrições financeiras, às ambientais e à participação da iniciativa privada, dentre outras, constituem hoje elementos relevantes para o planejamento energético. O aprimoramento da incorporação das incertezas nos processos da tomada de decisão e do conhecimento dos custos das diversas opções, por um lado, e o maior entrosamento da expansão do Setor Elétrico com outros setores energéticos como, por exemplo, a co-geração, além da racionalização e conservação da utilização da energia elétrica constituem elementos importantes para equacionamento daquelas questões.

Nesse contexto, recomenda-se:

- Desenvolver os estudos de inventário das bacias hidrográficas na região Norte, notadamente as bacias do Xingu e Tapajós
- Atualizar os estudos de inventário disponíveis, principalmente os mais antigos, de modo a reduzir as incertezas quanto aos custos de engenharia e ambientais;
- Não descartar, em princípio, nenhuma das opções tecnológicas e de emprego de combustíveis para geração termelétrica. Nesse sentido, deve-se investir na avaliação de seus custos e prazos de implantação, computando-se os investimentos adicionais de infraestrutura para obter-se sua real viabilidade de implementação;
- Manter a intenção de implantação da UTN Angra III após a operação de Angra II, de maneira que entre em operação por volta de 2005; adotar uma programação efetiva de unidades termelétricas com tecnologia de ciclo combinado na região Norte, utilizando gás natural de Urucu/Juruá; e finalmente, substituir os projetos de Candiota III-2 e III-3 por unidades menores (125 MW) com tecnologia de leito fluidizado circulante;
- Aprofundar a viabilidade econômica relacionada com as rotas e custos envolvidos na antecipação da interligação Norte-Sudeste, particularmente através do Médio Tocantins, contemplando o enfoque de planejamento com incertezas;
- Avaliar o mais rapidamente possível as dificuldades que podem ser encontradas nas negociações com a sociedade, relacionadas com a construção e efetiva entrada em operação da UHE Belo Monte a partir de 2005, o que corresponde a iniciar sua construção no final da década de 90;
- Priorizar projetos de desenvolvimento de tecnologias, aferição de custos, avaliação da operação em nível comercial, com base em plantas piloto de geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas;
- Promover estudos de locais, dentre os diversos pequenos sistemas isolados do interior, que possam contemplar projetos de demonstração de geração de energia elétrica utilizando a opção solar fotovoltaica, com plantas da ordem de centenas de kW;
- Promover estudos de locais para a implantação, já em caráter comercial, de projeto piloto de geração de energia elétrica utilizando as opções biomassa e eólica, com plantas da ordem de dezenas de MW;

- Procurar estabelecer mecanismos que permitam a associação de empresas com a finalidade de produzir e comercializar energia elétrica. Assim, torna-se fundamental o desenvolvimento de trabalhos e projetos na área de co-geração, de modo a se poder avaliar os impactos desta no sistema elétrico e energético nacional;
- Considerar a conservação de energia em duas grandes parcelas. A primeira referente a conservação como uma opção adicional de oferta de energia, com seu custo de implantação e economia de energia elétrica concorrendo com as demais opções de geração. A segunda parcela, gerenciada pelo lado da demanda, a partir da política de preços e de tarifas de cada cenário macro-econômico utilizado, incluindo a redução do nível de perdas, quer técnicas, quer comerciais.
- Elaborar um Plano Diretor Regional, para as áreas com vocação carboelétrica, com os seguintes objetivos:
  - definir um planejamento físico-territorial que assegure a utilização racional dos recursos naturais da área afetada pela implantação dos empreendimentos, que considere as interferências recíprocas das diversas atividades produtivas, comerciais, rurais e urbanas, de forma a viabilizar um desenvolvimento social, econômico e ambiental sustentável;
  - definir o zoneamento de uso do solo da região;
  - definir normas e diretrizes a serem atendidas pelas atividades que virão a se instalar na área;
  - estabelecer estratégias político-administrativas e diretrizes básicas de implantação e gerenciamento do programa termelétrico a carvão.

#### 4.12 OS RECURSOS HUMANOS (PROJETO 13)

A evolução tecnológica coloca à disposição das empresas os conhecimentos e instrumentos técnicos que visam garantir um produto de alta qualidade para os consumidores e a flexibilidade empresarial para enfrentar os desafios das transições sociais, econômicas, tecnológicas e organizacionais que dependem fundamentalmente dos recursos humanos.

Neste contexto, apesar do grande ativo imobilizado do Setor Elétrico, é tácito afirmar que os recursos humanos representam o seu maior patrimônio. O Setor Elétrico sempre precisará dos melhores profissionais para atender às exigências dos consumidores e da sociedade.

Como tais recursos estão presentes em todo este processo, desde a concepção dos planos até sua implementação e operação das instalações, não se pode desvincular dos estudos energéticos de longo prazo as necessidades futuras de recursos humanos. Assim, o planejamento dos recursos humanos também deve estar "sincronizado e sintonizado" com a expansão eletroenergética do sistema.

Cada vez mais os aspectos de qualidade e produtividade serão incorporados pelas empresas do Setor Elétrico exigindo, dessa forma, a implementação de programas de conscientização, treinamento e divulgação de procedimentos administrativos e técnicos, que venham ao encontro de planos e programas de eficiência empresarial estabelecidos.

No seu relacionamento com as instituições de ensino, sugere-se que as empresas do Setor Elétrico elejam Universidades e Escolas Técnicas como centro de excelência e apoiem sua capacitação e aprimoramento, para realizarem programas de cooperação de longo prazo, que contemplem os seguintes tópicos:

- Abrir linhas de financiamento de equipamentos didáticos e de publicações técnicas;
- Incentivar estágios de alunos e do corpo docente e garantir bolsas complementares para mestrado e doutorado em áreas de interesse do Setor Elétrico;
- Garantir número de matrículas em programas ou cursos avançados e financiar pesquisas de interesse do Setor Elétrico;
- Garantir o aproveitamento pelas empresas de um número mínimo de formados.

A flexibilidade necessária para que as organizações sobrevivam ao ambiente de turbulenta mudança realmente só poderá ser alcançada na medida em que as pessoas transformem os desafios em oportunidades, não apenas de sobrevivência, mas principalmente, de avanço e desenvolvimento.

Essa transformação, que começa com o indivíduo em si, é indispensável para que o Setor Elétrico não venha a se defrontar com graves restrições em termos organizacionais e praticamente irreparáveis a curto prazo, em termos humanos. Trata-se de uma opção que, provavelmente, deve ser feita de imediato e mantida ao longo do horizonte temporal do PLANO 2015 para que as entidades que constituem o Setor Elétrico possam cumprir seu papel a médio e longo prazos.

Por outro lado, cabe também estimular e promover a boa comunicação dos gerentes com seus subordinados, partilhando a visão da empresa e procurando conhecer suas carências e anseios para fazer desta visão uma realidade, evitando decisões isoladas e autocráticas. Ao contrário, cada gerente deverá contar com grande capacidade de visualizar possibilidades e requisitos futuros, com características de empreendedor, estrategista, informador, professor e inspirador, valorizando a intuição, a emoção e a criatividade.

Constatou-se que o Setor Elétrico, mantendo a produtividade atual, deveria ter em 2015 um contingente de cerca de 485.000 empregados, sendo que 97.000 de nível superior. Dobrando esta produtividade, o contingente humano reduzir-se-ia para 240.000 empregados sendo pelo menos 50.000 de nível superior. Estima-se que o número de empregados em 2015 deverá situar-se entre 260.000 e 360.000 dos quais de 26.000 a 36.400 engenheiros.

Independentemente do número de empregados que o Setor Elétrico terá em 2015, outros aspectos importantes relativos aos recursos humanos para atendimento aos requisitos técnico-gerencial devem merecer atenção especial desde já.

Assim, por exemplo, com relação à aposentadoria, tomando como base o horizonte do PLANO 2015, pode-se verificar que, entre os anos 2000 e 2005, ocorrerão as aposentadorias dos profissionais formados na década de 1960 a 1970, entre 2010 e 2015, deverão estar aposentando os profissionais graduados na década de 1980 e, em 2020, aqueles formados na década de 90.

Neste contexto, relativamente aos recursos humanos em formação, o período de 1990 a 1995 é estratégico para a formação dos futuros profissionais, pois, em torno do ano 2005, essa mão-de-obra estará com experiência acima de 10 anos e entre 2010 e 2015, esses profissionais

serão os prováveis candidatos a executivos/gerentes do Setor Elétrico, devendo portanto ter uma responsabilidade pela implementação do sistema elétrico previsto pelo PLANO 2015.

Pode-se verificar que mesmo com a nova ordem tecnológica em gestação, o Setor Elétrico continuará a se destacar como absorvedor de mão-de-obra. Porém, tal tendência poderá ser limitada por fatores que provoquem alterações na razão capital/produto, conforme dito anteriormente, com a nova trajetória tecnológica, baseada na microeletrônica. O Setor Elétrico, por essa via, deve se destacar mais pelo aumento de produtividade do que por criação de empregos, alcançando elevados níveis de produtividade, o que estaria de acordo com os objetivos do PBQP - Programa Brasileiro de Qualidade e Produtividade.

#### 4.13 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (PROJETO 14)

O uso eficiente da energia deve ser entendido como o menor consumo possível para obter uma mesma quantidade de produto ou serviço, não alterando a qualidade, o conforto e a satisfação. Esse conceito é semelhante àquele utilizado em economia, onde a eficiência está relacionada à noção do melhor uso possível dos recursos econômicos disponíveis para produzir um determinado bem.

A tendência nos países desenvolvidos é a de realização de esforços cada vez maiores no sentido do aumento da eficiência energética a partir do uso intensivo de novas tecnologias. Acordos entre organismos governamentais e fabricantes são cada vez mais difundidos objetivando o aumento da eficiência. Existe também uma importante sinergia entre as questões ambientais e de eficiência energética, visto ser a "cadeia" da energia, da sua obtenção ao uso final, também relevante quanto às consequências da demanda de energia para o meio ambiente.

O consumo de energia global nos países desenvolvidos na década de 80 cresceu 6%, enquanto seu Produto Interno Bruto (PIB) se elevou de aproximadamente 30%, espelhando, desta maneira, um aumento da eficiência energética global. Tal melhoria decorre em parte, da política industrial que privilegiou setores não intensivos em energia e de tecnologia avançada (com alto valor agregado), da ampliação da atividade de serviços e comércio e dos esforços para aumentar a conservação de energia e a eficiência energética. Nesse período, o consumo de energia elétrica desses países acompanhou o crescimento do PIB, o que explica parte do menor crescimento de energia global pelo aumento da eficiência decorrente de substituições de combustíveis por eletricidade e pela maior eficiência global dessa modalidade de energia.

Após os choques do petróleo houve também, nos países desenvolvidos, uma política de transferência, para países em desenvolvimento, da fabricação de produtos intensivos em energia e de baixo valor agregado, contribuindo, desta maneira, para a redução da intensidade energética. Como exemplo, pode-se citar a indústria de alumínio primário no Japão, cuja produção foi reduzida em 95% na década de 80. Nos países em desenvolvimento este processo trouxe efeitos contrários no tocante à relação entre PIB e consumo de energia, além de, sob alguns aspectos, negativos, considerando o baixo índice de utilização de mão de obra na fabricação destes produtos, as necessidades de vultosos investimentos para expandir o sistema energético e os impactos ambientais.

Nos países em desenvolvimento, durante a década de 80, o consumo global de energia cresceu cerca de 45% e o PIB aumentou 38%. Ao contrário dos países desenvolvidos, a participação da indústria no PIB continua crescendo.

Os anos que procederam ao primeiro choque do petróleo foram marcados por altas taxas de crescimento econômico no Brasil, acompanhadas pelo aumento do consumo global de energia. Este comportamento pode ser explicado por condições favoráveis tanto no plano interno - capacidade industrial ociosa - , quanto no externo - elevada liquidez no mercado internacional e baixos preços de energia, particularmente dos combustíveis.

Com o choque de preços, ocorrido em 1973, a participação do petróleo na pauta de importação nacional passou de 14% neste ano para um patamar de 30% nos anos subsequentes. Com o intuito de minimizar a dependência do petróleo importado (80% do consumo nacional era de origem externa), foram implementadas as seguintes medidas:

- intensificação da prospecção do petróleo nacional, especialmente em programas "off-shore";
- criação do Programa Nacional do Alcool, com o objetivo de reduzir o consumo de gasolina através da mistura com álcool anidro;
- criação do Programa Nuclear Brasileiro;
- Substituição da geração termelétrica a óleo combustível por geração hidrelétrica.

Para enfrentar a crise energética, o governo adotou uma política de restrição ao consumo interno de derivados de petróleo, cujos principais instrumentos foram a elevação dos preços do óleo combustível e da gasolina em termos reais e a implementação de programas de conservação e substituição de energia importada (CONSERVE e 2a. Fase do Pró-Alcool).

O CONSERVE foi inicialmente idealizado com o intuito de reduzir o consumo dos derivados de petróleo, especialmente o óleo combustível, através do uso mais eficiente e da substituição por fontes renováveis de energia. Os resultados alcançados pelo programa apontaram a predominância de projetos que visaram a substituição dos derivados, tendo a eletricidade um papel fundamental nesse processo, inclusive mediante tarifas especiais para essa finalidade, válidas por tempo determinado, como as de EGTD - Energia Garantida por Tempo Determinado.

O aumento do consumo de energia elétrica combinado a escassez de recursos para expandir o sistema conduzia a um crescente risco de déficit. Diante desse quadro, o uso racional da energia passa a ser uma questão importante e, em fins de 1985, foi criado o PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, visando a implementação efetiva de medidas de conservação. O programa tem tido uma atuação destacada em projetos de desenvolvimento tecnológico referentes a equipamentos e processos mais eficientes, projetos de etiquetagem, auditorias energéticas em diversos segmentos industriais, campanhas promocionais e educacionais a fim de divulgar para os consumidores medidas de racionalização de energia. Os resultados alcançados, passíveis de serem quantificados, representam uma economia de energia elétrica da ordem de 1.200 GWh/ano em 1991.

A estratégia do desenvolvimento brasileiro deve contemplar uma política industrial que incentive o aumento da eficiência energética e a implementação de instrumentos que promovam o uso racional de energia nos diversos segmentos da sociedade. Isto resultará numa importante postergação de novas instalações do setor energético, caracterizadas pelo vulto dos investimentos exigidos e pelo seu longo prazo de maturação.

Uma política de conservação ativa tem um papel fundamental para atingir os potenciais de economia de energia de médio e longo prazos. Dentre os instrumentos que podem ser utilizados, destacam-se o estabelecimento de padrões mínimos de eficiência, linhas de financiamento para os fabricantes e os consumidores e incentivos fiscais. Além disso, as tarifas devem espelhar o custo real de suprimento, o que pode contribuir para que o consumidor venha a investir, com maior segurança, nos diversos procedimentos que lhe ofereçam redução de custos, em termos de conservação, co-geração e substituição de fontes energéticas.

As estimativas realizadas pelo PROCEL indicam que, a longo prazo, existem potenciais de conservação de energia elétrica da ordem de 20 % do mercado total para 2015, dos quais 13% são relativos aos usos finais e 7% decorrentes do aumento de eficiência do sistema elétrico. Essas estimativas são técnica e economicamente viáveis no horizonte de planejamento considerado e foram baseadas em tendências tecnológicas considerada nos estudos.

Do lado da oferta, a preocupação com a eficiência do suprimento de energia elétrica, em termos tecnológicos e econômicos, é anterior à do uso final de energia (lado do consumo). Considerando a programação da oferta para atendimento do mercado a um nível de risco de déficit considerado satisfatório, a busca da eficiência energética no parque gerador hidrotérmico se dá através da otimização no seu planejamento e operação. Desta maneira, tem-se a minimização do consumo de combustível e das perdas nos intercâmbios.

Nos sistemas de transmissão e distribuição, o aumento na eficiência energética resulta da redução das perdas elétricas nos condutores e demais equipamentos. Esta redução pode ser conseguida com recursos operacionais, no curto prazo, e mediante a análise das alternativas de expansão, no médio e longo prazos, com utilização de modelos que considerem o custo das perdas dentre as variáveis a serem otimizadas.

A evolução da interligação do sistema elétrico brasileiro permitiu, através da complementariedade dos sistemas regionais, um aumento da eficiência global. Esse aumento pode ser explicado tanto pela otimização da operação do sistema nacional, quanto pela racionalização do uso de energéticos menos eficientes nas centrais térmicas.

As perdas técnicas na transmissão e distribuição, em 1991, situaram-se em 13.6% da energia elétrica produzida no País. A parcela da distribuição corresponde a cerca de 60% dessas perdas. Este valor, quando comparado a de um sistema bem administrado é muito elevado; apenas como um exemplo, no Japão, as perdas de transmissão e distribuição atingem 5.7%. Dessa maneira, importantes ganhos de eficiência podem ser obtidos, em particular no sistema de distribuição. Deve ser ressaltado que as características do sistema elétrico brasileiro, de grandes hidrelétricas distantes dos centros consumidores, dificultam a redução substancial de perdas na transmissão.



No Brasil, a geração térmica responde por apenas 5% da oferta de energia elétrica. Porém, nos sistemas isolados, essa forma de geração é a preponderante. Existem importantes potenciais de conservação de energia na geração termelétrica devido à obsolescência e à falta de manutenção adequada dos equipamentos, particularmente em sistemas isolados de menor porte.

Na geração de energia, as tendências de médio e longo prazos são de crescente utilização de fontes renováveis a partir da evolução tecnológica combinada a um aumento da economicidade destas alternativas. O uso de novas fontes como a energia solar e eólica, a intensificação do aproveitamento de pequenos potenciais hidrelétricos e a co-geração, essas duas últimas em prazos mais curtos, permitirá aumentar a oferta de eletricidade em localidades remotas e junto aos próprios consumidores. Isto resultará em redução das distâncias de transporte e, conseqüentemente, das perdas nas redes elétricas.

Em termos de geração térmica, existem novas tecnologias, algumas tecnicamente comprovadas, que alcançam, a partir de reaproveitamentos de gases (ciclos combinados) e do uso de turbinas a gás, rendimentos de até 55%, em contraste com eficiências da ordem de 35% obtidas no processo convencional.

No segmento de distribuição de energia, o desenvolvimento tecnológico e o processo de melhoria de qualidade tendem a induzir, a médio e longo prazos, um importante aumento de eficiência. Além disso, o uso de recursos computacionais avançados levará a uma maior racionalidade técnica e econômica na expansão das redes, além de ensejar maior controle sobre o desvio de energia isto é, o consumo não faturado à revelia da concessionária.

Deve ser destacado ainda que a qualidade do suprimento tem um papel importante para eficiência não só na oferta como também no uso da energia. A eficiência do uso depende, em muitos casos, do nível da qualidade da energia fornecida ao consumidor.

## 5. A ESTRATÉGIA DE EXPANSÃO

### 5.1 O MERCADO E OS RECURSOS ENERGÉTICOS

O mercado de energia dos sistemas elétricos do País, conforme os cenários do PLANO 2015, evoluiria de um montante anual de 227 TWh em 1993 para valores entre cerca de 530 TWh (Cenário I, mais baixo) e 750 TWh (Cenário IV, mais elevado) no ano 2015, situando-se em valores intermediários os consumos correspondentes aos Cenários II e III. Nestas projeções está considerada a conservação de energia elétrica e não incorpora o consumo dos autoprodutores. Trata-se, portanto, do mercado a ser atendido pelos sistemas elétricos do País, suprido pelas concessionárias de serviço público e produtores independentes que comercializam sua energia através do sistema elétrico.

Adicionando-se as perdas elétricas totais entre o consumo e as usinas, chega-se aos valores dos requisitos de energia e de demanda máxima, a nível de geração do sistema, conforme Tabela 5.1, a seguir:

**TABELA 5.1**  
**BRASIL - MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA**  
**ANO DE 2015 (1)**

CENÁRIO	CONSUMO (2) TWh	REQUISITOS NA GERAÇÃO	
		GWano	GW
I	534,1	68,1	89,7
II	593,0	75,8	100,1
III	661,9	84,7	111,8
IV	743,3	95,1	125,6

(1) Valores de 1993: Consumo 227 TWh; Requisitos de Geração: 27 GWano.

(2) Não está considerada a parcela correspondente a autoprodução.

O Brasil dispõe de abundantes fontes energéticas primárias para produção de energia elétrica, particularmente quanto as opções hidráulica, carvão e nuclear, conforme a Tabela 5.2, a seguir:

**TABELA 5.2**  
**BRASIL - RECURSOS ENERGÉTICOS PARA PRODUÇÃO**  
**DE ENERGIA ELÉTRICA - HIDRÁULICA, CARVÃO MINERAL E NUCLEAR**

FONTE	POTENCIAL		CUSTO - US\$/MWh (1)
	GW <sub>pot</sub>	GW	
Hidráulica (2)	123,5	247,0	33 % menor que 40 39 % entre 40 e 70 28 % maior que 70
Carvão Mineral (3)	12,0	18,0	50 a 65
Nuclear (4)	15,0	25,0	60 a 70
Total	150,5	290,0	---

(1) Os custos consideram investimento, operação/manutenção e combustível.

(2) Considerado 95 % do potencial total, parcela que se dispõe de custos; estima-se que cerca de 2/3 do potencial hidrelétrico é economicamente competitivo e ambientalmente viável. 42% do potencial se situa na Região Amazônica; cerca de 25% já se encontram em operação e em construção.

(3) Considera apenas o potencial associado às reservas minerais a céu aberto para termelétricidade.

(4) Considera apenas as reservas recuperáveis de urânio nacionais (120 toneladas de  $U_3O_8$ ), sem a reciclagem de urânio e plutônio residuais.

Além dos recursos hidrelétricos, de carvão mineral e de nuclear, a nível do PLANO 2015, são consideradas as demais fontes primárias para produção de energia elétrica, conforme Tabela 5.3, a seguir:

**TABELA 5.3**  
**BRASIL - DEMAIS RECURSOS ENERGÉTICOS PARA PRODUÇÃO**  
**DE ENERGIA ELÉTRICA**

FONTE	CUSTO DA ENERGIA (US\$/MWh)
Gás Natural	40 a 50
Derivados de Petróleo	50 a 60
Biomassa/Resíduos de Cana de Açúcar	40 a 80
Alternativas (*)	Acima de 40
Intercâmbios com Países Vizinhos	---

(\*) Solar, eólica, xisto, oceânica, resíduos orgânicos, hidrogênio, turfa e lenhito.

Os requisitos de energia dos sistemas elétricos nacional, em 2015, na hipótese do crescimento mais elevado do mercado, o Cenário IV, atingem 95 GWano. Esse valor representa apenas 63 % do total das fontes primárias indicadas na Tabela 5.2 - hidro, carvão mineral e nuclear. Na hipótese de se considerar exclusivamente o recurso renovável, o potencial hidrelétrico, e deste apenas a parcela economicamente competitiva e ambientalmente viável, cerca de 2/3 do total, algo como 85 GWano, a mesma seria suficiente para atender aos requisitos do mercado do ano 2015 para os Cenários I, II e III. No caso do Cenário IV, este montante hidrelétrico seria suficiente para suprir o mercado até aproximadamente o ano de 2012.

## 5.2 PERSPECTIVAS DE APROVEITAMENTO DAS FONTES ENERGÉTICAS PRIMÁRIAS

### 5.2.1 Hidreletricidade

A Hidreletricidade é a fonte energética que, no horizonte temporal do PLANO 2015, apresenta as melhores perspectivas de aproveitamento no País. Do ponto de vista estratégico, a médio e longo prazos, é fundamental que o Setor Elétrico prossiga o aproveitamento do potencial hidrelétrico disponível, pelos seguintes motivos:

- grande potencial disponível a custos inferiores aos das outras opções (somente cerca de 1/4 encontram-se em operação e construção);
- fonte energética renovável, não dependendo de oscilações de custo de combustível;
- experiência existente no País em planejamento, projeto, construção, fabricação de equipamentos e operação de usinas hidrelétricas;
- os reservatórios hidrelétricos podem e devem ser planejados num contexto de uso múltiplo do recurso hídrico (energia, navegação, controle de cheia, piscicultura, irrigação, etc.) beneficiando outros setores da economia e viabilizando a inserção regional dos empreendimentos quanto aos aspectos sócio-ambientais;
- viabilidade técnico-econômica e experiência existente no País em sistemas de transmissão de longa distância, que permite o aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia para suprimento dos sistemas interligados Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste.

Cerca de metade do potencial hidrelétrico nacional disponível para aproveitamento encontram-se localizados na Região Amazônica, particularmente no Estado do Pará. A viabilidade sócio-ambiental de diversos aproveitamentos dessa região deverá se apoiar nos princípios da denominada "inserção regional", ou seja, os projetos não poderão se limitar à concepção de usinas para suprimento de energia elétrica aos grandes centros de consumo, sem a consideração de benefícios permanentes para os estados da região e as comunidades onde se situam as usinas, que possam ser oferecidos mediante sua implantação.

A redução dos efeitos ambientais negativos das hidrelétricas na Amazônia pode ser conseguido mediante uma maior repartição das quedas a serem aproveitadas e, conseqüentemente, menores áreas a serem inundadas pelos reservatórios, permitindo um regime de escoamento mais próximo do natural. Neste caso, haverá uma diminuição do grau de regularização das bacias hidrográficas da Amazônia, e seria necessária uma super-motorização das suas usinas para permitir um adequado aproveitamento da sua energia, o que seria viável com sua operação integrada ao sistema elétrico nacional, que já possui uma elevada capacidade de regularização. O aproveitamento da hidroeletricidade da Amazônia, para suprimento às Regiões Sudeste e Nordeste, exige a implantação de sistemas de transmissão a longa distância. Os estudos já desenvolvidos comprovam a viabilidade técnico-econômica da transmissão para distâncias da ordem de 2.500 km, com custos de cerca de US\$ 16 por MWh transmitido, considerando o investimento, os dispêndios de operação e manutenção e as perdas.

### 5.2.2 Carvão Mineral

O Carvão Mineral deverá ter uma participação expressiva no contexto econômico-energético nacional, a partir do quinquênio 2005/2010, quando a geração com este combustível deverá se expandir de forma substancial e competitiva. O aproveitamento do carvão mineral nacional considerando as suas características, necessita da adoção da tecnologia baseada em caldeiras com combustão em leito fluidizado circulante, por razões ambientais, e tendo em conta o custo do seu transporte, sua utilização deverá permanecer restrita às proximidades das jazidas e, portanto, à Região Sul. Nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste, a termeletricidade a carvão, deverá provavelmente ser baseada no consumo do combustível importado e tecnologia convencional. A mais longo prazo, poder-se-ia considerar a alternativa de programas a ciclo combinado com carvão e gás natural, em função da disponibilidade do combustível.

As incertezas quanto às restrições ambientais para a implantação dos empreendimentos hidrelétricos na Região Amazônica, sugerem a consideração de alternativas como a antecipação de um programa termelétrico a carvão mineral nacional na Região Sul, a médio prazo e nas regiões Sudeste, Norte e Nordeste, baseado em carvão mineral importado, a longo prazo.

### 5.2.3 Nuclear

Quanto à opção nuclear, o País possui reservas de urânio que viabilizam um programa de diversas unidades (cerca de 20 unidades equivalentes a Angra II). Trata-se de uma opção termelétrica a longo prazo - a partir do horizonte do PLANO 2015, em seqüência ao programa de carvão mineral, a gás natural, derivados de petróleo e biomassa.

A curto prazo, o Setor Elétrico está empenhado em viabilizar a retomada em ritmo normal das obras de Angra II. Quanto à Angra III, serão tomadas todas as providências para a preservação dos equipamentos já adquiridos, adiando-se a sua construção para após o início de operação de Angra II, previsto para o final da presente década.

Com os valores de custo de referência - 60 a 70 US\$/MWh, a energia nuclear não é competitiva com a hidreletricidade no horizonte 2015. Entretanto, o Setor Elétrico considera necessário assegurar seu acesso a essa fonte energética como uma alternativa futura, preparando o País para o período posterior ao esgotamento do potencial hidrelétrico competitivo e ambientalmente viável, quando será necessário impor um maior ritmo ao desenvolvimento termelétrico. No momento, contudo, existem incertezas sobre quando isto ocorrerá efetivamente, pois dependerá do crescimento do mercado, da competitividade futura das diversas fontes energéticas e das respectivas viabilidades social e ambiental.

É preciso ressaltar que os próximos anos serão decisivos para a definição do futuro da energia nuclear no cenário internacional. A combinação de custos competitivos com a diminuição das objeções de caráter ambiental poderá permitir o relançamento de programas de construção de novas usinas nucleares nos Estados Unidos, na Europa e na Ásia, o que terá efeitos no Brasil, contribuindo para viabilizar esta opção num contexto de longo prazo.

#### 5.2.4 Gás Natural e Derivados de Petróleo

Os recursos nacionais de gás natural e petróleo são insuficientes para a consideração de programas para a produção de energia elétrica compatíveis com o porte do sistema elétrico nacional. Visualiza-se o aproveitamento do gás natural de Urucu e Juruá no suprimento aos Estados de Rondônia, Acre e Amazonas e de gás importado (Bolívia e outros países), nas Regiões Sudeste/Sul. Quanto aos derivados de petróleo, em função do deslocamento do óleo combustível com o uso do gás natural na indústria, poderá haver disponibilidade para a termelétricidade, além da opção de resíduos pesados (RASf e RV) em programas integrados petróleo/energia elétrica; no caso dos sistemas isolados de pequeno porte, continuará ocorrendo o consumo de óleo diesel para geração de energia elétrica. A utilização mais significativa de gás natural e derivados de petróleo para a produção de energia elétrica no País, exigirá a importação destes combustíveis e considerando a incerteza quanto à oferta, aos custos e aos aspectos estratégicos, o seu aproveitamento será certamente limitado no horizonte de longo prazo.

#### 5.2.5 Resíduos de Cana de Açúcar e Biomassa

Os resíduos de cana de açúcar apresentam amplas possibilidades em função de sua disponibilidade. Visualiza-se a participação da iniciativa privada em processos de co-geração vinculados às indústrias de açúcar e álcool, com venda de excedentes de energia elétrica às concessionárias, a custos competitivos com os marginais de expansão do sistema, inclusive no horizonte de curto prazo.

Com referência à utilização de biomassa para a produção de energia elétrica, o País apresenta disponibilidade de combustível, particularmente nas regiões Norte (Floresta Natural) e Nordeste (Floresta Energética); a limitação atual é de tecnologia e de custo da energia produzida. Em função dos resultados do projeto em desenvolvimento de aproveitamento da biomassa, para a produção de energia elétrica a partir da gaseificação da madeira e utilização de turbinas a gás com elevada eficiência, esta opção poderá ter uma contribuição importante no balanço energético das regiões Norte e Nordeste, no médio e longo prazos.

### 5.2.6 Fontes Alternativas

Quanto às denominadas fontes alternativas, há indicações de possibilidade de utilização da energia eólica em pequenos sistemas isolados, operando em conjunto com unidades térmicas a derivados de petróleo e no sistema interligado, com reduções de custos relacionados com o armazenamento da energia. Adicionalmente, deve ser considerada a energia solar, em função da evolução tecnológica e da redução de custo desta alternativa, inclusive no curto prazo - a fotovoltaica - nos sistemas isolados de pequeno porte. As demais, xisto, oceânica, hidrogênio, resíduos orgânicos, turfa e linhito, seja por dificuldades tecnológicas e/ou de custos, não apresentam possibilidades de utilização significativa no horizonte do PLANO 2015, ficando restritas a usos específicos e locais, a exemplo da referente aos resíduos orgânicos, que pode ser uma solução ambiental interessante nos grandes centros urbanos.

### 5.2.7 Intercâmbios Energéticos com Países Vizinhos

Os intercâmbios energéticos com os Países Vizinhos se constituem, em alguns casos, opções competitivas, em particular para trocas de energia de otimização visando à redução de consumo de combustível e do risco de déficit do sistema, como é o caso já analisado da interligação Brasil/Argentina no contexto do Projeto da UHE binacional de Garabi, da interligação Brasil/Uruguai e num sentido mais amplo a nível de todo o MERCOSUL. Outras opções estão sendo estudadas, como o fornecimento de energia elétrica da Venezuela para Boa Vista e Manaus, além da compra de gás natural e carvão mineral, para uso termelétrico.

## 5.3 A ESTRATÉGIA DE EXPANSÃO

Considerando os níveis dos requisitos de energia elétrica previstos no horizonte 2015, a dimensão geográfica e as distintas características econômico-energéticas das diversas regiões geográficas do País, o Brasil deve utilizar, a longo prazo, todas as fontes disponíveis para geração de energia elétrica, procurando otimizar a sua composição de forma a se obter a solução mais adequada para o País.

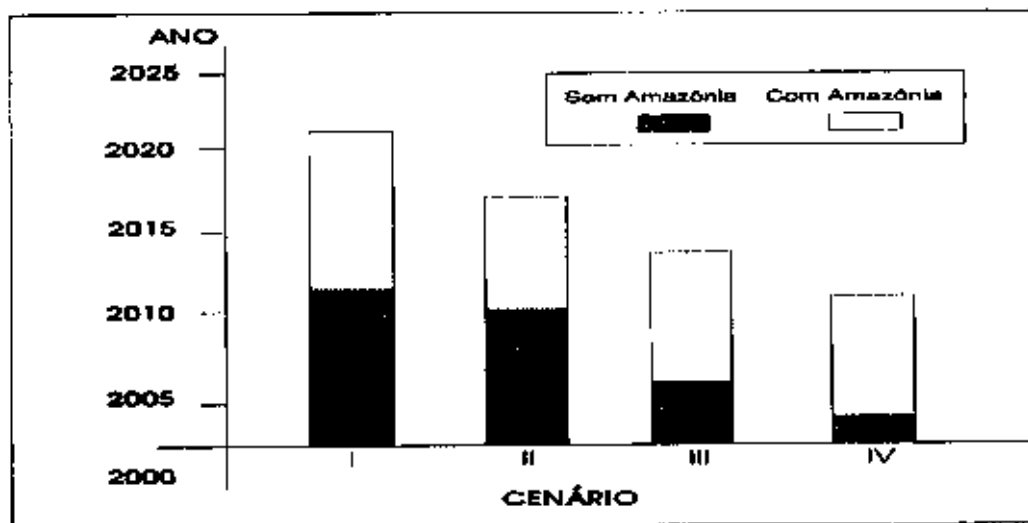
### 5.3.1 O Aproveitamento Hidrelétrico

A priorização da fonte hidráulica como opção de suprimento, no horizonte do PLANO 2015, não significa que a solução recomendada seja exclusivamente hidrelétrica. Isto por duas razões básicas:

- o potencial hidrelétrico é finito e já se visualiza o seu esgotamento a longo prazo;
- há incertezas quanto a parcela a ser efetivamente aproveitada, devido à questão ambiental e à correspondente postura da sociedade brasileira, em particular, quanto às usinas hidrelétricas da Região Amazônica, onde se encontram cerca de 40% do potencial nacional.

A Figura 5.1, a seguir, apresenta, com e sem a consideração do potencial hidrelétrico da Região Amazônica, e para os quatro cenários de evolução da economia e do mercado de energia elétrica, o horizonte indicativo de aproveitamento do potencial hidrelétrico nacional considerado economicamente competitivo e ambientalmente viável.

**FIGURA 5.1**  
**BRASIL - HORIZONTE DE ESGOTAMENTO DO POTENCIAL HIDRELÉTRICO**  
**COMPETITIVO E AMBIENTALMENTE VIÁVEL**



Como se observa, sem a parcela da Região Amazônica, o esgotamento do potencial hidrelétrico nacional ocorre no período 2003/2012 (na realidade representa o esgotamento do potencial aproveitável das regiões Nordeste/Sul/Sudeste/Centro-Oeste, atendendo ao mercado destas regiões), enquanto que com a consideração da parcela Amazônica, o esgotamento ocorre no período 2012/2021, conforme o cenário adotado. A década 2010/2020 seria a referência temporal para o esgotamento do potencial hidrelétrico nacional competitivo e ambientalmente viável.

A hipótese da não consideração do potencial hidrelétrico da Amazônia implica na necessidade de um programa termelétrico de porte, a partir do quinquênio 2005/2010, segundo o cenário de mercado que se considere, baseado provavelmente em usinas a carvão e nucleares. Isto resultaria em custos mais elevados da energia elétrica para a sociedade e problemas ambientais tão ou mais complexos do que aqueles causados pelas hidrelétricas da Região Amazônica e pela transmissão de sua energia para o Sudeste e o Nordeste. Esta alternativa térmica não é recomendável nem exequível, devido ao curto horizonte temporal disponível para dotar o País de condições de viabilizá-la.

### 5.3.2 A Necessidade Termelétrica

Considerando as incertezas em relação à evolução do mercado e ao aproveitamento da hidreletricidade da região Amazônica, pode-se admitir, conforme referido o decênio 2010/2020



como o de esgotamento do potencial hidrelétrico nacional aproveitável, incluindo parte do recurso hidrelétrico Amazônico. Assim, torna-se necessário planejar a fase de transição entre a expansão predominantemente hidrelétrica até 2010 e a expansão predominantemente térmica daí em diante, com o estabelecimento de um programa termelétrico complementar ao hidrelétrico no horizonte do PLANO 2015. Este programa prepararia o Setor Elétrico e seus fornecedores de bens e serviços para, dentro de cerca de 15 anos - até o ano 2010, iniciar a implantação de um programa térmico de grande porte, necessário ao atendimento do mercado a partir de 2015.

Este período de 15 anos é relativamente curto para capacitar o País no campo da termeletricidade, nas suas diferentes etapas: planejamento, projeto, construção, fabricação de equipamentos e posterior operação/manutenção. Assim, o País não deve abandonar, no momento, a opção termelétrica como a alternativa necessária a médio e longo prazos; ao contrário, deve implantar um programa térmico mínimo capaz de assegurar o desenvolvimento tecnológico do País no campo da termeletricidade. A médio prazo, o programa termelétrico deve iniciar pelo carvão mineral (nacional no Sul e posteriormente importado, nas demais regiões), gás natural (nacional no Norte e importado no Sul/Sudeste), e derivados de petróleo, (RASF, RV e óleo combustível, dependendo da disponibilidade, e óleo diesel nos sistemas isolados) e biomassa, particularmente resíduos de cana, em processos de co-geração; a longo prazo, na região Sudeste, a opção nuclear.

### 5.3.3 A Expansão do Sistema

No estabelecimento da trajetória de expansão do sistema elétrico brasileiro, a longo prazo, são considerados dois períodos distintos e com enfoque diferenciados.

Para o primeiro período 1995/2005, o PLANO 2015 formula diretrizes que permitem o estabelecimento da programação de obras de geração e transmissão e respectivos investimentos do Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico, elaborado anualmente pelo GCPS - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos. Para o segundo período 2005/2015, a estratégia de expansão dos sistemas elétricos compreende as diretrizes de longo prazo que resultam em ações a serem implementadas no curto prazo.

#### Período 1995/2005

Neste período, preserva-se a configuração atual dos três sistemas elétricos distintos: o Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, que se expande no Estado do Mato Grosso, o Sistema Interligado Norte/Nordeste, que se expande nos Estados do Pará e do Tocantins, e os Sistemas Isolados da Região Norte.

O Sistema Interligado Norte/Nordeste deverá ampliar sua geração exclusivamente com usinas hidrelétricas. A Região Nordeste esgotará o seu potencial hidrelétrico aproveitável após o desenvolvimento de usinas de médio porte nos rios Jequitinhonha e Parnaíba, na bacia hidrográfica do São Francisco e de pequenas usinas no oeste da Bahia. Para complementar as necessidades do balanço energético deste sistema interligado, serão adicionalmente programadas usinas de grande porte no rio Tocantins.

Neste horizonte, é importante o prosseguimento das pesquisas em relação à outras fontes energéticas que apresentam condições favoráveis de aproveitamento: a biomassa (resíduo de cana e floresta energética), a eólica e a solar, visando definir as tecnologias adequadas e os respectivos custos, de forma a permitir uma definição quanto ao seu aproveitamento, em maior escala, a partir do ano 2005.

O Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, neste horizonte até 2005, deverá expandir sua geração com predominância hidrelétrica. Assim, prosseguirá o aproveitamento das usinas hidrelétricas disponíveis para implantação nas diversas bacias hidrográficas e/ou rios, em particular, nas seguintes:

Região Sul: usinas de grande porte nos rios Uruguai, Iguazu e afluentes e de médio porte nos rios Tibagi, Jacui e Cubatão.

Região Sudeste: usinas de médio porte nos rios Grande, Paranaíba, São Francisco, Jequitinhonha, Doce, Paraíba do Sul e afluentes.

Região Centro-Oeste: usinas de médio porte nos rios Tocantins e Araguaia.

O programa termelétrico convencional (exceto nucleares), adicional ao que se encontra em implantação ou já decidido (UTE's a Carvão Jorge Lacerda IV, Jacui e Candiota III-1, e UTE's a gás, Campo Grande e Corumbá, totalizando cerca de 1.300 MW) deverá ser constituído de novas usinas a carvão (no Sul, carvão nacional a leito fluidizado), a gás natural (no Sudeste, gás importado da Bolívia) e a derivados de petróleo, em função da disponibilidade do combustível, num montante global de aproximadamente 3.000 MW. Este programa termelétrico, deverá ser, prioritariamente, desenvolvido pela iniciativa privada. Assim, o Setor Elétrico deve estimular a participação de produtores independentes que, inclusive, definiriam a combinação mais adequada quanto à economicidade das opções disponíveis, e seriam responsáveis pelo investimento e implantação destas usinas, sendo a energia adquirida pelas concessionárias, em contrato de longo prazo, pelo custo marginal de expansão do sistema nos pontos de fornecimento, dentro do conceito de custo evitado.

O programa nuclear, no período até 2005, se constituiria da unidade de Angra II, já em construção, com previsão de iniciar sua operação no final da presente década; a partir da operação de Angra II, seria iniciada a implantação de Angra III que, com um cronograma de 7 anos, iniciaria sua operação por volta de 2005.

Os Sistemas Isolados da Região Norte, especificamente nos Estados do Amazonas, Amapá, Roraima, Acre e Rondônia, teria o suprimento de energia elétrica equacionado de forma distinta entre os "Sistemas Capitais" e os "Sistemas Interiores".

Nos "Sistemas Capitais", nos Estados de Rondônia e Acre, as cidades de Porto Velho e Rio Branco deverão compor um sistema interligado, incorporando inclusive outras sedes municipais, em particular no Estado de Rondônia, que terá quase a totalidade de seus municípios integrados a este sistema elétrico. A geração térmica a partir do gás natural de Urucu é a solução adequada

para o suprimento a esse mercado, complementada com a geração hidrelétrica. No Amapá (Macapá), o suprimento deverá se basear em geração térmica local, a derivados de petróleo, complementado por usinas hidrelétricas de pequeno porte. No Amazonas (Manaus) e Roraima (Boa Vista), além da alternativa de suprimento de energia da Venezuela (UHE Guri) em estudo, situação em que se teria um sistema interligado com estas duas cidades, deverão ser consideradas as opções de geração térmica a gás natural de Urucu para Manaus e usinas hidrelétricas de médio porte para ambas.

Nos "Sistemas Interiores", a primeira opção de suprimento, em função das distâncias e cargas, é interligar aos "Sistemas de Capitais". Deverá continuar o suprimento, em grandes parte dos mesmos, a partir da geração dieselétrica. Opções a esta solução deverão ser baseadas em pequenas usinas hidrelétricas, geração térmica a partir de biomassa e fontes alternativas, particularmente eólica e solar, para pequenas localidades.

Quanto as interligações regionais, no horizonte até 2005, não se prevê ampliação da interligação Sul/Sudeste (Sistema de Itaipu), que deverá se manter no nível de 2.700 MW, particularmente para os cenários I e II, de mercado mais prováveis, neste período. No caso da interligação Norte/Nordeste, uma ampliação com um novo circuito de 500 kV deverá ocorrer com a entrada em operação da UHE Tucuruí II, alcançando o valor de cerca de 1.400 MW na capacidade desta interligação. Finalmente, a interligação entre os Sistemas N/NE e SE/CO deverá se processar, inicialmente, a partir do aproveitamento energético do Rio Tocantins, com as usinas hidrelétricas de Serra da Mesa e Cana Brava no Estado de Goiás, e de Serra Quebrada e Lajeado no Estado do Tocantins, com os respectivos sistemas de transmissão. De fato, de acordo com estudos desenvolvidos no âmbito do GCPS, ficou indicada a viabilidade técnico-econômica da interligação dos Sistemas N/NE e SE/CO através da transmissão das usinas do Médio e Alto Tocantins aos respectivos sistemas regionais antes das interligações de maior porte a serem proporcionadas a partir das hidrelétricas da Região Amazônica (Xingu, Tapajós e Madeira) com aquelas regiões. Entre as alternativas estudadas contemplou-se a tensão de 500 kV, para uma transferência de energia entre os Sistemas N/NE e SE/CO, da ordem de 2.000 MW. O aprofundamento destes estudos, no âmbito do GCPS, deve prosseguir de forma a definir a oportunidade de sua implantação no horizonte decenal de planejamento.

Finalmente, para a integração energética com os Países Vizinhos, no horizonte até 2005, devem ser considerados e analisados com os respectivos países para definição de soluções, os seguintes projetos binacionais:

- No âmbito do Mercosul, as interligações com a Argentina ao nível de 500 kV, no âmbito da UHE binacional de Garabi e adicionalmente com o Uruguai;
- Suprimento da Venezuela a Boa Vista e Manaus, a partir das usinas do rio Caroni;
- Aquisição do gás natural da Bolívia, no curto prazo e da Argentina a médio prazo;
- Compras de energia da Bolívia e Peru, nas proximidades dos Estados do Acre e Rondônia.

*Período 2005/2015*

No período 2005/2015, será necessário contar com a hidreletricidade da Região Amazônica para suprimento às regiões Nordeste e Sudeste. O início de operação destas usinas ocorreria no quinquênio 2005/2010, com a UHE Belo Monte no Rio Xingu, promovendo-se sua integração aos sistemas N/NE e S/SECO, possivelmente pelo médio Tocantins; assim, o mercado de energia elétrica do País, a menos dos sistemas isolados da Região Norte que representa menos de 1% do total, ficaria suprido por um único sistema elétrico nacional. Destaca-se que, no horizonte 2015, o aproveitamento da hidreletricidade da Região Amazônica, quanto as hidrelétricas de grande porte (acima de 5.000 MW), para suprimento ao Nordeste e ao Sudeste, na hipótese mais otimista de mercado, estaria baseado em apenas quatro hidrelétricas: Belo Monte (11.000 MW) e Altamira (5.720 MW), no Xingu; TA-1 (9.528 MW), no Tapajós; MR-1 (6.854 MW) no Madeira.

No final deste horizonte, se concluiria o aproveitamento do potencial hidrelétrico nacional, econômico e ambientalmente viável, ocorrendo a transição de uma expansão predominantemente hidrelétrica para outra predominantemente termelétrica, o que resulta na necessidade de intensificar o programa termelétrico convencional, o nuclear e o aproveitamento das fontes alternativas. Assim, no decênio 2005/2015, o montante estimado para o programa de geração complementar ao hidrelétrico seria o seguinte:

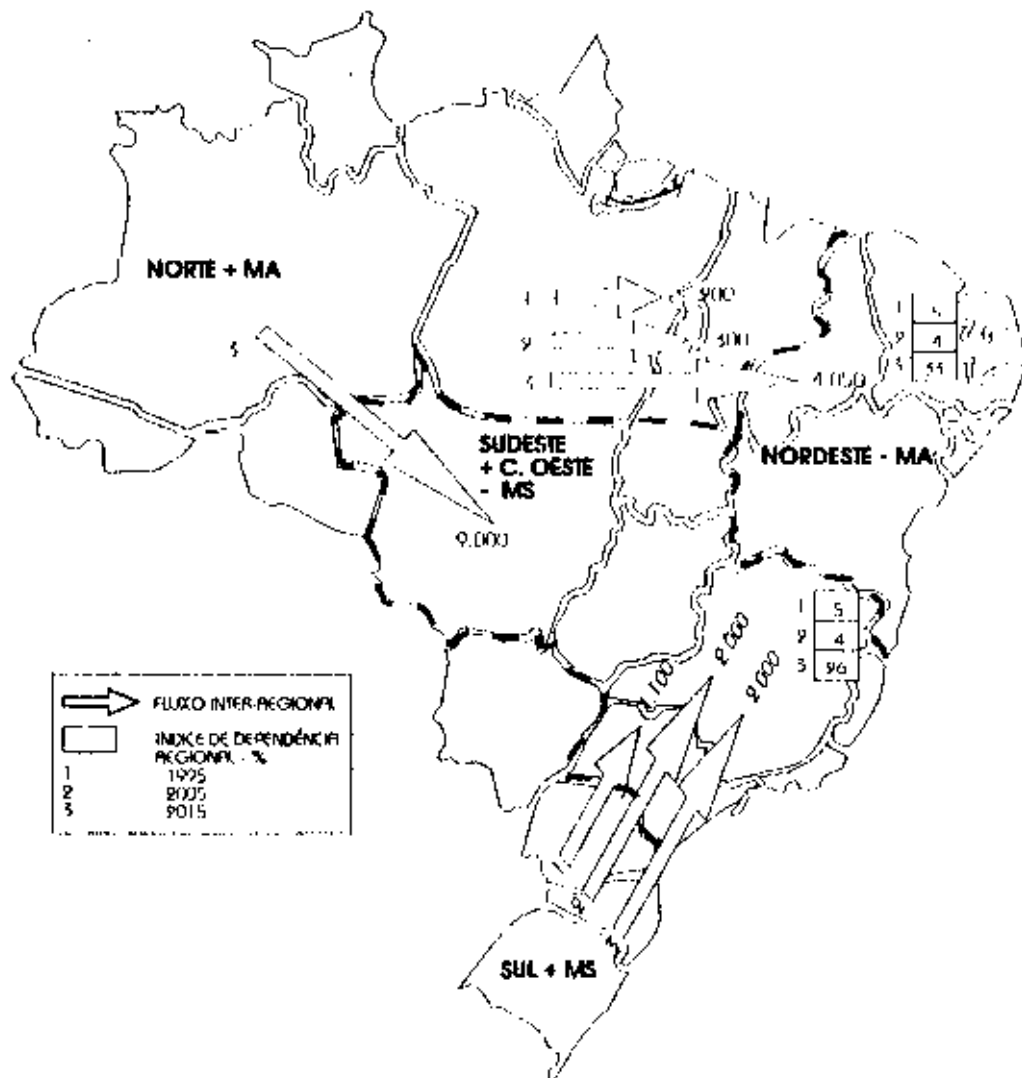
- Termelétrico Convencional, a carvão mineral e gás natural (nacional e importado) biomassa (resíduos de cana em co-geração e floresta energética) e derivados de petróleo (limitado a oferta excedente interna de combustível pesados): cerca de 5.000 MW, ao longo do decênio. Da mesma forma que o programa térmico convencional do período anterior, a iniciativa privada seria responsável pelo investimento nestas usinas, sendo a energia adquirida pelas concessionárias, em contratos de longo prazo, pelos custos regionais de expansão do sistema.
- Termelétrico Nuclear: cerca de 2.600 MW, no quinquênio 2010/2015, com uma reavaliação tecnológica da opção nacional, considerando a evolução da experiência internacional; esta expansão nuclear, preferencialmente, seria localizada na Região Sudeste, no eixo Rio - São Paulo.
- Fontes Alternativas: eólica, solar (termo e fotovoltaica) e resíduos orgânicos com um montante a ser definido em função da evolução tecnológica e dos custos.

A Figura 5.2, a seguir, apresenta a interdependência elétrica entre as regiões geográficas brasileiras, destacando-se as Regiões Norte (bacias hidrográficas do Xingu, Tapajós e Madeira) e Sul como exportadoras e as regiões Nordeste e Sudeste como importadoras. A alternativa considerada é a do Cenário II do mercado e o início do aproveitamento da hidreletricidade da Região Amazônica próximo do ano 2010. Como se observa, a Região Nordeste teria cerca de 33% do seu mercado atendido por suprimento da Região Norte, no ano 2015, enquanto que a Região Sudeste apresentaria cerca de 26% do seu mercado atendido por suprimento das Regiões Norte e Sul, no mesmo ano.

A evolução da capacidade de transmissão entre os diversos centros de geração e de consumo varia conforme o cenário de mercado e a opção de aproveitamento da hidreletricidade da Amazônia. Nos cenários mais baixos do mercado, o suprimento do Norte (Xingu) ao Nordeste se inicia próximo a 2010 e ao Sudeste (Tapajós e Madeira) após 2010. Nos cenários mais elevados de mercado ocorreria uma antecipação destes suprimentos, respeitados os cronogramas de aproveitamento da hidreletricidade da Região Amazônica; valores típicos das capacidades da

transmissão do Norte para o Sudeste se situariam na faixa de 10.000 a 15.000 MW, no ano de 2015, enquanto que para o Nordeste na faixa de 5.000 a 8.000 MW, no mesmo ano. O suprimento da Região Sul para o Sudeste, na hipótese de cenários de mercado mais elevados e restrições quanto ao aproveitamento de hidroeletricidade da Região Amazônica, exigiria a elevação da capacidade da interligação entre estas duas regiões do valor atual de cerca de 3.000 MW para valores acima de 5.000 MW.

**FIGURA 5.2**  
**BRASIL**  
**FLUXOS ELÉTRICOS INTER-REGIONAIS**  
**ENERGIA FIRME - MWANO**



**NOTAS:**

- (1) Alternativa com adiantamento (Hidroeletricidade da Amazônia a partir de 2005) e Cenário II de Mercado.
- (2) A parcela de Itaipu não utilizada pela Paraguai considerada como fornecimento energético ao Brasil. Itaipu foi alocada eletricamente no Sudeste.

A expansão do sistema elétrico nacional, neste horizonte 1993/2015, resulta numa evolução da capacidade instalada do País conforme a Tabela 5.4, a seguir, para as hipóteses mais elevada e mais reduzida do crescimento do mercado de energia elétrica. Neste período, a evolução da capacidade instalada teria um crescimento anual médio entre 4,2% (Cenário I) e 5,6 (Cenário IV). Adicionalmente, o País contaria com suprimento dos Países Vizinhos, a exemplo da parcela da UHE Itaipu, não utilizada pelo Paraguai.

**TABELA 5.4**  
**BRASIL**  
**CAPACIDADE INSTALADA - GW (1)**

CENÁRIO DE MERCADO	1993	2005	2015
I	52,7	85,0	130,0
IV	52,7	105,0	175,0

(1) Inclui 50% da capacidade instalada de Itaipu.

A participação hidrelétrica é decrescente no período, variando conforme a alternativa de aproveitamento temporal da hidreletricidade da Região Amazônica. Na alternativa com adiamento (aproveitamento de potencial hidrelétrico amazônico a partir de 2010), a participação hidrelétrica na capacidade instalada total do País, evoluiria do valor atual de 90% para cerca de 85% e 80%, no ano 2015, nos cenários I e IV de mercado respectivamente.

Esta alternativa predominantemente hidrelétrica é uma "solução robusta" pelas razões já exposta, inclusive para taxas de desconto na faixa de 10 a 16%, que praticamente não altera a composição do parque gerador.

Os custos marginais de expansão da geração no País evoluiriam do valor atual de cerca de 35 US\$/MWh em 2000/2005 para 49 US\$/MWh em 2005/2010 e para 64 US\$/MWh em 2010/2015, o que representa um crescimento anual médio de 6,2%.

O investimento total estimado no Setor Elétrico (geração, transmissão, distribuição e instalações gerais), necessário a viabilização desta expansão, está apresentado na Tabela 5.5, a seguir. No primeiro período 1994/2005, representa pouco menos de 2% do Produto Interno Bruto do País compatível portanto com os valores históricos de investimentos no Setor Elétrico; no período seguinte 2006/2015, em função da elevação dos custos marginais, o investimentos situa-se um pouco acima de 2% do Produto Interno Bruto.

**SÍNTESE DO PLANO 2015**

**TABELA 5.5  
BRASIL  
INVESTIMENTO TOTAL ESTIMADO - US\$ 10<sup>9</sup>**

CENÁRIO DE MERCADO	PERÍODO 1994/2005		PERÍODO 2006/2015		PERÍODO 1994/2015	
	Total	Anual Médio	Total	Anual Médio	Total	Anual Médio
I	98,0	8,2	143,0	14,8	246,0	11,2
IV	158,0	13,2	245,0	24,5	403,0	18,3

A viabilização da estratégia de expansão do sistema necessita de diversas providências no horizonte de curto prazo, em particular, o apresentado, a seguir:

- Realização, no período 1994/96, da atualização dos inventários de todo o potencial hidrelétrico ainda disponível para aproveitamento nas regiões geográficas correspondentes aos sistemas interligados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Esta atualização envolverá trabalhos de escritório e de campo e deve homogeneizar os orçamentos dos diversos locais de aproveitamento, incluindo os aspectos sócio-ambientais.
- Reavaliação do inventário já realizado da bacia do rio Xingu, complementando o estudo de viabilidade da UHE Belo Monte, no período 1994/96, de forma a ser possível, a elaboração do projeto básico desta usina, no período 1997/98, permitindo discutir sua viabilização e definição de financiamentos, visando iniciar a sua implantação a partir do ano 2000 e operação no quinquênio 2005/2010.
- Realização do inventário da bacia hidrográfica do rio Tapajós, no período 1997/99, em seguida aos estudos do Xingu, de forma a estar disponível na época de revisão do PLANO 2015.
- Prosseguir o desenvolvimento tecnológico da opção de geração a partir da biomassa, definindo a tecnologia de seu aproveitamento e respectivos custos, de forma a permitir sua programação, no horizonte de médio prazo, seja em co-geração a partir dos resíduos de cana de açúcar seja a partir de florestas naturais ou energéticas.
- Prosseguir o desenvolvimento tecnológico das fontes alternativas, em particular, as opções que apresentam melhores possibilidades como a eólica, a solar e os resíduos orgânicos, de forma a definir o seu aproveitamento no horizonte de médio prazo nos sistemas interligados nacionais e eventualmente nos sistemas isolados de pequeno porte, no horizonte de curto prazo.
- Promover, junto a iniciativa privada, a implementação do programa de geração termelétrica, transferindo a responsabilidade pelo investimento e operação das usinas para o setor privado, ficando as concessionárias comprometidas pela compra da energia pelos custos marginais de expansão do sistema.

## SÍNTESE DO PLANO 2015

---

- Prosseguir o estudo da transmissão a longa distância, definindo as tecnologias mais adequadas, os custos, os aspectos ambientais e as rotas, de modo a viabilizar a implantação dos sistemas de transmissão das usinas hidrelétricas da Amazônia para as Regiões Nordeste e Sudeste, no quinquênio 2005/2010.
- Retomar a implantação da UTN Angra II, programando o início da sua operação no final da presente década; planejar a construção de Angra III, depois da conclusão de Angra II, de tal maneira que esta unidade inicie sua operação após 2005; considerar um cenário de expansão nuclear no quinquênio 2010/2015, reavaliando a opção tecnológica nacional, no campo da geração nuclear.



## ANEXO I

## RELAÇÃO DAS SIGLAS

ABNT	- Associação Brasileira de Normas Técnicas.
AIEA	- Agência Internacional de Energia Atômica.
BID	- Banco Interamericano de Desenvolvimento.
BIRD	- Banco Internacional de Reconstrução e Desenvolvimento.
BNDES	- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.
CADOP	- Comitê de Administração e Operação dos Contratos de Compra e Venda dos Serviços de Eletricidade de Itaipu.
CCON	- Comitê Coordenador de Operação do Nordeste.
CEA	- Companhia de Eletricidade do Amapá.
CEAL	- Companhia Energética de Alagoas.
CEAM	- Companhia Energética do Amazonas.
CEB	- Companhia de Eletricidade de Brasília.
CEEE	- Companhia Estadual de Energia Elétrica.
CELESC	- Centrais Elétricas de Santa Catarina.
CELG	- Centrais Elétricas de Goiás.
CELPA	- Centrais Elétricas do Pará.
CELPE	- Companhia Energética de Pernambuco.
CELTINS	- Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins.
CEMAR	- Companhia Energética do Maranhão.
CEMAT	- Centrais Elétricas Matogrossense.
CEMIG	- Companhia Energética de Minas Gerais.
CEPEL	- Centro de Pesquisas de Energia Elétrica.
CEPISA	- Companhia Energética do Piauí.
CER	- Companhia Energética de Roraima.
CERJ	- Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro.
CERON	- Centrais Elétricas de Rondônia.
CESP	- Companhia Energética de São Paulo.
CHESF	- Companhia Hidroelétrica do São Francisco.
CIENTEC	- Fundação de Ciência e Tecnologia.
CMO	- Comissão Mista de Operação.
CNOS	- Centro Nacional de Operação de Sistemas.
CODI	- Comitê de Distribuição de Energia Elétrica.
COELBA	- Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia.
COELCE	- Companhia Energética do Ceará.
COGE	- Comitê de Gestão Empresarial.
COMASE	- Comitê de Meio Ambiente do Setor Elétrico.
CONAMA	- Conselho Nacional de Meio Ambiente
CONSERVE	- Programa de Conservação de Energia.
COPEL	- Companhia Paranaense de Energia.
COSERN	- Companhia Energética do Rio Grande do Norte.
CPFL	- Companhia Paulista de Força e Luz.
CRC	- Conta de Resultados a Compensar.
CVRD	- Companhia Vale do Rio Doce.

DNAEE	- Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica.
DNC	- Departamento Nacional de Combustível.
EAT	- Extra Alta Tensão.
ECO/92	- Conferência Internacional sobre Meio Ambiente no Rio em 1992.
EDELCA	- CVG Eletrificación Del Caroni.
EDF	- Electricité de France.
EF	- Energia Firme.
EGTD	- Energia Garantida por Tempo Determinado.
ELETROACRE	- Companhia de Eletricidade do Acre.
ELETRONORTE	- Centrais Elétricas do Norte do Brasil.
ELETROPAULO	- Eletricidade de São Paulo.
ELETROSUL	- Centrais Elétricas do Sul do Brasil.
EM	- Energia Média.
EMBRAPA	- Empresa Brasileira de Pesquisas Agrônomicas.
ENERGIPE	- Empresa Energética de Sergipe.
ENERSUL	- Empresa de Energia Elétrica do Mato Grosso do Sul.
ESCELSA	- Espírito Santo Centrais Elétricas.
FURNAS	- Furnas Centrais Elétricas.
GCOI	- Grupo Coordenador para Operação Interligada
GTON	- Grupo Técnico Operacional da Região Norte.
IBDF	- Instituto Brasileiro de Desenvolvimento Florestal.
ICMS	- Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços.
IUEE	- Imposto Único Sobre Energia Elétrica.
LIGHT	- Light Serviços de Eletricidade S.A.
MCT	- Ministério de Ciência e Tecnologia.
MERCOSUL	- Mercado Comum do Sul.
MINFRA	- Ministério da Infra-Estrutura.
MME	- Ministério das Minas e Energia.
NUCLEN	- Engenharia e Serviços.
OLADE	- Organização Latino Americana de Energia.
ONG	- Organizações não Governamentais
P&D	- Pesquisa e Desenvolvimento.
PASEP	- Programa Nacional do Servidor Público.
PBQP	- Programa Brasileiro de Qualidade e Produtividade.
PCH	- Pequena Central Hidrelétrica.
PDMA	- Plano Diretor de Meio Ambiente.
PIB	- Produto Interno Bruto.
PIS	- Programa de Integração Social.
PROCEL	- Programa de Conservação de Energia Elétrica.
PROCONT	- Programa de Qualidade do Setor Elétrico.
PRODASE	- Programa de Apoio ao Desenvolvimento Integrado de Digitalização e Automação do Setor Elétrico.
PRODIN	- Programa de Apoio ao Desenvolvimento Industrial e Tecnológico para o Setor Elétrico.
PRONORM	- Programa de Normalização do Setor Elétrico.
PROSUP	- Programa de Desenvolvimento Integrado do Suprimento do Setor Elétrico.
PROQUIP	- Programa de Qualidade de Materiais e Equipamentos do Setor Elétrico.
PWR	- Pressurized Water Reactor.
RASF	- Resíduo Asfáltico.

RGR	- Reserva Global de Reversão.
RV/RESVAC	- Resíduo de Vácuo.
SAELPA	- Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba.
SINGREH	- Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos.
SINSC	- Sistema Nacional de Supervisão e Controle.
SINTREL	- Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica.
UAT	- Ultra Alta Tensão.
UHE	- Usina Hidrelétrica.
UHR	- Usina Hidrelétrica Reversível.
UTE	- Usina Termelétrica.
UTN	- Usina Termelétrica Nuclear.

## ANEXO 2

### PARTICIPANTES DA ELETROBRÁS NO PLANO 2015

#### EQUIPE TÉCNICA

##### **PRESIDÊNCIA**

Affonso Maria Furtado da Silva  
Arnaldo Rodrigues Barbalho  
José Luiz Alquéres  
Luiz Eyer de Araujo  
Vasco Soares da Costa

##### **DIRETORIA DE PLANEJAMENTO E ENGENHARIA**

Alexandre Garcia Massaud  
Alfredo Maciel da Silveira  
Altino Ventura Filho  
Américo Baptista Filho  
Antonio Carlos Souza S.Amaral  
Antonio Clebens Lisboa  
Arlete Rodarte Neves  
Artur Cesar Ramos de Castro  
Carlos Almir Serrão Morrissy  
Carlos Eduardo Coutinho  
Carlos Frederico Silveira Menezes  
Daisi Corrêa de Souza Pereira  
Dirceu Pacheco de Toledo  
Eduardo Rodrigues Garcia  
Egberto Pinto Tavares  
Elinei Winston Lima da Silva  
Ernani Carneiro Campello  
Fabio Teivelis  
Flávia Pompeu Serran  
Guilherme Ellery Neto  
Hamilton Pollis  
Henrique Couto Ferreira Mello  
Honório Machado Hermeto  
Idel Cvi Frydman  
Jayme Buarque de Hollanda  
João Carlos Ribeiro de Albuquerque  
João Vitor Pereira Pinto  
Jorge Trinkenreich  
José Carlos Sili Salomão  
José Drummond Saraiva  
José Guilherme Dantas Lucariny  
José Rosenblatt  
Júlio Cesar Guimarães Praça  
Júlio Pedro Vaz Esmeraldo  
Leda de Mendonça Uchôa do Amaral  
Lilian Laubenbacher Sampaio  
Lorena de Fornari Ary Pires  
Luciano Nobre Varela

Luiz Eduardo Menandro de Vasconcellos  
Luiz Pereira Barroso  
Marcello Pereira Antero  
Marcio Gomes Catharino  
Maria Luiza Lartigau da Silva Milazzo  
Maria Teresa Fernandes Serra  
Marina Godoy Assumpção  
Mario Jorge Daher  
Mário Marcio Alvarenga  
Mario Moura Miranda  
Mauro Fernando Orofino Campos  
Milton Martins Carneiro  
Miriam Regina Nutti  
Moacir Pereira dos Santos  
Neide Rodrigues  
Newton Costa do Rego Barros  
Newton Pacionick  
Norma Soares Bond  
Oduvaldo Barroso da Silva  
Paulo Roberto Franco Félix  
Pedro Martin  
Pietro Erber  
Roberto Nogueira Fontoura Filho  
Roberto Piffier  
Rogerio Neves Mundim  
Ronaldo Vieiralves Souta  
Rubem Bastos Sanches de Brito  
Sérgio Barbosa de Almeida  
Sergio Pompeiano da Motta  
Stenio Alvarenga Filho  
Yosimori Unc

**DIRETORIA DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS**

Alexandre Gomes Amêndola  
Antonio Carlos da Costa Pinhel  
Antonio Pagy  
José Donato Dias Filho  
Marcos Luiz Rodrigues Cordeiro  
Mario Fernando Melo Santos  
Moacyr Eduardo May Carmo  
Nelson Oliveira dos Santos  
Nilo Cesar de Oliveira  
Xisto Vieira Filho

**DIRETORIA DE GESTÃO CORPORATIVA E FINANCEIRA**

Carlos Alberto de Carvalho Afonso  
Carlos Alberto Pavão Neto  
Celia Salama Andrade  
Cláudio Gomes Veloso  
Denilson da Silveira Duarte  
Denizart do Rosario Almeida  
Fabio Gino Francescutti  
Guilherme Fürst  
Inah Rosa Borges de Holanda

James Bolívar Luna de Azevedo  
Jorge de Oliveira Camargo  
José Carlos Gomes Coeta  
José Cesar Vieira Rosa  
José Mauro da Motta Campos  
Lucia Maria Navegantes de Oliveira Bicalho  
Luiz Fernando Aricira Fernandes  
Marco Aurélio Palhas de Carvalho  
Marcos José Marques  
Nelson Leon  
Neuza Salles Carneiro  
Ruy Donald Goenzburger  
Sergio Nilo Gomes de Faria  
Solange Fernandes Pinheiro  
Wilson Garcia de Souza

**DIRETORIA DE ADMINISTRAÇÃO**

Carlos Pinheiro dos Santos Bastos Neto  
Celso Lerner Neto  
Eduardo de Souza Pereira  
João Vitor Pereira Pinto  
José Maria Loureiro  
Luiz Carlos de Almeida e Albuquerque  
Luiz Fernando Couto Amaro Silva  
Maria das Graças Pires Mascarenhas  
Paulo Roberto P. Andrade  
Priscila Maria Faria Rocha Cavalcanti de Albuquerque  
Rogério Ferreira Morgado  
Rudérico Ferraz Pimentel  
Wilson Marques  
Wilson Pereira Lima

**APOIO ADMINISTRATIVO/EDITORIAL**

Adilton de Andrade Guedes  
Analcir França de Moraes  
Antonio Carlos Santos Pinto  
Carmen Valéria da Fonseca Rodrigues  
Caubi Pinto  
Cleber S. Segismundo  
Cleber Scheidergger  
Elizabeth Almeida Ferreira Pimentel  
Ester Manela  
Glorinha Gonçalves  
Graça Maria da Costa  
Iêda Maria de Oliveira Brandão  
Jorge da Costa Mendonça Filho  
Jorge Luis Pires Coelho  
Jorge Wilson Rodrigues Sampaio  
José Fernando da Silva  
Juçara Lopes da Silva  
Laudelina Branca de Paula

Maria do Carmo Queiroz dos Santos  
Maria do Ceo Faria do Nascimento  
Maria do Perpétuo Socorro Marinho  
Maria Helena Barbosa Silva Sá  
Maria Helena Bernardo de Mello  
Maria Helena Githher  
Rozina Soares de Souza  
Walterty Pimentel Bandeira

Os demais participantes externos à ELETROBRÁS estão indicados nos respectivos projetos.