

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

**Eletrobrás**   
Centrais Elétricas Brasileiras SA

PLANO NACIONAL  
DE ENERGIA ELÉTRICA  
1993-2015

**PLANO 2015**

Volume V

ESTUDOS BÁSICOS

REI.  
621.31PL2015  
E39  
V.5/5  
e.2

33868

---

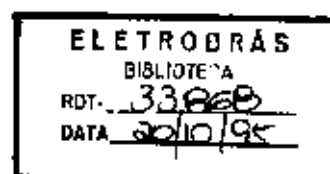
**PLANO NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**  
**1993/2015**

Rel  
G01.3iPL2015  
E39  
v.5/5  
e.2

**PLANO 2015**

**VOLUME V**

**ESTUDOS BÁSICOS**



# COORDENAÇÃO

**Diretoria de Planejamento e Engenharia**

**Av. Presidente Vargas, 642 - 10ª  
Centro - Rio de Janeiro - RJ  
Cep.: 20079-900**

**Secretaria Executiva do GCPS**

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

---

## INFORMAÇÕES

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

---

---

**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 Said de Brito**

**DEPARTAMENTO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO**

**Diretor: Eugênio Miguel Mancine Scheleder**

**CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A  
ELETROBRÁS**

**DIRETORIA**

**Presidente:  
Planejamento e Engenharia:  
Administração:  
Operação de Sistemas:  
Gestão Corporativa e Financeira:**

**José Luiz Alquéres  
Mauro Fernando Orofino Campos  
Rudérico Ferraz Pimentel  
Mário Fernando de Melo Santos  
Marcos José Marques**

---

---

**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 Said de Brito

DEPARTAMENTO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

Diretor: Eugênio Miguel Mancine Scheleder

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

DIRETORIA

Presidente:  
Planejamento e Engenharia:  
Administração:  
Operação de Sistemas:  
Gestão Corporativa e Financeira:

José Luiz Alquéres  
Mauro Fernando Orofino Campos  
Rudercio Ferraz Pimentel  
Mário Fernando de Melo Santos  
Marcos José Marques

---

---

# COORDENAÇÃO DO PLANO 2015

## ELETOBRÁS 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/EDITORACÃO  
DPS - Secretaria Executiva do GCPS

---

---

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

COORDENADOR DO COMITE DIRETOR  
SECRETARIO EXECUTIVO  
REPRESENTANTE DO DNAEE

MAURO FERNANDO OROFINO CAMPOS  
ALTINO VENTURA FILHO  
DARIO JOSE GONCALVES 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 Grunwald  
João Carlos Rela  
Paulo Sergio Lemos Lage  
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 Jose 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  
Marcio de F. Teixeira Campos  
Eduardo Pinto Esteves Azeal  
Dante Ronaldo Monaco Siani  
Arlindo Goncalves Araujo  
Osvaldo Crespo de Abreu  
Helvecio Antonio de Mattos  
Anelio Puzziello  
Jorge Orlando Barbosa

**REGIÃO SUL**

CEEE  
CELESC  
COPEL  
ELETROSUL  
ENERSUL

Jose Luiz Espagnol  
Luiz Carlos de Freitas  
Raul Munoz Neto  
Luiz Zanetti  
Beverly dos Santos Martinez

---

# RELATÓRIOS DO PLANO 2015

## VOLUME I - RELATORIO EXECUTIVO SÍNTESE

### VOLUME II - ESTUDOS BÁSICOS

PROJETO 1	METODOLOGIA E PROCESSO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO
PROJETO 2	O SETOR ELÉTRICO E A ECONOMIA BRASILEIRA
PROJETO 3	PERSPECTIVAS DO MERCADO E DA CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
PROJETO 4	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

PROJETO 4	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, Hidrotérmica, Resíduos Orgânicos, Turfa e Lixo.</li><li>. INTERCÂMBIOS ENERGÉTICOS COM PAÍSES VIZINHOS</li></ul>
-----------	--

### VOLUME IV - ESTUDOS BÁSICOS

PROJETO 5	SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
PROJETO 6	SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
PROJETO 7	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>
PROJETO 8	A QUESTÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

### VOLUME V - ESTUDOS BÁSICOS

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





PLANO NACIONAL  
DE ENERGIA ELÉTRICA  
1993-2015

# PLANO 2015

PROJETO 9  
A Questão Institucional e a  
Participação Privada no Setor Elétrico

---

# PLANO 2015

## PROJETO 9

A QUESTÃO INSTITUCIONAL E A  
PARTICIPAÇÃO PRIVADA NO  
SETOR ELÉTRICO

ÍNDICE

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2. O QUADRO ATUAL (1992) .....</b>	<b>3</b>
2.1 A Desregulação e a Presença do Estado .....	3
2.2 A Nova Reguiamentação do Serviço Público .....	5
2.3 A Busca de Nova Legislação Específica para o Setor Elétrico .....	7
2.4 Tendências Estruturais .....	9
<b>3. BALIZADORES DA QUESTÃO INSTITUCIONAL .....</b>	<b>12</b>
3.1 Competividade .....	12
3.2 Preço da Energia Elétrica .....	16
3.3 Dualidade Estado-Empresa no Setor Elétrico .....	17
3.4 Capital Privado .....	19
3.5 Arrendamento Mercantil .....	22
3.6 Autoprodução e Co-geração .....	23
3.7 Produção Independente e a Malha de Transmissão .....	24
<b>4. FUNDAMENTOS INSTITUCIONAIS DO SETOR ELÉTRICO .....</b>	<b>26</b>
4.1 Preeminência de Empresas de Capital Estrangeiro (1879-1934) .....	26
4.2 O Código de Águas (1934-1956) .....	27
4.3 A Regulamentação dos Serviços de Energia Elétrica e a Preeminência das Concessionárias Estatais (1957-1980) .....	31
4.4 O Enfraquecimento das Concessionárias e Aspirações por Mudanças (1981-1992) .....	32
4.5 O Revisé - Revisão Institucional do Setor Elétrico .....	34
4.6 A Constituição de 1988 e o Novo Quadro Político .....	34
<b>5. INÍCIO DE MUDANÇAS NO SETOR ELÉTRICO .....</b>	<b>37</b>
5.1 A Nova Lei de Tarifas: Lei nº 8631 de 03.03.93. O Decreto Regulamentador nº 744/93 .....	37
5.2 O Decreto Nº 915 DE 06.09.093: Consórcio de Empresas para Geração de Energia Elétrica Destinada ao Uso Exclusivo dos Consoiciados .....	38
5.3 A Portaria nº 698 de 24.06.93 .....	39
5.4 O Decreto nº 1.009 de 22.12.93 .....	39
<b>6. EQUIPE .....</b>	<b>40</b>

## I. INTRODUÇÃO

Este documento aborda possíveis modificações estruturais no Setor Elétrico, bem como as perspectivas que tem sido contempladas visando facilitar maior participação da iniciativa privada nos investimentos do setor.

Nos anos recentes e inclusive no momento da elaboração deste documento, o quadro institucional do Setor Elétrico brasileiro tem sido objeto de amplos debates, sem que se possa antever ainda com clareza seus rumos futuros.

O papel desempenhado pela energia elétrica na sociedade brasileira contemporânea faz com que as questões relativas a seu suprimento afetem praticamente todos os setores produtivos, além da qualidade de vida das famílias em geral. Em seu processo de produção, transporte, distribuição e comercialização, estão envolvidos, direta ou indiretamente um grande número de diferentes agentes econômicos, mobilizando uma parcela expressiva dos recursos financeiros, humanos e naturais, disponíveis no País.

Dada a complexidade do sistema elétrico e dos interesses envolvidos, não é de se estranhar que qualquer processo de mudanças estruturais no mesmo venha a ser lento e requera ampla gama de reflexões e negociações.

O presente trabalho é parte integrante dos estudos básicos do Plano 2015 e pretende subsidiar o traçado de cenários para a expansão do Setor Elétrico, assim como servir de apoio à tomada de decisões setoriais no que se refere à sua regulamentação e também às medidas relacionadas à participação da iniciativa privada.

Deve-se notar que, embora a análise tenha sido desenvolvida buscando uma perspectiva de longo prazo, em um ciclo quinquenal de planejamento, ela trata de um assunto em elaboração pela sociedade brasileira, sendo que muitas das idéias aqui mencionadas estão sujeitas a modificações, estando corretamente em discussão nas diferentes esferas de Governo do País, e, principalmente, no Congresso Nacional.

Não obstante os aspectos conjunturais do quadro atual, optou-se inicialmente pela apresentação de um esboço das principais questões e projetos recentes de legislação, cuja análise coloca em evidência algumas das principais questões que devem ser resolvidas em uma possível reformulação do quadro regulador do Setor Elétrico.

Entre os principais temas em foco no momento, incluem-se a questão da regulamentação das concessões públicas, de acordo com o previsto na Constituição Federal, e algumas propostas de novos modelos institucionais para o Setor Elétrico.

Referenciado pelas discussões em curso, procurou-se, a seguir, analisar as principais questões e princípios envolvidos, de modo a facilitar a compreensão e o encaminhamento das modificações que o quadro normativo do Setor Elétrico possa vir a sofrer.

Deve-se lembrar que as inquietudes em relação ao contexto institucional vigente tem suas raízes em pelo menos duas vertentes. A primeira, tem a ver com um processo mais amplo de transformações da economia brasileira e que se reflete por sua vez um processo de mudanças internacionais. Não apenas no Brasil, mas em um grande número de Países, tem se questionado e mesmo modificado o contexto institucional de seus respectivos Setores Elétricos. A segunda delas é a crise financeira das concessionárias, cuja intensidade está ameaçando a capacidade do Setor Elétrico de efetuar os investimentos de que necessita, e que é percebida por muitos como um sinal da inadequação do modelo de estruturação setorial às suas necessidades efetivas, principalmente no que se refere à política tarifária.

Devido à particular ênfase que têm sido dada a uma ampliação da participação privada nos negócios do Setor Elétrico no Brasil, movida inclusive por sua possível contribuição na solução das dificuldades de obtenção de financiamentos a longo prazo para a expansão da oferta de eletricidade, segue-se, neste texto, uma discussão preliminar das possíveis alternativas que têm sido sugeridas para esta ampliação.

Finalmente, completa-se este documento com uma descrição sintética das principais etapas da evolução da base institucional do Setor Elétrico, destacando-se marcos históricos tais como o "Código de Águas" aprovado em 1934 e o Decreto-Lei 41.019, de 1957, que regulamentou os serviços de energia elétrica no País. O conhecimento dessa legislação enseja reflexões sobre os princípios básicos que lhe deram origem, sobre a natureza e complexidade do quadro institucional resultante que hoje se procura aperfeiçoar, e sobre a competência demonstrada no passado pelos profissionais do Setor Elétrico brasileiro na formulação de caminhos para o seu bom funcionamento ao longo do tempo.

## 2. O QUADRO ATUAL (1992)

### 2.1 A DESREGULAMENTAÇÃO E A PRESENÇA DO ESTADO

A regulamentação das atividades econômicas pelo governo é bastante variada e disseminada por todos os tipos de negócios. Ela é realizada tanto a nível federal quanto estadual e municipal, sendo frequentemente fragmentada e nem sempre correspondendo a uma visão integrada do sistema econômico.

Os principais tipos de regulamentação governamental que podem ser exercidos incluem: (a) limites à entrada e/ou saída do negócio; (b) regulamentação do tipo ou da quantidade de um produto ou serviço oferecido; (c) definição do preço e da qualidade; e (d) determinação das condições de venda e dos níveis de lucros.

As principais justificativas para a regulamentação das atividades econômicas, restringindo ou procurando substituir o livre funcionamento das forças de mercado, dizem respeito às chamadas "imperfeições de mercado" que afetam a eficiência alocativa, destacando-se aquelas decorrentes da existência de monopólios naturais e da ocorrência de externalidades, assim como da ocorrência destrutiva.

No caso do Setor Elétrico brasileiro, a crise financeira e a inadequação do sistema tarifário, por um lado, e a necessidade de se ampliar os níveis de eficiência na economia em geral via maiores estímulos à competição, por outro, têm provocado um grande questionamento sobre a adequação da regulamentação existente, assim como sobre a intervenção do Estado no mesmo.

A fixação dos preços com base no custo do serviço, adotada pelo Código de Águas, é uma forma típica de regulamentação que têm sido empregada para evitar lucros exagerados em atividades monopolistas. Também a intervenção direta do Estado, retendo a propriedade de empresas produtivas pode ser vista como uma forma de ação sobre as imperfeições de mercado. Segundo alguns, entretanto, a composição destes dois mecanismos na organização do Setor Elétrico brasileiro, levou a uma formação de lucros reduzida, incompatível com as necessidades de expansão do próprio sistema, devido à falta de independência da agência reguladora diante das pressões conjunturais e devido às interferências políticas nas empresas concessionárias.

Em um processo que transcende as fronteiras nacionais, a sistemática normativa que têm sido usualmente adotada para corrigir as falhas de mercado, têm por sua vez sido criticada devido às chamadas "imperfeições de governo". A politização da atividade econômica que têm afetado o desempenho das empresas estatais e até mesmo distorcido a regulamentação existente nesse setor, é hoje fonte de ineficiência e aumentos de custos a serem corrigidos.

Quando se examina mais aproximadamente este sistema, constata-se, entretanto, que não se trata na verdade de desregulamentar. Não se consegue imaginar sistemas complexos como o de produção de eletricidade desregulamentados, particularmente face às suas características monopolistas. É muito mais a questão de se transformar o quadro regulatório vigente, buscando a sistemática normativa mais

adequada para o momento histórico atual, viabilizando financeiramente as empresas do setor, introduzindo a concorrência onde for possível visando a redução de custos e o estímulo à inovação e abrindo possibilidades para uma maior participação privada no sistema.

As posições que tem mais frequentemente sido expressas nos debates recentes sobre a presença do Estado no Setor Elétrico brasileiro e sobre sua desregulamentação, não tem se mostrado verdadeiramente antagônicas quanto à percepção do problema e admitem de forma mais ou menos diferenciada as mesmas variáveis explicativas para o diagnóstico da crise setorial. A diferença entre elas consiste mais no ritmo e na extensão das mudanças a serem empreendidas.

Os representantes das posições mais cautelosas reconhecem a profundidade e a extensão da crise, porém entendem que a complexidade e a dimensão do Setor Elétrico recomendam inflexão institucional de baixa velocidade, podendo, posteriormente, se acelerar mais naturalmente as transformações. Nesse caso, a maior penetração do capital privado nos serviços de eletricidade caminhará de forma mais marginal.

Os que advogam ações de resposta mais imediata, propõem uma transferência rápida do domínio do Estado para a iniciativa privada, incluindo uma privatização mais imediata do sistema existente e, simultaneamente, alterando radicalmente os diplomas legais que vem regulando historicamente o Setor Elétrico. Esta linha de raciocínio se fundamenta na crença que a transferência para o controle privado das empresas do setor trará benefícios concorrenciais de eficiência, capazes de compensar de muito os custos referentes à perda do planejamento e da operação cooperativa dos sistemas elétricos. Entendem, ainda, que o Setor Elétrico devido à sua dimensão e maturidade industrial tem condições de absorver o impacto direto da mudança, sem perda sensível de eficácia no cumprimento de sua missão institucional.

No âmbito do Setor Elétrico, a questão não se coloca apenas como uma oposição entre o capital estatal e o capital privado, como também envolve a oposição entre os controles federais e os interesses estaduais. Nesse sentido, as concessionárias estaduais, também estatais, têm reclamado contra uma interferência federal que consideram excessiva, e em nome da promoção da eficiência e racionalidade econômica têm se oposto também à redistribuição de recursos entre as diversas regiões do País.

Por outro lado, têm se questionado também as relações entre os interesses políticos locais e o desempenho das concessionárias estaduais, discutindo-se a ocorrência de casos de interferência política indevida sobre as mesmas.

Essas conjunto amplo de questões têm estipulado o estudo pelo Poder Legislativo e pelo próprio Executivo de modificações na legislação que dispõe sobre a exploração dos serviços de energia elétrica. Diante disso, é de se supor que o Setor Elétrico deverá brevemente sofrer mudanças, mais ou menos radicais dependendo do ponto de vista que prevaleça, na legislação que rege o seu funcionamento. Está sendo esperado também, em qualquer caso, que o novo diploma legal assegure uma ampla abertura para uma participação mais intensa e sob formas diversas, de capitais privados na área de energia elétrica, tanto a nível federal quanto estadual.

Qualquer que seja a formulação encontrada para a estruturação setorial, é importante ter-se em mente, todavia, que esta formulação deve ser capaz de criar um ambiente favorável para que as empresas, sejam elas estatais ou privadas, mantenham-se avançadas tecnologicamente e altamente eficientes.

com estímulos para a inovação e a incorporação de novos processos tecnológicos e de gestão, assegurem a quantidade total de energia requerida, a preço e qualidade satisfatórios, pelo mercado nacional e em condições suficientemente atrativas, para estimular novas atividades produtivas, e permitam remunerar, adequadamente, os capitais investidos, ensejando a expansão dos serviços produzidos pelas concessionárias.

Vale lembrar ainda que uma mudança significativa da regulamentação vigente certamente ocorrerá, provocada pela necessidade de se regulamentar a nova Constituição Federal. A mudança de modelo, porém, é um processo complexo, envolvendo inúmeros agentes econômicos e afetando quase todos os segmentos da sociedade brasileira. Apenas a reflexão e um amplo debate sobre as questões envolvidas poderão esclarecer quais são as efetivas necessidades de mudança a serem perseguidas.

## 2.2 A NOVA REGULAMENTAÇÃO DO SERVIÇO PÚBLICO

Segundo a Constituição Federal de 1988 a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos d'água são de competência da União que pode explorá-los diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão (Artigo 21).

Por seu Artigo 175, a Constituição Federal obriga ainda a que, no caso dos serviços públicos, estes sejam prestados diretamente pelo poder público, ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação; estando previsto no parágrafo único deste artigo a sua regulamentação por lei específica.

Entende-se que para o Setor Elétrico, não apenas o fornecimento direto de eletricidade ao consumidor seja um serviço público, como toda a cadeia de atividades necessária a este atendimento, incluindo as etapas de geração e transmissão. Desse modo, a exploração dos serviços de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica continua dependendo de concessões, porém agora com a realização obrigatória de licitações, as quais deverão poder concorrer indiferentemente empresas públicas e privadas, introduzindo uma nova dimensão de competitividade e podendo provocar alterações profundas no desenho do Setor Elétrico.

A propósito das licitações, a legislação, ainda vigente, cogitava de concorrência pública para exploração de serviços de eletricidade envolvendo "um sistema conjunto ou uma de suas partes" em casos especiais (Dec. nº 41.019 de 26.02.57; Art. 71). Entretanto, a Constituição Federal de 1988 prevê a licitação como regra para obtenção de serviço concedido para cada concessão, abrindo assim a possibilidade de se fracionar toda a organização atual do Setor Elétrico. Um dos maiores problemas implícitos neste novo quadro legal em formação, refere-se a possibilidade de se tratar de maneira totalmente fragmentada um setor cujos aproveitamentos energéticos e cujos mercados são heterogêneos em seus custos e em sua rentabilidade, além de terem laços físicos de dependência.

Como, ao se definir as concessões hoje vigentes, tanto de usinas quanto de zonas de mercado, não havia nenhuma preocupação com a caracterização de sistemas autônomos, sua possível exposição a processos licitatórios independentes pode gerar inviabilidades econômicas e técnicas, a menos que a regulamentação específica a ser posteriormente editada consiga equacionar cuidadosamente estes problemas.



Em resposta ao preceito constitucional, o Senador Fernando Henrique Cardoso apresentou Projeto de Lei regulamentando o Art. 175 que foi aprovado preliminarmente pelo Senado Federal. Ao ser discutido na Câmara dos Deputados, foi substituído pelo Projeto de Lei 202-F de autoria do Deputado José Carlos Aleluia. No momento este último projeto se encontra no Senado Federal. Acredita-se que a regulamentação final deverá estar concluída em 1994

O Projeto 202-F define que as licitações poderão ser feitas, considerando a maior oferta ou o menor preço, ou ainda uma combinação desses dois critérios. Mas ainda, este projeto prevê que os preços a serem estabelecidos para a remuneração dos serviços produzidos pelos novos concessionários, deverão ser remunerados pelo preço estabelecido na licitação ("serviço pelo preço") e que não deverá se subordinar a nenhum outro critério, entre eles o do "serviço pelo custo", alterando radicalmente a regulamentação estabelecida pelo Código de Águas.

Com a aprovação desta lei abre-se ainda uma situação de risco para o Setor Elétrico que deverá ser acompanhada cuidadosamente, à medida que concessões vencidas podem ser licitadas "pela melhor oferta". Caso a União ache por bem que estas concessões, e particularmente aquelas de maior rentabilidade, podem ser entregues a terceiros, indo os recursos financeiros correspondentes para o Tesouro Nacional, haveria um agravamento da situação financeira das atuais concessionárias, já penalizadas por um longo período de compressão tarifária. Também os consumidores podem ser penalizados, à medida que tal procedimento poderia fazer recair sobre os mesmos a obrigação de remunerar obras já anteriormente amortizadas.

De qualquer modo, envolvendo riscos mas também oportunidades, ao regulamentar o Art. 175, o projeto dá um largo passo visando a extinção da reserva de mercado existente em vários serviços tradicionalmente cativos do poder público federal, estadual e municipal, neles incluídos a produção, o transporte e a distribuição de energia elétrica.

Para o Setor Elétrico brasileiro, esta mudança de fundamento jurídico institucional é qualitativa e quantitativa equivalente a movimentos como a aprovação do Código de Águas em 1934 e a criação da Eletrobrás em 1962. Isto significa que toda a sua estrutura legal e normativa terá que rapidamente se adaptar ao espírito da nova Lei.

Como o Projeto 202-F é geral para diferentes tipos de serviços públicos, englobando atividades tão diferenciadas entre si como serviços de telecomunicação, serviços de transporte, etc., éle deverá ser prontamente seguido de legislação específica para cada setor.

As maiores dificuldades relacionadas ao 202-F referem-se às suas disposições transitórias, que, no Setor Elétrico, tem sido unanimemente combatidas por todas as concessionárias federais e estaduais e que acredita-se serão suprimidas pelo Senado Federal, diante das fortes pressões políticas que tem se manifestado.

Suas disposições são radicais no que se refere ao processo de transição do sistema existente. Elas colocam em licitação todas as concessões com prazo vencido ou indeterminado, além de afetarem também concessões de obras não iniciadas ou em atraso, afetando de maneira generalizada grande parte das concessões atualmente vigentes

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.

Um problema que terá também que ser resolvido refere-se ao fato de que o processo de licitação 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 a apresentação de seus preços.

Alguma entidade deverá ser responsável pela realização dos estudos iniciais de inventário, assim como dos projetos básicos e outros documentos, considerados fundamentais para o processo de licitação, levando em conta o interesse global do sistema, incluindo também o estudo dos impactos ambientais e o encaminhamento das negociações com as comunidades atingidas pelas obras. Estas funções possivelmente terão que ser assumidas pela Eletrobrás. Os custos incorridos com a elaboração desses documentos terão que constar dos termos do Edital de modo a serem ressarcidos pelo vencedor da licitação e por essa via serem incorporados aos preços das respectivas propostas.

Cabe ainda mencionar que tanto no projeto do Senador Fernando Henrique Cardoso como no supletivo do Deputado José Carlos Aleluia, existe uma lacuna de regulamentação em relação ao texto do Artigo 175 da Constituição Federal. Trata-se da inexistência, em ambos os projetos, de prescrições que regulamentem a forma pela qual a União poderá utilizar o facultativo constitucional de explorar diretamente os serviços públicos.

### **2.3 A BUSCA DE NOVA LEGISLAÇÃO ESPECÍFICA PARA O SETOR ELÉTRICO**

No ano de 1992, as principais propostas de reformulação do Setor Elétrico brasileiro convergiram para o Projeto de Lei 117/92 de autoria do Senador Teotônio Vilela Filho e que dispunha sobre os serviços de energia elétrica, fornecendo uma legislação específica para o setor.

Este projeto, teve o mérito de resultar de um longo processo de discussão, de quase dois anos que lhe deu legitimidade e o tornou referência obrigatória para a discussão dos rumos futuros do Setor Elétrico. Outro projeto com os mesmos objetivos foi apresentado pelo Deputado Marcelo Barbieri e pode ser considerado uma variante do Projeto 117. Uma outra linha alternativa, aventada pela Secretaria Nacional de Energia (SNE), em 1991, não chegou a se constituir em Projeto de Lei.

Não obstante a maior legitimidade do Projeto 117, ele não escapou também de contradições, além de não resolver o problema da transição entre o regime atual e o novo sistema. Possivelmente, as negociações políticas de temas controversos e tecnicamente articulados, se por um lado lhe deram maior legitimidade, por outro lado comprometeram em parte a racionalidade do projeto.

O Projeto 117 foi além da regulamentação específica das concessões de serviço público adequando a aplicação do Artigo 175 da Constituição para o Setor Elétrico, introduzindo também licitações para as concessões de uso de potencial hidrelétrico, para o atendimento de interesse privados (auto-produção), além da autorização para uso privado da exploração de usinas hidrelétricas entre um e cinco megawatts e da produção de origem não-hidráulica.

No que se refere à formação das tarifas, este projeto separou nitidamente as parcelas referentes aos segmentos de produção, transmissão e distribuição, o que facilitaria a introdução de elementos de concorrência, onde viável. Assim, como o Projeto 202-F, definiu as parcelas da tarifa em função dos preços de licitação e que compostas vão determinar as diversas tarifas de fornecimento aos consumidores finais das diferentes zonas de concessão. Note-se que neste sistema não se distribui uniformemente pelas diversas regiões os benefícios derivados do aproveitamento do potencial hidrelétrico brasileiro. No caso de consumidores de localidades isoladas ou regiões de mercado rarefeito, admite-se a aplicação de tetos limites máximos de preços, cuja diferença para a tarifa composta pelas regras de serviço pelo preço, deveria ser coberta por recursos do Tesouro Nacional e disciplinados pelo Congresso.

Quanto às concessões atualmente vigentes, o Projeto 117 propôs sua renovação por prazos bastante mais aceitáveis que as condições previstas pelo Projeto 202-F. Previu ainda a transição do regime de serviço pelo custo para o serviço pelo preço para aqueles concessionários atuais que o desejassem. Não explicou porém como determinar estes novos "preços"; em verdade esta é uma contradição sem solução satisfatória, visto que a idéia de renovação da concessão inviabiliza qualquer noção de preço de concorrência.

Em verdade, de um modo geral, é muito difícil se supor que é possível evitar o uso de preços estabelecidos com base no custo do serviço na regulamentação de monopólios naturais. Mesmo nos casos aqui mencionados de serviço pelo preço, deve-se observar que referem-se a uma situação concorrencial específica, possivelmente cartelizada, em um dado momento de tempo e posteriormente fixada, a menos de cláusulas de correção. Tais preços não são típicos de mercado, onde devem atuar dinamicamente, produtores e consumidores. Qualquer revisão que se fizer nestes preços, dificilmente escapará de se apoiar no custo do serviço, até porque se esse critério for desrespeitado, ou se inviabilizaria a oferta, ou se gerariam lucros muito acima dos patamares usuais.

O Projeto 117 criava novos órgãos colegiados para a coordenação do planejamento e da operação do Setor Elétrico a serem coordenados de forma alternada por seus participantes, extinguindo o GCOI. Instituiu também a Comissão Nacional de Energia Elétrica, órgão consultivo e definidor de diretrizes gerais com a participação de representantes do Setor Elétrico e de consumidores.

Uma outra proposta alternativa de modelo institucional para o Setor Elétrico brasileiro e que não chegou a ser apresentada ao Congresso mas que foi também sugerida como resultado de estudos e análises realizadas no âmbito da Secretaria Nacional de Energia e que conduziram à formulação de uma hipótese de modelo institucional na qual surgiram como idéias centrais: a constituição de uma empresa única de transmissão (ENSE), separando nitidamente as etapas de geração, transmissão e distribuição; a compra de energia às usinas geradoras atuais e futuras a preços individualizados; o suprimento às distribuidoras a tarifas equalizadas; e o fornecimento a preços não equalizados.

A SNE fez circular sua hipótese de trabalho em todo o País, inclusive na Subcomissão de Energia do Senado Federal, submetendo-a a debates, sem que se tenha chegado a obter o consenso dos profissionais do setor, mas levantando uma série de novas possibilidades ao longo de sua discussão. Uma variante dessa proposta considerou a possibilidade de formação de duas empresas de transmissão, separando os sistemas do Nordeste e do Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Do ponto de vista da geração, também discutiu-se a idéia de reformular as empresas do grupo Eletrobrás, ficando uma

só empresa federal de geração na região Norte/Nordeste e outra na região Sul/Sudeste/Centro-Oeste que competiriam com as empresas privadas também atuando na geração, vendendo sua energia à ENSE. Entre outras ideias surgidas, levantou-se ainda a hipótese de formação de consórcios entre empresas públicas e privadas, principalmente para a realização de trabalhos de operação e manutenção.

## 2.4 TENDÊNCIAS ESTRUTURAIS

A análise da evolução histórica do Setor Elétrico brasileiro e de sua base institucional, resumida no Capítulo IV deste relatório, permite identificar seus traços mais gerais e investigar suas tendências futuras. Pode-se, desse modo, constatar que esta evolução correspondeu a um processo contínuo de integração física e de aumento de complexidade operacional e institucional.

Inicialmente, o abastecimento de eletricidade era uma questão a ser tratada em âmbito municipal e a eletricidade atendia a um número limitado de necessidades da sociedade - iluminação, tração, força motriz industrial, etc.

A medida que usinas hidrelétricas de maior porte foram sendo incorporadas paulatinamente ao sistema, este foi se expandindo para fora dos limites do município e assumindo caráter regional. Com a maior complexidade sua regulamentação sofisticou-se e estabeleceu-se o sistema de serviço pelo custo com remuneração garantida.

Pressões políticas levaram, todavia, à deterioração prevista, sendo o valor real das tarifas erodido pela inflação. Com o aumento dos requisitos de investimentos, com a falta de estratividade de suas taxas de remuneração e na ausência de mecanismos de financiamento a longo prazo de porte necessário, as empresas privadas perderam participação e o Estado teve que assumir um maior envolvimento no processo, levando ao surgimento e expansão das empresas estatais no Setor Elétrico.

Admitindo-se que a eletricidade é um bem essencial para toda a população do País, além de insumo indispensável para o desenvolvimento sócio-econômico de qualquer região, a regulamentação do sistema elétrico passou a se reger pelo princípio da equalização tarifária, estabelecendo-se mecanismos de transferência entre as empresas para compensar suas diferentes estruturas de custo.

Nos últimos anos o sistema de formação de preços pelo custo do serviço com remuneração garantida e tarifas finais equalizadas em base nacional, não correspondeu ao que efetivamente se verificou na prática.

Diante das pressões da administração federal para baixar preços visando controlar a inflação, as concessionárias estatais não têm tido condições de resistir. As tarifas têm sido sistematicamente estabelecidas abaixo dos valores indicados pela regra do preço pelo custo. Esta situação foi reforçada pelas condições do mercado de energia elétrica, à medida que o ambiente recessivo da última década conteve a demanda, deixando parte dos investimentos ociosos, gerando um excesso de oferta sobre a procura.

Também as empresas de maior rentabilidade resistiram ao repasse dos seus ganhos para as demais, criticando com alguma razão o sistema de transferência pelo pequeno estímulo à redução de custos

e ao aumento de eficiência por ele gerados, 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 que legitima a existência dos citados mecanismos.

O equacionamento financeiro correto das concessionárias em geral, se torna cada vez mais necessário, principalmente à medida que a economia retomar seu crescimento. Com o endividamento do Estado, é muito difícil imaginar-se que ele possa bancar na próxima década a totalidade dos investimentos necessários à expansão do Setor Elétrico, entre um e dois por cento do BIP por ano. Por outro lado, o porte e o longo prazo de maturação dos investimentos fazem com que dificilmente se consiga antever o processo de uma transição para a privatização do setor.

Como cenário de referência, parece hoje mais razoável, admitir-se uma ampliação significativa da participação privada, mantendo-se, porém, ainda o Estado em um papel central na alavancagem dos investimentos, particularmente no dos grandes projetos de longa maturação e com impactos ambientais complexos.

Deste 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 da atividade econômica nas empresas públicas, com autonomia de gestão, para que estas possam manter os padrões de eficiência almejados.

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

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 mudança 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 resolução da crise financeira do setor.

Para o aumento da produtividade do Setor Elétrico pode-se identificar: (i) propostas na direção do aumento da competição entre as empresas, assim como, (ii) preocupação com a redução da interferência política nas empresas estatais e com uma 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 ter ainda em conta que o sistema gerador hidrotérmico brasileiro requer um sofisticado sistema de coordenação de seu planejamento e de sua operação, eis que os interesses individuais nem sempre coincidem com o interesse coletivo e seu desempenho ótimo requer que se negocie e arbitre conflitos e que se estabeleçam mecanismos de compensação entre as partes.

No que se refere à resolução da crise financeira, se requer que o novo desenho institucional: (i) inclua regras mais flexíveis de formação de tarifas, capazes de promover a manutenção de preços adequados; e parece também bastante nitido que o (ii) o financiamento da expansão do Setor Elétrico brasileiro devesse incorporar novas fontes de poupança nacional e internacional, através de mecanismos criativos de captação de recursos no mercado de capitais.

Este conjunto, de imperativos sugere que a legislação e os instrumentos normativos a serem estabelecidos, devam explicitar com clareza os espaços de excelência para os investimentos no Setor Elétrico e ao mesmo tempo manter os avanços já alcançados pelo atual modelo institucional na área de coordenação do planejamento e da operação.

### 3. BALIZADORES DA QUESTÃO INSTITUCIONAL

#### 3.1 COMPETITIVIDADE

Um dos marcos principais que deve nortear qualquer mudança na regulamentação que rege o Setor Elétrico é a busca por um aumento do grau de competitividade entre as empresas que atuam nos diversos segmentos deste setor, entendido como um poderoso estímulo para a redução de custos, para o aumento da eficiência e da qualidade dos serviços prestados aos consumidores.

É por demais sabido que a idéia de competitividade é tão antiga quanto a convivência, em uma mesma área, entre empresas produtoras de bens e de serviços idênticos ou assemelhados. Entretanto, historicamente, ela só foi buscada tenazmente na revolução industrial quando havia empresas cujos produtos - bens ou serviços - disputavam um mesmo mercado. Assim, se uma empresa produtora de serviços exercer suas atividades em certa área sob o regime de monopólio, inexistem, em princípio, condições objetivas rigorosas capazes de caracterizar, com precisão, o comportamento ideal dessa empresa. Simplesmente porque o serviço que produz não disputa o mesmo mercado com outra empresa para que o seu desempenho possa ser comparado.

Em muitos casos pode-se evitar a formação de monopólios através de adequada legislação de defesa da concorrência (anti-trust). Em pelo menos uma situação, porém, isto não é desejável: é o caso dos chamados monopólios naturais. Isto acontece quando as economias de escala são tão grandes naquele negócio que o mercado pode ser servido a custo mínimo por uma única empresa. As causas de sua ocorrência estão em geral ligadas a uma combinação de fatores decorrentes do porte e características do mercado e do custo da indústria. Exemplos clássicos de monopólios naturais são a distribuição de energia elétrica e de gás natural, os serviços de água e esgoto, etc.

Deve-se notar que para determinadas empresas, a medida que cresce a produção, as economias de escala tendem a se esgotar e o custo marginal da firma, antes decrescente, começa a crescer com o aumento dos níveis de produção. Assim, nestes casos pode não se configurar a situação de monopólio natural. Entretanto, quando as economias de escala perduram até níveis muito elevados e quando este ponto de mudança se situa muito acima dos volumes que podem ser vendidos no mercado em questão (depende em parte dos custos de transporte) configura-se uma situação prática de monopólio natural.

Nestes casos a resposta mais comum da sociedade é deixar que a empresa exerça este monopólio, mas limitando através da regulamentação os preços máximos que esta firma pode cobrar, assim como exigindo determinados padrões de qualidade de seus produtos.

No caso da energia elétrica, embora este setor tenha características de monopólio natural, a condição monopolista não é homogênea em todas as atividades desta indústria e é possível pensar-se na introdução parcial da concorrência em alguns dos seus segmentos. Em particular, é possível pensar-se em conseguir chegar a algum nível de competição entre empresas produtoras de energia (geração e transmissão associada). No caso da distribuição a competição direta é geralmente mais difícil de se alcançar. A competição entre geradoras de energia tem sido tentada em outros Países com certo sucesso, embora, diferentemente do caso brasileiro, aqueles sejam em geral Países de base térmica.

A tendência de se buscar a elevação da competitividade vem levando assim a se cogitar do fracionamento das concessões para a exploração dos serviços de energia elétrica tanto horizontal como verticalmente com a outorga das respectivas concessões a empresas diferentes.

A separação das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica pode vir a conduzir à competição de usinas, de linhas de transmissão e subestações, e até mesmo, eventualmente, de frações de áreas de distribuição. Simples na concepção, essa abordagem requer, todavia, uma avaliação rigorosa antes de sua implantação à medida que seus impactos transcendem de muito o aspecto competitivo introduzido, requerendo uma análise mais ampla de sua lógica empresarial.

Diante das dificuldades para a introdução da competitividade entre as empresas em sua atuação direta, pode-se ao menos, como têm sido pensado, buscar a ampliação da competitividade, ampliando-se a disputa entre as concessionárias pelas concessões (licitando), e ainda, de forma indireta, estimulando-se a disputa entre as empresas de construção e de prestação de serviço que trabalham para elas, podendo-se pensar mesmo em formas novas e criativas de relacionamento entre estas e as concessionárias.

Na ausência da competição direta, uma alternativa, para a avaliação de desempenho entre empresas monopolistas e para orientar a sua regulamentação sem violar os princípios da racionalidade econômica e o estímulo à eficiência, poderia ser a de compará-las com concessionárias de outras áreas, pois a produção de serviços de energia elétrica é generosa quanto ao número de indicadores que pode oferecer. Essa comparação tem sido tentada e mesmo realizada em alguns Países e em consequência foram adotadas algumas decisões que se mostraram injustas, com base em comparações, que em verdade lidam com contextos usualmente diferentes. A propósito dessa questão, o "Edison Electric Institute" <sup>(1)</sup> publicou um documento bastante completo sobre a comparação entre concessionárias e que põe a descoberto, como regra, a fraqueza de muitas comparações deste tipo e que comprometem a sua validade.

Deve-se notar, que para o consumidor, este tipo de análise só ajuda parcialmente, em suas negociações com sua supridora, visto que ele continua sem escolha, a menos que ele tenha alguma possibilidade concreta de ser atendido alternativamente por alguma outra empresa.

Consumidores de maior porte comparam, utilizando dados observados em outras áreas e até mesmo em outros Países, as condições de fornecimento da concessionária. Já o consumidor comum, residencial ou microindustrial por exemplo, não tem outra opção senão sujeitar-se a consumir a energia da concessionária que detiver o monopólio da área, sendo fundamental a presença regulamentadora do Estado.

Do ponto de vista dos consumidores de energia elétrica em geral, que buscam adquirir esse serviço em um determinado local situado na área do concessionário, é seu desejo que haja energia naquele ponto, que se possa dispor da quantidade que se desejar, e que a qualidade do serviço e o preço sejam satisfatórios. O atendimento a estes requisitos poderia caracterizar, em princípio, uma medida da eficiência e da competitividade da empresa, caso ocorresse, de forma similar, em toda a sua área de concessão e ao longo do tempo.

---

(1) "Problems and Limitations of Intercompany Comparisons of Investor - Owned Electric Utilities". Edison Electric Institute.



A busca de competitividade no Setor Elétrico tem dado origem a muitas experiências de reestruturação institucional e empresarial em todo o mundo. Isto levou a implantação de "pools" de potência e energia em muitos Países - nos EUA e na Dinamarca, por exemplo - porém, em geral, estes sistemas são cooperativos e não competitivos. Pode-se mesmo afirmar, com base na experiência internacional divulgada e discutida na literatura técnica, que não se conhece nenhum sistema de eletricidade totalmente competitivo. A seguir, são apresentadas as informações publicadas sobre a experiência inglesa.

Uma das experiências recentes mais radicais e completas de transformação da regulamentação e da estruturação institucional do sistema elétrico nacional, visando a introdução da competitividade de forma ampla, e envolvendo a mudança da propriedade do Estado para a iniciativa privada, foi a da Inglaterra (Reino Unido). Mas ainda, esta transformação quebrou a tendência mais usual da indústria elétrica à verticalização, separando-se da transmissão e da distribuição.

Devido ao maior radicalismo da experiência inglesa, realizada a partir de um sistema elétrico estatizado, seu exame pode ser útil para balizar a discussão das possíveis transformações do sistema brasileiro. Deve-se lembrar, entretanto, que como este processo é ainda recente e não está de todo concluído, não se dispõe, ainda, de uma avaliação completa de seus resultados, existindo, mesmo, grandes dúvidas quanto ao grau de competitividade efetivamente introduzido pelas mudanças realizadas.

O sistema inglês era anteriormente baseado em uma grande empresa estatal (a CEGB) que produzia, transmitia e vendia eletricidade às doze companhias regionais (estatais) de distribuição, com base em um preço unificado ("The bulk supply tariff - BST"), e a alguns grandes consumidores, com base em tarifas especiais associadas aos custos marginais. O preço final aos consumidores variava para cada região, sendo estabelecido pelas distribuidoras regionais.

Com a transformação, a CEGB foi dividida basicamente em três empresas: a "PowerGen com 19 GW", a "National Electric com 30 GW", ambas privatizadas com a venda de suas ações em bolsa, e a "Nuclear Electric com 8 GW", que permaneceu estatal por falta de interessados. Além destas empresas competem marginalmente no mercado inglês duas empresas escocesas e uma francesa, limitadas pela capacidade de transmissão. As distribuidoras regionais foram todas privatizadas.

Uma outra empresa ainda foi criada a partir da CEGB, a National Grid Company (NGC), de propriedade das empresas distribuidoras e responsável pela transmissão, pelo despacho de energia e pelo estabelecimento do preço de mercado, através de um mercado "spot" diário. Os geradores oferecem energia para a NGC que as utiliza, na medida de suas necessidades e em função do preço ofertado. Condições especiais obrigam ainda que se compre energia de origem não-fóssil, viabilizando a manutenção das nucleares em operação.

As doze distribuidoras, agora privatizadas, compram energia da NGC por preços estabelecidos a partir do mercado "spot", ou diretamente de geradoras, com base em contratos, cujos preços se sobrepõem aos preços do "Grid" e que na verdade tem dominado a maior parte da energia comercializada. Os preços pagos pelo NGC incorporam ainda uma parcela definida por critérios de garantia de suprimento, de modo a estimular a oferta, caso essa garantia comece a cair.

Os consumidores com demandas acima de 1.0 MW podem negociar com outras supridoras, que não sua distribuidora local (em 1998 esta liberdade de compra deveria se generalizar).

As três principais preocupações que os organizadores do sistema inglês procuraram resolver e cuja eficácia está ainda sendo testada pela prática, referem-se à introdução da competição na comercialização final, à garantia de que a expansão da oferta acompanhará as necessidades do mercado, e à garantia de uma operação estável.

A introdução deste sistema, reconhecidamente, serviu para resolver problemas de caixa de curto prazo do Estado que vendeu com facilidade seus principais ativos no mercado acionário. Teve também sucesso em remover a transmissão do controle dos geradores (G&T), facilitando o acesso de mercado a geradores independentes. Alguns projetos de interesse econômico duvidoso foram também bloqueados.

Por outro lado, a introdução da competição livre na geração não parece ter sido efetivamente alcançada e claramente existem limites para a mesma: o subsídio aos produtores domésticos de carvão e às usinas nucleares não foram de todo eliminados.

A competição para captar grandes consumidores, pode, também, levar a preços mais elevados para os conjuntos cativos de consumidores, notadamente os residenciais. A necessidade de regulamentação em vez de diminuir, possivelmente aumentou, de forma a defender os consumidores de um sistema com maiores graus de liberdade para as empresas.

Entre os problemas causados por essas mudanças, deve-se destacar a perda da otimização do planejamento com a formação de capacidade ociosa nas grandes empresas geradoras, não por questões de racionalidade econômica, mas sim devido às tendências, que se verificam no País, das empresas distribuidoras desenvolverem capacidade própria de forma a se tornarem mais independentes das geradoras, seguindo uma estratégia empresarial própria e construindo rapidamente unidades a gás natural, isoladamente ou em conjunto com produtores independentes. Este tipo de situação, gerada pelo processo de mudança de regulamentação na Inglaterra, remete à questão de como garantir uma justa repartição dos riscos de mercado (e de hidraulicidade em um sistema como o brasileiro) entre os diferentes agentes, em um sistema elétrico mais competitivo que cooperativo.

Uma das maiores críticas ao novo sistema parece ser a constatação que suas decisões estão muito mais dominadas por uma racionalidade de curto-prazo, penalizando sua evolução futura, no que se refere não apenas aos custos, mas à estrutura e disponibilidade de suas fontes primárias. As transformações efetuadas favoreceram a utilização de taxas de desconto mais elevadas, penalizando investimentos mais intensivos em capital, contra empreendimentos com custos de operação mais elevados. Também o uso de taxas mais elevadas, refletiu-se sobre os preços da eletricidade, pressionados pela necessidade de se recuperar o capital empregado mais rapidamente.

Críticos<sup>(2)</sup>, deste processo têm combatido as mudanças afirmando que "nenhum mecanismo de mercado por si só pode equilibrar os objetivos intrinsecamente conflitantes da obtenção da energia mais barata possível assegurando a segurança do suprimento, enquanto proteger o nosso legado ambiental para as gerações que não nasceram"

---

(2) "Energy Policy is too important for the Market to Decide" Entrevista de James Hann, chairman da "Scottish Nuclear Limited", em Electricity OK, julho de 1991.

até que as concessionárias desses sistemas possam vir a oferecer a energia elétrica a preços que viabilizem o crescimento social dessas regiões e que possam contribuir para o seu desenvolvimento econômico.

Bem recebida em algumas regiões, quando introduzida no País nos anos setenta, a equalização tarifária transformou-se posteriormente em fator de tensão entre empresas do Setor Elétrico, já que se agravou progressivamente no período em que a remuneração dos investimentos das concessionárias situou-se abaixo dos níveis previstos na legislação, tendo contribuído para a desorganização do fluxo de recursos financeiros intra setorial.

Outra novidade que pode se materializar será a estruturação das tarifas correspondentes aos diversos níveis de tensão, a ser formulada localmente, de forma negociada com os concessionários e consumidores, se bem que sob a orientação do poder concedente. A fixação da tarifa de venda aos consumidores finais, desqualizada e seguindo um regime de serviço pelo preço, passará a ser atribuição de cada Estado da Federação embora com a aprovação do DNAEE, sinalizando a estrutura de referência.

### 3.3 A DUALIDADE ESTADO-EMPRESA NO SETOR ELÉTRICO

As empresas estatais surgiram em resposta a uma necessidade de viabilizar uma intervenção flexível e eficaz do Estado no sistema produtivo, e para tanto foram formadas sob o mesmo estatuto regulamentador em que operam as empresas privadas. Esta situação, todavia, em termos ideais só têm sido preservada em algumas poucas dessas empresas. À medida que o acionista majoritário é o Estado, seus interesses ultrapassam a maximização do retorno por ação e incluem os efeitos externos da ação dessas empresas. Assim, já por sua origem, estas empresas têm seus objetivos e critérios de desempenho diferenciados das empresas privadas. Este fato em si, pode ser considerado até como positivo, pois atua no sentido da correção das imperfeições de mercado e no da direção da maximização do bem-estar da sociedade. Infelizmente, as distorções da interferência governamental têm frequentemente ido muito além da incorporação de externalidades.

Esta dualidade de princípios que caracteriza as empresas estatais de energia elétrica introduz diferenças fundamentais de comportamento em relação às empresas privadas. Assim, ao nível institucional, as empresas privadas podem tomar iniciativas em todos os campos onde a lei não lhes restrinja a ação; por seu turno, as empresas estatais somente podem atuar em espaços que a lei lhes faculta.

Esta diferença significa que a empresa privada possui, institucionalmente, uma flexibilidade de resposta às oportunidades de negócios alheias à sua missão, muito maior do que as empresas estatais.

Fica portanto aparente que o desenvolvimento do planejamento e da administração estratégica nestes dois agentes econômicos contemplam objetivos, meios e processos bastante diferentes para o cumprimento de suas missões institucionais. Nesta ótica, é possível avaliar as enormes dificuldades para se conciliar os princípios da isonomia que devem prevalecer nas licitações de concessões, envolvendo agentes regulados por princípios administrativos tão diferentes.

Hoje, para que as empresas estatais voltem a operar de forma eficiente e eficaz é necessário que por um lado lhes sejam dadas mais autonomia e independência em sua gestão e que não sejam usadas pelos governos federal e estaduais como instrumentos para outros objetivos alheios ao seu ramo do negócio. Ou ainda, que se usadas para objetivos sociais, de efetivo interesse da sociedade brasileira, que isto seja claramente explícito, com fontes de recursos bem definidas e se possível referendado pelo Poder Legislativo.

No que se refere às possibilidades de aumento de sua eficiência, as empresas concessionárias de serviços de energia elétrica bem como as empresas estatais que atuam em outros setores da economia vêm, nos últimos anos, reclamando contra a falta de flexibilidade para a administração dos respectivos negócios. A agilidade inicial que justificou a sua criação têm sido tolhida por uma enorme teia de controles que foram progressivamente sendo criados, típicos do serviço público tradicional, não empresarial. Esta falta de autonomia tem sido apontada como um dos fatores causais importantes das dificuldades crescentes que têm sido enfrentadas por estas empresas.

À vista de tudo isso, vêm se sugerindo a adoção de um instrumento, denominado genericamente de Contrato de Gestão, pelo qual as empresas estatais do Setor Elétrico se comprometem a cumprir um programa específico de objetivos e metas cujo desempenho pode ser acompanhado à luz de indicadores apropriados e em contrapartida ganham autonomia em suas decisões.

Apesar dessa questão ter passado a um segundo plano, face às perspectivas de modificações profundas no modelo institucional do Setor Elétrico e de uma penetração sistemática de capitais privados, é provável que a questão da autonomia das estatais volte a ser discutida e venha a se ter uma solução satisfatória.

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 e de um funcionamento interno que otimize simultaneamente o emprego dos seus recursos humanos, financeiros e materiais.

Como dito anteriormente, um ponto que não pode ser esquecido, quando se fala em maior separação entre os objetivos governamentais (públicos) e os objetivos empresariais, refere-se a necessidade de se encontrar soluções que preservem as funções empresariais de coordenação do planejamento e da operação do sistema elétrico do País. Qualquer que seja a solução adotada é fundamental que elas continuem sendo exercidas com visão global, capaz de compartilhar os interesses individuais com os coletivos. Hoje essas atividades têm sido executadas, através de colegiados, secretariados pela Eletrobras, atuando de forma coordenada com o DNAEE. Nesses organismos procura-se conciliar os interesses público 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 um instrumento que assegura economias substanciais na mobilização dos recursos e na sua utilização nos sistemas elétricos. Os produtos finais do GCPS são principalmente um plano de expansão de longo prazo alcançado um horizonte de vinte a trinta anos e um plano decenal de expansão, incluindo a sequência da construção das obras de geração e de

transmissão e as épocas previstas para a entrada em operação além do conhecimento dos custos respectivos. Tem sido considerada fundamental a aprovação do plano de expansão pelo Congresso Nacional e diversas propostas sugerem a introdução dessa prática.

O ingresso de novas empresas privadas na exploração dos serviços de produção e transmissão de energia elétrica, em nada deverá modificar a operação dos sistemas elétricos que vem sendo realizada de modo a ser assegurada a otimização do uso dos recursos envolvidos na produção e na transmissão.

Tem sido destacada, também, a necessidade de manutenção de órgãos colegiados visando assegurar tanto a coordenação como a supervisão da operação. Para essas funções foram criados, em 1973, os grupos de coordenação da operação dos sistemas interligados Sudeste/Sul bem como Norte/Nordeste (GCOI's). Prevê-se também uma evolução contínua dos meios e modos visando o aperfeiçoamento das atividades desses órgãos em benefício das empresas proprietárias dos sistemas elétricos envolvidos.

Ação coordenadora desses colegiados tem sido de fundamental importância para um aproveitamento eficiente do potencial hidrelétrico brasileiro.

### 3.4 CAPITAL PRIVADO

No que se refere à repartição de papéis entre a atuação empresarial do Estado e as empresas privadas, acredita-se que ela deva ser ditada principalmente por uma lógica econômica global. A medida que se tenha interesse privado em investir na expansão do sistema elétrico, estes interesses devem ser incentivados.

Entretanto deve-se lembrar que para investimentos de longo tempo de maturação e longa vida útil, como os grandes projetos hidrelétricos implementados pelo Setor Elétrico brasileiro, sua viabilidade têm sido justificada pelo emprego de taxas de desconto relativamente reduzidas em sua análise, o que só acontece quando encarados pelo ângulo público.

Note-se que as taxas de referência temporal empregadas para valorizar o capital vão refletir diferenças de interesses entre gerações em relação à riqueza gerada por aqueles empreendimentos. Por isso é aceitável que o Estado, considerando o interesse dos consumidores futuros, aceite taxas menores que considerem em conta um horizonte temporal mais amplo e que sejam menos influenciáveis pelos fenômenos conjunturais de curto prazo, ao contrário do que acontece com os investidores privados.

Nos últimos anos, tem sido bastante discutida a participação de capitais privados na área de energia elétrica, como uma contribuição para complementar as necessidades de investimentos requeridos pela expansão do sistema elétrico e também para elevar o nível de eficiência e de competitividade do Setor Elétrico.

Concessionárias à parte, deve-se registrar que apreciável volume de capital privado já vem participando substancialmente 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 realizam 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.

Entretanto, o setor estatal assumiu diretamente a maior parte da produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, assim como a alavancagem dos recursos necessários para a expansão deste sistema, a construção propriamente dita das obras e a fabricação dos equipamentos têm sido sempre atividades do setor privado.

Deve-se observar ainda que, de um modo mais geral, dentro ainda do modelo vigente a participação da empresa privada tende a aumentar com a expansão da terceirização e da consultoria em áreas de especialização, estas últimas crescendo em novas direções tais como a da inserção regional e a da preservação do meio ambiente.

No que se refere a recuperação da capacidade de investir das empresas do Setor Elétrico, qualquer que seja a sua propriedade, estatal ou privada, será necessário trazer-se as tarifas para patamares adequados. A garantia de tarifas capazes de remunerar adequadamente o capital investido, mais do que uma necessidade, é pre-condição para o aumento real da participação privada nos investimentos setoriais.

Acredita-se que a medida que a economia brasileira retome sua rota de crescimento e a demanda de energia elétrica volte a pressionar a oferta, se inicie o ingresso de capitais privados no setor de produção de energia elétrica. Entretanto, o volume dos aportes e o seu ritmo dependerão dos atrativos oferecidos, especialmente da remuneração dos capitais envolvidos.

No que se refere ao desejado aumento de eficiência gerencial, as mudanças institucionais esperadas deverão ser tais que se consiga uma redução da interferência política sobre administração e metas das empresas concessionárias. Para as empresas estatais isto significa que possam ser seguidos princípios comerciais em sua administração. Um caminho para esta maior autonomia pode ser a implementação e observância de contratos de gestão entre o acionista majoritário e a direção das empresas. Note-se aliás que mesmo as empresas privadas atuando no Setor Elétrico deverão, enquanto concessionárias, ter sua operação regida por contratos similares refletindo os termos da concessão.

Aliando-se ao clima de desregulamentação associado à possível modificação do quadro institucional do Setor Elétrico, a presença de capitais privados pode vir a se expandir não só na geração, como também na transmissão, transformação e distribuição. A participação privada pode se dar fundamentalmente em dois níveis, não excludentes:

#### *(a) Participação Acionária no Sistema Existente*

Parte das empresas concessionárias e construída de empresas de capital aberto e algumas outras poderiam abrir o seu capital. O caminho da participação acionária, de forma majoritária ou não, é um dos mais simples para a ampliação da participação privada no Setor Elétrico. Os limites para esta participação se vinculam diretamente às 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 operações 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. Algumas opções intermediárias poderiam ser tentadas, envolvendo acordos de acionistas sobre a distribuição dos cargos da diretoria e sobre o conselho de administração.

Outra alternativa para a participação privada no sistema existente pode ser aberta, dependendo da forma com que se venha a regulamentar o Art. 175 da Constituição Federal. Caso se decida colocar em licitação as concessões atuais com prazos vencidos ou indeterminados, as mesmas podem, via licitações, passar para o controle de empresas privadas. A maior restrição que se faz a este tipo de processo é poder permitir uma fragmentação indiscriminada do sistema atual, gerando toda a sorte de problemas financeiros e técnicos para as atuais concessionárias.

*(b) Participação "na margem" nos Acréscimos Físicos ao Sistema*

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 requeridos pelo aumento da 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, particularmente na produção de energia.

Um dos mecanismos financeiros mais simples e já testado no País, consiste na venda antecipada de energia, através do qual um grande consumidor (ou consórcio), financia uma determinada obra para uma concessionária em troca do recebimento futuro de uma determinada quantidade de energia. Como, nestes casos, a energia é usualmente contabilizada aos preços atualmente vigentes e bastantes comprimidos, esta forma de operação, antes da normalização das tarifas, pode se revelar pouco interessante para as concessionárias, sob uma ótica de longo prazo.

Alguns dos meios de atuação direta envolvem as chamadas produção independente, autoprodução e co-geração. A produção independente pode ser realizada por empresa geradora independente que atue competitivamente no mercado, vendendo para as concessionárias de distribuição. Já a autoprodução refere-se a produção de energia elétrica para consumo próprio de unidade produtora de bens (auto produtor). Inclui a possibilidade de operação em regime 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 de parte da energia elétrica excedente produzida para a venda à concessionária.

Deve-se observar ainda que 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.

Outras formas de atuação direta de empresas privadas se relacionam ao estabelecimento de relações comerciais um pouco mais complexas entre estas firmas e as empresas concessionárias (estatais ou privadas), referidas a obras específicas e conhecidas como BOO, BOT ou BLT <sup>(3)</sup> entre outras. BOO corresponde ao chamado "Build-Own-Operate" pelo qual um empreendedor privado constrói, mantém a propriedade e opera uma determinada usina, permanecendo porém os riscos comerciais com a concessionária devido à inclusão de cláusulas contratuais tipo "take or pay". No caso do BOT ("Build-Own-Transfer") a empresa privada participa (usualmente em torno de 30%) de empresa específica que constrói, opera por tempo suficiente para pagar o projeto e depois transfere o mesmo para a concessionária. Na opção BLT ("Build-Lease-Transfer"), o setor privado constrói, faz um "leasing" para a concessionária e transfere a propriedade da planta após um determinado prazo. Este último caso pode ser mais conveniente para um sistema hidrotérmico como o brasileiro, em que a operação das unidades individuais deve se subordinar ao ótimo do conjunto do sistema.

Por conseguinte, através dos mecanismos acima listados ou similares é bastante provável que empresas estatais e empresas privadas encontrem caminhos diversos que permitam contemplar seus interesses pois, em realidade, há bastante espaço para idéias não necessariamente excludentes.

### 3.5 ARRENDAMENTO MERCANTIL

A baixa capacidade de investir dos atuais concessionários do Setor Elétrico se apresenta como uma oportunidade de elevada probabilidade de ser aproveitada por investidores privados. De fato, há forte indício de que isto venha a ocorrer visto que, no âmbito do próprio Setor Elétrico, já a partir de meados dos anos setenta, vários interessados procuraram algumas concessionárias e o próprio DNAEE, propondo-se à realização de operações "leasing" na área de linhas de transmissão. Por isso, após a reformulação do modelo institucional, é de se esperar que, no curto prazo, várias operações desse tipo venha a ser concretizadas. Poderão até mesmo constituir-se como prática suscetível de prosperar desde que as duas partes interessadas possam decidir diretamente essa questão e desde que haja regulamentação simples e eficaz para assegurar que o processo tenha êxito.

Por fim, cabe mencionar uma sugestão ampla para que as concessionárias pudessem "fazer uso de arrendamento mercantil, aluguel, contratos de risco e das instalações de equipamentos destinados a geração, transformação e distribuição" conforme tem sido sustentado no âmbito do Setor Elétrico.

Deve-se destacar que entre todas as formas que tem sido discutidas para a absorção direta de novos capitais no Setor Elétrico através de intervenções empresariais, a utilização de mecanismos de "leasing" parece ser uma das mais promissoras e adequadas à natureza heterogênea e interdependente do sistema brasileiro. Desse modo, empresas de construção ou consórcios empresariais podem investir diretamente em obras de interesse do setor, transferindo total ou parcialmente os riscos comerciais às concessionárias e simultaneamente permitindo a estas o cumprimento de regras ótimas de operação do sistema, distribuindo custos e ganhos entre diversas partes do sistema, o que seria muito mais difícil para agentes isolados

(3) Vide "The Evaluation, Situation, and Prospects of the Electric Power Sector in the Latin American and Caribbean Countries", Vol. I Regional Report, Infrastructure & Energy Division of the World Bank and Organização Latinoamericana de Energia (OLADE), Agosto de 1991.



### 3.6 AUTOPRODUÇÃO E CO-GERAÇÃO

Com a redução da capacidade de investimento das concessionárias, a retomada de um desenvolvimento sustentado da economia, poderá implicar em graves problemas na oferta de energia elétrica. Esta perspectiva deverá conduzir inevitavelmente a uma busca mais intensa de participação financeira de consumidores em projetos para execução, em caráter emergencial, de reforços do sistema elétrico em áreas críticas, além da expansão normal do sistema.

É de se esperar, também, uma participação natural de consumidores na autoprodução, tendo em vista garantir o seu suprimento. A autoprodução, mais do que ocorrer no passado, tem sido lembrada como real fonte de ganhos, tanto para a empresa que a produz como para a concessionária em cuja área se situa a geração. A fonte de ganhos do autoprodutor seria a venda de energia elétrica que ele poderia gerar além de suas necessidades; a fonte de ganhos da concessionária seria constituída pelo volume de recursos financeiros que não teria de desembolsar na correspondente expansão do parque gerador da empresa. Entretanto, em que pese a validade do princípio, ele somente se materializará se houver uma real convergência dos interesses das duas partes, cabendo destaque para o preço da energia, a duração do fornecimento, a quantidade de energia, a sazonalidade e o ponto de entrega.

Independentemente mesmo do custo da energia autogerada, comparativamente ao preço alternativo de compra e venda da energia no mercado, os consumidores industriais e comerciais do País poderão optar em larga escala pela autoprodução à medida que, embora pesando pouco nas estruturas de custos da maioria dos setores, a eletricidade pode ser um insumo fundamental ao processo produtivo. Diante de um quadro de risco de déficit, diante da expansão rápida do consumo levada por um processo mais firme de retomada econômica, e caso o Setor Elétrico brasileiro não consiga resolver a contento seus problemas de financiamento da expansão, é bastante provável que muitos empresários privados optem pela expansão de seus próprios serviços de produção de energia.

A co-geração, tanto quanto a autoprodução, tem sido também lembrada como fonte de ganhos para as duas partes. No caso da co-geração se teria como resultado uma maior eficiência do setor energético do País, com a eliminação de desperdícios. No caso do consumo do próprio setor industrial, a sua viabilização envolveria uma comparação dos custos envolvidos com a alternativa de compra da concessionária. No caso de geração de energia excedente, para sua viabilização, seria necessário que este excedente pudesse ser vendido à concessionária e esta tivesse interesse em adquiri-la. Tal como no caso da autoprodução, tudo dependeria da convergência real dos interesses.

Um ponto de fundamental importância para a expansão racional da autoprodução é que se consiga montar mecanismos institucionais tais que compensem as diferenças entre os custos marginais de expansão do sistema e o preço de comercialização baseado no custo médio. Enquanto que alguns empreendimentos de autoprodução são claramente mais econômicos que as alternativas de expansão do sistema (custo marginal), o custo da energia gerada por eles é maior que o preço atual de venda das empresas geradoras. Assim, embora vantajosos para o País como um todo, esses empreendimentos não serão convenientes para os empresários, a menos que se articulem variações compensatórias adequadas capazes de transferir rendas entre os agentes econômicos envolvidos.

Apesar de haver necessidade de se disciplinar ainda alguns outros pontos considerados críticos, como por exemplo, (a) a supridora e a distribuidora da área disputarem a prioridade de compra, (b) o uso

da malha na hipótese em que o autoprodutor ou co-gerador pretenda atender outras indústrias de sua propriedade, existentes ou a construir. (c) expansão das usinas do autoprodutor e do co-gerador, e promissora a hipótese da elevação do percentual da energia elétrica adquirida de autoprodutores e de co-geradores ainda no curto prazo.

Por ser óbvio que o entendimento das duas partes é um ato natural de comércio que decorre da satisfação do mútuo interesse, afigura-se como fundamental a busca sistemática, por parte

das concessionárias, de parceiros na área de autoprodução e de co-geração. Nas regiões mais industrializadas é provável uma expansão sistemática na cogeração.

Outro ponto importante para a autoprodução em usinas de pequeno porte, conforme definidas na lei, seria a possibilidade de vender parte de energia nelas produzidas, diretamente à concessionária de distribuição da área em que vierem a se situar essas usinas.

Se todavia a autoprodução se fizer em usinas de potência superior ao nível considerado de pequeno porte pela lei e for criada a empresa única para construir, supervisionar e operar com exclusividade em todo o País um sistema nacional de transmissão, como cogitado, a energia elétrica nelas produzida teria que ser vendida a essa empresa.

Tem sido também considerada a hipótese de um autoprodutor que gerando energia em um local possa realizar uma permuta dessa energia pela que pudesse ser-lhe entregue onde houvesse condições de fornecimento. Isto só poderia ser feito, todavia, se determinadas condições viessem a ser totalmente satisfeitas.

Entre os setores industriais nos quais têm se identificado as principais oportunidades de autoprodução e co-geração hoje no País, destacam-se o setor siderúrgico, o setor sucroalcooleiro, o setor químico e o setor de papel e celulose.

### 3.7 PRODUÇÃO INDEPENDENTE E MALHA DE TRANSMISSÃO

Ponto essencial para a viabilização da produção independente, alternativamente à expansão das concessionárias atuais com um aumento efetivo da competitividade na geração é a permissão da utilização por estes produtores da malha de transmissão das concessionárias ("wheeling") para o atendimento de quaisquer consumidores, contra o pagamento de um pedágio.

Uma empresa consumidora de energia elétrica situada na área de uma concessionária, poderia receber energia gerada por um produtor através da malha de transmissão da concessionária. Essa possibilidade foi debatida ultimamente com bastante frequência visando alcançar, simultaneamente, vários objetivos: (a) evitar que a consumidora deixe de ser atendida pelo concessionário por falta de condições deste para investir na geração; (b) atrair capitais elevados para investimento em geração, a serem materializados com a criação da empresa produtora; (c) reduzir eventual nível de ociosidade da malha de transporte de concessionário.

Podera, todavia, tornar-se necessario um reforço em trechos da malha de transmissão da concessionaria ou mesmo de novo trecho. Isto significaria para a empresa concessionaria, como regra, investimentos inferiores aos que teria de fazer em geração. Os seus ganhos seriam também representados pelo pagamento da utilização da malha principal do seu sistema elétrico e indenização de custos de distribuição.

A introdução do sistema de pedágio ficaria extremamente facilitada, caso, no novo quadro regulador do Setor Elétrico brasileiro, se venha a separar, na formação das tarifas de eletricidade, as parcelas referentes aos serviços de geração, de transmissão e de distribuição.

## 4. FUNDAMENTOS INSTITUCIONAIS DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

### 4.1 PREEMINÊNCIA DE EMPRESAS DE CAPITAL ESTRANGEIRO (1879-1934)

Logo após o surgimento da iluminação a eletricidade, o Brasil adotou o uso dessa conquista tecnológica. Em 1879 o Imperador Pedro II inaugurou a iluminação da estação da Estrada de Ferro D. Pedro II, hoje Central do Brasil, com lâmpadas a arco voltaico com a energia elétrica fornecida por geradores de corrente contínua.

Já em junho de 1883, na cidade de Campos (RJ), o mesmo D. Pedro II inaugurou um trecho de linha na cidade com 39 lâmpadas e posteriormente, outros serviços públicos: operavam bondes (RJ, Niterói, 1883), iluminação pública (RS, Porto Alegre, 1887) e abastecimento d'água (SP, Água Branca, 1889). A hidrelétrica de Bernardo Mascarenhas operou em 1889 (MG, Juiz de Fora), em regime de autoprodução e fornecimento de energia excedente. Pouco a pouco, novos empreendimentos de iluminação a eletricidade iriam surgir, e a exemplo dos serviços de transportes urbanos e de abastecimento d'água, passaram a depender de concessões deferidas pelas câmaras municipais e fiscalizadas pelas prefeituras. O abastecimento de energia elétrica era uma questão fundamentalmente municipal.

As empresas de capital estrangeiro necessitam, já a partir de 1889, de autorização do Presidente da República, mediante decreto, para funcionar no País. Isto ocorreu, por exemplo, com o grupo Light que começou a operar no País naquele ano. As concessões abrangiam também transmissão e distribuição, e estas para se estenderem às cidades vizinhas necessitavam ainda de concessão das respectivas câmaras municipais. Como o País era essencialmente agrícola, as concessões se voltavam mais para a iluminação pública, abastecimento d'água ou bondes elétricos, nas grandes cidades. As empresas de mineração ao receberem autorização para operar, podiam gerar e usar energia elétrica para uso das bombas de desmonte de terras e tratamento dos minérios. As fábricas de tecido, açúcar e outras, estrangeiras, ao obterem permissão para operar no Brasil traziam seus próprios grupos geradores (motores a óleo, máquinas e turbinas a vapor e hidráulicas), para autoprodução e, eventualmente, para iluminação das casas dos empregados junto as indústrias.

O começo da industrialização e a demanda por energia elétrica exigindo o aproveitamento de quedas d'água de maior potência, passaram a exigir das autoridades um cuidado especial, visando discipliná-los, inclusive os problemas suscitados em relação ao uso de águas particulares e públicas, e à questão do domínio da União, dos Estados e Municípios. Sobre essa última questão um grande esforço de organização institucional foi realizado pelo prof. Alfredo Valladão ao produzir em 1907 um código de Águas. O Governo da República remeteu o projeto do prof. Valladão à Câmara dos Deputados onde so veio a ser aprovado quase três décadas mais tarde, em 1934.

Em 1920, foi criada a Comissão de Estudos das Forças Hidráulicas (neste ano fora criado nos E. U. A., pelo Federal Water Power Act de 1920 a conhecida Federal Power Commission) no âmbito do serviço Geológico e Mineralógico do Brasil do Ministério da Agricultura, Indústria e Comércio. Posteriormente

foi criada, em 1933, a Diretoria de Águas e mudada, depois, em Serviço de Águas e mais tarde, absorvida pelo Departamento Nacional de Produção Mineral, criado no ano de 1934.

Deve-se destacar, na fase pioneira da eletricidade, o esforço das fiscalizações das prefeituras municipais buscando controlar as concessionárias e o serviço produzido, tendo como instrumento um contrato quase sempre deficiente em consequência da inexperiência nacional nesse particular.

Em suma, no Período de 1889 a 1933, o aproveitamento das quedas d'água dependia de concessão, cabendo à União, aos Estados e aos Municípios autorizá-la conforme a jurisdição que se exercia sobre o curso d'água. Os serviços de energia elétrica eram explorados por empresas privadas, inclusive autoprodutores e pelos municípios. Os autoprodutores vendiam e em muitos casos doavam a sua energia excedente para iluminação pública das vilas e até para as sedes dos municípios onde atuavam. A energia elétrica produzida pelas concessionárias e destinada ao consumo do público, não obedecia a padrões definidos para todo o País. Cada contrato de concessão fixava detalhes técnicos particulares. Ora se tratava de tensão contínua, ora alternada e o nível dessa tensão ora era 110 ora 220 Volts. No caso de corrente alternada, a frequência da tensão tanto podia ser de 50 Hz como de 60 Hz e as tensões de distribuição nos sistemas variavam por empresas: 110 e 220 V monofásicas; 220 V, 380V e 440V trifásicas; 2200, 2400, 4000, 6600, 11000, 13200, 22000 V trifásicas. Os fabricantes europeus e norte-americanos que forneciam esses equipamentos, tinham padrões diferentes para a frequência e para a tensão de geração.

Em resumo, a presença do Estado se limitava, antes de 1934, a conceder a exploração dos serviços elétricos, fiscalizar o cumprimento dos contratos e aditá-los ou baixar leis, concedendo novas tarifas. As empresas eram privadas (nacionais e estrangeiras), autoprodutores (privados ou públicos) e públicas (estaduais e municipais).

A falta de uma ação mais dinâmica das municipalidades e, como regra, a pouca experiência dos que elaboravam contratos deixaram, não poucas vezes, os consumidores inteiramente desamparados. Isto ocorria não somente no interior dos Estados como em algumas das capitais brasileiras e, principalmente, nos últimos cinco a dez anos, que precediam o fim dos contratos, os problemas eram graves.

O período 1889-1933 se caracterizou, em resumo, como uma fase em que o município é quem concedia o direito de as empresas explorarem serviços de energia elétrica. Muito embora proliferassem, nesse período, os Serviços de Luz pertencentes às prefeituras municipais (voltados, em sua larga maioria, para iluminação pública) e as empresas autoprodutoras, a potência de suas usinas era de pequeno porte. A predominância era de empresas de capital estrangeiro que dominavam os maiores mercados consumidores do País.

#### 4.2 O CÓDIGO DE ÁGUAS (1934-1956)

No ano de 1934, o Governo Provisório da República decretou o Código de Águas (Decreto nº 24.643 de 10/06/34) elaborado por Alfredo Valladão com base no que organizara em 1907 e que continha 205 Artigos distribuídos segundo três Livros, a saber: Livro I - Águas em Geral e suas Propriedades; Livro II - Aproveitamento das Águas; Livro III - Forças Hidráulicas, Regulamentação da Indústria Hidrelétrica, e que é realmente uma obra prima da literatura administrativa e técnica do País.

O Código definia os proprietários das águas públicas de uso comum: União, Estado e Municípios, bem como o poder de desapropriação da União, dos Estados e dos Municípios, relativos a essas águas, às águas comuns e às águas particulares. Permitia a todos o uso de quaisquer águas públicas, na forma dos regulamentos administrativos, e a sua derivação exigia concessão administrativa no caso de utilidade pública. A União tinha a faculdade de repor, incontinenti, no seu antigo estado, as águas públicas no interesse público ou quando havia violação de Lei, regulamento ou ato de administração.

O aproveitamento das quedas d'água seria feito pelo regime de autorizações e concessões, salvo os já existentes (cujas empresas deveriam manifestá-lo devidamente no prazo de seis meses) e os de quedas de potência inferior a 50 kW para autoprodução. Até 150 kW, os aproveitamentos de quedas d'água e outras fontes de energia dependiam de autorização quando se destinassem a uso exclusivo dos permissionários titulares de direitos de ribeirividade. Acima de 150 kW de potência, os aproveitamentos eram considerados de utilidade pública e dependiam de concessão.

Um dos destaques do Código era que, tal como ocorria com as minas, a propriedade superficial não abrangia a água, o leito do curso no trecho da queda nem a respectiva energia hidráulica. As quedas d'água existentes em águas públicas de uso comum se incorporavam ao patrimônio da nação, como propriedade inalienável e imprescritível.

As concessões seriam outorgadas por decreto do Presidente da República e asseguravam, entre outros direitos, o de estabelecer linhas de transmissão e distribuição. Entre outras obrigações, o concessionário teria de reservar uma fração da descarga, ou energia correspondente, até 30% da energia disponível para uso em serviços públicos da União, Estados e Municípios. Essa energia seria paga na base da tarifa em vigor com desconto. O prazo normal da concessão era de 30 anos e, excepcionalmente até 50 anos a juízo do Governo, ouvidos os órgãos técnicos e administrativos competentes. A concessão poderia, inclusive, abranger todo um curso d'água e poderia ser imediata ou progressiva, ou ainda, incluir trechos de vários cursos d'água visando um sistema de usinas interconectadas. Na hipótese de surgir outro pretendente para aproveitamento imediato de parte não utilizada, a preferência era do concessionário se não ficasse evidente a desvantagem pública. Se este desistisse, a preferência seria do pretendente.

O candidato a concessão deveria requerê-la juntando o projeto e outras informações exigidas, destacando-se o valor do capital, atual e futuro, a ser empregado na concessão.

A peça básica era o contrato cujas cláusulas precisavam direitos e obrigações do concessionário e incluíam preços, na saída da usina, a serem cobrados dos consumidores a diferentes fatores de carga.

Findo o prazo de concessão, todos os bens empregados no aproveitamento, inclusive os da produção, transformação, transmissão e distribuição, reverteriam para a União, Estados e Municípios conforme o domínio do curso d'água.

A concessão poderia ser recuperada pela União, em qualquer tempo - desde que interesses públicos relevantes o exigissem - mediante previa indenização. O valor teria como base o capital gasto (custo histórico), menos a depreciação e a amortização efetuadas.

A natureza da reversão, com ou sem indenização, figuraria no contrato e no caso de indenização, esta seria calculada pelo histórico menos a depreciação e a amortização efetuada.

A venda de energia se faria a "tarifas razoáveis", fixadas principalmente sob a forma de serviços pelo custo, que levavam em conta todas as despesas de operação, impostos e taxas; reservas para depreciação e remuneração do capital. Essas tarifas levavam em consideração o custo histórico da propriedade (isto é o capital efetivamente gasto menos depreciação), assegurando assim a justa remuneração desse capital.

Era vedada a discriminação entre consumidores dentro da mesma classificação e nas mesmas condições de utilização do serviço.

Um dos pontos mais importantes se referia aos beneficiários exclusivos das autorizações e das concessões: brasileiros ou empresas organizadas no Brasil, cuja introdução refletia a força do movimento nacionalista que havia emergido com a Revolução de 1930. Estas empresas deveriam ter, nas suas administrações, maioria de diretores brasileiros, residentes no Brasil ou delegar poderes de gerência exclusivamente a brasileiros e manter nos seus serviços no mínimo dois terços de engenheiros e três quartos de operadores brasileiros. Nos locais de trabalho situados fora dos centros escolares em que as empresas mantivessem mais de 50 empregados e houvesse entre pais e filhos pelo menos 10 analfabetos, elas seriam obrigadas a proporcionar ensino primário gratuito.

No que se referia aos órgãos do Setor Elétrico, o Código de Águas conferiu competência ao Serviço de Águas do Departamento Nacional da Produção Mineral do Ministério da Agricultura para estudar e avaliar o potencial hidráulico do País, examinar e instruir pedidos de autorização e concessão e fiscalizar a exploração dos serviços. Cabia ainda ao Serviço de Águas: a) fixar tarifas razoáveis; b) assegurar serviços adequados; c) garantir a estabilidade financeira das empresas. Com referência ao item b, a administração do serviço resolveria sobre a qualidade e quantidade do serviço, extensões, melhoramentos e renovação de instalações e sobre processos mais econômicos de operação. A interconexão dos sistemas de empresas visando a troca de serviços poderia ser ordenada pelo Serviço de Águas.

Convém observar que, pelo Código de Águas, a União transferiria aos Estados a atribuição que o próprio Código lhe conferiu para autorizar ou conceder o aproveitamento industrial das quedas d'água sob condições nele explicitadas que poderiam ser resumidas em competência técnica para fazê-lo. Quando um Estado a possuía, requeria e obtinha a transferência.

O Código de Águas de 1934 mandou ainda criar um Conselho Federal de Forças Hidráulicas e Energia Elétrica para apreciar, superiormente, questões relativas ao aproveitamento racional do potencial hidráulico do País, estudar assuntos pertinentes à indústria de energia elétrica e sua exploração e decidir, em grau de recurso, matérias específicas. Esse Conselho foi criado em 18/05/39, pelo Decreto-Lei nº 1285, com o nome de Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE).

Pode-se afirmar que o Código de águas de 1934, revelou-se um instrumento da mais alta significação para o desenvolvimento da hidreletricidade no País e, de um modo mais geral, trouxe uma real ordenação no uso das águas no território nacional.

Como não poderia deixar de ocorrer, as alterações no quadro político do País traziam repercussões no desenvolvimento econômico-social. Tudo isso levaria a ajustes periódicos na Constituição de um modo mais geral, e em particular com mais frequência, nas leis e decretos que organizavam as estruturas e agentes da administração pública bem como na operação desses agentes e no funcionamento do setor privado. Portanto, já em 1938, quatro anos depois da decretação do Código de Águas, o

Decreto nº 852 de 11/11/1938, em seu artigo 6º refletia o que mandava a Constituição de 1937: concessão a brasileiros, a empresas constituídas por acionistas brasileiros, à União Federal, aos Estados e aos Municípios de aproveitamento de quedas d'água para serviços públicos, de utilidade pública ou para o comércio de energia. Além de outros itens, mandava que a energia elétrica gerada deveria ser trifásica e de 50 ciclos.

Em resumo até o ano de 1956 o Código de Águas sofreu uma série de alterações ou modificações em função de um grande número de leis e decretos-leis, destacando-se os Decretos-Leis nº 852 de 11/11/38; nº 2059 de 05/03/40; nº 3763 de 25/10/41.

Vale destacar, ainda, duas leis que tiveram importância particular no desenvolvimento dos sistemas elétricos: a Lei nº 2308 de 31/08/54 e a de nº 2944 de 08/11/56. A primeira instituiu o Fundo Federal de Eletrificação (FFE), "Destinado a prover e financiar instalações de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, assim como o desenvolvimento da indústria de material elétrico" e criou o Imposto Único (IUEE \*), sobre energia elétrica a ser cobrado pela União sob a forma de imposto de consumo pago por quem a utilizar". Quarenta por cento (40%) da arrecadação do IUEE pertenceria à União e sessenta por cento (60%), aos Estados, Municípios e Distrito Federal para aplicação na produção, transmissão e distribuição de energia elétrica. Além da contribuição do IUEE, o FFE contava com outras fontes (20% da arrecadação da taxa criada pelo Artigo 1º da Lei 156 de 27/11/47 a qual passava para 10%; dotações consignadas no Orçamento da União; rendimentos de depósitos e aplicações do Fundo).

A segunda, a Lei nº 2.944, dispunha sobre a distribuição e exploração da parcela do IUEE pertencentes aos Estados, Distritos Federal e municípios a saber: 5/6 para Estados e Distritos Federal e 1/6 para Municípios. A parcela dos Estados e Distritos Federal era assim distribuída: 50% proporcionalmente às populações; 45% proporcionalmente aos respectivos consumos; 4% proporcionalmente às respectivas áreas territoriais; 1% proporcionalmente às respectivas produções efetivas de energia elétrica. Os demais artigos dessa lei se referiam a aplicação dos recursos correspondentes às quotas.

Após o ano de 1956, outras Leis (4.156 de 28/11/62; 4364 de 22/07/64; 4.676 de 16/06/65 e 5.073 de 18/08/66), Decretos-Leis (336 de 24/10/67 e 644 de 23/06/69), modificaram a legislação do imposto Único. Por fim, O Decreto nº 68.419, de 25/03/71, aprovou o Regulamento do Imposto Único, Fundo Federal de Eletrificação (FFE), Empréstimo Compulsório e Coordenação dos Recursos Federais Destinados a Obras e Serviços de Energia Elétrica.

No curto período entre a instituição do Imposto Único e o surgimento do decreto Lei nº 41.019 em 1957, no novo marco institucional para o Setor Elétrico, como será visto mais adiante, o Imposto Único já dava mostras de ser o grande instrumento gerador de recursos para o Setor Elétrico. A esses instrumentos vieram se juntar ainda outros de natureza operacional, como as portarias ministeriais e do órgão fiscalizador, que no período em questão, foi o Serviço de Águas, sucedido pela Divisão de Águas.

(4) O Imposto Único não teve sigla na legislação que o deu origem, mas seu uso se disseminou no Setor Elétrico, a ponto desta sigla ter sido usada oficialmente em portarias do DNAEE.



No período 1934-1956, os principais agentes produtores de serviços de energia elétrica eram: empresas privadas de capital estrangeiro (Light e empresas do grupo Amforp, para citar as maiores), empresas privadas de capital nacional (Rio Claro, Mineira, Sul Mineira, Cataguases, Santa Cruz, Bragançã e outras), empresas municipais e Serviços de Luz e Força; empresas pertencentes a Departamentos Estaduais de Águas e Energia Elétrica: Autoprodutores e Cooperativas. Nesse período começaram ainda a surgir grandes estatais como a CHESF (1948, NE), na área Federal, CEEE (em 1943 como Comissão e em 1952 como Autarquia, RS), CEMIG (1952, MG), USELPA (1953, SP), COPEL (1953, PR), CHERP (1953, SP), CELESC (1955, SC), CELG (1955, GO) e outras, também importantes na área estadual.

O período 1934-1956, se caracterizou pela presença do Código de Águas que reservava à União o poder de autorizar e conceder a exploração de aproveitamentos de quedas d'água ao mesmo tempo em que poderia transferi-lo para os Estados que estivessem habilitados tecnicamente para usar esse poder. Caracterizou-se ainda esse período pela entrada em declínio das empresas de capital estrangeiro, particularmente as do grupo Amforp ("American Foreign Power").

#### 4.3 A REGULAMENTAÇÃO DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA E A PREENHÊNCIA DAS CONCESSIONÁRIAS ESTATAIS (1957-1980)

A regulamentação dos serviços de energia elétrica vinha sendo cogitada desde a entrada em vigor do Código de Águas. Proposta pela primeira vez em 1951 pelo CNAEE, com base no Art. 2º, Inciso VI do DL 1.699 de 24/10/39, que dispunha sobre o seu funcionamento, a regulamentação encaixou na Presidência da República e só em 26/02/57, revista e atualizada, entrou em vigor com o Decreto nº 41.019, constituindo-se em um dos melhores documentos produzidos para o Setor Elétrico.

O Regulamento dos Serviços de Energia Elétrica que ainda hoje está em vigência passou a ser chamado, no Setor Elétrico, abreviadamente pelo seu número - "41.019" - contém 191 artigos distribuídos seguindo um conjunto de Disposições Preliminares e seis Títulos (5).

Com a entrada em vigor do "41.019" a base institucional do Setor Elétrico se ampliou adquirindo um instrumento de caráter operativo sobre a matéria disposta nos diplomas de hierarquia superior então vigentes, e passou a ser constituída pelo (a) Código de Águas, (b) por decretos leis e decretos posteriores e (c) pelo Regulamento dos Serviços de Energia Elétrica (41.019). Como órgãos federais contava ainda o Setor Elétrico com um órgão superior, o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica, cuja competência (definida no DL 1.699 24/10/39 e complementada pelo DL 3.763 de 25/10/41) foi consolidada, e também com a Divisão de Águas (pertencente ao Departamento Nacional da Produção Mineral do Ministério da Agricultura).

(5) O "41.019" era formado por: Disposições Preliminares; Título I - Da Administração dos Serviços de Energia Elétrica (Do Conselho Nacional de Energia Elétrica; Da Divisão de Águas; Da Transferência de Atribuições para os Estados); Título II - Dos Bens e Instalações Utilizados nos Serviços de Eletricidade (Das Normas Técnicas Relativas a Instalações; Do Inventário da Propriedade das Empresas de Eletricidade; Do Investimento; Da Vinculação dos Bens ao Serviço); Título III - Das Concessões e Autorizações dos Serviços de Energia Elétrica (Da Concessão de Serviço de Energia Elétrica; Da Autorização de Serviços de Energia Elétrica); Título IV - Do Regime de Exploração dos Serviços de Energia Elétrica (Do Início do Serviço; Das Normas Técnicas dos Serviços; Da Operação e Conservação das Instalações; Do Fornecimento de Energia; Da Centralização da Produção; Da Remuneração do Investimento; Das Tantas); Título V - Das Penalidades; Título VI - Das Disposições Gerais e Transitórias.

O "41.019" facilitou o funcionamento dos serviços administrativos tanto dos órgãos (CNAEE e Divisão de Águas) e das concessionárias e permissionários (autorizados). Sua incursão na área técnica limitou-se a oito artigos e um capítulo intitulado Normas Técnicas dos Serviços.

Em 1960, foi criado o Ministério das Minas e Energia (Lei 3.782 de 22/07/60) e o CNAEE perdeu parcialmente seu "status", passando a integrar a estrutura básica no novo Ministério.

O Setor Elétrico, em 16/05/62, ganhou um novo agente com a constituição da Eletrobrás, autorizada que fora a União, como seu maior acionista, a fazê-lo em decorrência da Lei nº 3.890-A, de 25/04/61. Essa empresa iria desempenhar um papel de maior relevância no desenvolvimento da energia elétrica do País. O seu objetivo era a "realização de estudos, projetos, construção e operação de usinas produtoras e linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como a celebração dos atos de comércio decorrentes dessas atividades". Com a Lei nº 4.400, de 31/08/64, alguns artigos da Lei nº 3.890-A foram alterados (Art. 12, 13, 15 e 26) e novos passaram a vigorar. Em 28.11.62 a Lei 4.156 instituiu a tomada de obrigações da Eletrobrás.

Com o desenvolvimento do País, e por sua vez o do Setor Elétrico, a base institucional evoluía ora recebendo novos dispositivos legais ora emendas nos existentes. O número elevado de leis, decretos-leis, decretos, Portarias de Ministro e de Portarias do DCAEE, produzidos no período 1957/1991, traduzia de uma parte a necessidade das atividades da exploração dos serviços de energia elétrica se ajustarem ao forte desenvolvimento do País nos decênios 60 e 70, e à dinâmica das empresas concessionárias do Setor Elétrico. Pode-se dizer que o período 1957-1991 se caracterizou pela presença do Decreto-Lei 41.019, que disciplinou realmente a exploração dos serviços de energia elétrica à luz do Código de Águas e Legislação subsequente. O poder de conceder e autorizar continuava com o Governo Federal. A preeminência das empresas concessionárias de economia mista com maioria de capital público é outra marca importante no sub período 1957-1979, que viu desaparecer as empresas de eletricidade do grupo Amforp e do grupo Brascan no Brasil, adquiridas pela Eletrobrás.

#### 4.4 O ENFRAQUECIMENTO DAS CONCESSIONÁRIAS E ASPIRAÇÕES POR MUDANÇAS (1981-1992)

A partir do ano de 1968 e até 1976, os investimentos do Setor Elétrico passaram a crescer de modo sustentado, a taxas elevadas, principalmente em consequência da arrecadação tarifária. Entre 1976 e 1978, o PIB cresceu em menor ritmo, porém, a demanda de energia elétrica continuou se expandindo de forma acelerada.

Medidas de combate à inflação fizeram com que a tarifa de energia elétrica caísse à média de 5,3% ao ano. Começava por aí o enfraquecimento das empresas do Setor Elétrico, obrigado que fora pela pressão do consumo, a implantar projetos como Itaipu, Tucuruí, Água Vermelha, São Simão, Paulo Afonso IV, Sobradinho, Itumbiara e Angra I, simultaneamente, bem como pesados troncos de transmissão; além disso, cite-se o pesado esforço para construir Itaipu.

As taxas de crescimento do mercado de energia elétrica diminuíram de 11,9% para 7,7% ao ano entre 1979 e 1986 em consequência da redução da atividade econômica, que se verificava a níveis baixíssimos, tendo em três anos seguidos, chegando a se tornar negativa. Os juros externos passaram de 20%, o investimento do Setor Elétrico caiu e os cronogramas das obras deixaram de ser obedecidos.

Os recursos captados se tornaram insuficientes para atender as necessidades de todas as concessionárias estatais e a tarifa também caiu em termos reais.

Pressionadas por um aumento de consumo, sustentado a nível elevado durante anos consecutivos, e progressivamente enfraquecidas em consequência de atrasos de obras e de pagamentos a credores, as empresas concessionárias estatais, além desses problemas, passaram a ter, inclusive, rupturas no fornecimento de energia elétrica e até mesmo um racionamento, durante meses, na região Nordeste. Além disso a qualidade do fornecimento caiu em áreas localizadas em várias regiões.

As empresas concessionárias de energia elétrica haviam adquirido ao longo dos anos uma respeitabilidade que as colocaram em posição de destaque no cenário nacional. Eram caracterizadas pela rapidez com que respondiam as solicitações do mercado, pela qualidade do serviço prestado, pela competência de seus profissionais e pela excelência das empresas a quem adquiriam bens e serviços.

A medida que as empresas concessionárias começaram progressivamente a se enfraquecer, seus fornecedores, empresas consultoras, projetistas, construtoras, montadoras, fabricantes de máquinas e equipamentos utilizados nas usinas, sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica, começaram a sentir o efeito deste enfraquecimento. Entre elas há empresas gigantes como as empreiteiras que construíam as usinas e as que produziam os equipamentos pesados. É óbvio que todas essas empresas fornecedoras do Setor Elétrico, iriam enfrentar dificuldades, se bem que algumas viessem a conseguir negócios no mercado internacional que, de uns anos para cá, se tornou disputadíssimo no campo da energia elétrica. Em consequência, o impacto da queda de produção de bens e serviços adquiridos pelas concessionárias iriam afetar o PIB nacional.

O agravamento contínuo do Setor Elétrico, como um todo, concessionárias e empresas fornecedoras, induziu mesmo os seus dirigentes a pressionarem o Ministério das Minas e Energia (MME) em busca de soluções para os problemas que as afligiam. Em resposta a esse quadro, o MME criou em 1984 uma comissão mista que propôs um conjunto de minutas de leis, decretos-leis, decretos e portarias visando solucionar os problemas apontados. Entretanto, a proximidade de novo período administrativo federal (1985-1990) tornou desaconselhável qualquer encaminhamento ao legislativo de propostas de projetos de lei, visando a alteração de dispositivos vigentes na área de energia elétrica. Além disso, a perspectiva de elaboração de nova Constituição Federal contribuía para reforçar esse pensar.

Com a nova administração federal (1985), a situação das concessionárias estatais continuou se agravando. As empresas fornecedoras das estatais tiveram aumentados os seus níveis de inquietação. Parte delas procurou mercados externos, outras se atrofiaram e a indústria pesada ficou com elevado grau de ociosidade. Em novembro de 1985, o Setor Elétrico elaborou o Plano de Recuperação Setorial-PRS, que em última análise era um instrumento de planejamento a curto prazo, objetivando adequar o setor ao I Plano Nacional de Desenvolvimento e recuperar economicamente e financeiramente as empresas concessionárias. Para isso propunha, principalmente, aumento de tarifas, de eficiência e de produtividade das concessionárias, capitalização do Setor Elétrico e também programar adequadamente os investimentos, entre outras medidas. Bem concebido, o PRS passou a ser um bom instrumento do Setor Elétrico, tendo sido revisto posteriormente. Enquanto seguido rigorosamente, o PRS revelou-se de grande valia e durante algum tempo houve uma tranquilidade relativa no Setor Elétrico embora pontos de tensão começassem a prosperar, envolvendo, principalmente, o fluxo de recursos decorrente da política de tarifas equalizadas.

#### 4.5 O REVISE - REVISÃO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO

Um acontecimento importante nos esforços para soerguer o Setor Elétrico ocorreu em 1987. A Eletrobrás, que vinha acompanhando toda a movimentação na direção de mudanças criou o Revise, Revisão Institucional do Setor Elétrico, que passou a se constituir em fórum de exposições e de debates, apoiado tecnicamente por grupos mistos de profissionais de diversas entidades inclusive do setor privado da economia.

É importante destacar que nos anos de 1985 e 1986 em meio as dificuldades por que passavam as concessionárias, as discussões não se resumiam a pontos isolados ou aspectos particulares da legislação de energia elétrica. De um modo mais geral o que se buscava era questionar a própria base institucional, e algum tempo depois, as reuniões do Revise começaram a viabilizar, em termos mais amplos, esse questionamento. Apesar das posições dos participantes não terem convergido para um modelo orgânico único do Setor Elétrico como um dos produtos finais - em verdade foram dois os modelos apresentados para a sua estrutura orgânica, o Revise teve o mérito de ensejar um importante debate das principais questões do Setor Elétrico.

Cabe notar que o fato de se ter chegado a dois modelos orgânicos demonstrou que a aprovação de lei reformulando a base institucional do Setor Elétrico, não seria tarefa simples.

Seu relatório final procurou diagnosticar os principais problemas, como foram encarados pelo grupo de trabalho, e encaminhar soluções. Suas recomendações não foram consensuais, mais seu diagnóstico parece ter obtido a concordância da maioria dos técnicos envolvidos no processo.

O documento identificou uma estrutura de decisão confusa, envolvendo muitas empresas e organismos, com ingerência indevida de governos estaduais e de grupos de pressão nos processos decisórios. Ao mesmo tempo, nos quadros dirigentes não se tinha estabilidade, com mudanças sucessivas e alterações de orientação e de políticas. Destacou-se ainda que com o Setor Elétrico atrelado à instrumentalização de políticas governamentais, federais e estaduais, ficava difícil administrá-lo corretamente. Uma das questões-chave apontadas e que mostrou-se de difícil consenso na época quanto ao seu encaminhamento foi a da necessidade de se conseguir separar as funções governo e empresa.

#### 4.6 A CONSTITUIÇÃO DE 1988 E O NOVO QUADRO POLÍTICO

Em que pesem as discussões verificadas no período do Revise, não se pode deixar de registrar que somente depois de promulgada a Constituição é que a reformulação da base institucional do Setor Elétrico passou a ser considerada como inevitável.

De fato, a nova Constituição Federal surgiu em 1988 e com ela grande expectativa de mudanças por parte de todo o Setor Elétrico - concessionárias e empresas fornecedoras. A regulamentação de seus artigos, em particular daquele referente à concessão de serviços públicos, passou a ser considerada como a oportunidade de o Setor Elétrico passar a contar com nova base institucional. A aspiração por mudanças se transformou progressivamente em pressão por mudanças que foram, entretanto, em parte desviadas e absorvidas pelo Revise, enquanto este permaneceu aberto às discussões, isto é, até a aprovação do "Relatório elaborado pelo Comitê Executivo", em meados de 1989.

A aproximação das eleições gerais de outubro de 1989, contribuiu para um alívio nas pressões sobre a administração federal que expirava e para uma concentração sobre as equipes técnicas de partidos e de políticos ligados aos candidatos a postos eletivos para o período 1990/1995.

Com o novo quadro político, as discussões em torno do futuro do Setor Elétrico passaram a se centrar cada vez mais no legislativo. Já no final do ano de 1989, surgiram diversos projetos de lei de interesse do Setor Elétrico. Um primeiro, não aprovado, de autoria do deputado Marcelo Cordeiro previa alterações importantes na legislação. Outro, do senador Fernando Henrique Cardoso, disciplinava o Artigo 175 da Constituição de 1988, a respeito das concessões de serviços de utilidade pública. É de se esperar que a lei das concessões, quando aprovada, venha a provocar grandes mudanças no quadro institucional do Setor Elétrico brasileiro.

Foi entretanto, a partir de 1991, que houve movimentação mais intensa no sentido de mudanças na legislação do Setor Elétrico. Parte desse esforço surgiu sob a forma de minutas de projetos de lei que circularam nas concessionárias e em associações de empresas e fornecedoras. Enquanto isso, a administração federal parecia, entretanto, se abster estrategicamente de enviar projetos de lei ao legislativo ou de editar medidas provisórias, referentes ao Setor Elétrico.

O silêncio inicial aparente das autoridades federais em relação a mudança da base institucional do Setor Elétrico, parecia uma pausa propositalmente deixada para que outras questões consideradas de maior prioridade fossem equacionadas tais como a da aceleração inflacionária e para que o Ministério da Infra-Estrutura (Minfra) e a Secretaria Nacional de Energia (SNE), em meio a tantos problemas, tivessem algum tempo para se aparelhar.

De fato, este silêncio foi rompido pela SNE em 1991, estimulando a discussão das linhas gerais de um novo modelo institucional para o Setor Elétrico. Novamente, as diferenças de interesses e opiniões que haviam claramente sido explicitadas na fase do *Revise*, vieram a tona com igual força, mostrando que não havia uma saída para se desenhar um novo modelo, capaz de simultaneamente encaminhar soluções para as dificuldades financeiras e estimular a racionalidade e a eficiência na alocação dos recursos setoriais, e fazendo com que a discussão da proposta da SNE não tenha conseguido obter o consenso necessário para a sua aprovação.

Ao longo deste processo, a SNE teve ainda que se readaptar, mais uma vez, a uma mudança de estrutura ministerial, com a divisão do Minfra em 1992 e o reaparecimento do Ministério das Minas e Energia (MME) e, a seguir, a uma nova mudança de governo no País e das equipes dirigentes do Setor Elétrico.

De qualquer modo, independentemente das mudanças políticas, não é de se estranhar que este processo seja lento. Seria mesmo irresponsabilidade, imaginar-se que um setor complexo como o elétrico, afetando quase todo o espectro de atividades da sociedade brasileira, pudesse se transformar sem um longo período de gestação das novas idéias.

Em um quadro mais geral de transformações por que passa a organização política nacional, vive-se uma mudança em que, depois de um longo período de autoritarismo, o eixo de decisões se desloca cada vez mais para o Congresso Nacional. Deste modo, toda a discussão e todo o esforço de formação de um novo modelo institucional para o Setor Elétrico estão, em última análise, dirigidos para este fórum.

A maior importância do Congresso no processo, reforça e mesmo impõe a necessidade de uma ampla negociação nacional na redefinição do quadro regulador do Setor Elétrico, refletindo os diversos interesses setoriais e estaduais, para a superação dos conflitos que têm gerado obstáculos para o processo de mudanças.

Deve-se notar, que também é característica dessa nova fase a maior autonomia dos Estados em relação à União, tendo inclusive a nova Constituição repassado para o controle local uma parte significativa da arrecadação dos recursos públicos. Esta maior descentralização administrativa tem várias vantagens, à medida que se pode facilmente imaginar que uma gestão local tenha maior facilidade de identificar corretamente os problemas e selecionar alternativas socialmente eficientes para a aplicação dos recursos públicos. A maior aproximação com os consumidores finais presuppõe que se possa chegar a um controle dos bens públicos pela população diretamente interessada.

O grande desafio, entretanto, é o de nesse processo descentralizar e não se vir a perder de vista a perspectiva nacional, aproveitando-se as vantagens geradas pelo uso comum dos recursos naturais e humanos e pelo acesso livre ao mercado consumidor nacional, ao mesmo tempo que distribuindo os resultados de maneira equânime entre todas as regiões do País.

A conciliação entre os interesses locais e nacionais, assim como a conciliação entre a racionalidade econômica e a justa repartição da riqueza fazem parte do pano de fundo onde se procura desenhar a nova organização do Setor Elétrico brasileiro.

## 5. INÍCIO DE MUDANÇAS NO SETOR ELÉTRICO

### 5.1 A NOVA LEI DE TARIFAS: LEI Nº 8.631 DE 03.03.93 - DECRETO REGULAMENTADOR Nº 744/93

No ano de 1993, vários diplomas legais de interesse do Setor Elétrico foram editados. Enquanto isso outros Projetos de Lei permaneceram aguardando aprovação. No primeiro conjunto se encontram a Lei nº 8.631, de 03 de março, o Decreto nº 774 de 18 de março e o Decreto nº 915 de 06 de setembro todos de 1993. Além disso, o Departamento de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, baixou Portarias importantes como por exemplo a Portaria de nº 698 de 24 de junho. Aguardando a vez se encontram o Projeto de Lei nº 202-F, no Senado, já modificado por substitutivo da Câmara, assim como o Projeto de Lei nº 3.057, de 1992, na Câmara Federal.

A Lei nº 8.631, que passou a ser denominado "Lei das Tarifas" representa a primeira modificação profunda na estrutura legal do Setor Elétrico. Significa a introdução de fatos novos que, como tudo está indicando alterar prudentemente, tanto o seu funcionamento como também a própria composição e organização desse importante Setor.

Criticada por uns, aplaudida por outros, a Lei nº 8.631, é um passo importante na busca da recuperação financeira das Empresas do Setor Elétrico. Seus principais destaques são:

- A iniciativa da proposição de tarifas é do concessionário;
- O DNAEE tem até 15 dias para manifestar incorformidade e, em não o fazendo, os níveis propostos serão tacitamente aprovados;
- Os níveis tarifários cobrirão o custo do serviço;
- O custo do serviço incorpora, entre inúmeros componentes, os valores das quotas anuais da RGR (Reserva Global de Reversão), o rateio do custo de combustíveis, as compensações financeiras pela utilização de recursos hídricos e, quando for o caso, o transporte da energia gerada por Itaipu;
- Os concessionários supridores e supridores celebrarão contratos de suprimento sem o que não haverá homologação das tarifas propostas;
- Os ajustes tarifários serão realizados periodicamente com a utilização de fórmulas paramétricas e índices;
- A revisão dos níveis de tarifa obedecerão à Lei Específica;
- São extintos o regime de remuneração garantida e, em consequência, a Conta de Resultados a Compensar (CRC) e a Reserva Nacional de Compensação de Remuneração (RENCOR), a partir da data da regulamentação da Lei (o que ocorreu em 18.03.93, data do Decreto nº 774). A extinção não eximirá os devedores da quitação de seus débitos;
- O rateio do consumo de combustíveis para geração de energia elétrica nos sistemas isolados é estendido a todos os concessionários distribuidores;
- As propostas iniciais dos níveis de tarifas poderão contemplar programas graduais de recuperação dos níveis adequados sem prejuízo dos ajustes periódicos;
- O concessionário de distribuição criará o conselho de consumidores de caráter consultivo, com representantes das principais classes tarifárias, voltado para orientação, análise e avaliação de questões ligadas a fornecimento, tarifas e adequabilidade dos serviços prestados aos consumidores finais.

- A Reserva Global de Reversão (RGR) é mantida, porém a Lei nº 5.655 de 20.05.71, bem como o Decreto nº 2.432 de 17.05.88, são parcialmente alterados;
- Desaparece a remuneração garantida com a revogação parcial da Lei nº 5.656 de 20.05.71.

O Decreto nº 774 de 18.03.93, regulamentou a Lei nº 8.631 de 04.03.93, deu a composição genérica do custo do serviço, que compreende 18 itens. São destaques no Decreto nº 774:

- O registro do que se considera reajuste dos níveis das tarifas:
  - . A fórmula paramétrica com a enumeração dos seus componentes;
  - . A data dos reajustes mensais;
  - . O período de revisão dos níveis tarifários (três anos);
  - . A definição de revisão tarifária.
- A caracterização de detalhamento dos contratos de suprimento:
  - . As providências relativas à extinção da CRC e da RENCOR;
  - . As providências relativas ao rateio da conta de consumo dos combustíveis é a reserva global de reversão (RGR);
  - . As providências relativas à inadimplência no recolhimento das quotas anuais da RGR, da CCC e da Compensação Financeira pela utilização de recursos hídricos.

É lícito esperar-se que uma vez mantida a marcha que se iniciou com a recuperação financeira das concessionárias possa o Setor Elétrico Nacional retomar o seu desenvolvimento normal.

## **5.2 O DECRETO Nº 915 DE 06.09.93: CONSÓRCIO DE EMPRESAS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DESTINADA AO USO EXCLUSIVO DOS CONSORCIADOS**

O Decreto nº 915, de 06.09.93, abre perspectivas para a expansão da geração que poderão se tornar importantes e, ocorrendo esta hipótese, seriam carreados recursos financeiros nem sempre disponíveis ou prioritariamente aplicáveis, isoladamente, pelos concessionários, naquela região, naquele projeto e naquela oportunidade.

Poder-se-ia destacar, no Dec. nº 915, os seguintes itens, entre outros:

- É autorizada a formação de consórcios para geração e uso exclusivo dos cada consorciado;
- A quantidade a ser consumida é rateada proporcionalmente a participação de cada consorciado;
- O excedente de energia poderá ser negociado pelo consórcio com concessionários;
- Os consorciados poderão ceder energia entre si caso autorizados pelo DNAEE;
- Os autoprodutores poderão utilizar, mediante pagamento, para transportar sua energia, linhas de transmissão de concessionários, havendo disponibilidade técnica;
- Os concessionários poderão formar consórcios entre si e com autoprodutores para geração hidrelétrica;
- O poder concedente poderá exigir a reversão dos bens em favor da União ao final do prazo concedido;
- A parcela destinada ao concessionário de serviço público poderá ser transmitida, distribuída a seus consumidores ou alienada a outros concessionários de serviço público.



### 5.3 A PORTARIA Nº 698 DE 24.06.93

Esta Portaria considera que a Lei nº 6.381, não revoga o princípio de que as tarifas devam ser consideradas sob a forma de serviço pelo custo e conferir justa remuneração ao capital da empresa. Considera ainda que continua mantida a competência do DNAEE para fiscalizar os concessionários visando assegurar a prestação de serviço adequado, tarifas razoáveis e estabilidade financeira das empresas.

Poder-se-ia destacar, ainda, os seguintes itens:

- As necessidades de novos aumentos reais para que as empresas atinjam seu equilíbrio econômico-financeiro serão avaliadas com base no PLANTE, no Modelo de Equilíbrio Econômico-Financeiro - MEEF e no Plano de Melhoria da Eficiência Empresarial - PMEE;
- Na hipótese de o concessionário não ter atingido, até outubro de 1993, o seu nível tarifário praticado em setembro de 1992, acrescido dos custos adicionais decorrentes da Lei nº 8.631, o DNAEE homologará os aumentos reais necessários ao alcance do nível referido.
- Considera ainda a hipótese de o concessionário necessitado de nível mais elevado do que o praticado em setembro de 1992, rever seu PLANTE, incluir as metas de redução de custos do PMEE e as alternativas de recursos extra-tarifários constantes do MEEF.

### 5.4 O DECRETO Nº 1.009 DE 22.12.93

O Decreto nº 1.009 de 22.12.93, cria o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica - SINTREL, endossando, assim, a proposta da ELETROBRAS acolhida pelo Ministério de Minas e Energia.

O SINTREL representa um importante avanço na nova moldura institucional do Setor Elétrico brasileiro, inaugurada com a promulgação da Lei nº 8.631. O acesso à transmissão passou a ter importância para introduzir a competitividade na geração e, também, para a geração de recursos que viabilizem novos projetos do Setor Elétrico, criando competitividade entre produtores e reduzindo o custo da energia para os consumidores finais.

Além disso, existem duas outras grandes vantagens no SINTREL: a indução a racionalidade de todos os investimentos na área de energia elétrica, sobretudo na malha da transmissão, e o estímulo à entrada de produtores independentes como parte integrante da expansão do sistema.

A administração do SINTREL será efetuada pela ELETROBRAS, na forma de um pacto operativo composto pelos sistemas de transmissão de propriedade das suas empresas controladas. A ELETROBRAS também coordenará a definição e a operacionalização das condições de acesso e de utilização do SINTREL por parte dos autoprodutores e empresas concessionárias que a ele se integrem, com base nos estudos e metodologias feitos pelo CEPEL.

6. EQUIPE

Arnaldo Rodrigues Barbalho  
Rudérico Ferraz Pimentel  
Ruy Donald Guenzburger

EDITORACÃO

Carmem Valéria da Fonseca Rodrigues - DPS/GCPS



PLANO NACIONAL  
DE ENERGIA ELÉTRICA  
1993-2015

# PLANO 2015

PROJETO 10  
A Política Industrial  
e o Setor Elétrico

---

# PLANO 2015

## PROJETO 10

A POLÍTICA INDUSTRIAL E O  
SETOR ELÉTRICO

**INDICE**

<b>1. A POLÍTICA INDUSTRIAL NACIONAL .....</b>	<b>1</b>
<b>2. CAPACITAÇÃO INDUSTRIAL E DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO DOS FORNECEDORES PARA O SETOR ELÉTRICO .....</b>	<b>7</b>
2.1 Considerações Sobre a Capacitação dos Fornecedores .....	10
2.1.1 Area de Geração .....	11
2.1.2 Area de Transmissão .....	14
2.1.3 Area de Distribuição.....	16
2.2 Aspectos de Desenvolvimento Tecnológico e Industrial.....	17
2.2.1 Area de Geração .....	18
2.2.2 Area de Transmissão .....	18
2.2.3 Area de Distribuição.....	26
<b>3. NORMALIZAÇÃO TÉCNICA NO SETOR ELÉTRICO .....</b>	<b>28</b>
3.1 A Normalização nas Empresas de Energia Elétrica .....	28
3.2 A Normalização na Pesquisa e no Desenvolvimento Tecnológico do Setor Elétrico.....	29
3.3 As Normas do Setor Elétrico como Instrumento de Inserção do Brasil no Mercado Internacional.....	29
<b>4. INSTRUMENTOS DE ATUAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NA IMPLEMENTAÇÃO DAS DIRETRIZES DE POLÍTICA INDUSTRIAL NACIONAL .....</b>	<b>30</b>
<b>5. EQUIPE .....</b>	<b>33</b>

---

## I. A POLÍTICA INDUSTRIAL NACIONAL

Até o século passado, o desenvolvimento econômico do País baseou-se numa economia primário-exportadora tradicional. Esse processo de desenvolvimento estava voltado, para uma dinâmica atrelada ao crescimento da demanda por parte dos Países mais avançados, aos produtos de exportação nacionais. Tal exportação concentrava-se em poucos produtos os quais estavam altamente sujeitos a vulnerabilidade das flutuações dos preços internacionais.

O modelo primário exportador entrou em crise após a grande depressão da década de 30.

O período compreendido entre a primeira e a segunda guerra mundiais obrigou o Brasil a voltar-se mais para atividades produtivas que atendessem, prioritariamente, o mercado interno, abastecido, até então, pelas importações. Iniciou-se um processo de substituição de importações que se manteve até fins da década de 80 e que levou o País a deter um alto grau de diversificação industrial, além de taxas de crescimento bastante acentuadas, superiores a quase todas as nações latino-americanas.

Assim, quando se findou o período pos-guerra, o País já detinha, diferentemente dos outros Países do continente, uma indústria local que, embora incipiente, era bastante diversificada, podendo garantir um dinamismo interno suficiente para seguir adiante no seu processo de industrialização e enfrentar as condições externas que eram bastante desfavoráveis. Nesse período foi vital a participação, conjunta, do setor empresarial privado com o Estado.

O Estado estabeleceu duas linhas de atuação. A primeira voltada para uma política de comércio exterior, sobretudo a cambial, que manteve uma discriminação efetiva entre as importações, dando preferência aos bens de capital e a alguns insumos essenciais. A segunda, uma política de investimentos, que dando continuidade à fase de investimentos pioneiros como a Siderúrgica de Volta Redonda e a Petrobrás, avançou para os setores de infra-estrutura como, por exemplo, as empresas do setor elétrico, financiando entre outras a implantação de FURNAS, CHESF e CEMIG.

Essa política foi consubstanciada num programa de metas, que teve como principais instrumentos: a criação do BNDE, pela Lei 1.628 de junho de 1952, que se constituiu num Banco captador e orientador da poupança interna para setores considerados prioritários, como por exemplo, o de infra-estrutura; a criação da CACEX, através da Lei nº 2.145 de dezembro de 1952, que além de impor um maior controle às importações extinguiu a Carteira de Exportação e Importação - CEXIM, que fora criada em 1941; a Instrução nº 70 da SUMOC, de outubro de 1953, conhecida como Lei Oswaldo Aranha, que teve como objetivo desestimular as importações através de taxas de câmbio diferenciadas e apoiar a produção local de bens no País, pelo estabelecimento do leilão e do ágio de divisas nos processos de importação e exportação.

Esse período, que vai do pós-guerra até o início dos anos 60, se caracterizou por um aumento da participação direta e indireta do Estado nos investimentos. Tal participação foi associada à entrada de capital estrangeiro privado e oficial no financiamento de parcela substancial dos investimentos em setores considerados prioritários (automobilístico, construção naval, equipamentos eletromecânicos e hidromecânicos) e nas indústrias básicas como siderurgia, petróleo, metalurgia-de-não-ferrosos, energia elétrica, papel e celulose, entre outras.

O efeito dessa política, baseada nos instrumentos, acima mencionados, e em subsídios, progressivamente concedidos, favoreceu a expansão e a diversificação industrial no País. No período que se seguiu, a partir de 1961, observou-se um declínio na taxa de crescimento industrial devido a contração da taxa de investimentos.

A partir de 1964, como consequência da mudança do regime brasileiro, acentuou-se a depressão ao serem quase que totalmente estancados os mecanismos dos financiamentos relacionados com as políticas cambial, creditícia, salarial e tributária, caracterizada por uma carga fiscal bem mais pesada. Essas medidas foram consideradas como "funcionais" do ponto de vista da luta contra a crise, tendo acarretado maior concentração das atividades industriais, vitimadas pela falta de recursos financeiros próprios e pela escassa capacidade de endividamento. A concentração industrial levou o País a uma nova etapa de desenvolvimento, com efeitos positivos sobre a eficiência produtiva, mas, por outro lado, foi acompanhada por uma acelerada desnacionalização, visto que, não apenas as empresas estrangeiras aqui sediadas eram mais capazes e dinâmicas que as empresas nacionais, como, também, obtiveram maiores facilidades para internar recursos financeiros (Instrução 289)

Com a internação do capital estrangeiro oficial e privado, o governo pôde contornar a sua crise interna e resolver problemas financeiros de recuperação e expansão do setor industrial. Com isso, o Estado aumentou sua taxa de investimento, conseguindo atrair capital estrangeiro a curto prazo.

A internação do capital estrangeiro de longo prazo propiciou, a partir de 1966, o desenvolvimento de empresas financeiras privadas, estabelecendo uma solidariedade entre este capital e o Estado. No entanto, fez-se necessária, nesse período, a adoção de medidas emergências que protegessem a industrial local. Entre elas destacam-se:

- em setembro de 1966 a criação da FINAME, órgão pertencente ao BNDE, através do Decreto nº 59.170, que teve como finalidade promover o financiamento das compras de equipamentos fabricados no País;
- em maio de 1966, o Decreto Lei nº 37 (Lei do Similar Nacional), que instituiu a isenção de impostos para os bens adquiridos no exterior com financiamento externo de longo prazo, através de concorrências internacionais. Esse decreto tinha como objetivo dar continuidade e estimular o financiamento externo que vários setores da economia vinham recebendo de organismos internacionais, como por exemplo o BID e BIRD. Por outro lado, estipulava-se que, para os demais casos, os benefícios fiscais, concedidos naquele decreto, só seriam liberados após o exame de similaridade com produtos nacionais, ou seja, buscou-se impedir a aquisição de produtos estrangeiros cujos similares já estivessem sendo fabricados no País;
- em julho de 1967, o Decreto nº 61.056, que criou a FINEP, agência de financiamento para propiciar o desenvolvimento tecnológico local; e
- em agosto de 1969, o Decreto nº 65.010, que criou o CDI, órgão coordenador do desenvolvimento industrial.

Essas medidas fortaleceram a indústria nacional que pôde, até meados da década de 70, crescer a taxas relativamente altas em relação a vários Países e consolidar, internamente, um parque industrial diversificado.

A partir de 1973, com o primeiro choque do petróleo e, mais tarde, em 1979, com o segundo choque do petróleo, verificou-se uma crise causada principalmente pelo déficit da balança comercial brasileira. Na tentativa de equilibrar os efeitos da "conta petróleo", onerado pelo encarecimento dos bens de capital, oriundos dos Países industrializados, e pela elevação dos preços deste combustível, o Brasil foi obrigado, não só, a empenhar-se numa política de obtenção de petróleo em território nacional, como, também, a alterar sua matriz energética, aumentando a participação da energia elétrica. Essa decisão política implicou, a seu turno, numa intensificação da demanda de bens de capital para atender as necessidades desses dois setores (petróleo e energia elétrica), determinando novas diretrizes a política industrial. As empresas estatais, observado o seu poder de compra, aceleraram os seus processos de nacionalização para atender às contingências da crise econômico-financeira. Essa orientação foi explicitada no Decreto nº 76.409 de outubro de 1975, que criou o Núcleo de Articulação com a Indústria - NAI.

Com a implantação dos NAI's, as empresas estatais foram mobilizadas a promover, obrigatoriamente, a substituição de suas próprias importações, dando preferência ao produto nacional.

O contexto acima foi caracterizado por uma rígida política de controle de importações e pelo incentivo as exportações.

Embora a política industrial, exercida, naquela época, não resultasse de um planejamento envolvendo todo o contexto pertinente, nem estivesse expressa em um único diploma legal capaz de consolidar as diretrizes decorrentes, a fase de desenvolvimento do parque industrial do País foi intensamente implementada, gerando, na outra ponta do mercado, uma atuação marcante das empresas estatais no sentido de amparar o processo em curso.

Alguns instrumentos criados nessa época contribuíram, positivamente, para o ciclo de desenvolvimento e comercialização de bens e serviços. Entre eles destacam-se:

- o Decreto nº 78.945, de dezembro de 1976, que reforçou a Lei do Similar Nacional, estabelecendo que as empresas estatais só poderiam importar se não houvesse similar nacional;
- a Resolução nº 9 do CDE, de março de 1978, que apoiou a Empresa Nacional;
- a Resolução nº 35 da FINAME, de maio de 1978, que deu prioridade de financiamento às empresas nacionais, permitindo o ajuste de recursos para a viabilização dos empreendimentos e a comercialização dos produtos;
- o Decreto Lei nº 1.726, de dezembro de 1979, que eliminou as isenções fiscais que beneficiavam as importações de bens que a indústria nacional tinha condições de produzir.

Em 1981, a Resolução do BNDE nº 555 fixou índices de nacionalização de bens para financiamento, definindo para projetos hidrelétricos um mínimo de 80%

A tônica principal da política industrial, vivenciada naquela época, foi muito mais voltada para o desenvolvimento de uma tecnologia de fabricação, com índices de nacionalização elevados, onde



em muitos casos, não foi bem avaliada a relação entre competitividade internacional de bens e sistemas produzidos no País. Uma política voltada para o desenvolvimento de tecnologias nos campos da pesquisa e projetos, que, seletivamente, pudessem nortear um desenvolvimento compatível com as vantagens comparativas internacionais existentes no País, só veio a ser privilegiada a partir de meados da década de 80.

Em 1988, já sob os efeitos da crise recessiva fiscal e financeira instalada no País, diante das transformações em curso no cenário mundial - aceleração do ritmo do progresso técnico, introdução e crescente difusão do novo paradigma organizacional, além da crescente internacionalização das indústrias e dos mercados e da capacitação da indústria nacional, que gerou um parque industrial verticalmente integrado e diversificado, com elevado nível de proteção, chegou-se à conclusão que o ciclo de substituição de importações adotado tinha sido completado.

Uma nova política industrial começou a ser esboçada, transferindo o eixo principal, que estava centrado na expansão da capacidade produtiva, para a questão da competitividade.

O modelo de competitividade teve origem nos Decretos Leis nº 2.433 e 2.451, ambos regulamentados pelo Decreto nº 96 760 de setembro de 1988.

Os Decretos Leis nºs. 2.434 e 2.435, complementaram os termos gerais da nova política, abordando os campos da exportação e importação.

Os instrumentos utilizados no Decreto Lei 2.433 foram os Programas Setoriais Integrados - PSI, os Programas de Desenvolvimento Tecnológico Industrial - PDTI e o BEFIEX, o qual foi reformulado, com vistas a estimular as exportações de bens industrializados.

O Decreto Lei 2.451 veio conferir isenção automática dos impostos de importação e de produtos industrializados para os projetos infraestruturais considerados prioritários. Para o Setor Elétrico a simples vinculação ao PNEE ensejava tal automaticidade.

Em 1990, quando da mudança de governo, a política econômica anunciada foi regida pelo paradigma liberal, segundo o qual diretrizes são determinadas a partir do livre funcionamento de mercado. Em consequência, a Política Industrial e de Comércio Exterior - PICE propôs mudanças estruturais no padrão de desenvolvimento, enfatizando a modernização e a elevação da competitividade a níveis internacionais como metas a serem alcançadas.

O governo determinou na "PICE" a mínima participação do Estado na economia brasileira, para que as forças de mercado pudessem atuar mais livremente. Vários instrumentos de controle, como o Certificado de Registro de Fabricação - CRF, e órgãos como o Conselho de Desenvolvimento Industrial - CDI, que regulamentavam a entrada de firmas e produtos no mercado foram eliminados. Entidades de fomento, como o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, tiveram suas atividades redirecionadas. Foram revogadas, em abril de 1990, através da Lei nº 8.032, os benefícios fiscais constantes da legislação anterior, principalmente no que se refere à isenção do imposto de importação - II - e ao imposto de produtos industrializados - IPI. Os Decretos Leis 2.433, e 2.451, criados no governo anterior, embora, não tenham sido revogados, tornaram-se ineficazes diante dessa Lei.

Por outro lado, nas diretrizes da PICE foi dada ênfase ao progresso técnico e à capacitação tecnológica da indústria, o que de certo modo era contraditório na medida em que eram revogadas os incentivos fiscais que sustentavam os Decretos Leis 2.433 e 2.451. Essa contradição apareceu, novamente, quando foram extintos, pelo governo, os Ministérios da Indústria e Comércio e Ciência e Tecnologia.

O novo governo, a partir de out/92, voltou a estimular o desenvolvimento tecnológico, nos moldes da política anterior, com a aprovação da Lei 8.661 de 02/06/93, que dispõe sobre os incentivos fiscais para a capacitação tecnológica da indústria - PDTI e da agricultura - PDTA, fazendo referências explícitas à revogação de diversos artigos constantes no Decreto 2.433 e 2.451. Isso faz crer que a direção da política, a ser definida, deverá guardar uma relação com a que foi proposta em 1988. Foi recriado, também, o Ministério da Ciência e Tecnologia, que voltou a oferecer expectativas otimistas quanto a uma melhor coordenação dos Programas de Desenvolvimento Científico e Tecnológico.

Em substituição à política de abertura total da economia, proposta no governo anterior, com o término da reserva de mercado, o governo atual estuda a possibilidade de proteção em segmentos considerados nascentes ou de interesse estratégico a nível nacional e setorial. Para tanto, foi encomendado pelo MCT um estudo sobre as indústrias nacionais e os setores em que atuam, num projeto que envolve um consórcio formado pelo IEL/UFRJ e UNICAMP, relativo à competitividade industrial.

Tal estudo pretende, até o final de 1993, propor instrumentos e modificações na Política Industrial e Tecnológica, de forma a preservar e manter um parque industrial local com salvaguardas, incentivos e subsídios que venham a atender e preservar o desenvolvimento industrial e tecnológico do País.

Dessa forma, será dada continuidade à seguinte programação: Programa de Desenvolvimento Tecnológico e Industrial - PDTI, Programa Brasileiro de Qualidade e Produtividade - PBQP e Programa da Competitividade Industrial - PCI.

O PCI visa alcançar a competitividade empresarial, a nível internacional, em função do desenvolvimento de setores geradores e difusores de avançadas tecnologias de ponta, do desenvolvimento de padrões de eficiência e qualidade industrial e da otimização de setores que possuam reais vantagens comparativas, capazes de induzir o incremento das exportações nacionais.

O Programa de Desenvolvimento Tecnológico Industrial - PDTI visa alcançar níveis de competitividade com a absorção indiscriminada e difusão de tecnologias, diferindo da política vigente nas décadas de 70 e 80 que priorizava o desenvolvimento tecnológico próprio. A atual política visa a capacitação industrial, atuando de forma mais eficiente, afim de assegurar a máxima competitividade. Ou seja, a ênfase é dada à capacitação para geração de tecnologia.

Essa mudança de enfoque assinala que a preocupação atual com a competitividade tende a determinar quais as prioridades que devem ser dadas à disseminação de informações, à transferência de tecnologia e à atividades ligadas à qualidade. Sendo assim, essa política reflete, não só, a intenção de estimular a incorporação de "Know-how" externo, mas, também, uma nova visão da gestão da política cambial e de comércio exterior.

Com relação ao PBQP, seu objetivo é apoiar o esforço nacional de modernização, através da promoção da qualidade e produtividade, com vistas a aumentar a competitividade dos bens e serviços produzidos no País. Sua ênfase é dada para a capacitação tecnológica de produção e gestão.

O PBQP vem encontrando grande receptividade por parte do setor produtivo e estatal, onde o tema qualidade tem merecido atenção crescente, em função da redução de custos obtidos na obtenção dos produtos e processos. O esforço do governo neste programa vem propiciando, além da expansão da infraestrutura laboratorial e dos serviços de apoio, a conscientização e a mobilização do setor produtivo e estatal.

No entanto, para se alcançar êxito nesta nova Política Industrial e Tecnológica, dois instrumentos serão de real importância: o financiamento e o uso do poder de compra das estatais.

Tanto as empresas estatais quanto as de administração direta deverão criar condições de demanda para a produção nacional dos setores estratégicos (informática, química fina, mecânica de precisão, biotecnologia) e outros setores de ponta, como também para os setores de bens de capital que anualmente vem perdendo competitividade, face a recessão que o País atravessa.

No plano externo, a política industrial está orientada no sentido da maior integração com os demais Países, tanto a nível de política econômica, como de fluxo de comércio, de produção e de investimento. O Estado deixará de ser o principal indutor do investimento produtivo e abrirá espaços para que setores privado nacional e estrangeiro retomem o ciclo do crescimento econômico, transformando inteiramente o comportamento dos agentes econômicos e liberando-os para que as forças de mercado atuem mais livremente. Deverá nessa nova fase, exercer a função de regulador e coordenador do processo produtivo.

A simples exposição da indústria nacional ao mercado externo, poderá ser nociva, devendo ser empregados instrumentos e/ou salvaguardas que protejam o mercado nacional. Não é conveniente uma abertura da economia, sem nenhuma proteção para a importação de produtos com prévia avaliação das repercussões sobre o parque industrial brasileiro.

A expansão do mercado interno é vital para a exportação de produtos brasileiros. A redução dos tributos e custos poderá contribuir significativamente para o mercado nacional, que, a partir do seu crescimento interno e dos investimentos produtivos, poderá modernizar-se.

São necessárias, portanto, definições claras e precisas relativas à Política Industrial e Tecnológica, com instrumentos e medidas adequados, para evitar, a longo prazo, uma desindustrialização do parque industrial nacional.

## 2. CAPACITAÇÃO INDUSTRIAL E DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO DOS FORNECEDORES PARA O SETOR ELÉTRICO

O emprego da energia elétrica como insumo energético, iniciado no final do século passado, provocou uma enorme transformação na sociedade brasileira, viabilizando, ao longo do tempo, a formação de um novo setor produtivo no cenário nacional: o Setor Elétrico.

A constituição deste Setor, integrado por três segmentos principais - as concessionárias de energia elétrica, que produzem, transportam e distribuem a eletricidade; o parque industrial fornecedor de equipamentos e materiais para a geração, transmissão, distribuição e utilização de energia elétrica e os fornecedores de serviços, construção e montagem, de consultoria e de projeto - e, sem dúvida, uma decorrência da forte interação entre o processo de industrialização do País e o crescimento do Setor Energético.

Cabe lembrar que desde a instalação das primeiras usinas geradoras no País, até o advento do Estado Novo, a atuação do Governo no desenvolvimento do Setor Elétrico foi bastante reduzida, o que favoreceu um forte avanço da participação do capital estrangeiro no controle dos serviços de eletricidade, devido a inexistência de uma base técnica e financeira nacional. Outrossim, neste período, apesar da capacidade instalada ter crescido a uma média de 17,4% ao ano, a produção de equipamentos elétricos praticamente continuou a inexistir no País, uma vez que estas empresas satisfaziam sua demanda de equipamentos quase que inteiramente por via de importações.

O período 1930-1945, em função da crise da economia agroexportadora, provocada pela longa depressão dos anos 30, foi especialmente significativo no processo de modernização da sociedade brasileira, baseado, a partir de então, na industrialização. A evolução do Setor Elétrico, neste período, refletiu as mudanças ocorridas no País, marcadas por profundas transformações institucionais, dada a preocupação do poder público em regulamentar suas atividades.

O questionamento sobre os problemas e as perspectivas do desenvolvimento econômico ganhou foros mais amplos a partir do final de 1945, com a redemocratização do País e a conseqüente participação do Congresso Nacional e de outros setores da sociedade civil nesta discussão.

O debate sobre a questão energética se inseriu plenamente neste quadro. No caso específico da energia elétrica, esta discussão foi marcada por duas posições divergentes. A primeira estava interessada em preservar o Setor como campo de atividade das empresas privadas. A segunda posição, defendida por uma corrente nacionalista, era contrária a esta proposta e atribuía às empresas privadas, praticamente monopolizadas pelo capital estrangeiro, a responsabilidade pela não expansão do parque gerador. Este se tornava claramente insuficiente para atender à crescente demanda de energia elétrica, em decorrência do não acompanhamento do ritmo do crescimento dos setores industriais de bens de consumo duráveis e de bens de capital, e também de insumos básicos, bem como do acelerado crescimento urbano associado à industrialização.

Para normalizar a situação e garantir o processo de industrialização pesada, o Estado desenvolveu um amplo programa de investimentos nas atividades de geração e transmissão de energia elétrica. O surgimento do segmento estatal foi marcado pela criação de grandes empresas federais e estaduais, culminando em 1962 com a organização da ELETROBRAS. A partir daí, notadamente

após 1964, ano da nacionalização das empresas do grupo AMFORP, o Setor Elétrico passou a ter uma nova configuração, consolidando-se, numa certa medida, uma divisão de encargos entre o Governo e a iniciativa privada. Enquanto as empresas estatais se voltaram primordialmente para a expansão e operação do parque gerador de eletricidade, as empresas privadas, nacionais e de capital estrangeiro, dirigiram seus investimentos para a produção de bens e serviços.

A participação das empresas estatais no Setor Elétrico teve repercussões imediatas no desenvolvimento da indústria de equipamentos elétricos pesados, até então inexistente no Brasil. Embora a fabricação de equipamentos constasse do projeto original da ELETROBRAS, esta tarefa acabou ficando a cargo, unicamente, da iniciativa privada. Todavia, as limitações tecnológicas e financeiras da empresa nacional, agravadas pelas crises econômicas dos anos 60 e, posteriormente, dos anos 80, contribuíram fortemente para a limitação da participação das indústrias de capital nacional neste segmento.

Esta situação não impediu a consolidação da fabricação local, com elevados índices de nacionalização, dos principais equipamentos destinados à geração, transmissão, distribuição e utilização de energia elétrica. Neste aspecto, cabe destacar a ação dos Núcleos de Articulação com a Indústria - NAI, criados em 1975 pelo Governo Federal, com o objetivo de promover, na compra de equipamentos pelas empresas estatais, a preferência pelos de projeto e fabricação nacionais, assim como possibilitar uma ampla e consequente interação entre usuários, fabricantes e empresas prestadoras de serviços.

Cabe igualmente registrar as ações conjuntas entre ELETROBRAS, empresas concessionárias de energia, indústrias, associações de classe (ABINEE, ABDIB, ABIMAQ, SINDICEL, entre outras), órgãos atuantes na política industrial (CDI, SCT, INPI, CACEX, entre outros), agentes de financiamento (FINEP, FINAME, BNDESPAR, entre outros), centros de pesquisas (CEPEL, IE, IPT, LAC, CTH, entre outros) e universidades.

No âmbito do Setor Elétrico, a articulação adequada de esforços viabilizou uma efetiva substituição de importações da ordem de US\$ 950 milhões no período 1981-1985. Infelizmente, os resultados amplamente satisfatórios obtidos no estímulo à fabricação local não se repetiram nos aspectos relacionados com a capacitação tecnológica, permanecendo, ainda, uma forte dependência externa no que se refere à concepção e projeto de alguns equipamentos. A indústria brasileira conseguiu, mesmo assim, alcançar níveis internacionais de competitividade para alguns dos seus produtos.

Por outro lado, a evolução do Setor Elétrico nos últimos 25 anos também foi marcada pela conquista da auto-suficiência na engenharia de projetos de usinas hidrelétricas e sistemas de transmissão e distribuição, bem como na construção civil. Cabe ressaltar, neste aspecto, que os programas de expansão da capacidade geradora e dos sistemas de transmissão e distribuição, pontificados por obras de grande porte, contaram com a colaboração decisiva e quase integral das empresas nacionais de construção civil, de montagem e de engenharia consultiva. Tendo alcançado elevado grau de organização e especialização, várias dessas empresas passaram a competir no mercado internacional, conseguindo realizar importantes trabalhos em outros Países.

Atualmente, as maiores firmas de construção civil, que competem no mercado internacional, são precisamente aquelas que se dedicam à construção de grandes estruturas, em especial barragens e outros componentes das usinas hidrelétricas, o que destaca a importância estratégica do Setor Elétrico para o desenvolvimento da engenharia no Brasil.

Os programas de obras desenvolvidos pelas concessionárias de energia elétrica contribuíram para a consolidação das empresas nacionais especializadas em montagens industriais, atualmente capacitadas a participar de projetos elétricos de qualquer porte, nos mais diversos Países.

Um outro ponto a ser também destacado é o desenvolvimento de um segmento industrial voltado para o fornecimento de equipamentos elétricos utilizados tanto pela indústria e comércio (motores, climatização, iluminação, etc.), quanto pelos consumidores residenciais (eletrodomésticos e outros bens que se traduzem em conforto e melhoria do padrão de vida da população).

No que concerne à importância do Setor Elétrico para o desenvolvimento industrial e tecnológico nacional, é oportuno destacar que o Setor é um dos maiores investidores do País. Nos últimos 10 anos, apesar da crise, os investimentos das concessionárias de energia elétrica representaram, em média, 1,8% do PIB e 8,8% da FBKP. No mesmo período, o consumo de eletricidade pela indústria passou de 61.534 GWh (47,1%) para 104.042 GWh (53,7% do total). A evolução da participação da energia elétrica no balanço energético industrial também foi significativa, passando de 39,8% em 1980, para 46,4%, em 1987.

Detendo o Setor Elétrico cerca de 42% da demanda de bens da indústria de base, cerca de 28% da demanda de bens de capital do País e possuindo o maior poder de compra setorial nacional, não resta dúvida ser o mesmo um instrumento eficaz, enquanto agente estimulador do Desenvolvimento Industrial Brasileiro.

É necessário que o Setor Elétrico possua uma capacidade própria de geração de recursos compatível com seus custos de produção, transmissão e distribuição de energia, capaz de sustentar, enquanto agente de desenvolvimento, uma política industrial e o cumprimento das diretrizes dessa política.

As empresas de energia elétrica devem possuir autonomia administrativa e primar por uma postura empresarial, devendo, todavia, enquanto instrumentos do poder público e agentes de desenvolvimento industrial, observar os componentes de ordem social e celebrar com o Governo contratos de gestão, que viabilizem metas decorrentes de um planejamento macroeconômico nacional de forma a atender à sociedade como um todo.

Independentemente das relações institucionais acima, o Setor Elétrico já atua em várias áreas de apoio à política industrial nacional, tais como:

- Programa de Desenvolvimento Integrado do Suprimento do Setor de Energia Elétrica - PROSUP, com vistas ao fortalecimento de seu poder de compra e racionalização de seus sistemas de aquisição e gerência de material.
- Programa de Apoio ao Desenvolvimento Industrial e Tecnológico para o Setor de Energia Elétrica - PRODIN, visando estimular a capacitação industrial e tecnológica nacional, segundo requisitos exigidos pelo Setor, em consonância com o atual estado da arte a níveis internacionais.

- Programa da Qualidade do Setor de Energia Elétrica - PROCONT, que objetiva dotar o Setor e seus fornecedores de sistemas da qualidade que implementem os níveis de produtividade e excelência dos bens e serviços produzidos.
- Programa de Qualificação de Materiais e Equipamentos do Setor de Energia Elétrica - PROQUIP, que pretende identificar e diminuir os níveis de falhas nos equipamentos e materiais, dentro dos limites internacionalmente aceitáveis.
- Programa de Normalização do Setor de Energia Elétrica - PRONORM, que visa o incremento da elaboração e uso de normas técnicas, fundamentais na busca de maior eficiência e competitividade.
- Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL, que visa a racionalização do consumo de energia elétrica no País.
- Programa Brasileiro da Qualidade e Produtividade - PBQP, que objetiva apoiar o aumento da competitividade de bens e serviços no País, através da implantação dos conceitos da qualidade e produtividade.
- Programa de Competitividade Industrial - PCI, no que concerne a sugestões sobre segmentos industriais que devam ser preservados e alavancados, prioritariamente, visando um maior grau de desenvolvimento industrial e tecnológico.

Outras ações poderiam ser mencionadas. Porém, é necessário enfatizar que uma efetiva discussão a nível mais amplo com o Governo deve ser equacionada, visando o atendimento dos anseios da sociedade brasileira quanto ao papel do Setor Elétrico enquanto agente estimulador do desenvolvimento. Conclui-se que o mesmo deve, simultaneamente, adotar uma postura empresarial e ser efetivo instrumento de diretrizes de uma política industrial nacional.

## 2.1 CONSIDERAÇÕES SOBRE A CAPACITAÇÃO DOS FORNECEDORES

A política industrial vigente no País, definida pelo Governo anterior, teve como objetivo declarado a modernização e o aumento da competitividade do parque industrial. Embora tenha sido inicialmente recebida com grande entusiasmo pela classe empresarial, esta política enfrentou muitas dificuldades para a sua efetiva implementação, em parte explicadas pela falta de articulação com as demais políticas governamentais, em especial a política tecnológica. Atualmente, o governo; a partir de um estudo que se encontra em elaboração, coordenado pelo MCT, proporá diretrizes e instrumentos que sirvam de base para uma Política Industrial e Tecnológica mais coerente com o estado do parque industrial nacional. No que concerne ao desenvolvimento estrutural do parque de fornecedores, haverá a necessidade de um claro posicionamento quanto ao problema da regionalização, quanto ao papel das pequenas e médias empresas, quanto à produção de insumos, bens e serviços estratégicos, quanto à atuação das multinacionais, "joint-ventures" e empresas de capital nacional, quanto à importação de tecnologia e ao desenvolvimento de tecnologia própria e quanto ao desenvolvimento de tecnologias de interesse estratégico.

Apesar dessas indefinições, a indústria nacional de equipamentos e materiais tem acompanhado satisfatoriamente a dinâmica imposta 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. Cabe ressaltar que o grande avanço da indústria nacional teve como suporte a implantação de um parque de subfornecedores fortemente incentivados pela própria indústria e ao qual foi assegurado um mercado compensador, através do máximo direcionamento das compras setoriais ao mercado interno.

Como resultado do grande esforço de nacionalização desenvolvido nos últimos anos, a indústria já produz, praticamente, todos os equipamentos e materiais necessários ao Setor Elétrico, nos diversos níveis de tensão e potências até então utilizados e, com adequados índices de nacionalização, exceção feita à área de geração térmica, ainda carente quanto ao desenvolvimento de alguns equipamentos.

### 2.1.1 Área de Geração

A área de geração de energia elétrica divide-se em dois grandes grupos: o da geração hidráulica e o da geração térmica.

A geração hidráulica divide-se em Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH's que ocupam a faixa de 10 MW de potência total e 5 MW por unidade. As Grandes Centrais Hidrelétricas - GCH's ocupam a faixa acima destas potências.

As PCH's têm um mercado caracterizado por fornecimentos a autoprodutores e esporadicamente a concessionárias. No primeiro caso seu projeto é desenvolvido pelos próprios fabricantes ou pelos autoprodutores, e no segundo caso por empresas nacionais de consultoria, as quais tendem a adotar nestes projetos os mesmos procedimentos adotados para as GCH's, o que gera projetos de custos mais elevados. Por esta razão há um esforço da ELETROBRÁS no sentido da adequação dos critérios de projeto às características de uma PCH, visando um custo menor. Os equipamentos são totalmente nacionais, com forte presença de pequenos fabricantes nacionais e somente três de grande porte.

As GCH's têm um mercado diversificado no porte, totalmente composto pelas concessionárias públicas, com índices de nacionalização crescentes a partir da década de 60, com um patamar médio atual superior a 90%, sendo a maior parte dos fabricantes de origem estrangeira. Seu projeto, construção e montagem é integralmente nacional, credenciando inclusive as empresas a obras no exterior.

O mercado não apresenta dificuldades no suprimento de materiais aos equipamentos hidromecânicos e auxiliares, bem como aos de geração, exceção feita, neste caso, a algumas especificações de chapas extragrossas de alta resistência, de forjados de grande porte que não possam ser fornecidos pela indústria nacional em função de prazos ou outras condicionantes e alguns tipos de isolantes. Uma melhor adequação dos projetos dos fabricantes de origem estrangeira poderia diminuir estas importações.



Quanto à tecnologia de fabricação e projeto de equipamentos pode-se afirmar que, no tocante às PCH's, o domínio é total, havendo, no entanto, um esforço dos fabricantes visando diminuir seu peso de modo a tornar seus preços mais competitivos, em função, também, da disponibilidade de novos materiais.

As turbinas de PCH's têm requerido uma especial atenção do Setor Elétrico e dos laboratórios de hidráulica existentes no País, destacando-se a EFEI - Escola Federal de Engenharia de Itajubá, com o objetivo de somar esforços dos fabricantes e técnicos dos laboratórios de hidráulica para desenvolverem máquinas com rendimentos mais elevados do que os atuais (80-85%).

Para as GCH's há também um domínio total com relação aos equipamentos hidromecânicos e auxiliares. Para os hidrogeradores, temos 90% de nacionalização na fabricação, e seus projetos são totalmente desenvolvidos pelos fabricantes nacionais. Quanto à turbina, seu projeto ainda não é dominado no que toca ao seu dimensionamento hidráulico, pois o mesmo exige laboratórios de hidráulica de máquinas e grande apoio de informática. Quanto ao projeto mecânico o mesmo já é praticamente todo desenvolvido no País. Ainda com relação à turbina, destacam-se dois fabricantes de capital nacional, que têm se esforçado no desenvolvimento de seu projeto, mas sem conseguir, até o momento, superar as dificuldades de realização de ensaios de modelo reduzido, atualmente executados no exterior.

Neste contexto, destaca-se o esforço conjunto desenvolvido pela ELETROBRAS e agências de financiamento e fomento no sentido de adequar as instalações do CTH - Centro Tecnológico de Hidráulica do Departamento de Águas e Energia do Estado de São Paulo, para realizar, no País, os ensaios de aceitação e, paralelamente, de desenvolvimento tecnológico das turbinas hidráulicas.

A geração térmica, ao contrário da geração hidráulica, carece de melhores condições para a realização de empreendimentos com suporte nos fabricantes nacionais. Somente para ordenação, a geração térmica é subdividida em Centrais de Pequeno Porte (até 20 MW por unidade) e Centrais de Médio e Grande Portes (acima de 20 MW por unidade). Além destas, ditas convencionais, há as Centrais Nucleares de Grande Porte que, em razão do horizonte previsto para a implantação de novas usinas, este segmento não será abordado na presente fase deste trabalho.

As Centrais Térmicas de Pequeno Porte - PCT's são a diesel, gás, ou a vapor, estas últimas empregando madeira ou bagaço de cana, como combustível.

As Centrais Térmicas de Médio e Grande Porte - MGCT's são a vapor, utilizando o carvão ou o óleo combustível como fonte de energia.

As PCT's têm seu mercado dividido em:

- Grupos geradores diesel: são utilizados pelas concessionárias de menor porte, principalmente no atendimento aos sistemas isolados.
- Grupos geradores a gás: com importância crescente, ocupam o mercado entre 3 e 20 MW, podendo futuramente substituir os grupos diesel, principalmente na faixa entre 1,5 e 3 MW.
- Grupos a vapor: normalmente para autoprodutores, principalmente usinas de açúcar e álcool, e madeireiras do Norte do País.

Estes três segmentos são totalmente atendidos por empresas nacionais no que diz respeito ao projeto e montagem.

Quanto à fabricação, a maioria dos grupos diesel hoje em operação no País são importados, criando dificuldades quanto à manutenção e reposição de peças.

Também podem ser fornecidos pela indústria nacional os motores até 700 HP, no entanto, acima desta potência, a linha de motores nacionais é de baixa rotação.

Quanto aos grupos a gás, todos são importados, normalmente fornecidos em regime de "turn-key". A turbina é importada, havendo somente um fabricante que produz parte da mesma e importa o restante de sua matriz no exterior.

Os grupos a vapor são integralmente fornecidos pela indústria nacional, incluindo a turbina e a caldeira.

A indústria nacional está apta a fornecer geradores, quadros de comando e sistemas auxiliares para centrais destes três segmentos, para qualquer porte de máquina. Os equipamentos fabricados no País dispõem de materiais adequados à sua fabricação, à exceção de alguns tipos de caldeiras que requerem a importação dos tubos que compõem o painel da fornalha.

Com relação às Centrais Térmicas de Médio e Grande Porte - MGCT's, não são muitas as termelétricas deste porte existentes. As que existem possuem equipamentos de médio porte, atingindo as mais modernas, atualmente em construção, a potência de 350 MW. A maior parte das centrais existentes foi comprada sob a forma de "pacote", normalmente servindo de contrapartida nas negociações entre o Brasil e outros Países.

As empreiteiras nacionais estão habilitadas a executar as obras civis necessárias à construção dessas centrais. As montadoras nacionais têm condições de participar do empreendimento, necessitando de assessoramento estrangeiro, no caso de montagens especiais, principalmente da caldeira e da turbina.

Os principais componentes da caldeira, turbinas com potências superiores a 125 MW, diversos tipos de instrumentos e alguns tipos de materiais, são importados, sendo que a indústria nacional tem condição de fornecer o gerador, acessórios da caldeira e componentes de sistemas auxiliares. Também está apta a suprir o mercado com turbinas até 125 MW.

Quanto à tecnologia de fabricação e projeto de equipamentos, pode-se afirmar que para as PCT's, com exceção dos motores diesel acima de 700 HP e turbinas a gás, que não são produzidos no País, os equipamentos de geração são de tecnologia de fabricação nacional e de projeto estrangeiro, como é o caso das turbinas a vapor e de alguns tipos de caldeiras. Os demais equipamentos são projetados e fabricados com tecnologia nacional.

Dos três equipamentos principais de uma MGCT - caldeira, turbina e gerador - é este último que se encontra em fase mais adiantada quanto à tecnologia de fabricação e de projeto, até a potência de 400 MW. Este equipamento pode ser fabricado no País, com projeto assistido por fabricante estrangeiro.

Turbinas a vapor até 125 MW poderão ser fabricadas no País, com assistência técnica estrangeira e com o projeto desenvolvido no exterior. A indústria brasileira ainda não realizou nenhum fornecimento dessas turbinas para as concessionárias de energia elétrica.

A tecnologia do projeto de caldeira é toda desenvolvida no exterior e as peças e componentes da mesma podem ser fornecidos por fabricantes nacionais, na condição de subfornecedores, utilizando os desenhos de fabricação estrangeiros.

Dos equipamentos, peças e componentes fabricados no País, há necessidade de se importar o eixo forjado do rotor do gerador, materiais isolantes diversos, chapas grossas especiais, tubos para o painel da fomalha e bombas de grande porte em aço inoxidável.

### 2.1.2 Área de Transmissão

Os sistemas de transmissão de energia elétrica compõem-se das subestações e linhas de transmissão. No segmento subestações está incluída uma extensa e variada gama de bens seriados e de encomenda, produzidos pelas indústrias metal-mecânica, eletromecânica e eletroeletrônica. A indústria nacional atende quase que integralmente o suprimento desses itens, sendo pequena a parcela de importação.

As linhas de transmissão utilizam preponderantemente produtos seriados, com exceção das estruturas suporte, que embora padronizadas em famílias para uma determinada linha de transmissão, são fabricadas sob encomenda, segundo projetos específicos. Vale ressaltar que o segmento linhas de transmissão já é atendido integralmente pela indústria instalada no País.

A formação do parque supridor do Setor Elétrico pode ser considerada como apresentando duas fases distintas. A primeira iniciou-se com a produção dos primeiros equipamentos elétricos de grande porte, ocorrida no início dos anos 60 e caracterizada por certo pioneirismo e ausência de um planejamento setorial que subsidiasse o processo. A segunda fase ocorreu entre meados da década de 70 e início dos anos 80. Nesta fase verificou-se a implantação de novas e modernas fábricas e a ampliação de muitas já existentes, permitindo que diversos segmentos industriais alcançassem níveis tecnológicos, de produtividade e qualidade que hoje lhe possibilitam competir ativamente no mercado externo.

Como decorrência das fases acima mencionadas, identificamos no quadro abaixo, alguns segmentos cujos níveis de tensão e potência incluem-se entre os mais elevados em operação no País e no exterior.

Transformadores de Potência	800 kV	400 MVA (trifásico)
Chaves seccionadoras	800 kV	600 MVA (monofásico)
Disjuntores	300 kV	200 MVA (*)
Pára-raios	800 kV	-
Divisores capacitivos de Potencial e transformadores de corrente	800 kV	-
Compensadores síncronos	-	400 MVA
Compensadores estáticos	-	550 MVA

(\*) Limitada pelos ensaios

Como foi citado anteriormente, a indústria nacional já produz praticamente todos os equipamentos e materiais necessários as subestações e linhas de transmissão, nas diversas classes de tensão, em corrente alternada, até 800 kV.

Para atendimento das crescentes solicitações do Setor Elétrico, e como resultado da política governamental de substituição de importações, que provocou o grande esforço de nacionalização desenvolvido nos últimos anos, o parque industrial supridor do Setor Elétrico passou por significativas modificações, especialmente no que concerne aos seus recursos fábri.

Acrescente-se ainda que alguns equipamentos e materiais, tais como disjuntores, pára-raios, compensadores estáticos, relés de proteção, comutadores de derivação em carga, isoladores (especialmente para invólucros de equipamentos), chapas de aço ao silício e outros, pelo seu peso na pauta das importações, tiveram programas de nacionalização específicos, que proporcionaram ampliações e modernização das instalações fábri para a sua produção.

Simultaneamente, em razão da forte demanda do Setor Elétrico, quantitativa e qualitativamente, apoiada pela disponibilidade de recursos financeiros, algumas indústrias, como por exemplo de transformadores, reatores, capacitores, cabos condutores e estruturas metálicas, tiveram um considerável crescimento da capacidade de suas instalações. No caso de transformadores e reatores de potência, as principais fábricas foram equipadas com modernos sistemas de controle de umidade e poluição, bem como de movimentação de peças de grande porte. Paralelamente à capacitação das fábricas nas áreas de produção, montagem, movimentação de peças e tratamento, houve um avanço compatível nas instalações dos laboratórios, sejam os principais ou auxiliares.

A expansão da indústria e seu conseqüente desenvolvimento tecnológico para a produção de bens de capital podem ser considerados como fatores mais importantes do desenvolvimento brasileiro nos últimos anos, sendo de ressaltar a dimensão que passou a assumir a produção de equipamentos sob encomenda, cuja participação no consumo aparente do País já atingiu percentuais comparáveis aos da maioria dos Países industrializados. Com o salto ocorrido, o Brasil figura hoje entre os grande produtores de bens de capital, seja quanto à sofisticação, seja quanto a qualidade dos bens produzidos.

Ao se analisar o estágio já alcançado pela indústria de bens de capital supridora do Setor Elétrico, pode-se afirmar que na grande maioria dos seus segmentos industriais já existe pleno domínio das tecnologias da produção e do projeto. Há indústrias que já passaram pelo processo de absorção de tecnologia, desenvolveram suas próprias tecnologias, e, hoje, algumas já transferem tecnologia a terceiros.

### **2.1.3 Área de Distribuição**

O serviço de distribuição de energia elétrica consiste no fornecimento de energia a consumidores em média e baixa tensão adotando-se, preferencialmente, as tensões de 34,5 kV, 13,8 kV, 380 V, 220 V e 127 V. Devido às grandes potências envolvidas nos modernos centros urbanos, já se faz distribuição primária sob as tensões de 69 kV e 138 kV.

O serviço de distribuição de energia elétrica inclui a eletrificação rural, definida como sendo a prestação de serviço de energia elétrica aos consumidores rurais individualizados ou integrantes de cooperativas de eletrificação rural.

Os sistemas de distribuição de energia elétrica têm sido, em todos os Países, o grande laboratório de experimentação de equipamentos elétricos nas condições reais de operação. Assim é que a própria industrialização destes componentes tem-se iniciado, normalmente, pela fabricação em primeira fase, de equipamentos para sistemas de distribuição. Numa fase mais adiantada, a partir da experiência adquirida com os componentes dos sistemas de distribuição é que a indústria se lança às instalações de tensão mais elevada. Nos sistemas de distribuição está a origem da grande maioria dos atuais fabricantes de equipamentos elétricos.

O Brasil não fugiu à regra. A importante indústria elétrica hoje existente desenvolveu-se a partir de fornecimentos para o sistema de distribuição.

Muitos dos grandes fabricantes de equipamentos elétricos pesados iniciaram suas atividades no País como simples oficinas de reparo de equipamentos de sistemas de distribuição, podendo-se citar como exemplo a indústria de transformadores.

A indústria nacional de material elétrico supre quase que integralmente os sistemas de distribuição do País, a menos de alguns poucos itens não significativos na pauta de importações, tais como protetores de reticulado, alguns tipos de religadores e seccionadores. Contudo, há fabricantes que pretendem produzi-los quando o mercado tornar-se mais atrativo.

Assim sendo, pode-se considerar este setor plenamente atendido pela indústria nacional, com índice de nacionalização, em média, superior a 90%. Deve-se destacar as exportações que vêm sendo realizadas, principalmente para Países em desenvolvimento.

O processo natural de evolução dos sistemas de distribuição nos grandes centros urbanos, determina, em muitos casos, a opção pelas redes subterrâneas. A curto e médio prazo, é de se prever o desenvolvimento de diversos projetos de implantação, ampliação e modernização de sistema de distribuição subterrânea em várias capitais e cidades importantes do País, devendo merecer avaliação tecnológica e produtiva da indústria para o seu atendimento.

Com relação à capacidade da indústria nacional de suprir a demanda exigida pelo Setor Elétrico, foi feita a divisão dos principais equipamentos/materiais produzidos no País em plenamente atendidos, parcialmente atendidos e não atendidos, conforme discriminados a seguir:

- Equipamentos/materiais cuja demanda é plenamente atendida pela indústria nacional:

Transformadores; Capacitores; Postes; Isoladores; Ferragens; Material para iluminação pública; Para-raios; Chaves e elos fusíveis; Medidores de energia e registradores de tarifa diferenciada; Conectores; Materiais para aterramento; Comandos para bancos de capacitores, condutores de cobre e alumínio.

- Equipamentos/materiais cuja demanda é parcialmente atendida pela indústria nacional:

Religadores; Reguladores de tensão.

- Equipamentos/materiais cuja demanda ainda não é atendida pela indústria nacional: Seccionalizadores; Protetores de reticulados.

## 2.2 ASPECTOS DE DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO E INDUSTRIAL

Além do empenho do Governo em implementar uma vigorosa política de modernização industrial e atualização tecnológica, há que ressaltar que o empresariado nacional só será novamente motivado pela existência de um efetivo e compensador mercado de equipamentos, consubstanciado no PLANO 2015 da ELETROBRÁS. Entre outras conclusões, este Plano contempla a viabilidade da geração e transmissão de energia a partir da Amazônia para suprimento às regiões Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, a partir do ano 2000. Demonstrada a viabilidade deste empreendimento e tendo em conta a magnitude dos investimentos associados aos sistemas cogitados, torna-se necessário para o País 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 os centros de pesquisas - incluindo as 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 de 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.

### 2.2.1 Área de Geração

No âmbito da geração hidráulica os aspectos tecnológico e industrial deverão atender às seguintes diretrizes:

- Concentrar esforços visando apoiar os fabricantes nacionais e laboratórios de hidráulica que buscam desenvolver o projeto hidráulico de turbinas.
- Estabelecer mecanismos que induzam os fabricantes, principalmente os de turbinas, a adequar a especificação dos materiais à disponibilidade no mercado nacional, visando viabilizar a sua produção, principalmente pelas siderúrgicas.
- Propiciar a utilização da tecnologia digital em controle de usinas, em face dos seus recursos de programação e de computação de informações, representando, na atualidade, uma solução natural para os problemas operacionais de sistemas elétricos, na supervisão e controle local de usinas.

Quanto a geração termica as principais diretrizes deverão ser:

- Fomentar a implantação de fabricantes de turbinas a gás no País.
- Incentivar a co-geração de energia elétrica, disciplinando juridicamente esse mercado, com vistas a ampliar a demanda de centrais a vapor de pequeno porte pelos autoprodutores e, conseqüentemente, estimulando os fabricantes que poderão constituir o embrião de um parque industrial de fornecimento de equipamentos para essas termelétricas.
- Viabilizar a construção de usinas com porte entre 50 e 125 MW, de preferência em leito fluidizado, visando a participação mais acentuada da indústria nacional. Esta faixa de mercado é muito importante para se criar e consolidar uma competência de engenharia e fabricação de centrais termelétricas no País.
- Apoiar os fabricantes de turbinas a vapor e os de caldeiras, principalmente aqueles que desejam investir na tecnologia do leito fluidizado.

### 2.2.2 Área de Transmissão

Os estudos da transmissão em extra-alta e ultra-alta tensão de grandes blocos de energia a partir da Região Amazônica, para o atendimento às Regiões Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste deverão, além de definir as características técnicas de seus componentes, contemplar os requisitos de capacitação da indústria nacional. A importância deste projeto como mercado de bens e serviços - cerca de US\$ 15 bilhões - caracteriza o forte empenho do Setor Industrial em enfrentar e superar os desafios tecnológicos e dos investimentos, ampliando sua capacidade produtiva.

Considerando que os recursos fabris disponíveis atendem às atuais exigências de produção, a maioria dos fabricantes julga que haverá necessidade de investimentos em instalações, para atender eventuais expansões visando o Sistema de Transmissão da Amazônia. Tais investimentos serão função da tecnologia dos equipamentos a serem produzidos e se justificarão em razão da escala de produção

Evidentemente, tecnologias de produção já dominadas acarretariam um mínimo de investimentos, ocorrendo também, em determinados segmentos industriais, pelas peculiaridades construtivas dos equipamentos e até por uma certa disponibilidade fabril, investimentos de menor valor - necessários apenas em alguns setores das fábricas, mesmo para tecnologias ditas não convencionais, especialmente em CA. Seria o caso dos disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de potencial capacitivos, e, possivelmente, isoladores.

Para determinados segmentos, tais como cabos condutores, estruturas metálicas e ferragens não deverá haver necessidade de investimentos adicionais, considerando os programas de expansão já definidos e mesmo em andamento, que tornarão os fabricantes aptos qualitativa e quantitativamente a fornecer seus produtos, dentro dos requisitos cogitados para o Sistema de Transmissão da Amazônia.

Para fornecimentos concernentes às tecnologias não convencionais, os investimentos mais significativos seriam nas áreas de laboratórios de ensaios. Há ainda segmentos que, apesar do momento difícil da conjuntura econômica do País, possuem programas de expansão já definidos,

alguns em fase de execução. Esta situação se aplica aos capacitores de potência e cabos condutores.

Nos subitens a seguir estão apresentados os principais segmentos industriais, com ênfase às disponibilidades de tecnologia no País e no exterior.

• *Transformadores e Reatores de Potência*

Neste segmento existem três fabricantes em condições de participar de um empreendimento do porte da Transmissão da Amazônia, com capacidade para fornecer transformadores elevadores, abaixadores, conversores, reguladores e autotransformadores. Estes fabricantes estão aptos, em tecnologia e instalações, a fornecer transformadores até a classe de tensão de 800 kV CA, em unidades trifásicas de até 400 MVA e monofásicas de até 600 MVA. Seus cedentes de tecnologia não vêem maiores dificuldades tecnológicas em produzir transformadores com potências mais elevadas e níveis de tensão até 1.200 kV CA, uma vez que já possuem protótipos desenvolvidos e testados. Quanto aos transformadores para sistemas de corrente contínua  $\pm 600$  kV, há disponibilidade de tecnologia e interesse em fabricá-los no País. Para sistemas CC de tensões mais altas ( $\pm 800$  kV) apenas um fabricante já desenvolveu estudos em sua matriz no exterior.

Além dos três fabricantes referidos acima, existem outros que gradualmente têm aumentado a sua capacitação, podendo num período de cinco a dez anos atingir níveis que os habilitem a participar do Projeto de Transmissão da Amazônia.

No que concerne aos reatores de potência, não há limitações tecnológicas construtivas para os maiores níveis de potência e tensão, porém, há uma limitação quanto aos ensaios exigidos, no que se refere às disponibilidades de altas potências e elevados níveis de tensão nos laboratórios, o que acarreta, normalmente, mesmo em outros Países, um limite de capacidade dos reatores da ordem de 120 a 200 MVar. Há capacitação para a produção no País, inclusive para eventuais expansões - desde que equacionados os problemas relativos a ensaios - sendo atualmente usuais níveis de tensão e potência da ordem de 800 kV e 120 MVar. Neste item também são considerados os reatores de alisamento, produzidos por dois fabricantes e em condições de atender às necessidades cogitadas nas especificações preliminares para a transmissão da Amazônia.

O segmento dos transformadores e reatores de potência atingiu um índice de nacionalização na faixa de 85% a 95%, em valor. Para tanto, contribuir para a produção (1) das chapas de aço ao silício, pela ACESITA, tipos M5 e mais recentemente M4, com mais baixos níveis de perdas, (2) do cobre pela CARAÍBA METAIS, bem como (3) dos comutadores de derivação em carga. Os comutadores de derivação em carga nacionais são fabricados para tensões até 242 kV, com correntes nominais de até 1.500 A monofásico e 500 A trifásico, sendo utilizados numa faixa significativa dos transformadores produzidos pela indústria nacional. Para tensões até 242 kV, as buchas óleo/papel são nacionais, sendo importadas para tensões superiores, devido à inexistência de mercado que justifique uma escala de produção. O óleo isolante de origem naftênica, utilizado normalmente em equipamentos classe 145 kV e acima é totalmente importado. Abaixo desta tensão é empregado óleo de origem parafínica, produzido no País. Experimentalmente, este óleo está sendo utilizado em equipamentos classe 242 kV e 460 kV, dentro dos estudos de um Convênio ELETROBRÁS x PETROBRÁS, através de seus Centros de Pesquisa (CEPEL e CENPES). São ainda objeto de importação: parte dos papéis isolantes termoestabilizados, para



isolamento dos condutores, e o prespan para utilização nos caixos, varetas e isolamento entre enrolamentos e entre fases.

- *Disjuntores*

Neste segmento existem quatro fabricantes que produzem disjuntores para sistemas em alta e extra-alta tensão, até 800 kV CA, ou que estão se habilitando a elevar os seus níveis de capacitação.

Nesta linha temos disjuntores a gás SF<sub>6</sub> e a ar comprimido. Através de seus cedentes de tecnologia, existem fabricantes investindo em pesquisas para o desenvolvimento de disjuntores destinados a sistemas de 1.000/1.200 kV CA.

Quanto a nacionalização, os disjuntores a gás SF<sub>6</sub> já atingiram um índice da ordem de 80% a 85%, em valor, tendo contribuído de forma considerável a produção nacional de porcelanas elétricas, principalmente para a alta e extra-alta tensão, abrangendo os isoladores suporte e os invólucros para as câmaras de interrupção. São ainda importados: os comandos hidráulicos e o gás isolante hexafluoreto de enxofre (SF<sub>6</sub>), cujos aspectos de uma possível nacionalização serão abordados no segmento sobre subestações blindadas; as hastes isolantes, com dificuldades na matéria prima, uma vez que a fibra de vidro é revestida com um verniz especial, que precisa ter suportabilidade dielétrica e também ao gás SF<sub>6</sub>, contaminado depois de algumas aberturas; os bocais de sopro da câmara de extinção, também com dificuldades na matéria prima, uma vez que são constituídos de teflon carregado com alumina; e as juntas de vedação, que além de suportarem o gás SF<sub>6</sub> contaminado após algumas aberturas, devem manter uma durabilidade em função dos efeitos do SF<sub>6</sub>, sendo as dificuldades de produção nacional também relativas à matéria-prima.

- *Chaves Seccionadoras*

O segmento das chaves seccionadoras tem uma produção nacional - cinco fabricantes - capaz de suprir as necessidades dos sistemas de alta e extra-alta tensão até 800 kV CA, com índice de nacionalização de 100%. Dois fabricantes estão habilitados a produzir chaves para sistemas = 600 kV CC, com tecnologia própria. Apenas um fabricante está capacitado, atualmente, para produzir chaves até os níveis de 1.000 kV CA e 1.200 kV CA.

- *Pára-raios*

Neste segmento são três os principais fabricantes nacionais em condições de fornecimento para os sistemas de AT e EAT, para tensões até 550 kV CA, 20 kA e blocos resistores de óxido de zinco (ZnO). Havendo necessidade, a produção pode ser expandida para a classe de 800 kV CA, sem maiores dificuldades. Um dos fornecedores já fabricou e testou, em serviço, para-raios de 1.200 kV CA; quanto aos para-raios para sistemas de CC, não haveria dificuldades para sua montagem e ensaios no País, devendo ser importados, num primeiro período, apenas os blocos resistores.

Há outros fabricantes de para-raios que produzindo atualmente o tipo estação, para uso na média tensão, e o tipo distribuição, têm forte interesse em avançar para a AT e até mesmo EAT. O índice de nacionalização dos para-raios é da ordem de 80% a 90%, em valor, dependendo basicamente da fabricação, no País, dos blocos resistores, cuja produção está sendo gradualmente implantada. Existem diversos fabricantes desenvolvendo a produção nacional dos blocos resistores de SiC e ZnO destinados a para-raios com centelhadores, cabendo registrar os que já estão fornecendo para sistemas de AT e EAT e que dispõem de programas próprios de desenvolvimento desses blocos. No que concerne aos para-raios para sistemas de CC, os blocos resistores, num primeiro período, seriam importados prontos, uma vez que esses blocos são submetidos a um processo muito especial de classificação, devido à grande quantidade de energia que passa pelos para-raios, exigindo um ajuste fino de tensão para que a distribuição de corrente nas colunas seja rigorosamente uniforme. Esse processo é complexo e acarreta investimentos significativos.

- *Transformadores de Corrente e Transformadores de Potencial Indutivos e Capacitivos*

Este segmento está sendo atendido, na alta e extra-alta tensão, por quatro fabricantes que produzem TC e TPC até a classe de 550 kV CA e TP1 até 242 kV CA. Com tecnologia própria ou importada, a expansão da produção de TPC até a classe de 800 kV CA não teria maior dificuldade, já que se trata de unidades modulares. Para TC's classe 800 kV há necessidade de internação de tecnologia. Existem fabricantes habilitados a desenvolver pesquisas referentes a TC's classe 1.000 kV, a partir de suas matrizes no exterior.

A nacionalização dos TC's e TP's atinge índices elevados, cerca de 90% a 95%, em valor, sendo ainda importados alguns isolantes especiais, e, em alguns níveis de tensão, o papel semicondutor e o óleo isolante.

- *Capacitores de Potência*

A rigor, não há restrições ou dificuldades construtivas relativamente à instalação de bancos de capacitores para tensões acima de 800 kV, utilizando-se unidades capacitivas de potência usual, como as largamente empregadas nas instalações já em operação no Setor Elétrico. Na opinião dos fabricantes, o problema reside no controle e proteção anticorona desses bancos.

Devido à demanda reduzida, o filme de polipropileno e o óleo isolante (biodegradável) deverão continuar sendo importados, o que elimina a possibilidade de uma completa nacionalização do produto.

- *Equipamentos para a Compensação de Reativos*

Neste segmento estão considerados os compensadores estáticos e síncronos, bem como a compensação série, produzidos por três fabricantes nacionais.

Já existem os primeiros fornecimentos nacionais, alguns em andamento, nos arranjos usuais, ou seja, reator controlado a tiristores, capacitor chaveado a tiristores, ou ainda a solução mista. Cabe destacar a importante participação do CEPEL nos estudos pertinentes a esses fornecimentos. A

maioria dos seus componentes é fabricada normalmente no País, sendo ainda importados a válvula de tiristores, os sistemas de regulação, disparo, supervisão e controle, bem como parte do sistema de proteção que, no entanto pode ser especificado em adequação as disponibilidades do mercado nacional. A montagem dos componentes importados, assim como os ensaios, podem ser realizados no País. Atualmente, a tecnologia do controle esta passando de analógica para digital.

Não há limitações de potência, uma vez que é possível dividir o fornecimento em diversos módulos e também pelo fato de os componentes serem de media tensão, visto que o compensador é ligado à rede através de transformador abaixador.

No que se refere às cogitações para a transmissão da Amazônia, não haveria problemas até a classe 800 kV, sendo que para tensões superiores os questionamentos referem-se apenas aos problemas inerentes aos transformadores de potência, numa faixa de tensão 1.000-1.200 kV, onde a confiabilidade é ainda discutível, uma vez que não existe um domínio pleno da tecnologia.

Cabe ainda registrar o desenvolvimento, pelo CEPEL - com o apoio de algumas concessionárias do Setor Elétrico- de um compensador estático de 50 MVar, do tipo reator controlado a tiristores, totalmente nacionalizado, em fase de montagem do prototipo.

Quanto aos compensadores síncronos a indústria nacional esta atendendo perfeitamente as necessidades do Setor Elétrico, com índice de nacionalização superior a 90%, em valor, incluindo o sistema de excitação. Este segmento é atendido por cinco fabricantes

No que concerne à compensação série, o mercado brasileiro é atendido por três fornecedores que contam com apoio tecnológico externo.

Os sistemas de compensação série utilizam equipamentos e materiais já fabricados pela indústria nacional, tais como capacitores, disjuntores, chaves, isoladores, proteção convencional e plataforma de alumínio ou aço. São ainda importados os sistemas de proteção contra sobretensões nos capacitores, que são baseados em duas tecnologias distintas, ou seja, através de centelhadores ou de varistores de ZnO.

A utilização em sistemas acima de 800 kV teria apenas os problemas inerentes à utilização de tensões nesta faixa (1.000-1.200 kV).

#### • *Sistemas de Digitalização*

Os primeiros desenvolvimentos tecnológicos, no País, de sistemas digitalizados para uso específico em controle e supervisão dos processos do Setor Elétrico foram realizados pelo CEPEL. Todo esse desenvolvimento tecnológico foi repassado para quatro fabricantes nacionais, criando assim a possibilidade de fabricação desses sistemas no País.

Atualmente, já são disponíveis famílias de dispositivos digitais para controle de processos, em tempo real, de sistemas elétricos de potência, tais como: unidades terminais remotas (UTR's), controladores lógicos programáveis (CLP's), sistemas digitais de controle distribuídos (SDCD's), além dos dispositivos com funções específicas denominados "stand alone", como por exemplo: relés e medidores digitais, registradores automáticos de perturbações, controladores e registradores digitais de medição.

Com a crescente tendência ao uso de microcomputadores em controle de processos, a situação de fornecimento desses sistemas é bastante confortável no País. Vários fabricantes produzem este tipo de dispositivos, bem como os periféricos, tais como impressoras gráficas e matriciais, vídeos coloridos com alta resolução, teclados, etc.. Também são produzidos os minicomputadores e supermicros, além das fibras óticas e respectivos conectores e transceptores, que caracterizam a autosuficiência do parque industrial brasileiro, em termos de hardware, no fornecimento de sistemas digitais de controle de processos para o Setor Elétrico.

A nível de software, além do desenvolvido pelo CEPEL, existem vários pacotes de origem estrangeira disponíveis no País que podem ser utilizados em controle de processos dos sistemas elétricos de potência. Os primeiros projetos piloto e protótipos nacionais de sistemas digitalizados, na área de supervisão e controle de processos para o Setor Elétrico, foram os realizados pelo CEPEL/ELETROSUL para a subestação de Palhoça, 138 kV - em operação, e pela CEMIG para a subestação de Itutinga, 345 kV.

Podemos concluir que existe no País base tecnológica para fornecimento de sistemas digitais para supervisão e controle de processos destinados à geração, transmissão e distribuição. Ainda não há disponibilidade de sistema de proteção de distância digitalizado. O CEPEL vem envidando esforços para seu desenvolvimento, porém, o estágio atual é de prototipo de laboratório.

As experiências mundiais na área de digitalização vêm se processando e operando de forma confiável no ambiente de subestações de concessionárias. Nos Estados Unidos, o EPRI - ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE vem desenvolvendo, desde 1979, dois projetos de pesquisa separados, com o objetivo de fabricar e instalar sistemas que empregam a tecnologia de microprocessadores distribuídos. O projeto EPRI - RP 1359-5 desenvolve relés digitais para operação em sistema integrado de automação de subestação de transmissão ou na forma "stand alone". O projeto EPRI 1472-1 desenvolve um sistema de automação através do uso de microprocessadores numa estrutura de processamento distribuído. Em alguns Países da Europa e nos Estados Unidos já existem vários sistemas de automação digitalizada em subestações de concessionárias, embora a proteção digital esteja funcionando na forma "stand alone". Há notícias de que no Japão a proteção digital já está integrada ao sistema de automação de subestações de transmissão.

#### • *Estruturas Metálicas*

Os quatro fabricantes nacionais não vêem nenhuma dificuldade adicional no projeto e fabricação de estruturas para sistemas de CC, independente da tensão. Para CA, contudo, será necessário um estudo apurado, levando em conta fatores técnicos e econômicos, em face dos vários tipos de silhuetas existentes para os diversos níveis de tensão em uso. A estrutura em alumínio estaria inviabilizada não só pelo seu elevado custo - cerca de quatro vezes o similar em aço - como também pela real capacidade do mercado em atender à demanda projetada para o Sistema de Transmissão da Amazônia. Tal aplicação seria mais viável nos níveis de 145/242 kV, em que seriam utilizados perfis de dimensões menores do que os exigidos por uma estrutura de UAT.

- *Cabos Condutores*

Os cinco principais fabricantes estão capacitados a suprir o mercado com condutores de alumínio, nas suas diversas composições, até as tensões de 800 kV CA e +/- 600 kV CC. Dentre os projetos de pesquisa e desenvolvimento patrocinados por essas empresas - tanto no País como em suas matrizes no exterior - destacariamos:

1. *Cabos de alumínio tipo ACAR reforçados com ligas alternativas*

A idéia surgiu juntamente com o CEPEL, quando das discussões iniciais sobre o Projeto Amazônia. A tecnologia está sendo desenvolvida no Brasil.

2. *Cabos de alumínio tipo SSAC*

O prototipo está sendo testado pela COPEL, para utilização em circuitos instalados em área urbana e sujeitos a sobrecargas. O processo e desenvolvimento foram efetuados inteiramente no País.

3. *Participação nos estudos e desenvolvimento do sistema de 1.000 kV CA, atualmente em fase de implantação no Japão*

Dentro do campo dos condutores nus de alumínio que venham a ser utilizados com as novas tecnologias previstas pela CPTA, os projetos descritos acima cobrem uma larga gama de alternativas. As mais promissoras, são a utilização de condutores ACAR, com ligas mais resistentes mecanicamente e os cabos OPGW (Optical Fiber Ground Wire), com índice de nacionalização de 100%.

- *Ferragens e Acessórios*

Este segmento conta com sete fabricantes tradicionais, fornecedores para os diversos níveis de tensão utilizados no Setor Elétrico. Os fornecedores desenvolvem projetos e pesquisas baseados em transferência de tecnologia, a partir de suas matrizes no exterior. Também utilizam tecnologia nacional baseada em dados e pesquisas internos e laboratórios externos (IEUSP, UNICAMP, IPT, etc.). Todos os fabricantes demonstram interesse pelas tecnologias cogitadas para a transmissão da Amazônia e, no seu entender, os pontos críticos de fabricação estariam relacionados com os aspectos mecânicos, de vibração, gradiente de tensão e corrente de operação.

- *Isoladores*

Este segmento abrange os isoladores de porcelana, de vidro e os compostos (poliméricos), produzidos por cinco fabricantes principais. O mercado é atendido tanto para as linhas de transmissão quanto para suportes e invólucros de equipamentos, até as classes de tensão 800 kV CA e ± 600 kV CC.

Sem exceção, todos os fabricantes têm interesse e condições de produzir isoladores para tensões mais altas, com tecnologia própria ou cedida por terceiros. Cabe ressaltar a importante participação desses fabricantes (1) no processo de nacionalização de equipamentos destinados ao Setor Elétrico e (2) na captação de divisas, pela exportação de significativa parte de sua produção.

Os isoladores de porcelana e os de vidro estão totalmente nacionalizados. Quanto aos isoladores poliméricos, são ainda importados o bastão de fibra de vidro e uma parcela do consumo de borracha sintética (para revestimento), cuja tendência, a médio prazo, é atingir uma produção nacional suficiente.

- *Subestações Blindadas em SF<sub>6</sub>*

Embora haja quatro fabricantes nacionais habilitados a fornecer subestações blindadas em SF<sub>6</sub>, até a classe 550 kV, ainda não houve a demarcação na produção desses equipamentos, uma vez que todas as concorrências realizadas foram internacionais, tirando qualquer possibilidade de vitória dos fornecedores nacionais.

Quando da aprovação dos programas de nacionalização para a produção de disjuntores de alta e extra-alta tensão, o Conselho de Desenvolvimento Industrial - CDI hoje extinto, sinalizou para que os fabricantes aprovados também pudessem iniciar os processos de nacionalização de subestações blindadas em SF<sub>6</sub>. Um desses fabricantes desenvolveu, no exterior, projeto para blindadas em SF<sub>6</sub> na classe 1.000 kV CA, com características que permitirão sua utilização em 1.200 kV CA.

A nacionalização dos componentes das blindadas prevê a fabricação nacional dos invólucros, independentemente da matéria prima (alumínio ou aço), por empresas especializadas em serviços de caldeiraria, serralheria e usinagem, que dispõem de sofisticada maquinária e, pelas consultas já feitas, sem investimentos de maior valor, ao contrário do que ocorreria se essa fabricação fosse feita nas próprias fábricas de blindadas.

Numa primeira etapa, com índice de nacionalização, em valor, na faixa de 50% a 60%, estariam sendo importados os transformadores de corrente e de potencial, os comandos hidráulicos, as juntas de dilatação, os discos de segurança contra sobretensões nos invólucros, os monitores do gás SF<sub>6</sub> e o próprio gás. Cabe observar que os componentes hidráulicos são complexos, uma vez que trabalham com níveis de pressão elevados e necessitam de tempos de resposta extremamente rápidos. Mundialmente existem dois fabricantes de comandos hidráulicos, atendendo a todos os fabricantes de disjuntores. No Brasil estão sendo realizadas tentativas de desenvolvimento. Quanto à nacionalização do gás SF<sub>6</sub>, há esforços nesse sentido desde 1981. Não há dificuldades técnicas para a produção desse gás, apenas a necessidade de um mercado que justifique os elevados investimentos.

A perspectiva mais concreta de nacionalização do SF<sub>6</sub> é através do projeto piloto do Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares - IPEN, que prevê uma produção de cerca de 30 t/ano.

Estão sendo mantidos entendimentos com o IPEN/CNEN-SP, através do Projeto de Desenvolvimento Tecnológico de Material de Reposição (NAI/GT-18), para a celebração de um "Termo de Compromisso", com a ELETROBRÁS e Empresas do Setor, visando assegurar uma

demanda mínima, capaz de viabilizar a implantação de uma unidade piloto para a produção do gás SF<sub>6</sub>, que atenderá ao consumo de reposição do Setor Elétrico.

• *Equipamentos e Componentes para Sistemas de Corrente Contínua (- - 600 kV)*

Três fabricantes mundiais são tradicionais fornecedores desses equipamentos e componentes em suas unidades fabris no exterior. Há interesse em transferir essa tecnologia para suas filiais no Brasil, desde que o mercado compense o volume de investimentos envolvidos. Essa transferência poderia ser parcial ou mesmo total, dependendo de alguns aspectos oriundos da complexidade tecnológica, aspectos financeiros, mercado e condicionantes estratégicas. Essas considerações se aplicam, a nível de equipamentos, às válvulas conversoras tiristorizadas e aos cubículos de regulação, disparo e supervisão dos tiristores.

Uma nacionalização parcial desses equipamentos, poderia acarretar problemas sérios de confiabilidade do conjunto, custos mais elevados, dificuldades para ensaios, questões de responsabilidades e garantias.

Dos equipamentos e componentes utilizados em sistemas de CC cabe ainda destacar as buchas para aplicação em CC, para as quais são necessários projetos especiais. Tanto as utilizadas em transformadores como as buchas passantes da casa de válvulas apresentam problemas, internos e externos, inerentes ao estado da arte.

Além dos desenvolvimentos concernentes à utilização de tecnologias não convencionais - EAT/CC e UAT/CA, vale destacar tendências, algumas em processo de desenvolvimento bastante adiantado, tais como:

- Utilização dos cabos de alumínio-liga;
- Uso mais disseminado dos isoladores compostos (poliméricos);
- Utilização de perfílados de alumínio e de chapas de aço dobradas, em estruturas de linhas de transmissão;
- Compactação de linhas e de subestações convencionais;
- Utilização de fibra ótica para comunicações e controles;
- Digitalização de subestações;
- Fabricação de relés digitais.

É fundamental o acompanhamento dos progressos obtidos com as novas tecnologias, que estão sendo objeto de grande atenção no cenário mundial: cerâmicas supercondutoras, polímeros condutores, polímeros isolantes e outros materiais estruturais.

### 2.2.3 Área de Distribuição

As principais tendências tecnológicas atuais, relativas a sistemas, equipamentos e materiais para distribuição urbana e rural são:

- Utilização de transformadores tipo autoprotégido e "pad-mounted". Já existe interesse de dois fabricantes em nacionalizar estes tipos de transformadores;
- Adoção de alguns tipos de ferragens à base de resina de fibra de vidro;
- Adoção do chaveamento trifásico e, conseqüentemente, abertura das redes sob carga. O Setor Elétrico tende a eliminar o uso de chaves a óleo, dando preferência, por questão de manutenção, às chaves a SF<sub>6</sub>, a seco e a vácuo;
- Eliminação, nos sistemas subterrâneos, de chaves a óleo na ligação de equipamentos, substituindo-as por terminais conectáveis;
- A passagem das tensões primárias, nos grandes centros urbanos, da classe 15 kV para 34,5 kV. Para isso, torna-se necessária a adequação de um grande número de equipamentos a este nível de tensão, por parte dos fabricantes;
- Com vistas à modernização operacional, já existem áreas piloto de pesquisa de automação de rede, tendo como objetivo a melhoria da qualidade de atendimento, do gerenciamento da rede e do aproveitamento dos componentes. Esta modernização passa, obrigatoriamente, pela utilização de sistemas computacionais destinados ao controle das redes de distribuição;
- Utilização de capacitores série.

Na eletrificação rural a tendência é adotar sistemas, equipamentos e materiais mais simples, tais como:

- Alimentador monofásico com retorno pela terra, até 34,5 kV;
- Condutores em fio de aço zincado;
- Transformadores redimensionados (novos projetos de 3 a 15 kVA);
- Religadores mecânicos simplificados.

Para atender às necessidades atuais do Setor Elétrico é recomendável viabilizar a nacionalização dos seguintes equipamentos e materiais: transformadores de distribuição tipo CSP ("completely self-protected") e "pad-mounted"; fibra vulcanizada para cartuchos de chaves fusíveis; chaves a SF<sub>6</sub>, a seco e a vácuo, nas tensões de 25/34,5 kV; religadores a vácuo e a SF<sub>6</sub>, nas tensões de 15/25/34,5 kV; seccionadores de 13,8/25 kV; protetores de reticulado; chaves de transferência automática de carga para redes subterrâneas, nas tensões de 15/25 kV; chaves fusíveis de alta capacidade de ruptura, até 20 kA, nas tensões de 15/25/34,5/69 kV; "auto-boosters" monofásicos de quatro degraus, nas tensões de 15/25 kV; medidores eletrônicos, em fase de fabricação inicial para ensaios experimentais nos laboratórios e no campo.

É fundamental que sejam concentrados esforços para desenvolver equipamentos e dispositivos, a partir da integração ELETROBRÁS/Empresas do Setor/Órgãos Setoriais/Fabricantes/Centros de Pesquisa.



### 3. NORMALIZAÇÃO TÉCNICA NO SETOR ELÉTRICO

A normalização técnica, enquanto instrumento básico para a implementação de uma política de eficiência, deverá ser desenvolvida de modo consistente pelas Empresas de Energia Elétrica e por seus fornecedores de equipamentos e serviços. O avanço cultural do País, sustentado por políticas e programas da qualidade-produtividade, proteção do consumidor, conservação de energia e meio ambiente, deverá exigir uma intensificação da ação das Empresas do Setor Elétrico em normalização técnica, que deverá incluir a conscientização e capacitação das empresas neste campo. A coordenação da ação externa dessas empresas em normalização deverá ser assegurada pela ELETROBRÁS através do Programa de Normalização do Setor de Energia Elétrica - PRONORM. Com o objetivo de dotar o Setor Elétrico de normas técnicas de boa qualidade, o PRONORM deverá identificar as normas de interesse prioritário e atuar sistematicamente no preparo de um programa plurianual de trabalho, no acompanhamento da elaboração dos projetos pela Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT e na implantação das normas nas Empresas. A consolidação de um novo modelo de normalização técnica no País, presentemente em análise no Subprograma IV do PBQP, deverá levar a uma participação mais efetiva de associações, institutos de pesquisa, universidades e empresas nos trabalhos de normalização, o que deverá beneficiar todo o Setor Elétrico.

#### 3.1 A NORMALIZAÇÃO NAS EMPRESAS DE ENERGIA ELÉTRICA

As empresas de energia elétrica deverão se engajar firmemente nas atividades de normalização vinculadas aos programas setoriais e nacionais que envolvem o Setor Elétrico. Os planos plurianuais do PRONORM deverão ser compatibilizados com estes programas, de modo que o Setor disponha tempestivamente da norma técnica a ser sistematicamente utilizada.

Tendo em vista as distâncias no Brasil, deverá ser incrementada a participação por correspondência das Empresas nos trabalhos das Comissões de Estudo, de modo a serem reduzidos os custos de viagens. Deverá se buscar, através de procedimentos não onerosos, uma maior participação das Empresas das regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste nos trabalhos de normalização. A padronização de equipamentos e instalações de distribuição e transmissão de energia elétrica deverá ser incrementada de modo a se otimizarem os custos de projeto, suprimento, construção e manutenção, bem como assegurando elevados níveis de qualidade de equipamentos e instalações.

As empresas deverão participar do trabalho de normalização de modo solidário, que deverá incluir a troca de informações e a transferência de tecnologia entre elas. Deverão ser tomadas pelas empresas medidas disciplinadoras do uso das normas, de modo a caracterizar a não utilização como fato excepcional a ser registrado, divulgado e analisado pelo Setor Elétrico. A ação da ELETROBRÁS em normalização deverá se processar de modo integrado e em harmonia com as atividades desenvolvidas neste campo por órgãos setoriais (CODI, CCON e GTON).

Deverão ser criadas condições para implantação de bibliotecas de normas nas empresas, dimensionadas de acordo com o porte da empresa e periodicamente atualizadas. Deverá ser incentivada a criação de núcleos de normalização nas empresas, responsáveis pela coordenação interna e externa das atividades de normalização. Estes núcleos poderão desenvolver intercâmbio

de experiências, possibilitando inclusive projetos de extensão tecnológica naquelas empresas de menor experiência em normalização. Deverá ser buscada uma valorização do trabalho de normalização na Empresa, de modo que o trabalho do especialista seja reconhecido.

### **3.2 A NORMALIZAÇÃO NA PESQUISA E NO DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO DO SETOR ELÉTRICO**

O desenvolvimento tecnológico nas próximas décadas em áreas como transmissão em extra-alta tensão - corrente contínua e ultra-alta tensão - corrente alternada, fontes alternativas de energia, automação/informatização de usinas, subestações e redes de distribuição, conservação de energia, eficiência de equipamentos elétricos - inclusive eletrodomesticos, novos materiais isolantes/condutores, meio ambiente, deverá exigir o preparo de normas técnicas nestes campos. O desenvolvimento destas normas deverá se processar em estreita ligação com a normalização internacional, sobretudo da "International Organization for Standardization-ISO" e da "International Electrotechnical Commission-IEC" e com a participação imprescindível de entidades de pesquisa como o CEPEL, o IE da Universidade de São Paulo, o LAC da Universidade do Paraná e de outras universidades. Sobretudo no preparo de normas relativas a métodos de ensaio, a participação de órgãos ligados à pesquisa deverá ser intensificada, inclusive através de intercâmbio com entidades congêneres estrangeiras.

### **3.3 AS NORMAS DO SETOR ELÉTRICO COMO INSTRUMENTO DE INSERÇÃO DO BRASIL NO MERCADO INTERNACIONAL**

O Setor Elétrico, em ação integrada com fabricantes, órgãos de pesquisa, associações e universidades, deverá participar da normalização internacional da ISO-IEC, e eventualmente do GATT ou outros organismos internacionais de comércio. A elaboração e a votação dos projetos de normas internacionais de particular interesse para o Brasil deverão ser acompanhadas de modo sistemático, inclusive com o comparecimento às reuniões internacionais em que a presença for imprescindível. A certificação de produtos, que deverá condicionar as trocas comerciais entre Países, deverá se basear em normas alinhadas internacionalmente e aceitas pelos Países. A existência de um acervo atualizado e abrangente de normas técnicas do Setor Elétrico, deverá constituir fator condicionante para a certificação e para uma participação efetiva do fabricante brasileiro no mercado internacional. A normalização brasileira deverá acompanhar atentamente a evolução da normalização estrangeira regional, tendo em vista a constituição de grandes grupos regionais como o mercado comum europeu e o norte-americano. Não é improvável que sofisticadas barreiras tecnológicas venham a ser criadas através da normalização regional, com conseqüências no mercado internacional. A implantação do MERCOSUL deverá exigir a compatibilização das normas técnicas dos Países membros, de modo que os requisitos técnicos dos produtos comercializados sejam uniformizados.

#### 4. INSTRUMENTOS DE ATUAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NA IMPLEMENTAÇÃO DAS DIRETRIZES DE POLÍTICA INDUSTRIAL NACIONAL

Os instrumentos de atuação do Setor Elétrico, coordenados pela ELETROBRÁS, vêm ao encontro da Política Industrial e de Comércio Exterior e, conseqüentemente, das diretrizes dos Programas que a respaldam, quais sejam: o Programa Brasileiro da Qualidade e Produtividade - PBQP e o Programa de Competitividade Industrial - PCI, já abordados anteriormente.

Assim é que, ações setoriais estão sendo desenvolvidas no âmbito da implementação do desenvolvimento tecnológico e industrial, bem como no que concerne ao incremento da qualidade e produtividade no Setor Elétrico.

Com efeito, pode-se citar alguns dos Programas, atualmente em curso, que têm por objetivo atender às condicionantes da Política Industrial vigente:

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

O PRODIN visa identificar, executar, estimular, acompanhar e supervisionar as atividades que propiciem desenvolvimento industrial e tecnológico de equipamentos e materiais utilizados pelo Setor Elétrico.

Sua atuação se caracteriza por ampla articulação, interna e externa ao Setor Elétrico, em especial com a área industrial, buscando o encaminhamento e a solução de questões atinentes às diversas áreas envolvidas, assim como uma permanente troca de informações.

É fundamental que o Setor Elétrico mantenha-se atualizado com os avanços tecnológicos e o seu conseqüente desenvolvimento industrial, mobilizando, apoiando e coordenando ações que possibilitem que o parque industrial e de serviços nacional possa suprir as necessidades atuais, bem como as mudanças tecnológicas atinentes à expansão dos sistemas elétricos.

Essas atividades tiveram um incremento significativo através das ações integradas desenvolvidas no âmbito do Núcleo de Articulação com a Indústria - NAI do Setor Elétrico.

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

O PRODASE tem por objetivo a mobilização setorial para a execução de ações integradas voltadas para o desenvolvimento de projetos de digitalização e automação do Setor Elétrico.

Torna-se fundamental que se disponha de um instrumento de uniformização das especificações básicas de sistemas digitais (digitalização e automação), bem como capacidade para levantar as

disponibilidades de equipamentos, capacitação e potencialização dos agentes nacionais (governamentais e privados), identificando também as necessidades de desenvolvimento de tecnologias específicas e de treinamento de recursos humanos.

*Programa de Normalização do Setor de Energia Elétrica - PRONORM*

O PRONORM visa dotar o Setor Elétrico de normas técnicas adequadas, através da coordenação, do planejamento, elaboração e implantação das normas nas empresas.

O PRONORM busca identificar necessidades de normalização do Setor Elétrico, preparar um programa plurianual de normalização, acompanhar o preparo das normas na ABNT e sua divulgação as empresas concessionárias.

Com as várias ações a serem desenvolvidas em normalização, espera-se obter um acervo de normas técnicas adequadas as necessidades do Setor Elétrico, a integração e otimização da participação das empresas, o fortalecimento dos núcleos de normalização das mesmas e, primordialmente, a efetiva utilização das normas técnicas.

*Programa da Qualidade do Setor de Energia Elétrica - PROCONT*

O PROCONT visa, basicamente, desenvolver projetos e atividades de interesse setorial com relação à implementação de sistemas da qualidade nas empresas concessionárias e fornecedores de bens e serviços.

Para isso, deve-se intensificar a troca de experiência e informações técnicas, no sentido de se obter um relacionamento de parceria entre compradores e fornecedores.

Com o lançamento do Programa Brasileiro da Qualidade e Produtividade e o futuro desenvolvimento do Subprograma específico do Setor Elétrico, em que a Gestão da Qualidade nas empresas estatais é colocada como uma diretriz governamental, e do desenvolvimento do Subprograma Geral V, que tem como uma das estratégias a utilização do poder de compra estatal para provocar a melhoria da qualidade e produtividade da indústria brasileira, torna-se necessária a revisão dos objetivos iniciais do PROCONT, adequando-o à nova realidade.

*Programa de Qualificação de Materiais e Equipamentos do Setor de Energia Elétrica - PROQUIP*

Com a constatação de que o Setor Elétrico vinha adquirindo materiais, que embora submetidos aos ensaios de conformidade, vinham apresentando desempenho insatisfatório, foi criado o PROQUIP, que tem como objetivo principal o desenvolvimento de um sistema de qualificação de materiais utilizados nos sistemas de energia elétrica.

A forma de atuação é através da pesquisa e desenvolvimento, envolvendo as empresas concessionárias, o CEPEL, a ABNT e os fabricantes, com conseqüentes reflexos na melhoria da qualidade de produtos, da capacitação industrial e normativa, resultando na redução de custos e aumento da confiabilidade do sistema.

Em linha com o preconizado pelo PBQP, o Setor Elétrico deve apoiar, ainda, os esforços de criação de entidades independentes certificadoras de produtos.

*Programa de Desenvolvimento Integração do Suprimento do Setor de Energia Elétrica - PROSUP*

O PROSUP é um programa de trabalho envolvendo, basicamente, as funções pertinentes às áreas de suprimento das empresas concessionárias, e tem como objetivo precípua a efetiva implantação de ações de interesse comum nas empresas, com vistas à consolidação do poder de compra do Setor Elétrico e a otimização de seus sistemas de aquisição e administração de material.

Alguns projetos e atividades em desenvolvimento no PROSUP já vinham sendo objeto de tratamento por parte das empresas concessionárias, principalmente no âmbito do Núcleo de Articulação com a Indústria - NAI do Setor Elétrico.

O PROSUP não sendo nenhum novo organismo, visa agrupar, de forma ordenada e participativa, esses projetos e atividades tornando-os consequentes em sua operacionalização, atendendo os objetivos preconizados pela política industrial do País.

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

## 5. EQUIPE

### COORDENAÇÃO

JÚLIO PEDRO VAZ ESMERALDO - DPD

### EDITORES

Alexandre Garcia Massaud  
Daisi Corrêa de Souza Pereira  
Elinei Winston Lima da Silva  
Guilherme Ellery Neto  
Hamilton Pollis  
Honório Machado Hermeto  
Juçara Lopes da Silva  
José Drummond Saraiva  
José Maria Loureiro  
Leda de Mendonça Uchôa do Amaral  
Luiz Carlos de Almeida e Albuquerque  
Roberto Piffer  
Sergio Pompeiando da Motta  
Wilson Pereira Lima  
Sílvio Lopes de Oliveira (CEPEL)

### DIGITALIZAÇÃO E APOIO ADMINISTRATIVO

Cleber S. Segismundo  
Graça Maria Costa Silva  
José Fernando da Silva  
Maria do Perpetuo Socorro Marinho  
Neide Rodrigues  
Rozina Soares de Souza

### EDITORACÃO

Carmem Valéria da Fonseca Rodrigues - DPS/GCPS (ELETROBRÁS)  
Walterly Pimentel Bandeira - DPS/GCPS (ELETROBRÁS)



PLANO NACIONAL  
DE ENERGIA ELÉTRICA  
1993-2015

# PLANO 2015

PROJETO 11  
A Política Tecnológica  
e o Setor Elétrico

# PLANO 2015

## PROJETO 11

A POLÍTICA TECNOLÓGICA  
E O SETOR ELÉTRICO



**ÍNDICE**

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1 Considerações Gerais .....	1
1.2 O Processo de Capacitação e Produção Tecnológica no Setor Elétrico .....	1
1.3 Bases para uma Política Tecnológica para o Setor Elétrico .....	2
<b>2. QUESTÕES CRÍTICAS PARA O SETOR ELÉTRICO.....</b>	<b>4</b>
2.1 Aspectos Gerais .....	4
2.2 Geração, Transmissão e Distribuição .....	4
2.3 Confiabilidade e Qualidade .....	6
2.4 Uso Racional de Energia .....	6
2.5 Informática e Automação .....	7
2.6 Meio Ambiente .....	8
2.7 Comercialização da Energia .....	8
2.8 Política Industrial e Estrutura de Produção .....	8
<b>3. OBJETIVOS E ESTRATÉGIAS TECNOLÓGICAS DO</b>	
<b>    SETOR ELÉTRICO .....</b>	<b>10</b>
3.1 Objetivos .....	10
3.2 Estratégias .....	11
<b>4. INSTRUMENTOS E MEIOS DE EXECUÇÃO DA POLÍTICA</b>	
<b>    TECNOLÓGICA DO SETOR.....</b>	<b>12</b>
<b>5. CONCLUSÃO.....</b>	<b>14</b>
<b>6. EQUIPE .....</b>	<b>17</b>

---

## I. INTRODUÇÃO

### 1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

A importância do Setor Elétrico na conjuntura econômica e social do país é determinada pelo nível de sua participação na estrutura energética nacional, pelo elevado potencial ainda existente e pelo papel dinamizador das empresas concessionárias, responsáveis, de um lado, pelo aumento da oferta de energia, condição indispensável ao desenvolvimento e a modernização e, de outro, pela formação da maior parcela do mercado de setores produtores de bens, serviços e insumos básicos utilizados nos processos de produção, transmissão, distribuição e uso de energia elétrica.

O desenvolvimento do setor de serviços de eletricidade, e os níveis de investimentos exigidos, acarretam em requisitos de evoluções tecnológicas por parte do referido Setor, seja através de seus centros de pesquisa, empresas concessionárias e fabricantes, seja através de suas principais universidades. O Brasil tem constatado um significativo avanço em algumas dessas áreas, como por exemplo, engenharia de sistemas de potência aplicados à expansão e à operação, à construção civil associada a obras do referido sistema, e ao próprio desenvolvimento do parque industrial específico. Por outro lado, o processo de crescimento econômico, de industrialização e de maior exigência por parte dos consumidores demanda das concessionárias melhorias constantes na qualidade de suprimento, para a qual são indispensáveis processos mais modernos de planejamento, projeto, construção e operação de sistemas elétricos, além de um melhor desempenho dos equipamentos, materiais e insumos básicos que utilizam.

A interface e o nível de interdependência existente entre esses setores, apesar de possuírem características bastante diferenciadas, leva à conclusão de que, no interesse de seu próprio desenvolvimento tecnológico, o setor de serviços de eletricidade estenda suas políticas e ações estratégicas até o consumidor final e a todos os demais setores econômicos que compõem sua cadeia produtiva.

Considera-se como cadeia produtiva, para efeito das estratégias tecnológicas setoriais, os centros de pesquisa diretamente ligados ao Setor, as concessionárias, e os fornecedores de equipamentos, materiais e serviços.

### 1.2 O PROCESSO DE CAPACITAÇÃO E PRODUÇÃO TECNOLÓGICA NO SETOR ELÉTRICO

No início da expansão de Setor Elétrico, verificava-se que a tecnologia do mesmo era inteiramente disponível no exterior. Não havia, portanto, uma filosofia de desenvolvimento próprio ou de pesquisas de tecnologias adaptáveis ao nosso caso.

Posteriormente, com a ênfase da política governamental no desenvolvimento energético houve um estímulo à fabricação local, da grande maioria dos equipamentos destinados à geração, transmissão, distribuição e utilização de energia elétrica.

Todavia, o avanço verificado no processo de produção não ocorreu com a mesma intensidade no desenvolvimento de projetos de fabricação, tendo em vista a existência de um paradigma tecnológico maduro disponível nos países desenvolvidos. Como consequência, inovações aqui realizadas foram de natureza incrementais ou de adaptações às especificidades do Setor Elétrico Brasileiro.

Atualmente, com a implantação da Política Industrial e de Comércio Exterior (PICE), os níveis de proteção aos produtos nacionais estão sendo gradativamente reduzidos, prevendo-se, porém, a manutenção ou criação de instrumentos de apoio e incentivos fiscais a alguns setores industriais considerados estratégicos para o desenvolvimento da economia nacional. Tais instrumentos de apoio, mesmo quando associados às contrapartidas exigidas para sua utilização, não serão suficientes para dar impulso ao desenvolvimento tecnológico dos setores beneficiários. É necessário, portanto, assegurar a existência de uma sólida infra-estrutura em P&D.

Assim, diante da necessidade de modernização do parque industrial e de se ter, no Setor Elétrico, o domínio tecnológico em áreas consideradas prioritárias ou estratégicas, ou, no mínimo ter a disponibilidade de uso de tecnologias de última geração, torna-se indispensável promover ações conjuntas e articuladas envolvendo institutos de pesquisas, universidades, indústrias e empresas de consultoria e engenharia nas atividades setoriais prioritárias de P&D.

Alguns segmentos industriais já vêm conscientizando-se da importância de adquirirem maior capacidade tecnológica e de inovação tendo em vista que os requisitos da qualidade, preço e cumprimento de prazo de entrega, já não são suficientes para garantir competitividade, tanto no mercado externo quanto no mercado interno aberto a importações.

O Setor Elétrico foi um dos que mais se empenhou no desenvolvimento tecnológico nacional. Ainda assim, e de fundamental importância que sejam garantidas as ações no sentido de consolidar tecnologias, bem como assegurar a capacitação em áreas estratégicas e características de nossos sistemas, tais como transmissão a longa distância, co-geração e produção independente, fontes alternativas, uso racional de energia, eletrônica de potência, impactos ambientais de projetos setoriais, dentre outras.

O Setor Elétrico, tem estimulado interações entre centros de pesquisa, universidades e concessionárias, com o intuito de fomentar desenvolvimentos tecnológicos aplicados ao caso específico de nosso País. Os centros de produção tecnológica têm papel preponderante neste processo, seja através próprias e pioneiras, de desenvolvimentos de tecnologias de ponta, seja através de adaptações ao caso brasileiro de tecnologias já desenvolvidas em outros países.

Da mesma forma, desenvolvimentos tecnológicos importantes foram obtidos no âmbito das empresas de engenharia e construção civil, que atingiram padrões internacionais em suas atividades.

### 1.3 BASES PARA UMA POLÍTICA TECNOLÓGICA PARA O SETOR ELÉTRICO

O objetivo principal de uma política tecnológica para o Setor Elétrico é possibilitar direcionamentos adequados em tecnologias modernas de sistemas e equipamentos, cujas implementações resultem em melhorias da qualidade do serviço, da confiabilidade de atendimento, da forma mais econômica.

A antecipação do futuro, com base na análise prospectiva, é um instrumento fundamental para o planejamento de médio e longo prazo, onde o propósito não é prever o futuro, mas identificar, mobilizar, criar áreas de conhecimento em segmentos específicos, delimitando áreas de atuação e pontos de controle para mudança ou manutenção dos rumos, conforme a orientação da política econômica, industrial e tecnológica do país.

Para implementar uma política tecnológica para o Setor é preciso desenvolver um sistema científico-tecnológico, através da sua articulação com os centros de pesquisas, universidades e fornecedores de bens e serviços.

E, portanto, necessária a explicitação de uma estratégia de desenvolvimento tecnológico e científico.

Assim, todos os segmentos do setor devem ser conscientizados para o fato de que investimentos em P&D são estratégicos para o setor e para o País, porquanto acarretam retornos de proporções imensuráveis, quando um programa de P&D bem estruturado é concebido e aplicado.

Neste sentido propõe-se:

- ampliação dos recursos destinados a P&D, através da maior participação de todos os segmentos do setor elétrico nos órgãos de pesquisa do mesmo;
- promoção de maiores interações dos centros de pesquisa do setor e das principais universidades e entre tais entidades e as empresas concessionárias, estreitando-se as ações de pesquisa básica e 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;
- através de uma rede de agentes, otimizar a utilização dos recursos de P&D existentes, identificando linhas prioritárias de desenvolvimento tecnológico apontadas pela qualificação já obtida em diversas áreas de conhecimento e a necessária de ser obtida pelas especificidades do sistema brasileiro;
- implementação de um modelo de acompanhamento da evolução tecnológica, através da criação de um foro nacional no âmbito do setor elétrico, que proporcione a articulação das vertentes tecnológicas atualmente existentes em órgãos colegiados do tipo GCPS, GCOI, CODI, CCON, etc., ou em certos casos específicos, através da mobilização de empresas afins com programas similares de impacto;
- intensificação do processo de transferência de tecnologias já disponíveis para o setor, no país e no exterior identificando e estimulando a prática de soluções modernizadoras e eficientes, contribuindo 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.

As proposições indicadas constituem, de forma sintética, um conjunto de postulados para a formação de uma política tecnológica para o setor elétrico, seja no que se refere aos desenvolvimentos próprios, seja no que tange à capacitação do setor para o processo de seleção e transferência de tecnologias de outros países.

## 2. QUESTÕES CRÍTICAS PARA O SETOR ELÉTRICO

### 2.1 ASPECTOS GERAIS

O Setor Elétrico se destaca na economia brasileira por sua tradição de planejamento de longo prazo, estruturando-se em planos de expansão com horizontes de 20 a 25 anos. Para definir uma estratégia tecnológica para o Setor Elétrico é necessário cotejar as informações de planejamento com outras relativas a evolução da ciência e da tecnologia, à capacitação da indústria e a política industrial e tecnológica adotada pelo país, dentro da dinâmica internacional vigente.

A pesquisa e o desenvolvimento tecnológico constituem uma importante etapa do planejamento da expansão, caracterizando as inovações que se mostrarem adequadas e necessárias de serem implementadas, sendo que a referida atividade no setor elétrico exige um longo prazo de maturação.

Tais aspectos se mostram particularmente importantes quando consideradas as grandes linhas a seguir indicadas.

### 2.2 GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

Na área de geração, o Brasil encontra-se em uma situação distinta dos países desenvolvidos com respeito as fontes primárias, por dispor ainda de grande potencial hidrelétrico a ser explorado. No entanto, fontes hidrelétricas de grande porte que podem ser consideradas economicamente viáveis de serem exploradas a seguir se encontram na região amazônica, o que caracteriza grandes desafios a serem vencidos, principalmente pela longa distância de tais fontes aos principais centros de carga. Além disto, é importante ressaltar que grande atenção deverá ser dada ao equacionamento dos problemas de meio ambiente para a adequada exploração das hidrelétricas da região amazônica, garantindo-se, dessa forma, a implantação da solução mais econômica de expansão de geração através de tais fontes.

Como se sabe, no entanto, a alternativa de expansão correspondente a hidrelétricas de porte associadas a grandes troncos de transmissão, mesmo quando mais econômica, envolve investimentos iniciais de considerável monta, o que pode inviabilizar tal alternativa. Por esta razão, não se deve descartar completamente, no momento atual, uma possível expansão termelétrica de base, ainda que com menores probabilidades.

Neste caso, um estudo que se mostra importante diz respeito ao desenvolvimento de usinas térmicas a gás com ciclo combinado, em vista do seu custo mais baixo do que as térmicas convencionais. Há que se considerar também a disponibilidade de gás no país e a dependência externa que tal alternativa poderia gerar.

Ainda com relação à geração, é importante destacar que tudo o que foi mencionado até aqui se referiu à expansão de base, ou seja, a expansão de grandes blocos energéticos para acompanhar o crescimento do mercado básico.

Entretanto, também é fundamental que se busque soluções mais econômicas para o suprimento a pequenas cargas isoladas da forma mais econômica. O citado problema nos leva a análise de fontes alternativas para suprimento a tais cargas.

O Setor Elétrico demonstra competência nas áreas de engenharia de planejamento, projeto, construção e operação de usinas hidrelétricas, e de grandes troncos de transmissão, e em menor escala inclusive nucleares.

No entanto, há necessidade em se aprimorar uma base de dados de custos de referência, de metodologias para a determinação de custos marginais de expansão e operação, bem como de se reduzir custos de construção, além do aperfeiçoamento do gerenciamento de obras.

Com relação aos equipamentos hidrelétricos pesados, o Brasil detém capacidade de produção nacional com fabricantes, em geral, de origem estrangeira. A tecnologia de fabricação de hidrogeradores, equipamentos hidromecânicos e auxiliares é nacional. Nos projetos hidromecânicos de turbinas não se tem domínio nacional da tecnologia.

Vale à pena também registrar que, a introdução de usinas hidrelétricas e termelétricas de menor porte poderá também se mostrar atrativa e desejável, além da incorporação ao sistema de cogeneradores e produtores independentes. Isto aponta, necessariamente, na direção da implementação de técnicas e métodos de acesso e utilização da rede de transmissão de terceiros ("wheeling").

Atualmente, a utilização da termelétricidade no país é baixa, representando apenas cerca de 10% da sua capacidade instalada.

Embora haja capacitação limitada na fabricação de equipamentos para usinas termelétricas, o país encontra-se em estágio incipiente em termos tecnológicos. A pequena experiência nacional na construção de centrais termelétricas e as eventuais necessidades ocasionadas por incertezas no programa de expansão do sistema, indicam a necessidade de absorção de tecnologias de equipamentos de centrais térmicas convencionais e de outras fontes alternativas de energia.

O aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia, distante dos principais centros de carga do país exigirá o desenvolvimento de linhas de ultra-alta tensão para distâncias de 2000 a 2800 km, em ambiente de elevada temperatura e umidade, o que constitui um dos grandes desafios tecnológicos para o Setor, objeto, desde já, de esforços da Comissão de Planejamento da Transmissão da Amazônia - CPTA.

Outros aspectos importantes de serem considerados, em termos de desenvolvimentos tecnológicos na transmissão são: introdução, em larga escala, de eletrônica de potência para controlar fluxos e tensões na rede, nas tecnologias que são denominadas por FACTS ("Flexible AC Transmission Systems"); técnicas de compactação de linhas; linhas de transmissão de potência natural elevada, entre outros.

Técnicas de manutenção de equipamentos precisam ser melhoradas, bem como para a extensão de vida útil de equipamentos, porquanto a escassez de recursos para investimentos determina uma crescente adequação dos equipamentos existentes. Nesse sentido, a implementação de sistemas especialistas para monitoramento de equipamentos cada vez mais será necessária.

Com relação a distribuição, deve-se ressaltar a crescente complexidade dos sistemas nas metrópoles, basicamente devido ao seu crescimento desordenado, situação para a qual a busca de novas tecnologias pode trazer contribuições relevantes, como por exemplo, modernos sistemas de gerência e automação com a conseqüente redução de custos de investimentos e de manutenção.

Outro aspecto que se coloca em questão é o desenvolvimento de tecnologias para equipamentos e linhas de distribuição subterrânea.

Quanto à eletrificação rural, identifica-se a necessidade do desenvolvimento de tecnologias de baixo custo para ampliar o atendimento as propriedades rurais e melhorar o fornecimento as propriedades já atendidas. Este segmento corresponde a uma fração ainda muito reduzida do número total de propriedades rurais do país. Neste segmento, também é bastante válido pensar-se na utilização de fontes alternativas para o suprimento a parte de tais cargas, de uma forma economicamente viável.

Existem também outros fatores ligados à geração, transmissão e distribuição em que o desenvolvimento tecnológico poderá vir a contribuir de forma a aumentar a qualidade e a produtividade do fornecimento de energia elétrica. Tais fatores deverão ser priorizados a luz das suas respectivas evoluções e contribuições específicas para o sistema elétrico nacional.

### 2.3 CONFIABILIDADE E QUALIDADE

Os sucessivos adiantamentos ou atrasos em cronogramas de obras referentes as usinas geradoras e aos troncos de transmissão se traduzem em maior probabilidade de ocorrência de déficit na oferta de energia e riscos de colapso de suprimento. Nos sistemas isolados a situação é agravada pelas próprias características dos mesmos, já se constatando, inclusive, em alguns casos, demandas reprimidas. Dessa forma é preciso que o setor tenha metodologia adequada para priorização de instalações, no sentido de minimizar os problemas de confiabilidade. As próprias metodologias de determinação de confiabilidade devem ser melhoradas.

Técnicas de extensão de vida útil, de sistemas de supervisão e controle, de aprimoramento de sistemas de proteção, de manutenção, dentre outras, deverão também ser contempladas.

### 2.4 USO RACIONAL DE ENERGIA

As perspectivas de evolução do Setor colocam desafios importantes à racionalização dos sistemas elétricos, com vistas à redução dos níveis elevados de perdas de energia ainda verificados e ao aumento da eficiência energética a nível de uso final.

Já é fato plenamente conhecido que o uso racional da energia poderá trazer ganhos de proporções consideráveis para o País, através da possibilidade de adiamento de obras de geração e transmissão, e conseqüente otimização de recursos financeiros.

Os procedimentos de planejamento e de operação que vêm sendo adotados no setor elétrico sempre contemplam a minimização de perdas, não estando, portanto, nas áreas de geração e transmissão em grosso as grandes fontes de racionalização de energia.

O referido uso racional deve ser buscado, dessa forma, principalmente junto ao consumidor final, seja através de eficientizações em seus aparelhos, seja através da conscientização do mesmo na importância de suas atitudes voltadas para a racionalização.

Neste sentido, o PROCEL (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica) vem desenvolvendo seus trabalhos e, certamente, tecnologias para a eficientização de motores precisam ser cada vez mais adequadas, visto que este segmento representa o fator preponderante de ganhos com o uso racional da energia.

Por outro lado, é fundamental o desenvolvimento de técnicas para a administração das cargas, visando tirar o maior proveito da rede, e adaptando os requisitos a recursos disponíveis, sempre que possível.

É de grande relevância, portanto o apoio tecnológico de órgãos de pesquisa e desenvolvimento, em especial do CEPEL, as atividades de racionalização de energia que se realizam no País, em vista do grande campo de desenvolvimento que se verifica nesta área, e dos benefícios advindos de sua implantação.

Ainda com relação ao uso racional de energia, deve-se destacar que uma política de certificação de conformidade adequada também trará ganhos, levando em conta a necessidade de eficientização de aparelhos domésticos por parte dos fabricantes.

## 2.5 INFORMÁTICA E AUTOMAÇÃO

O sistema elétrico brasileiro é composto por dois grandes sistemas interligados (o Sul/Sudeste e o Norte/Nordeste) e por sistemas isolados. Para se estudar convenientemente os referidos sistemas, a nível de planejamento da expansão e da operação, principalmente os interligados, são necessários estudos e análises que envolvem o desenvolvimento, manutenção e ajuste de possantes programas computacionais. Neste particular, o sistema brasileiro dispõe de tais ferramentas computacionais, em primeira linha com os países adiantados, sendo que alguns deles foram, inclusive, exportados.

As atividades de planejamento da expansão e da operação vêm sendo atreladas a requisitos de substanciais avanços na área de desenvolvimento de "software".

Por outro lado, a operação em tempo real também depende cada vez mais de evoluções de tecnologias de aquisição de dados, de supervisão e controle. Modernos Centros de Controle procurarão cada vez mais automatizar procedimentos operativos, bem como modificações devidas a alterações na configuração.

Também nesta área há excelentes aplicações para sistemas especialistas, que envolverão pesquisas para desenvolvimentos de "software" específicos, aplicáveis a cada caso.

Deve-se também registrar os avanços esperados na automação da distribuição e das subestações não assistidas.



## 2.6 MEIO AMBIENTE

Durante os últimos anos, a política de meio ambiente constitui um fator de preocupação para o Setor Elétrico, exigindo tratamento e encaminhamento de soluções tecnológicas adequadas as questões que se apresentam.

Assim sendo, o Setor Elétrico, através de colegiados e documentos de planejamento específicos, vem desenvolvendo esforços para identificar e avaliar os impactos de seus projetos no tocante a qualidade da água e seu uso múltiplo, preservação da flora e da fauna, emissões atmosféricas de termelétricas a petróleo e a carvão, segurança nuclear e eventuais efeitos biológicos de linhas de UAT. Este esforço pretende entender os efeitos ecológicos e desenvolver respostas tecnológicas para estas questões, informando à sociedade sobre o ônus e os benefícios da implantação de cada uma das possíveis soluções.

## 2.7 COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA

A modernização do setor elétrico deve ser atrelada a políticas adequadas de comercialização de energia, que garantam investimentos mais econômicos, trocas de energia mais apropriadas, e colocação da energia mais barata no mercado.

Técnicas para a correta comercialização de energia devem ser permanentemente aperfeiçoadas, e desenvolvidas, sempre que as estruturas da rede forem alteradas. Assim, o desenvolvimento, por exemplo, de técnicas de acesso à rede de transmissão e de utilização de redes de terceiros ("wheeling"), envolve a determinação de estruturas de custos a serem adequadas a cada caso, em conjunto com fenômenos de desempenho da referida rede. A eventual introdução de mercado "spot" deve ser precedida de estudos aprofundados não só de estrutura de custos como seus reflexos desde a operação em tempo real até o planejamento da expansão.

Enfim, os aspectos referentes à comercialização de energia necessitam, constantemente, de desenvolvimentos tecnológicos avançados, pois envolvem não somente as estruturas de custos como também os aspectos correlatos do desempenho das redes.

Tais aspectos são normalmente analisados no âmbito de órgãos colegiados, como por exemplo, o GCPS (Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos), GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada) e o CODI (Comitê de Distribuição).

Torna-se, portanto, importante que tais órgãos tenham o devido apoio tecnológico dos órgãos de P&D.

## 2.8 POLÍTICA INDUSTRIAL E ESTRUTURA DE PRODUÇÃO

A atual Política Industrial do país objetiva o aumento da eficiência na produção, com a modernização e a reestruturação da indústria nacional, buscando o aumento da produtividade e a adoção de padrões internacionais de qualidade. Através da capacitação tecnológica, da difusão de novos padrões tecnológicos e das forças do mercado, pretende-se modernizar o parque industrial e aperfeiçoar a organização da produção visando o aumento da competitividade.

A abertura a importação, uma das principais medidas desta política representa um passo importante no desenvolvimento do país, observando-se criterios de seletividade e redirecionando a produção nacional para os segmentos de mercado onde haja probabilidade de atingir níveis de competitividade internacional ou que sejam economicamente estratégicos para a indústria nacional (nichos de mercado).

Um dos fatores fundamentais para se alcançar as metas no âmbito da Política Industrial, será a promoção do desenvolvimento tecnológico realizada de forma integrada entre os agentes da economia, públicos e privados. Essa interação deverá se dar tanto a nível tecnológico como financeiro, com o objetivo de reestruturar a indústria local nos padrões internacionais de competitividade através de técnicas mais modernas de gestão da qualidade, organização da produção e produtos que detenham conteúdo tecnológico atualizado.

Para enfrentar as dificuldades e oportunidades tecnológicas previstas no medio/longo prazo, deverá o Setor Elétrico desenvolver ações estratégicas através de suas duas vertentes: a dos fornecedores e das concessionárias de energia.

Dessa forma estudos devem ser realizados no sentido de se verificar em que áreas a indústria nacional tem possibilidades de maior competitividade, em que áreas novas ações devem ser desenvolvidas e em que áreas devem ser minimizadas.

A realização de trabalhos cooperativos entre as concessionárias/indústrias/centros de pesquisas/universidades será fundamental para se alcançar esses objetivos.

### 3. OBJETIVOS E ESTRATÉGIAS TECNOLÓGICAS DO SETOR ELÉTRICO

O planejamento de longo prazo da pesquisa e do desenvolvimento requer a identificação, estruturação e priorização dos objetivos tecnológicos do Setor, que orientarão o processo de seleção das áreas onde dever-se a concentrar esforços na busca de uma maior capacitação técnica.

A ELETROBRAS, através do CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, realizou um amplo trabalho de consulta às empresas do Setor, fornecedores de bens e serviços e profissionais de reconhecida competência no meio científico e tecnológico, com vistas a identificação dos objetivos e estratégias tecnológicas do Setor, levando em conta os desafios e oportunidades contemplados num horizonte de médio/longo prazo, as tendências e a capacitação disponíveis no país. Os resultados desse trabalho, condensados no Planejamento Estratégico Tecnológico do CEPEL, indicam dez objetivos e cinco estratégias tecnológicas básicas para o Setor, a seguir enumerados.

#### 3.1 OBJETIVOS

**Objetivo 1** - Aprimorar e adequar permanentemente o serviço de energia elétrica, eretivando novos padrões de qualidade, produtividade e economicidade, mediante ações de pesquisa, desenvolvimento, promoção e transferência de tecnologia;

**Objetivo 2** - Desenvolver tecnologias e capacitação para a modernização e a extensão de vida útil de equipamentos e instalações existentes;

**Objetivo 3** - Aperfeiçoar os sistemas e equipamentos visando a melhor utilização de energia elétrica;

**Objetivo 4** - Desenvolver tecnologias e soluções para sistemas e equipamentos de distribuição;

**Objetivo 5** - Desenvolver tecnologias e soluções para sistemas e equipamentos de transmissão em extra e ultra tensão com destaque para as linhas longas;

**Objetivo 6** - Ampliar a capacitação tecnológica em termelétricas, hidrelétricas e fontes não convencionais de geração;

**Objetivo 7** - Desenvolver e participar do desenvolvimento de aplicações de novos materiais para o Setor Elétrico;

**Objetivo 8** - Participar do desenvolvimento de normas técnicas, especificações e métodos de avaliação, e na certificação de equipamentos e materiais;

**Objetivo 9** - Desenvolver e participar do desenvolvimento de métodos de análise e controle de impactos ambientais relacionados com o Setor Elétrico;

**Objetivo 10** - Aumentar o grau de informatização do serviço de energia elétrica, destacando o desenvolvimento de metodologias e sistemas computacionais (hardware e software) para o planejamento da expansão e operação do sistema elétrico.

### 3.2 ESTRATEGIAS

**Estratégia 1** - Participação no desenvolvimento e difusão de normas técnicas, especificações, métodos de ensaios e de controle de qualidade, bem como na realização de ensaios para a verificação e a certificação de produtos. Estratégia aplicável tanto na área de sistemas (planejamento e operação), como na área de equipamentos e materiais (concessionárias, indústria e outros) e no uso final da energia elétrica, principalmente nos aspectos ligados a eficiência energética.

**Estratégia 2** - Desenvolvimento, aperfeiçoamento, solução de problemas ("trouble shooting") e apoio a recapitação de equipamentos e sistemas de operação, transmissão e distribuição de energia elétrica. Estratégia voltada para o desenvolvimento e o aperfeiçoamento de equipamentos produzidos nas indústrias, objetivando otimizar o seu desempenho operacional, além de buscar soluções tecnológicas para a extensão da vida útil de equipamentos em operação nas concessionárias.

**Estratégia 3** - Desenvolvimento e utilização de ferramental para planejamento, projeto, construção e operação de sistemas elétricos. Estratégia que inclui a elaboração de metodologias e modelos digitais e analógicos que permitam a otimização, tanto na fase de expansão como na fase de operação do sistema.

**Estratégia 4** - Atuação junto às concessionárias visando a redução de perdas de energia nos sistemas, bem como junto às indústrias e aos consumidores em geral, para o aumento da eficiência energética dos equipamentos e processos, assegurando maior racionalização do uso da energia elétrica.

**Estratégia 5** - Pesquisa de fontes não convencionais de geração, incluindo o monitoramento e acompanhamento das atuais pesquisas e aplicações para conhecer o "estado da arte" (particularmente em relação às fontes solar fotovoltaica, solar térmica, eólica e biomassa) e sua integração ao sistema, executando atividades de pesquisa onde estudos de viabilidade se mostrem compatíveis com as peculiaridades locais.

#### 4. INSTRUMENTOS E MEIOS DE EXECUÇÃO DA POLÍTICA TECNOLÓGICA DO SETOR

A execução das políticas e estratégias tecnológicas propostas para o Setor Elétrico deverá utilizar, em grande escala, os mecanismos de articulação e coordenação atualmente existentes, que envolvem todos os integrantes da cadeia produtiva dos serviços de energia elétrica e os agentes tecnológicos a ela relacionados.

O Centro de Pesquisa de Energia Elétrica - CEPEL é, atualmente, o maior e o mais capacitado centro de P&D do Setor Elétrico. Tal condição, lhe confere posição relevante e de grande responsabilidade no trato das questões tecnológicas setoriais.

A ELETROBRAS, pela sua condição de coordenadora do planejamento setorial, deverá ser a responsável pela articulação e formulação das políticas e estratégias tecnológicas setoriais. Para tanto, deverá se utilizar, basicamente, do CEPEL, braço tecnológico e de desenvolvimento não somente do sistema ELETROBRAS, mas do próprio Setor Elétrico Brasileiro. Interações devem ser promovidas entre concessionárias, fornecedores, empresas de engenharia, universidades e centros de pesquisa afins.

É importante ressaltar que o setor deverá dispor no ambiente tecnológico nacional, de todos os instrumentos necessários a execução das estratégias indicadas, principalmente em termos de instalações físicas e recursos humanos, que devem ser garantidos através de programas de melhorias de instalações e de treinamento de recursos humanos.

Seria bastante válida a implantação de foros de discussão de políticas e estratégias de P&D através de vertentes tecnológicas de órgãos colegiados, tais como GCPS, GCOI, CODI, entre outros. Para tanto, é indispensável que a ELETROBRAS e o CEPEL liderem tal processo.

Com relação ao suporte econômico-financeiro das atividades setoriais de P&D, as ações estratégicas da ELETROBRAS deverão ser desenvolvidas em duas vertentes: assegurar recursos institucionais permanentes para manter e ampliar a infraestrutura em P&D já disponível no setor, e, motivar a iniciativa privada, formada pelos segmentos industriais e fornecedores de serviços, a aumentar sua participação no esforço de P&D, em busca de melhores níveis de competitividade.

A elevação dos investimentos em P&D por parte do setor privado é condicionada pelo comportamento do mercado comprador dos produtos que incorporam tecnologias e pela oferta de produtos competitivos com tecnologias alternativas. A busca da competitividade, uma das tônicas da política governamental, prevê, inclusive, mecanismos de estímulos através de incentivos e financiamentos destinados às atividades de P&D do setor privado, desde que suportados pelo adequado uso do poder de compra do Setor.

É importante destacar que os dispêndios do setor com P&D ainda atingem montantes muito baixos quando comparados com países adiantados.

Recursos para investimentos com P&D, normalmente são limitados, o que tem trazido consideráveis dificuldades para as atividades de P&D, e para a melhoria e expansão das instalações dos laboratórios e infra estrutura computacional.

Neste sentido, deve-se ressaltar a posição de vanguarda da ELETROBRAS, que tem garantido recursos ao CEPEL através da estruturação de uma carteira de projetos de grande importância para o setor elétrico Brasileiro.

## 5. CONCLUSÃO

Formular e implementar 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, pressupõe a adoção de uma postura estratégica de longo prazo e de decidida e ousada política de P&D.

O investimento adequado em P&D é algo fundamental em um setor estratégico como o setor elétrico, cujo crescimento ordenado e otimizado tem reflexos relevantes na economia do País, e, portanto, deve-se entender claramente o retorno que o mesmo proporciona.

O método de prospecção nesta área é verificar em países adiantados quais as tecnologias de ponta que se mostram mais promissoras e quais as melhorias mais apropriadas nas tecnologias existentes, estudar adaptações ao caso brasileiro, ou mesmo requisitos de desenvolvimentos adicionais ou de novos desenvolvimentos em casos promissores. Para tanto, é necessário um esforço coordenado de traçado de diretrizes de P&D, o que tem sido feito através da ELETROBRAS e do CEPEL.

Com base no exposto nos itens anteriores, pode-se preconizar necessidades mais acentuadas de P&D nas seguintes áreas:

### • Geração

O Plano 2015 prevê uma forte tendência de "expansão de base" em geração hidrelétrica, bem distante dos centros de carga. Pela localização de tal geração, todos os esforços deverão ser envolvidos em pesquisas relacionadas com o meio ambiente.

A geração termelétrica também não deve ser desconsiderada, pois, além de se tornar a única alternativa para a ocorrência de eventuais dificuldades de implantação de novas hidrelétricas, será, muito possivelmente, a próxima estratégia de expansão de geração, após aquela prevista no Plano 2015. Ademais, nesta área é importante o desenvolvimento de estudos de geração térmica a gás com ciclo combinado.

Deve-se também registrar que pesquisas e desenvolvimentos na área de fontes alternativas também são fundamentais, tendo em vista não só as necessidades de suprimento a pequenas cargas isoladas, cujas interligações à rede básica seriam anti-econômicas, como também a crescente necessidade de se dispor de fontes geradoras adequadas do ponto de vista de impacto ambiental. Neste particular, deve-se concentrar as atenções em energia eólica, solar e de biomassa, fontes alternativas de maiores probabilidades prospectivas no momento.

### • Transmissão

A continuação e o reforço de estudos e pesquisas de transmissão a longas distâncias continuarão a ter papel preponderante para o País, não somente pelas suas dimensões continentais, como

também pela própria estratégia técnica e economicamente otimizada que se vislumbra para a "expansão de base" da geração.

Por outro lado, tanto na área de transmissão como na própria área de geração, torna-se cada vez mais importante pesquisar métodos de recapacitação e extensão de vida útil de equipamentos, tendo em vista as crescentes dificuldades de investimentos verificadas no setor. Dentro deste mesmo enfoque, técnicas de manutenção de equipamentos deverão ser cada vez mais aperfeiçoadas, com o intuito de se minimizar as retiradas de serviço das referidas instalações ao mínimo indispensável.

- Distribuição

Na área de distribuição deverão ser enviados esforços no sentido de se analisar os desenvolvimentos para automações de subestações.

- Uso Racional de Energia

Mediante uma utilização mais racional de energia, podemos adiar investimentos de geração e transmissão, além de evitar problemas de meio ambiente. Esta é, portanto, uma área em que as pesquisas deverão ser aprofundadas. Assim, análises de melhor eficiência de motores, de administração da carga e de conscientização de consumidores devem ser priorizadas.

- Equipamentos e Instalações

Estudos e pesquisas no sentido de melhorar desempenho de equipamentos são sempre indispensáveis em uma estrutura em desenvolvimento com a nossa rede. Para tanto, deve-se procurar ações articuladas com a indústria nacional, verificando-se em que áreas as mesmas podem atuar de formas mais competitivas, em quais áreas deve-se investir mais em prospecções para futuras aplicações e como melhor adequar o mercado consumidor às possibilidades de produção interna e externa.

- Comercialização de Energia

As novas possibilidades de negócios no setor de energia elétrica estão a exigir uma alteração de estrutura de transações comerciais de energia entre entidades, ou entre empresas. Torna-se fundamental adequar-se métodos para a determinação de custos que expressem, de forma científica e apropriada, a real utilização otimizada das instalações e os reais requisitos de novas expansões na rede.

É importante destacar que um esforço de articulação das atividades de P&D é muito importante, envolvendo-se, de forma coordenada centros de pesquisa, concessionárias, indústrias e universidades. Neste aspecto, deve-se ressaltar o papel importante da ELETROBRÁS e do CEPEL, inclusive dentro do enfoque de análise conjunta das vertentes tecnológicas dos diversos órgãos colegiados, como o GCPS, GCOI e o CODI.



Essa forma de atuação tende a redefinir os trabalhos dos centros produtores de tecnologia, das empresas fornecedoras de bens e serviços e das próprias concessionárias de energia, delineando um novo modelo de conduta, em que o traço marcante será a concentração de esforços em áreas prioritárias e seletivas, em função das reais necessidades de demandas tecnológicas e das oportunidades de mercado.

Será importante, portanto, que o próprio setor mobilize esforços no sentido de garantir recursos adequados para a P&D, atividade de importância estratégica no Setor Elétrico Brasileiro

## 6. EQUIPE

### COORDENAÇÃO

Marcos José Marques

### EDITORES

Agenor Osonio de Freitas Mundim

Chester Fernandes

João Saadi Júnior

José Carlos Gomes Costa

Leda de Mendonça Uchôa do Amaral (ELETROBRÁS)

Marcelo Marrocos

Sérgio Henrique

Silvio Lopes de Oliveira

Xisto Vieira Filho

### APOIO ADMINISTRATIVO

Analcir França de Moraes

Graça Maria Costa Silva

Maria do Perpétuo Socorro

Rozina Soares de Souza

Sônia Regina Jung


### DIGITAÇÃO

Sônia Regina Jung

### EDITORAÇÃO

Carmem Valéria da Fonseca Rodrigues - DPS/GCPS

Walterly Pimentel Bandeira - DPS/GCPS



PLANO NACIONAL  
DE ENERGIA ELÉTRICA  
1993-2015

# PLANO 2015

PROJETO 12  
Estratégia de Expansão do Sistema  
Oferta e demanda

---

# PLANO 2015

## PROJETO 12

ESTUDO DE OFERTA E DEMANDA

ESTRATÉGIA DE EXPANSÃO DO SISTEMA

ÍNDICE

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
<b>2. REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA E SISTEMA EXISTENTE</b> .....	<b>2</b>
<b>3. RECURSOS ENERGÉTICOS PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</b> .....	<b>4</b>
3.1 POTENCIAL HIDRELETRICO.....	5
3.2 CARVÃO MINERAL.....	10
3.3 ENERGIA NUCLEAR.....	12
3.4 GÁS NATURAL E DERIVADOS DE PETRÓLEO.....	13
3.4.1 Gás Natural.....	13
3.4.2 Derivados de Petróleo.....	14
3.4.3 Aspectos Ambientais.....	15
3.4.4 Potencial Disponível para Expansão.....	16
3.4.5 Custos de Combustível.....	16
3.5 FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA.....	18
3.5.1 Resíduos de Cana.....	18
3.5.2 Biomassa Florestal.....	18
3.5.3 Demais Fontes Alternativas de Energia.....	19
3.5.4 Potencial e Custos.....	19
3.6 CONSERVAÇÃO DE ENERGIA.....	20
3.7 CO-GERAÇÃO.....	21
3.8 QUADRO RESUMO.....	23
<b>4. ANÁLISE COMPARATIVA DE ECONOMICIDADE DAS OPÇÕES DE GERAÇÃO</b> .....	<b>24</b>
4.1 CUSTOS DE GERAÇÃO.....	25
4.2 ABSORÇÃO DAS OPÇÕES PELOS MERCADOS.....	27
<b>5. ALTERNATIVA DE REFERÊNCIA</b> .....	<b>29</b>
<b>6. ALTERNATIVAS ESTUDADAS</b> .....	<b>31</b>
6.1 NÃO APROVEITAMENTO DA AMAZÔNIA.....	31
6.2 ATRASO DE 5 ANOS NO APROVEITAMENTO DA AMAZÔNIA.....	31
6.2.1 Utilização de Fontes Alternativas de Energia.....	31
6.2.2 Fixação da Interligação Marabá - Médio Tocantins - Sudeste.....	31
<b>7. ANÁLISE DOS RESULTADOS</b> .....	<b>32</b>
<b>8. SENSIBILIDADE À TAXA DE DESCONTO</b> .....	<b>59</b>
<b>9. CUSTOS MARGINAIS DE REFERÊNCIA</b> .....	<b>60</b>
<b>10. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES</b> .....	<b>68</b>
<b>11. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:</b> .....	<b>70</b>
<b>12 EQUIPE</b> .....	<b>71</b>
ANEXO 1.....	73
ANEXO 2.....	83
ANEXO 3.....	95
ANEXO 4.....	99
ANEXO 5.....	115
ANEXO 6.....	125

## 1. INTRODUÇÃO

Este estudo apresenta a estratégia de expansão do Sistema Elétrico Brasileiro dentro do horizonte do PLANO 2015 da ELETROBRÁS. Para sua execução foram utilizadas as diversas informações disponíveis nos projetos desenvolvidos ao longo do período 92/93 dentro do ambiente do PLANO 2015.

Os resultados deste documento foram obtidos a partir dos estudos de longo prazo utilizando o modelo DESELP. O trabalho contou com a participação de diversas empresas do Setor Elétrico através do Grupo de Trabalho de Estudos de Longo Prazo (GTLP) do CTEE/GCPS.

O modelo DESELP - Determinação da Expansão do Sistema Elétrico a Longo Prazo - tem como objetivo determinar a composição ótima das diversas fontes geradoras para estágios selecionados em um dado horizonte de planejamento. São determinadas também as necessidades de expansão das interconexões entre as regiões elétricas.

A análise é conduzida a nível de subsistemas ou regiões elétricas, cuja configuração inicial é conhecida em termos de geração e transmissão.

O modelo determina a expansão do sistema gerador e quantifica as necessidades de transmissão associada. A solução minimiza o valor anual dos custos anuais de investimento, operação e manutenção e combustível dos diferentes estágios futuros. O modelo é formulado em programação linear adotando-se como algoritmo de solução o sistema desenvolvido pela IBM, Mathematical Programming System Extended/370 (MPSX/370).

A formulação do problema representa a operação do sistema através de um despacho a 3 patamares em todos os estágios e para todos os projetos, respeitando as restrições operativas (disponibilidade de potência, máxima produção de energia, etc.) e levando em conta a energia secundária dos projetos hidrelétricos, o que permite a determinação dos valores esperados e custos de combustível para os projetos termelétricos.

O DESELP admite ainda a inclusão de qualquer restrição adicional sobre sua formulação. O horizonte considerado é decomposto em estágios da evolução do sistema, correspondentes em geral a um intervalo de tempo suficiente para a absorção pelo mercado da contribuição de energia de qualquer projeto de geração. Cada um desses estágios é denominado de período, sendo normalmente usado um intervalo de tempo de 5 anos.

O sistema é representado através de subsistemas ou regiões elétricas, contendo ou não fontes de geração; são informadas as possibilidades de interligação entre regiões.

## 2. REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA E SISTEMA EXISTENTE

A representação adotada para o sistema elétrico nacional considerou 13 subsistemas ou regiões, resultado do desmembramento da Região Norte em dez subsistemas. A representação do sistema, a metodologia utilizada para estabelecimento dos custos de transmissão e seus valores são apresentados no Anexo 5. Os cenários de mercado são apresentados no Anexo 6.

A subdivisão da Região Norte objetiva evidenciar os intercâmbios entre as grandes bacias e subsidiar as análises da transmissão associada aos grandes blocos de energia para as principais regiões importadoras (Nordeste e Sudeste). Uma representação mais detalhada destas duas regiões poderá ser necessária em um próximo ciclo de estudos de forma a permitir a determinação aproximada dos possíveis centros de absorção da energia importada.

O sistema hidrelétrico considerado existente corresponde à configuração prevista para o final de 1994 acrescida das motorizações adicionais das UHE's Jaguará, Cachoeira Dourada, Samuel, Eloy Chaves, Pinhal e Pery. O Anexo 2 apresenta o parque hidrelétrico considerado como existente no início do horizonte de estudo, a contribuição de energia do mesmo, e as datas previstas para entrada em operação das usinas ainda não concluídas.

A Tabela 2.1 apresenta o parque termelétrico considerado como existente antes do primeiro período do horizonte de estudo discriminado por região. Destaca-se a não inclusão da UTE Candiota III e das UTN Angra II e Angra III, embora as duas primeiras estejam incluídas na Alternativa de Referência, conforme explicado a seguir.

Na construção da Alternativa de Referência para a análise de longo prazo foram consideradas existentes outras usinas além das mencionadas. Trata-se de projetos com data prevista de entrada em operação posterior ao final de 1994, mas que representam decisões já tomadas pelo Setor Elétrico, devendo portanto ser concluídos qualquer que seja o cenário de mercado.

O sistema de transmissão considerado existente no início do estudo, definido pelas capacidades máximas de intercâmbio de energia entre os subsistemas, foi baseado nos valores fornecidos pela área de transmissão da ELETROBRÁS.

**TABELA 2.1**  
**SISTEMA TERMELÉTRICO CONSIDERADO EXISTENTE**  
**TÉRMICAS - CUSTOS NACIONAIS**

Descrição	Tecnologia	Região	Potência Total (MW)	Energia Firme (MW méd.)	Data
Carnaçari I	TV-OD+OR	Nordeste	290,0	174,0	S.Exist.
GD-Amapá	GD	Norte M.E.	6,0	5,0	S.Exist.
GD-Boa Vista	GD	Norte M.E.	15,9	12,0	S.Exist.
TG Manaus	TG-HD/D	Norte M.E.	134,0	107,0	S.Exist.
Floresta I (B. Vista)	TG-HD/D	Norte M.E.	36,0	29,0	S.Exist.
TV Manaus	TV/OC	Norte M.E.	138,0	110,0	S.Exist.
GD-Porto Velho	GD	Norte P.V.	12,0	10,0	S.Exist.
GD-Rio Branco	GD	Norte P.V.	46,6	37,0	S.Exist.
TG-Porto Velho	TG-HD/D	Norte P.V.	54,3	43,0	S.Exist.
GD-São Luis	GD	Norte S. Luis	116,0	68,0	S.Exist.
Angra I	PWR	Sudeste+C.O.	657,0	420,0	S.Exist.
Piratininga	TV/OC	Sudeste+C.O.	470,0	329,0	S.Exist.
Carioba	TV/OC	Sudeste+C.O.	32,0	22,0	S.Exist.
R. Silveira	TV/OC	Sudeste+C.O.	32,0	22,0	S.Exist.
S. Gonçalo	TV/OC	Sudeste+C.O.	33,0	23,0	S.Exist.
P. Médici A	PC	Sul	126,0	88,0	S.Exist.
P. Médici B	PC	Sul	320,0	224,0	S.Exist.
J. Lacerda 1 e 2	PC	Sul	100,0	70,0	S.Exist.
J. Lacerda 3 e 4	PC	Sul	132,0	92,0	S.Exist.
J. Lacerda 5 e 6	PC	Sul	250,0	175,0	S.Exist.
Charqueadas	PC	Sul	72,0	50,0	S.Exist.
S. Jerônimo	PC	Sul	17,0	12,0	S.Exist.
Figueira	PC	Sul	20,0	14,0	S.Exist.
NUTEPA	TV/OC	Sul	24,0	17,0	S.Exist.
Alegrete	TV/OC	Sul	66,0	46,0	S.Exist.
Jacui	PC	Sul	350,0	245,0	12/94
TG Bongá	TG-HD/D	Nordeste	143,0	70,0	12/94
Sta. Cruz III e IV	TV/RASF	Sudeste +C.O.	440,0	329,0	07/94
Sta. Cruz I e II	TV/RASF	Sudeste +C.O.	168,0	125,0	07/94
J. Lacerda IV	PC	Sul	350,0	245,0	12/93
Rio Acre (1 a 3/4)	TG-AD/D	Norte P.V.	57,0	45,6	06/93
Floresta II (1/2)	TG-AD/D	Norte M.E.	18,5	14,8	04/93
Igarapé I	TV/RASF	Sudeste +C.O.	125,0	88,0	03/93
Rio Santana (AC)	TG-AD/D	Norte P.V.	57,0	45,6	11/92



### 3. RECURSOS ENERGÉTICOS PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Além do potencial hidrelétrico disponível, foram consideradas as opções termelétricas utilizando o carvão (nacional e importado), gás natural (nacional e importado), derivados de petróleo, urânio, biomassa florestal, resíduos de cana, e as demais fontes alternativas. A conservação de energia, vista pelo lado da oferta, é também aqui comentada.

Todos os custos envolvidos na implantação e operação das usinas termelétricas utilizando gás natural e derivados de petróleo foram estimados a partir de preços internacionais obtidos com os fabricantes. A referência utilizada para a turbina a gás aeronáutica é o modelo LM 6000, que apresenta uma potência nominal de 42 MW com rendimento de 41% (ISO).

Para alcançar o que caracterizamos como custos nacionais, aos custos FOB de investimento foram acrescentadas as seguintes parcelas:

- Despesas relacionadas a frete, transporte e seguro.

Estimadas em 15% do preço FOB.

- Custos de instalação.

Nesta parcela estão englobados as obras civis, terrenos e subestações. Para ela foi estimado um valor de 200 US\$/kW para todas as tecnologias de geração admitidas no estudo. Na realidade, as despesas relacionadas com a instalação de uma usina termelétrica são mais elevadas para as tecnologias de ciclo combinado e de vapor convencional do que para as turbinas a gás. No entanto, por não se dispor de valores específicos para cada uma destas três tecnologias, admitiu-se um valor médio constante, já que esta parcela tem pouca influência na competitividade relativa entre as térmicas. Cabe ressaltar ainda que as despesas de instalação constituem uma parcela fixa significativa dos investimentos totais, o que justifica em parte a não utilização de uma percentual sobre os custos de investimento nos equipamentos.

- Taxas diversas.

Esta parcela, estimada em 25% do preço FOB, incorpora as taxas de importação, ICMS, e um aumento nos custos correspondendo à hipótese de que parte dos equipamentos seja produzido pela indústria nacional.

Deste modo, torna-se possível avaliar, em uma mesma base, a economicidade relativa entre as usinas termelétricas, nucleares, hidrelétricas e as demais fontes. Cabe salientar que o sobrecusto imputado às usinas termelétricas é a única hipótese coerente com a sua utilização em grande escala na expansão do sistema brasileiro. A hipótese contrária teria como consequência a importação maciça de equipamentos, que poderia provocar uma significativa perturbação na balança de pagamentos do País na hipótese de uma troca de produtos desfavorável ao Brasil. Evidentemente, a implantação isolada de projetos de usinas termelétricas importadas poderia ser efetuada com isenção de taxas diversas. Neste caso, aos custos de investimento se incorporaria apenas as duas primeiras parcelas, compondo o que denominamos de custos internacionais.

É preciso salientar que uma expansão térmica de porte utilizando combustível importado (gás natural e/ou carvão mineral) exige uma elevada infraestrutura de portos e/ou gasodutos. Isto requer um volume substancial de investimento, o qual deve ser alocado em grande parte ao custo de geração de energia elétrica.

A Tabela 3.1, a seguir, apresenta os critérios adotados para a avaliação dos custos de investimento das principais tecnologias de geração termelétrica:

**TABELA 3.1**  
**UTE'S GÁS NATURAL E DERIVADOS DE PETRÓLEO - CUSTOS DE INVESTIMENTOS**

Tecnologia	Investimento FOB US\$/kW	Frete, Transporte, Seguros %	Taxas Diversas %	Instalação US\$/kW	Custo Internacional US\$/kW	Custo Nacional US\$/kW
TG-HD ou AD	350	15%	25%	200	603	690
CC	600	15%	25%	200	890	1.040
TV	1.000	15%	25%	200	1.350	1.600

onde:

- TG-AD = Turbina a Gás Aeronáutica
- TG-HD = Turbina Industrial
- CC = Ciclo Combinado
- TV = Vapor Convencional

Os custos envolvidos na opção carvão mineral foram determinados, também a preços internacionais, na referência [1]. Seus custos nacionais e internacionais são obtidos com os mesmos critérios acima.

Os custos da opção nuclear foram obtidos na referência [2] sob coordenação da ELETROBRÁS, com a participação da NUCLEN e FURNAS. Nesse caso, entretanto, os valores já incorporam os desembolsos no País.

## 3.1 POTENCIAL HIDRELÉTRICO

Na avaliação do potencial hidrelétrico, foram consideradas três hipóteses de custos de investimento:

### Hipótese 1

Custos fornecidos pelas empresas e consolidados no âmbito do Grupo de Trabalho de Informações Básicas (GTIB) do CTEE/GCPS e consolidados na referência [3]. Em função de eventuais subestimativas nos custos do potencial hidrelétrico brasileiro, adotou-se, para estes

custos, um patamar mínimo de 1.200 US\$/kW. Desta forma, aproveitamentos com valores inferiores a este limite tiveram seus custos de instalação automaticamente elevados para ele, caracterizando portanto uma hipótese conservadora quanto aos custos das hidroelétricas.

### Hipótese 2

Os custos da Hipótese 1 acrescidos de estimativas de custos ambientais adicionais aos já considerados nos projetos, referentes a despesas físico-bióticas e sócio-econômicas. Esta hipótese é denominada de Sobrecusto Ambiental Adicional;

### Hipótese 3

Os custos da Hipótese 1 acrescidos de estimativas da totalidade das despesas físico-bióticas e sócio-econômicas, ou seja, supondo que essas parcelas não estariam sendo computadas nos custos originais. Esta hipótese é denominada de Sobrecusto Ambiental Pleno.

A estimativa dos custos ambientais foi realizada pela área de meio ambiente do Setor Elétrico através da referência [4], e consolidada na Tabela 3.2, a seguir.

TABELA 3.2

Área do Reservatório	< 100 km <sup>2</sup>		> 100 km <sup>2</sup>	
	Adicional	Pleno	Adicional	Pleno
NE / S / SE	5%	10%	15%	25%
Fronteira (*)	5%	10%	10%	20%
Norte	5%	10%	5%	10%

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

O sobrecusto adicional foi obtido partindo-se do pressuposto de que há uma subestimativa dos custos sócio-ambientais nos atuais orçamentos do Setor Elétrico. Embora os orçamentos já contemplem itens como terras e benfeitorias, aqui considerados como custos sócio-ambientais, a subestimativa é particularmente significativa quando são requeridos programas de reassentamento como os que o Setor Elétrico vem realizando, caracterizando processos de negociação complexos e demorados. Registre-se também que a maior parte dos orçamentos não especifica medidas no campo físico-biótico, como os custos de implantação de unidades de conservação hoje exigidos pela legislação brasileira. O conceito de sobrecusto adicional corresponde, portanto, a uma diferença entre os custos constantes dos atuais orçamentos e os custos efetivos que deverão ser incorridos quando da implementação do empreendimento.

O sobrecusto pleno admite que não constam dos orçamentos atuais quaisquer custos sócio-ambientais relativos a programas mitigatórios e compensatórios que deverão ser incorridos

quando da implantação do empreendimento. Este conceito corresponde portanto, a uma estimativa pessimista, que implica assumidamente em uma dupla contagem.

Considerou-se como de referência para análise de competitividade das usinas hidroelétricas, a Hipótese 3 de Sobrecusto Ambiental Pleno, representando desse modo, uma visão conservadora quanto aos custos ambientais que efetivamente serão incorridos quando do desenvolvimento do potencial. Além disso, os pouco menos de 30 projetos hidrelétricos, tomados como base para aferição dos percentuais de sobrecusto, tiveram seus custos ambientais específicos incorporados aos respectivos orçamentos.

Vale ressaltar que o patamar mínimo de custo (1.200 US\$/kW) representa um valor plenamente alcançável, como é atestado pelo custo de instalação da UHE Segredo, recentemente colocada em operação e que alcançou 800 US\$/kW.

A Tabela 3.3 apresenta o potencial hidrelétrico considerado discriminado por região e classificado por faixas de custos de geração, dentro da hipótese de Sobrecusto Ambiental Pleno. As Figuras 3.1 a 3.3 mostram a distribuição deste potencial.

Observa-se a expressiva contribuição da Região Norte dentro do potencial a aproveitar, alcançando quase 50% do total ainda não aproveitado. A Região Sudeste/C.Oeste aparece ainda com um potencial de 32% do total ainda a desenvolver. No entanto, tomando-se apenas os aproveitamentos já inventariados, essas duas regiões se equivalem em importância (cerca de 35% do total), principalmente em função de uma quantidade relativa significativa de aproveitamentos estimados na Região Norte, o que mostra a necessidade de desenvolvimento de estudos de inventário nesta região. Esta conclusão é reforçada em função da grande importância da Região Norte dentro do elenco de aproveitamentos a desenvolver com custos de geração inferiores a 60 US\$/MWh (pouco mais de 50% na Região Norte e cerca de 25% na região Sudeste/Centro Oeste).

TABELA EXCEL 3.3

TABELA 3.3  
 AVALIAÇÃO DO POTENCIAL HIDRELÉTRICO BRASILEIRO  
 COM SOBRECUSTO AMBIENTAL PLENO  
 ENERGIA FIRME ( MWano )

Preços de Dez/91 (US\$1,00=Crs959,64)

Taxa Desconto = 10% a.a.

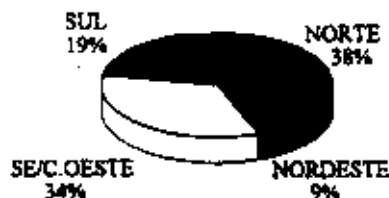
CUSTO US\$/MWh	BRASIL			NORTE		NORDESTE		S.E.C. OESTE		SUL	
	INVENT	ESTIM.	TOTAL	INVENT	ESTIM.	INVENT	ESTIM.	INVENT.	ESTIM.	INVENT.	ESTIM.
0	26.151	0	26.151	3.300		3.822		16.441		2.568	
10	26.760	0	26.760	3.300		3.822		16.441		3.197	
20	28.991	0	28.991	3.300		5.856		16.636		3.197	
30	29.691	0	29.691	3.996		5.856		16.672		3.197	
40	40.706	60	40.766	12.059	7	5.890	53	18.331		4.458	
50	48.869	9.860	58.729	14.264	6.799	6.199	369	21.471	1.809	6.915	663
60	59.053	13.179	72.232	18.803	9.009	7.250	569	24.936	1.809	8.264	1.772
70	64.968	24.505	89.493	19.456	17.085	7.770	720	27.093	4.067	10.670	2.633
80	67.652	31.369	99.241	20.772	21.936	7.771	816	28.343	5.474	10.968	3.160
90	68.843	36.178	105.021	20.772	24.926	7.772	816	29.179	6.918	11.120	3.518
100	70.478	40.160	110.638	20.932	27.496	8.034	816	30.176	8.069	11.336	3.759
110	70.984	42.762	113.746	21.021	28.838	8.034	816	30.566	9.154	11.363	3.954
120	71.291	44.516	115.807	21.021	29.428	8.034	816	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	816	32.451	14.389	11.471	4.628
A APRO- VEITAR	47.003	50.406	97.409	17.898	30.573	4.212	816	16.010	14.389	8.683	4.628

- (1) Incluídos os investimentos em transmissão de integração das usinas 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 aqui apresentado é inferior ao constante no Projeto 4 - Subprojeto Potencial Hidrelétrico.

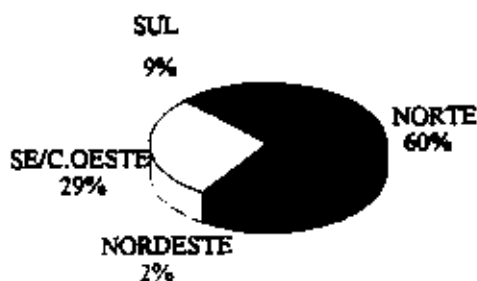
**FIGURA 3.1**  
**POTENCIAL HIDRO TOTAL - A APROVEITAR: 97.409 MW<sub>ano</sub>**



**FIGURA 3.2**  
**POTENCIAL HIDRO INVENTARIADO - A APROVEITAR: 47.003 MW**



**FIGURA 3.3**  
**POTENCIAL HIDRO ESTIMADO - A APROVEITAR: 50.406 MW<sub>ano</sub>**



### 3.2 CARVÃO MINERAL

O carvão mineral destaca-se em termos quantitativos entre os recursos energéticos não renováveis do Brasil, alcançando pouco mais de um terço de sua totalidade. Suas reservas correspondem a onze vezes as do petróleo e quarenta e uma vezes as de gás natural. O carvão mineral é encontrado em diferentes pontos do território brasileiro, embora a região do Brasil Meridional se constitua na única em que ele se apresenta economicamente interessante para exploração. Denomina-se "Brasil Meridional" a faixa de ocorrências carboníferas localizadas na região Sul do País e em parte do estado de São Paulo, no interior da bacia sedimentar do Paraná.

O estado de São Paulo possui apenas uma jazida carbonífera, na região de Cerquilha. Tendo em vista sua pequena dimensão, não se configuram para ela possibilidades de aproveitamento termelétrico.

No Paraná, as principais ocorrências situam-se nas regiões dos rios Tibagi e Peixe. As jazidas conhecidas são de pequeno porte, apresentando teores elevados de enxofre.

Em Santa Catarina, o carvão mineral está localizado na região sudeste do Estado, na chamada Jazida Sul-Catarinense, ocorrendo em várias camadas, das quais destacam-se três: Barro Branco, Irapua e Bonito.

No Rio Grande do Sul, a faixa carbonífera bordeja o chamado Escudo Cristalino Riograndense, destacando-se as jazidas de Candiota, Iruí, Leão-Butiá, Charqueadas, Morungava-Chico Lomã e Santa Terezinha.

O total das reservas brasileiras, de acordo com o Informativo Anual da Indústria Carbonífera (DNPM-CPRM), atinge 32,4 bilhões de toneladas, sendo que 10% constituem-se em reservas medidas, 21% em reservas indicadas, outros 21% em reservas inferidas e os restantes 48% classificados como recursos potenciais ou reserva marginal. Em termos de profundidade de ocorrência das diferentes jazidas e/ou reservas de carvão, tem-se cerca de 16% do total (5,3 bilhões de toneladas) com cobertura inferior a 50 metros, passíveis de exploração a céu aberto.

Para efeito de oferta de carvão mineral para produção de energia elétrica, considerou-se apenas:

- Reservas exploráveis a céu aberto medidas e indicadas de Candiota;
- Reservas medidas e indicadas da região do baixo Jacuí;
- Reservas totais exploráveis a céu aberto da camada Bonito (Santa Catarina).

Considerou-se como referência para a expansão termoelétrica com carvão nacional as tecnologias à base de leito fluidizado, e como padrão, o AFBC (caldeiras de leito fluidizado circulante atmosférico) com unidades de 125 MW em módulos de duas unidades. Estas hipóteses resultaram no seguinte potencial disponível para produção de energia elétrica:

- Carvão (RS): 88 unidades de 125 MW totalizando 11.000 MW;
- Carvão Jacuí: 44 unidades de 125 MW totalizando 5.500 MW;

- Carvão (SC): 8 unidades de 125 MW totalizando 1.000 MW.

Vale ressaltar que o carvão energético passível de ser produzido a partir da camada Barro Branco (SC) é suficiente para garantir o abastecimento do Complexo Jorge Lacerda (inclusive Jorge Lacerda IV) durante sua vida útil.

Adicionalmente, cabe destacar que os projetos das UTE Jacuí, Candiota III.1, III.2 e III.3, constantes no Programa Decenal de Geração, foram considerados na expansão com a tecnologia PC (carvão pulverizado), a exemplo das demais usinas em operação.

Também foi admitida a utilização de carvão importado com aproveitamento restrito às regiões Nordeste, Sul e Sudeste/C.Oeste. As características de baixo teor de cinzas, elevado poder calorífico de 6.200 kcal/kg e reduzido teor de enxofre viabilizam, nesta alternativa, a implantação de usinas termoeletricas convencionais a carvão pulverizado.

Como referência para esta alternativa, foi considerada a possibilidade de 60 unidades de 350 MW em módulos de duas unidades, alocadas nas regiões Nordeste e Sudeste/C.Oeste, e de 30 unidades de 350 MW, também em módulos de duas unidades, na região Sul. Desse modo, as três regiões dispõem de um potencial de carvão mineral a "céu aberto", nacional ou importado, da mesma ordem de grandeza (20.000 MW).

Este expressivo potencial de carvão mineral para produção de energia elétrica deverá obviamente ser alvo de estudos ambientais, relacionados com a viabilização de implantação de uma quantidade significativa de usinas termoeletricas eventualmente recomendada pelos estudos.

O Anexo 1 apresenta as diversas opções de produção de energia elétrica com o carvão mineral colocadas à disposição dos estudos de longo prazo, juntamente com seus parâmetros característicos. A avaliação dos custos envolvidos nas diversas tecnologias consideradas foi realizada na referência [5].

A Tabela 3.4, a seguir, apresenta os custos de investimento, nacional e internacional, para as duas tecnologias consideradas:

**TABELA 3.4**  
**UTE CARVÃO**  
**CUSTOS DE INVESTIMENTO**

Tecnologia	Investimento US\$/kW	Custo Internacional US\$/kW	Custo Nacional US\$/kW
AFBC	1.387	1.795	2.142
PC	982	1.329	1.575

onde:

AFBC = Caldeiras de leito fluidizado circulante atmosférico;  
PC = Convencional a carvão pulverizado.



Destaca-se que, na hipótese de implementação de usinas termoeletricas com tecnologia AFBC compostas em dois modulos de 250 MW, os custos de investimento poderiam sofrer redução significativa, alcançando cerca de 1.600 US\$/kW a preços internacionais e 1.800 US\$/kW a preços nacionais. Esta hipótese entretanto não foi considerada por corresponder a uma tecnologia ainda não disponível comercialmente.

Além disso, a implantação de usinas termoeletricas com carvão importado deverá incorrer em investimentos adicionais referentes à infraestrutura (portos, transporte do carvão), o que poderá diminuir sua competitividade econômica.

### 3.3 ENERGIA NUCLEAR

As reservas brasileiras de combustíveis nucleares não se ampliaram desde a época de elaboração do PLANO 2010, permanecendo válidos os valores então apresentados e indicados na Tabela 3.5, a seguir:

TABELA 3.5  
BRASIL - RESERVAS DE URÂNIO (10<sup>3</sup> t DE U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>)

Reserva Geológica	Medidas e Indicadas	Inferidas	Total
Total	182	109	301,5
Reserva Recuperável	-	-	120,1

Fonte: ELETROBRAS / PLANO 2010.

Das reservas geológicas de aproximadamente 300.000 toneladas de U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>, considera-se, para fins de estimativas econômicas, apenas a reserva recuperável, que inclui perdas na lavra e beneficiamento e os custos de extração. Esta reserva, como mostrada na tabela, é de cerca de 120.000 t de U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>, das quais 54% (65.000 t) nas jazidas de Lagoa Real e Itataia. Estes valores poderão ser ampliados à medida que se intensifiquem os esforços de pesquisa e prospecção de jazidas.

Utilizando-se os parâmetros relativos à gerência externa do ciclo de combustível constantes do PLANO 2010, sem considerar a reciclagem do urânio e plutônio residuais, chega-se a uma capacidade instalável em torno de 26.000 MW, o que corresponde a cerca de 20 unidades equivalentes de 1.309 MW.

Os custos de investimento e de combustível, além dos demais parâmetros específicos das usinas nucleares são apresentados no Anexo 1. Tais usinas foram permitidas em todas as regiões, com exceção da região Norte. Em resumo, adotaram-se os seguintes critérios:

- O custo de investimento, sem a 1ª carga e já incorporando o custo de descomissionamento e um adicional de 15% a título de eventuais, foi de 2.116 US\$/kW;

- Custo de combustível (com a 1ª carga) de 8,5 US\$/MWh;
- Custo de Operação e Manutenção de 6.0 US\$/MWh ;
- Plano de desembolso com duração de 9 anos e entrada em operação em 8 anos.

O nível de detalhamento adotado para a estimativa dos custos foi aprofundado para que fossem minimizadas as margens de incerteza. Neste sentido, os custos incluem os estudos de localização de sítio, desapropriação, sobressalentes, frete, transporte e seguros, inspeção de fabricação e testes de componentes no Brasil e no exterior, comissionamento e testes finais de aceitação da usina.

Nas obras civis foram levados em conta os custos de um molhe de proteção da tomada d'água e um ancoradouro para desembarque dos componentes pesados, obras consideradas indispensáveis à implantação da usina. A curva de desembolso adotada foi a mais realista possível, e contempla uma concentração inicial mais acentuada, em função da necessidade de maior antecipação do processo de aquisição de componentes para o caso brasileiro do que para os países considerados desenvolvidos.

### 3.4 GÁS NATURAL E DERIVADOS DE PETRÓLEO

#### 3.4.1 Gás Natural

As ocorrências de gás natural no Brasil estão concentradas em poucos locais, como o estado do Rio de Janeiro (39% da produção de gás brasileiro), no litoral do Nordeste e no de Santa Catarina. Segundo a PETROBRÁS, as reservas recuperáveis de gás natural alcançam cerca de 116 bilhões de m<sup>3</sup>, dos quais 60% são associados a petróleo, sendo os 40% restantes não associados, permitindo a escolha do ritmo de produção.

A distribuição das reservas de gás associado entre o continente, com cerca de 30%, e a plataforma continental, com 70%, é similar a do petróleo, embora com uma repartição diferente entre as diversas regiões do País, havendo, no caso do gás, uma maior participação da Bahia e da Amazônia. Note-se que as reservas de petróleo da Amazônia são de petróleo leve, apresentando uma relação entre os volumes de gás e petróleo muito superior à média do País.

O gás não associado se distribui em parcelas iguais entre o mar e a terra, com participação maior da Bahia e da Amazônia, e com uma participação bastante reduzida da bacia de Campos comparativamente à apresentada por esta região petrolífera nos casos do gás associado e do petróleo.

Em relação à Amazônia, tem-se ainda indícios de grandes depósitos de gás cuja localização geográfica distante dos grandes centros de consumo, não tem estimulado a PETROBRÁS a investir mais significativamente em seu mapeamento. As reservas atualmente cubadas em Urucu e Jurua permitiriam, se exploradas, uma produção da ordem de 5,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Uma investigação mais criteriosa poderia elevar esses números a 12 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

A expansão da produção de petróleo na década de 80 gerou um crescimento na produção de gás natural, em grande parte em gás associado. A ausência de um mercado estruturado e a necessidade de investimentos em gasodutos fizeram com que a utilização do gás fosse direcionada inicialmente para a reinjeção e para o consumo próprio da PETROBRÁS. Os percentuais de gás não aproveitado eram bastante elevados, o que era reforçado pela utilização dos sistemas antecipados de produção de petróleo, que não dispunham de redes de dutos para o escoamento do gás.

A produção brasileira atual de gás natural situa-se abaixo de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia, estando previstos 44 e 70 milhões de m<sup>3</sup>/dia para 1993 e 1997, respectivamente. Com este total, e descontadas as parcelas referentes ao consumo próprio, à reinjeção e às perdas no processo produtivo, a disponibilidade de gás natural para comercialização é estimada em 30 e 50 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 1993 e 1997, respectivamente.

As prioridades estabelecidas pelo Governo Federal para a utilização do gás natural, através do PLANGÁS - Plano Nacional de Gás Natural, são as seguintes: reinjeção em poços de petróleo; produção de GLP e de gasolina natural; substituição do GLP; utilização como matéria-prima na indústria petroquímica e de fertilizantes; substituição do óleo diesel em transporte; substituição de derivados de petróleo na indústria; co-geração; e utilização do saldo disponível para geração de calor industrial. Não está portanto definida a prioridade para geração de energia elétrica, a menos da co-geração. Considerando essas prioridades estabelecidas para o uso do gás natural, o montante das reservas nacionais e sua localização, pode-se concluir que não existe disponibilidade deste combustível para um programa termelétrico de porte significativo utilizando esse combustível. No entanto, em casos específicos, tais como os dos sistemas isolados da região Norte, ele poderá se mostrar competitivo como substituto da geração a partir de derivados de petróleo.

A médio prazo, porém, a produção de energia elétrica a gás natural pode se viabilizar, tanto em função do seu custo como a partir da importação de Países limítrofes. Sob este aspecto, já existe um acordo assinado com a Bolívia e tratativas com a Argentina e o Peru.

### 3.4.2 Derivados de Petróleo

O petróleo se constitui em uma das principais fontes de energia no País, representando 32% de seu consumo energético global, e tendo seus derivados participação em quase todos os setores econômicos do Brasil. No setor de transportes, em particular, os derivados de petróleo são responsáveis por aproximadamente 80% do consumo energético total, o que faz com que grande parte das atividades econômicas do País sejam extremamente vulneráveis a quaisquer modificações nas condições de suprimento destes produtos.

O grau de importância do petróleo na matriz energética brasileira não deverá se alterar muito nas próximas décadas principalmente no que diz respeito ao setor de transportes. As principais soluções alternativas ao transporte rodoviário a diesel para carga e coletivo de passageiros requerem modificações modais intensivas em capital, o que significa que dificilmente elas serão implementadas nos próximos anos em escala suficiente para modificar sensivelmente este panorama.

As reservas de petróleo no Brasil alcançam cerca de 2,8 bilhões de barris (439 milhões de m<sup>3</sup>), dos quais 73% encontram-se na Plataforma Continental. Essas reservas expandiram-se fortemente nas duas últimas décadas, tendo crescido, respectivamente, a taxas de 8,7% e de 11,1% nas décadas de 70 e 80. Grande parte deste desenvolvimento se deu na Plataforma Continental, particularmente na bacia de Campos.

A geração termelétrica a derivados de petróleo utiliza atualmente o óleo diesel e o óleo combustível. O óleo diesel é consumido em grupos geradores diesel e turbinas a combustão nos sistemas isolados da região Norte e em pequenas centrais. O óleo combustível é utilizado em centrais convencionais a vapor nos sistemas isolados, e como complementação térmica nos sistemas interligados. Em 1991, foram consumidos cerca de 361 mil toneladas de óleo combustível e 527 milhões de litros de óleo diesel na produção de energia elétrica a partir de derivados de petróleo no Brasil, a qual representou apenas 1% da geração total.

Considerando o perfil de consumo de derivados de petróleo, o óleo diesel representa o ponto de estrangulamento do refino, ditando inclusive as necessidades de importação de petróleo do País. Deste modo, seu uso para a produção de energia elétrica pode ser considerado inconveniente, ficando sua utilização, em pequena escala, restrita quase exclusivamente aos sistemas isolados das regiões Norte e Centro Oeste.

O óleo combustível, por outro lado, apresenta condições mais favoráveis para a produção de energia elétrica. Entretanto, em função de sua disponibilidade limitada, de seu custo e de outros usos energéticos mais eficientes, ele não pode ser considerado como opção para um programa de expansão para produção de energia elétrica de porte razoável.

Finalmente, existem os resíduos ultra viscosos de petróleo - RASF (resíduo asfáltico) e RESVAC (resíduo de vácuo). Trata-se de combustíveis de menor custo e com poucas opções de utilização em outras aplicações. Está sendo planejado um programa termelétrico limitado pela sua viabilidade ambiental, por seu custo e pela disponibilidade do combustível, consequência da política de refino dos derivados de petróleo. De qualquer forma, esta opção de geração termelétrica, apesar de ser, dentre as que utilizam derivados de petróleo, aquela de menor custo de combustível, não apresenta possibilidades significativas em termos de quantidade se comparada aos requisitos de mercado dos sistemas interligados.

### 3.4.3 Aspectos Ambientais

Do ponto de vista ambiental, apenas a opção a gás natural não sofre restrições mais significativas. O possível desenvolvimento de um programa de instalação de unidades termelétricas a derivados de petróleo tem, além de problemas de competitividade econômica, objeções de caráter ambiental, em função da presença nestes combustíveis de altos teores de enxofre e de elementos como vanádio, sódio e outros. A ocorrência destes componentes resulta em elevação no custo de instalação, devido à necessidade de equipamentos de dessulfurização e tratamento do vanádio.

Ademais, os elementos pesados contidos nesses combustíveis provocam corrosão nos geradores de vapor. É problemático também o armazenamento de óleos de alto teor de enxofre. As emissões para a atmosfera nos equipamentos de dessulfurização apresentam como consequência, a formação de chuvas ácidas.

Estes problemas tornam-se ainda mais sérios no caso dos resíduos ultra-viscosos (RASf e RESVAC), que tendem a apresentar teores de enxofre mais elevados que os do óleo combustível comum e a causar maior emissão de particulados.

#### 3.4.4 Potencial Disponível para Expansão

Dentre as diversas tecnologias disponíveis para produção de energia elétrica a partir do gás natural, adotou-se a opção a ciclo combinado, em função dos rendimentos mais elevados, já que o gás natural é um energético escasso no Brasil e sua utilização para produção de energia elétrica é de baixa prioridade. O Anexo I apresenta as opções de expansão relacionadas com o gás natural e seus parâmetros característicos, destacando-se a possibilidade de utilização de gás natural importado. Como potencial de utilização do energético nacional, admitiu-se a possibilidade de seu aproveitamento apenas na região Norte, a partir do desenvolvimento do potencial de Urucu/Juruá. O gás natural importado foi considerado como opção para as regiões Sudeste/C.Oeste, Sul, Nordeste e partes das margens direita (Belém) e esquerda do Amazonas (Amapá e Roraima).

O mesmo Anexo I contém informações semelhantes para os derivados de petróleo. Como tecnologias de geração de referência foram adotadas as turbinas a gás aeronáuticas para o óleo diesel, restritas aos sistemas isolados da região Norte, e térmica convencional a vapor para os demais derivados de petróleo na região Sudeste/Centro Oeste. Ressalte-se a consideração em separado da UTE Mataripe na região Nordeste, alvo de estudos dentro do Programa Decenal de Geração do GCPS.

#### 3.4.5 Custos de Combustível

O Projeto 2, "O Setor Elétrico e a Economia Brasileira" apresenta uma faixa de valores proposta no estudo realizado pela "Energy Information Administration" do "U.S Department of Energy", intitulado "International Energy Outlook 1991: A Post-War Review of Energy Markets", de junho de 1991, e que trabalha com três cenários de preço (preços CIF, em US\$ de 1990) na faixa de US\$ 17 por barril a US\$ 32 por barril em 2000 e de US\$ 25 a US\$ 45 por barril em 2015.

Para cada um dos cenários previstos determinou-se um preço equivalente ao longo do período 2000/2015, por ser este o horizonte de utilização do combustível para as novas termoeletricas, encontrando-se 20, 32 e 37 US\$/barril. A partir daí adotou-se o valor médio dos três valores, obtendo-se um preço do barril de US\$ 30 como referência de preço CIF a ser considerado na avaliação dos custos de combustível, tanto nacional como importado.

A partir destes valores, os preços internacionais de derivados de petróleo foram então estimados com a seguinte metodologia, de acordo com informações obtidas junto à PETROBRAS:

- O preço do óleo combustível (ATE) foi estimado em cerca de 66% do preço do petróleo bruto;
- O preço do óleo combustível tipo BTE foi estimado em cerca de 85% do preço do petróleo bruto;

- O preço do óleo diesel foi estimado como sendo cerca de 48% superior ao do óleo combustível tipo BTE.

O custo do BTE representa aproximadamente um patamar inferior para o custo do gás natural, já que este último energético, quando em substituição ao óleo combustível nas indústrias brasileiras, apresentaria uma série de vantagens, tais como:

- Menor restrição do ponto de vista ambiental;
- Não existência de estoque de combustível;
- Menor frequência de manutenção nos equipamentos em função dos subprodutos mais limpos produzidos pelo gás natural.

Desse modo, para um cenário de US\$30/barril, os custos seriam aproximadamente os seguintes:

- Óleo Combustível (ATE): 150 US\$/t;
- Óleo Diesel: 300 US\$/t;
- Óleo Combustível (BTE): 200 US\$/t;
- Gás Natural: 180 US\$/ 1.000 m<sup>3</sup>

Este custo do gás natural equivale a um custo de 4,8 US\$/GJ. Como alternativa inferior ao preço natural, tomando-se o cenário baixo (20 US\$/barril), alcança-se um valor de 120 US\$/1.000m<sup>3</sup>, equivalente a 3,2 US\$/GJ, ainda com preço igual em termos energéticos ao óleo ATE. Este patamar de preço poderia representar portanto, uma hipótese alternativa para o gás natural se não considerarmos um atrelamento perfeito do gás natural ao preço internacional do petróleo.

Atualmente o preço do gás natural de Urucu que a Petrobrás pode praticar de modo a obter uma remuneração adequada de seus investimentos se encontra na faixa de 2,0-2,5 US\$/GJ. Considerando as dificuldades de outros usos desse gás que não o de geração de energia elétrica, as opções térmicas a gás natural na região Norte a partir das jazidas de Urucu/Jurua serão contempladas com o preço referente ao cenário baixo (120 US\$/1.000 m<sup>3</sup> ou 3,2 US\$/GJ).

Complementando-se essas estimativas, adotou-se como preço do RASF/RESVAC, o valor de 108 US\$/ton.

### 3.5 FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA

Nesse conjunto foram analisadas as opções resíduos de cana, biomassa florestal, eólica, solar, oceânica, resíduos orgânicos, com seus resultados consolidados dentro de subprojetos específicos do Projeto 4 do PLANO 2015: "A Oferta de Energia Elétrica".

O aproveitamento dessas fontes em larga escala para a expansão do sistema dependerá fundamentalmente dos resultados decorrentes das implementações das recomendações contidas nesses estudos, em particular as referentes à biomassa florestal, onde o desenvolvimento de um projeto piloto poderá fornecer com maior certeza os custos envolvidos e o domínio da tecnologia de produção de energia elétrica.

Estas opções apresentam o atrativo de baixos investimentos por parte do Setor Elétrico, participação crescente da iniciativa privada e descentralização da geração dentro do sistema, objetivos esses buscados pelo Setor Elétrico.

#### 3.5.1 Resíduos de Cana

A produção de energia elétrica utilizando os resíduos de cana de açúcar como combustível se apresenta como uma alternativa promissora em termos de competitividade com outras fontes de geração, quando operando em regime de base. Nesse sentido, é sugerida a criação de mecanismos que incentivem as concessionárias para a compra de energia elétrica de produtores independentes já que sua aquisição, limitada ao custo marginal de expansão, sinaliza um benefício para o Setor Elétrico como um todo. Os custos de geração variam significativamente em função da tecnologia utilizada e preço do bagaço de cana. Estima-se uma faixa de 32 US\$/MWh a 89 US\$/MWh para co-geração somente na safra (bagaço) e de 35 US\$/MWh a 87 US\$/MWh para co-geração na safra e entressafra (bagaço + pontas e folhas), todos valores referentes a dez/91. Dependendo da tecnologia empregada, o potencial pode chegar a 6.000 MWano de energia garantida.

#### 3.5.2 Biomassa Florestal

Existem basicamente três tecnologias em perspectiva para a produção de energia elétrica a partir da biomassa florestal: a produção a partir de florestas plantadas especialmente para este fim com gaseificação da madeira, a co-geração na produção de carvão vegetal e a co-geração a partir do aproveitamento de rejeitos de indústrias que utilizam a madeira como matéria prima. Destas três tecnologias, apenas a última é utilizada atualmente em escala comercial. Quanto as duas primeiras, elas devem ser testadas em escala comercial. Dadas as incertezas inerentes à evolução da tecnologia de produção florestal, e especialmente aquelas relacionadas aos custos reais de tecnologias ainda não testadas em escala comercial e ao preço de venda do carvão vegetal (no caso da co-geração), é difícil estimar o custo de produção de energia elétrica com as duas primeiras tecnologias. No caso da produção por gaseificação de madeira obtida de florestas plantadas especialmente para este fim, estima-se que este custo esteja na faixa de 38 US\$/MWh a 78 US\$/MWh, a preços de dez/91.

Considerando-se o emprego desta tecnologia, estima-se um potencial de produção de aproximadamente 19.500 MWano de energia para a Região Nordeste, não havendo notícia de levantamentos para as demais regiões.

Na hipótese de co-geração na produção de carvão vegetal, a faixa de variação é de 37 US\$/MWh a 139 US\$/MWh, a preços de dez/91. Neste caso, o potencial estimado alcança cerca de 2.500 MWano de energia.

Para a viabilização do aproveitamento da biomassa com gaseificação da madeira, encontra-se atualmente em início de execução um projeto destinado a testar em escala comercial o sistema de conversão, já que a produção de energia elétrica a partir do gás resultante ainda não apresenta tecnologia dominada.

O interesse do Setor Elétrico por esta alternativa de geração reside em seu caráter de fonte renovável, na política de diversificação das fontes energéticas e na possibilidade de entrada da iniciativa privada para geração de energia elétrica.

### 3.5.3 Demais Fontes Alternativas de Energia

As demais fontes alternativas de energia apresentam uma tendência promissora em termos de custos de geração, notadamente as opções solar e eólica, o que torna clara a necessidade de um levantamento abrangente e mais detalhado do potencial dessas fontes no Brasil. Igualmente deve-se incentivar a pesquisa e desenvolvimento das fontes alternativas de energia com vistas à produção de eletricidade. Já estão em andamento nas empresas do Setor Elétrico e universidades, com a participação da iniciativa privada, projetos de desenvolvimento tecnológicos dessas fontes. Nesse sentido, o CEPEL aparece naturalmente como órgão mais adequado tanto como participante como canal de comunicação entre o Setor Elétrico e as instituições de pesquisa, universidades e empresas.

### 3.5.4 Potencial e Custos

As fontes de geração térmica ditas tradicionais apresentam custos entre 60 US\$/MWh e 70 US\$/MWh. Verifica-se que a faixa de custos de geração das opções alternativas de energia compreende valores desde a ordem de 40 US\$/MWh até níveis superiores a 100 US\$/MWh. Essa incerteza de custos é tratada nos estudos de longo prazo com os seguintes procedimentos:

- Como referência de fontes alternativas serão consideradas explicitamente apenas a biomassa florestal, resíduos de cana e eólica;
- Incorpora-se em cada região, o potencial total dessas fontes com custos de geração de 40 e 50 US\$/MWh, um de cada vez, criando-se assim os projetos Fontes Alternativas (NE, SE e S);
- As alternativas de expansão passam a ser analisadas proibindo ou não o desenvolvimento dessas fontes alternativas a 40 e 50 US\$/MWh, possibilitando assim, a enumeração de cenários distintos de oferta de energia;



- Nas alternativas de expansão com proibição das fontes alternativas, cabe observar que o surgimento nos estudos de longo prazo, de opções de geração competitivas apresentando custos superiores a 50 US\$/MWh, levaria à possibilidade de aproveitamento de fontes alternativas, respeitados os prazos mínimos de implantação e confirmação dos custos;
- Custos de geração inferiores a 40 US\$/MWh para as fontes alternativas, por mais forte razão, indicam sua economicidade, inclusive em relação a eventuais hidrelétricas de custos superiores.

De acordo com os estudos realizados no PLANO 2015 referentes a essas fontes, a Tabela 3.6 apresenta os valores adotados:

TABELA 3.6

Tipo	Região	E.Firme (MWano)	Potência (MW)
Biomassa Florestal	NE	19.673	
Biomassa Florestal	SE	2.536	
Resíduos de Cana	NE	1.575	
Resíduos de Cana	SE	4.256	
Resíduos de Cana	S	328	
Eólica	NE		19.608
Eólica	SE		1.273
Eólica	S		779

Admitidas as hipóteses de um fator de capacidade máximo de 80% para as duas primeiras opções e de 33% para a opção eólica e ainda que, para esta opção não seja possível a garantia de ponta, são os seguintes os projetos Fontes Alternativas considerados nos estudos de longo prazo, conforme Tabela 3.7.

TABELA 3.7

Região	Potência (MW)	Energia Firme (MWano)	Geração Obrigatória (%)
NE	27.000	27.000	100
SE	8.500	7.225	85
S	500	500	100

### 3.6 CONSERVAÇÃO DE ENERGIA

Os cenários de mercado de energia elétrica adotados no PLANO 2015 incorporam hipóteses de conservação de energia. Para isso foram estimados diversos parâmetros referentes à eficiência energética de produtos e indústrias, penetração no mercado consumidor de aparelhos mais eficientes e cenários de tarifa de energia elétrica.

Esta metodologia implica no entanto, em praticamente arbitrar um nível de conservação sem o cotejamento de seus custos com os das opções de oferta de energia disponíveis, levando inclusive,

a uma situação de difícil monitoramento das medidas de conservação efetivamente implementadas.

Uma solução alternativa seria por exemplo, considerar no lado da demanda apenas a parcela de conservação que poderia ser por ela gerenciada, como por exemplo a consideração da tarifa e sua influência no mercado. A outra parcela seria representada como diversos projetos de geração, que seriam então concorrentes com as demais opções de oferta, podendo ser analisados também dentro de um contexto de incertezas em sua implantação.

O Setor Elétrico está estudando atualmente o problema, devendo equacioná-lo e definir metodologia específica de tratamento em futuro bem próximo.

### 3.7 CO-GERAÇÃO

O emprego de sistemas de co-geração em setores industriais para o atendimento de seus requisitos energéticos data do fim do século passado. Contudo na última década esta prática vem experimentando uma rápida evolução. Esta tecnologia vem aumentando significativamente sua importância na geração de energia em países como Inglaterra, Alemanha, Espanha, Itália, Estados Unidos e Japão.

Na Alemanha e Itália, por exemplo, 14% e 12,5% da energia elétrica gerada, respectivamente, foram obtidas de sistemas de co-geração em instalações industriais, além da energia térmica produzida. Na Espanha o "Plano Energético Nacional" aprovado em 1991, que em sua parte referente à energia elétrica pode ser comparado ao "Plano Decenal" do GCPS, prevê que dos 7.500 MW a serem instalados até o ano 2000, 33% (2.500 MW) serão de autoprodutores, dos quais mais de 50% através de sistemas de co-geração. Com isto a participação da energia co-gerada no total da energia elétrica gerada na Espanha passaria dos atuais 3% para algo em torno dos 10% ao fim deste horizonte.

O gás natural apresenta-se como um dos possíveis combustíveis a serem empregados em sistemas de co-geração. Em recente trabalho da CEE prevê-se que a participação do gás natural na matriz energética europeia duplicará, passando de 6,7% em 1990 para 11,6% em 2010. A produção de eletricidade através de sistemas que utilizam gás natural passará de 3,4 TWh em 1990 para 17,3 TWh em 2010, representando um aumento de cerca de 400% [6]. Esta informação permite concluir que neste período deverá haver um forte investimento nesta área, impulsionando um importante avanço tecnológico.

A co-geração deve ser encarada como mais uma opção que assegure ao sistema energético uma maior economicidade, além de permitir o uso mais eficiente de insumos energéticos, reduzindo desperdícios e minorando os impactos ao meio ambiente, sendo para o caso brasileiro uma alternativa complementar localizada perto dos centros de carga.

Outro ponto importante que acompanha o emprego de sistemas de co-geração, principalmente no caso do setor elétrico, é a viabilização da participação de capital privado em empreendimentos de geração de eletricidade. A criação de mecanismos que permitam a associação de empresas com a finalidade de produzir e comercializar energia elétrica, como os adotados na Espanha ou EUA, pode ser interessante desde que adaptados à realidade brasileira.

Tecnologicamente as opções em termos de equipamentos e sistemas de co-geração são muitas a nível mundial. A indústria nacional está apta a fornecer uma grande gama desses equipamentos, tais como turbinas a vapor, motores de ciclo diesel, caldeiras, trocadores de calor, compressores, geradores e alternadores. Contudo, para sistemas a gás natural, seria necessário recorrer ao mercado internacional para compra de turbinas e sistemas de controle.

A experiência internacional mostra que apesar da co-geração representar uma tecnologia relativamente simples quanto à definição e operacionalização do projeto, sua inserção em um sistema energético previamente estruturado pode ser extremamente complexa, já que um empreendimento desse tipo envolve vários setores da economia e afeta uma larga faixa de interesses.

Recente projeto de avaliação do potencial de co-geração no estado do Rio de Janeiro, que contou com a participação da ELETROBRÁS, concluiu que existe um razoável potencial de co-geração [7], caracterizando uma oportunidade excepcional para incrementar significativamente o abastecimento elétrico do estado. Grandes empresas industriais consumidoras de energia elétrica e térmica (siderurgia, química, têxtil, alimentos, etc.) estão localizadas na região. Muitas dessas empresas estão convertendo suas plantas para o consumo de gás natural. O estado do Rio de Janeiro é um grande produtor de gás natural associado, além de possuir uma das maiores reservas conhecidas no país desse combustível. O uso deste gás como fonte primária de energia para o suprimento de calor destas indústrias poderia ser efetuado em regime de co-geração, uma vez que é um sistema energeticamente mais eficiente do que o utilizado atualmente. Isto não apenas liberaria o atual consumo de eletricidade destas empresas do sistema interligado, como poderia em muitos casos adicionar capacidade de geração ao sistema.

Pode-se afirmar que a co-geração deixou de ser, nos últimos anos, uma matéria tratada academicamente ou simplesmente considerada no horizonte de longo prazo. Sua importância como opção de diversificação e descentralização em diversos sistemas energéticos de diferentes países é incontestável.

As razões identificadas na justificativa dessa afirmação não estão calcadas somente nos dados estatísticos apresentados, mas principalmente em reais tendências mundiais, tais como a liberalização das economias e reestruturação de setores energéticos (em particular o Setor Elétrico), na valorização da questão ambiental e da necessidade de aumento de eficiência no uso da energia.

O Setor Elétrico, em especial a área de planejamento, vem sendo cada vez mais chamado a apresentar alternativas aos problemas de atendimento da demanda de energia elétrica. Aspectos como expansão sob incertezas (mercado, restrições financeiras, etc.), ambientais e participação da iniciativa privada são hoje uma realidade para o planejador energético. A tecnologia de co-geração aparece hoje em muitos países como uma alternativa concreta para esses problemas, necessitando-se portanto que esta seja avaliada para a situação brasileira. 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.

## 3.8 QUADRO RESUMO

A Tabela 3.8, a seguir, resume o potencial e custos associados aos principais recursos energéticos destinados à geração de energia elétrica. Cabe ressaltar que o potencial apresentado para o carvão mineral nacional contempla apenas as reservas exploráveis a céu aberto medidas e indicadas de Candiota, medidas e indicadas do baixo Jacuí e as reservas a céu aberto da camada Bonito em Santa Catarina. Computando-se toda a reserva nacional chega-se facilmente a pouco mais de três vezes o valor apresentado.

TABELA 3.8

	Fator de Capacidade Esperado	Potencial (MW)	Faixa de Custo de Geração (US\$/MWh)
Hidroelétrica	-	179,0	até 70
	-	15,8	acima de 70
Biomassa Florestal	-	27,7	38 a 78
Resíduos de Cana	-	7,7	35 a 87
Eólica	-	28,9	39 a 84
Carvão Nacional	50%	17,5	50 a 65
Carvão Importado	50%	-	49
Nuclear	50%	26,0	63
Derivados de Petróleo	40%	-	50 a 60
Gás Natural Nacional	50%	4,8	38
Gás Natural Importado	50%	-	47

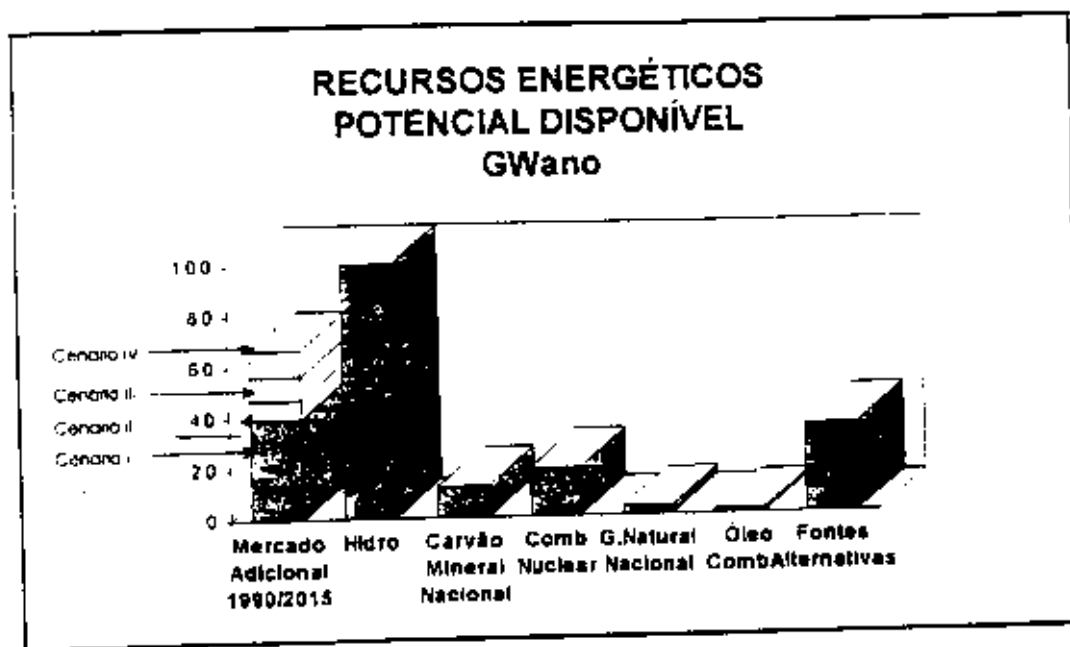
#### 4. ANÁLISE COMPARATIVA DE ECONOMICIDADE DAS OPÇÕES DE GERAÇÃO

Apesar da grande variedade de recursos energéticos disponível para produção de energia elétrica, apenas as opções hidrelétrica, carvão mineral e nuclear apresentam porte suficiente para apresentar uma real alternativa de expansão para o sistema. As fontes alternativas, quando confirmados seus custos e sendo competitivos, poderá significar uma importante opção para a expansão

A Figura 4.1, a seguir, apresenta os requisitos do mercado de energia elétrica adicional a ser suprido de 1990 a 2015 para os quatro cenários, frente aos montantes máximos disponíveis de cada energético

A parcela de gás natural nacional representa todo o potencial brasileiro sendo utilizado para geração de energia elétrica em uma usina a ciclo combinado. O montante atribuído ao óleo combustível corresponde à sua atual participação na estrutura de refino do petróleo nacional. Para o carvão mineral estão computados apenas as reservas exploráveis a céu aberto medidas e indicadas de Candiota, medidas e indicadas do baixo Jacut e as reservas a céu aberto da camada Bororo em Santa Catarina.

FIGURA 4.1



#### 4.1 CUSTOS DE GERAÇÃO

A predominância hidrelétrica do sistema gerador brasileiro, mesmo a mais longo prazo, leva a uma operação do parque termelétrico em regime de complementação às usinas hidrelétricas. Este tipo de operação transforma o consumo esperado de combustível em parcela importante na avaliação da competitividade econômica das térmicas, propiciando um custo médio de geração inferior ao custo de geração em regime de base.

O Anexo 1 apresenta regionalmente as opções termoeletricas consideradas para expansão do sistema, suas principais características e os custos envolvidos, culminando com os custos de geração para operação em regime de base e em complementação.

O Anexo 3 caracteriza os planos de desembolso adotados, inclusive para os diversos portes de aproveitamentos hidrelétricos.

A Tabela 4.1, a seguir, apresenta os custos de geração em regime de base e de operação em complementação para as opções termelétricas tradicionalmente disponíveis para a expansão.

**TABELA 4.1**  
**CUSTOS DE GERAÇÃO DE BASE E MÉDIO**  
**US\$/MWh**

Opção Térmica	Tecnologia	Fator Capacidade Esperado	Custos Internacionais		Custos Nacionais	
			Base	Médio	Base	Médio
Carvão S. Catarina	AFBC	50%	60	54	67	61
Carvão Jacui	AFBC	50%	64	57	71	64
Carvão Candiota	AFBC	50%	55	51	62	57
Carvão Importado	PC	50%	51	44	56	49
Combustível Nuclear	PWR	50%	-	-	68	63
Coque RASF	TV	40%	62	49	68	54
Gás Natural Importado	CC	50%	59	43	62	47
Gás Natural Urucu/Juruá	CC	50%	46	35	49	38
Óleo Combustível RASF	TV	40%	79	54	85	59
RV	TV	40%	56	43	61	48

Na análise dos diversos custos de geração em regime de base, verifica-se que, a menos da opção óleo combustível, todos eles se situam na faixa de 60 a 70 US\$/MWh. Esta equivalência sinaliza que não se deve descartar, a princípio, nenhuma das fontes de geração termelétrica nem tampouco as tecnologias de geração envolvidas consideradas no quadro acima.

Os custos esperados de geração assumem valores substancialmente menores que aqueles em regime de base (50 a 60 US\$/MWh), mostrando a real competitividade das usinas termelétricas quando operadas em regime de complementação térmica.

Cabe destacar a opção Gás Natural de Urucu, equivalente ao gás natural importado para a hipótese de cenário baixo de preços de petróleo, que apresenta custos de geração altamente competitivos. Isto significa que a oferta de gás natural, importado ou não, com suprimento garantido durante a vida útil da usina e a um preço de 3,2 US\$/GJ (cenário de petróleo de 20 US\$/barrel) tem todas as possibilidades de se mostrar atraente economicamente para o Setor Elétrico.

O carvão mineral nacional de Santa Catarina e Candiota utilizando tecnologia AFBC e módulos de 250 MW, dispostas duas a duas, cujo desenvolvimento em termos mundiais parece promissor, apresentaria custos de geração de base pouco inferiores a 60 US\$/MWh a preços nacionais e inferiores a 55 US\$/MWh a preços internacionais. Em termos de custo médio de geração operando em complementação térmica, os valores assumem patamares inferiores a 55 US\$/MWh a preços nacionais e 50 US\$/MWh a preços internacionais. Para o carvão de Jacui os custos se elevam em média de 5 US\$/MWh.

A Figura 4.2 apresenta uma sensibilidade dos custos de geração em relação ao fator de capacidade esperado, procurando apresentar o que se denomina a "screening curve" das diversas opções de geração térmica.

Confirma-se a equivalência entre os custos de geração à medida que se aproximam da operação em base. As curvas mostram a maior economicidade das opções gás natural importado, RASF/RV e carvão importado, nesta ordem, para fatores de capacidade mais baixos e do gás natural de Urucu ou equivalente para todos os fatores de capacidade.

Em relação ao carvão, a priorização entre as opções nacional e importado dependerá de avaliações mais precisas dos custos envolvidos, computando-se aspectos adicionais tais como:

- Investimentos adicionais em infraestrutura (portos e transporte) para a implantação da opção de carvão importado;
- Reduções nos custos de investimento na opção de carvão nacional decorrente da utilização de unidades de 250 MW com tecnologia de leito fluidizado;
- Investimentos adicionais, inclusive perdas, na implantação da opção de carvão nacional para suprimento à regiões que não a região Sul.

## 4.2 ABSORÇÃO DAS OPÇÕES PELOS MERCADOS

As Figuras 4.3 e 4.4 apresentam de uma maneira simplificada os horizontes de competitividade dos aproveitamentos hidrelétricos e em especial os já inventariados. Para isso se coloca a contribuição de energia firme do potencial hidrelétrico por faixa de custo de geração, acrescentado ao sistema existente (térmico e hidrelétrico).

As faixas de custos limite de geração foram escolhidas de tal modo que o intervalo de 60 US\$/MWh a 70 US\$/MWh representaria a região de competitividade térmica.

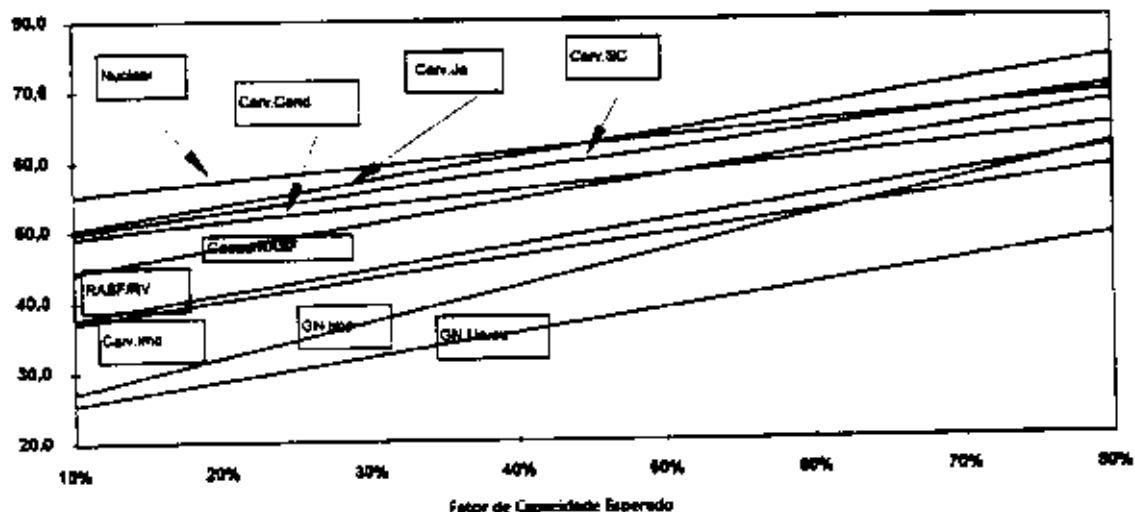
Os resultados mostram que a opção térmica somente se apresenta competitiva no fim do quinquênio 2005/2010 na hipótese do mercado do cenário IV., ampliando-se sua não atratividade econômica por mais 8 anos na hipótese do cenário mais baixo de mercado (Cenário I).

Considerando apenas o potencial inventariado, as térmicas são econômicas não antes de 2006 na hipótese do cenário mais alto de mercado, e com um horizonte de não competitividade se estendendo por mais 7 anos na hipótese do Cenário 1.

É importante salientar que esse tipo de análise é apenas indicativo e contém alguns fatores que a torna mais otimista em relação às hidrelétricas e outros para a direção contrária. A utilização de um ferramental específico para decisão de investimento é que conduzirá para as conclusões mais adequadas.

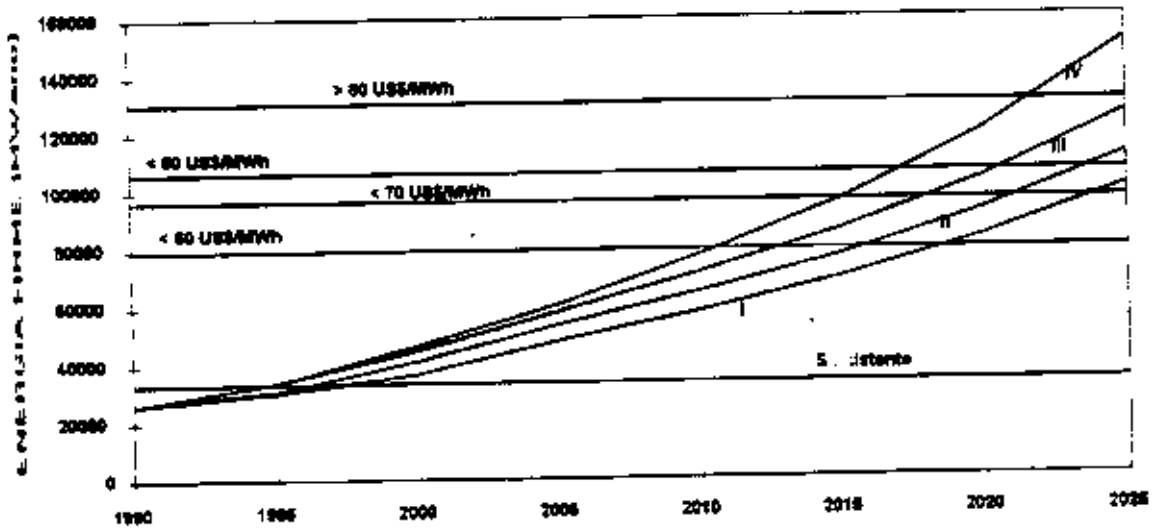
Concorrem para a postergação do desenvolvimento térmico a não consideração dos custos e das perdas nas interligações. Por outro lado, decisões já tomadas de construção e operação de usinas termelétricas ou mesmo de aproveitamentos hidrelétricos não econômicos, no horizonte de curto prazo, podem levar a conclusões equivocadas de esgotamento prematuro do potencial hidrelétrico competitivo.

FIGURA 4.2  
SENSIBILIDADE AO FC ESPERADO  
CUSTO DE GERAÇÃO (US\$/MWh)

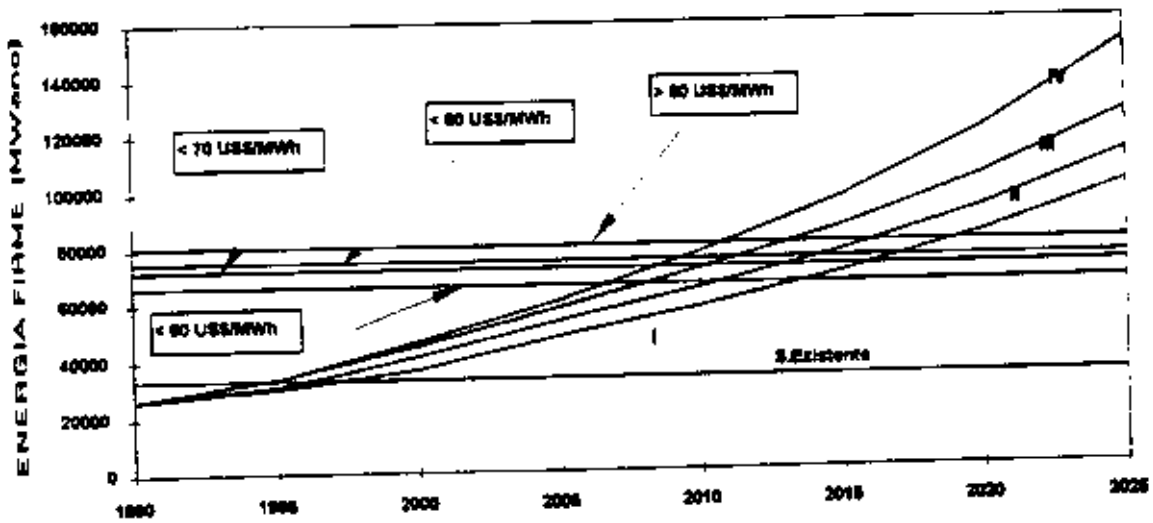




**FIGURA 4.3**  
**ABSORÇÃO DO MERCADO**  
**HIDRO TOTAL**



**FIGURA 4.4**  
**ABSORÇÃO DO MERCADO**  
**HIDRO INVENTARIADO**



## 5. ALTERNATIVA DE REFERÊNCIA

Na Alternativa de Referência, os seguintes critérios foram levados em conta:

- que o sistema considerado existente contempla a configuração prevista para dez/94 acrescida das seguintes usinas indicadas na Tabela 5.1 tidas como de decisão já tomada:

TABELA 5.1

Nome da Usina	Potência ( MW )
UHE Igarapava	210
UHE Porto Primavera	1.818
UHE Canoas I	83
UHE Santa Branca	49
UHE Canoas II	72
UHE Miranda	390
UTN Angra II	1.309
UHE Corumbá I	375
UHE Serra da Mesa	1.200
UHE Cana Brava	450
UTC Jacui	350
Desvio do Jordão	-
UHE Dona Francisca	125
UTC Candiota III. I	350
UHE Itá	1.620

- os seguintes fatores de utilização nas interconexões, conforme Tabela 5.2;

TABELA 5.2

Interligação	Fator de Utilização - %
SE / C.Oeste - Sul	80
SE / C.Oeste - NE	80
Demais	75

- que o aproveitamento do potencial hidrelétrico estimado foi proibido até 2005, sendo liberado no quinquênio seguinte;
- que o aproveitamento do potencial do Xingu foi restrito em 2005 apenas à UHE Belo Monte com uma contribuição de 20% de sua capacidade em termos de energia, o que equivale à entrada em operação da primeira unidade em 2004;

- por questões ambientais e de prazos de construção e estudos, foram restringidas no tempo as usinas apresentadas na Tabela 5.3;

TABELA 5.3

Nome da Usina	Proibida até
UHE Capanema	2005
UHE Santa Isabel	2005
UHE Jiparana	2005
UHE Ilha Grande	2005
UHE Foz do Bezerra	2000
UHE Pedra Branca	2000
UHE Belém	2000
UHE Itamotinga	2000

Devendo ficar claro que a liberação de desenvolvimento dessas usinas após o ano estabelecido está condicionada ao correto equacionamento das restrições ambientais, seja por atendimento aos pleitos ou mesmo pela substituição por um projeto alternativo viável.

- o desenvolvimento das interligações incluindo a margem esquerda do Amazonas é proibido até 2005, em função dos prazos para estudo e implantação.

## 6. ALTERNATIVAS ESTUDADAS

A seguir são apresentadas as alternativas analisadas como variantes em relação à Alternativa de Referência. Cada uma das restrições descritas é cumulativa com as da Alternativa de Referência.

### 6.1 NÃO APROVEITAMENTO DA AMAZÔNIA

Consiste em proibir o aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia no horizonte até 2025, objetivando o estudo ambiental do ecossistema dessa região. Com essa alternativa é possível avaliar o preço pago pela sociedade ao se adiar o aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia para produção de energia elétrica para além do horizonte do Plano.

### 6.2 ATRASO DE 5 ANOS NO APROVEITAMENTO DA AMAZÔNIA

Consiste em atrasar o aproveitamento da UHE Belo Monte, em função dos prazos relacionados aos estudos de engenharia e ambientais. Nesse sentido esta hidroelétrica é permitida apenas no período 2006/2010 com 20% de sua contribuição de energia, sendo o restante do potencial hidrelétrico da Amazônia permitido apenas a partir do quinquênio seguinte. Quanto aos demais aproveitamentos da Amazônia sobre os quais havia, na Alternativa de Referência, alguma restrição temporal, esta também foi prorrogada por 5 anos.

Esta alternativa, não tão drástica como a anterior, traz uma componente mais conservadora em relação à Alternativa de Referência. Serve portanto, como balizadora de decisões de curto prazo que devem ser implementadas na hipótese do aparecimento de dificuldades na viabilização em 2005 do início de operação das primeiras unidades da UHE Belo Monte.

#### 6.2.1 Utilização de Fontes Alternativas de Energia

A partir da alternativa anterior, é analisada a competitividade econômica das fontes alternativas, representadas pelas opções biomassa florestal, bagaço de cana e eólica, já a partir do período 2006/2010 na hipótese de se dispor desses recursos a um custo de 40 e 50 US\$/MWh tomados um de cada vez. Admite-se no entanto que, a partir daí até 2025 seja possível o aproveitamento máximo de 10%, 30%, 60% e 100% do potencial levantado.

É importante ressaltar que a eventual economicidade de térmicas convencionais na expansão sinaliza a possibilidade de utilização de fontes alternativas de energia (biomassa florestal, resíduos de cana de açúcar, eólica), desde que com custos de geração comprovadamente equivalentes.

#### 6.2.2 Fixação da Interligação Marabá - Médio Tocantins - Sudeste

Estudos em andamento envolvendo ELETROBRÁS, CHESF e ELETRONORTE sinalizam uma economicidade de antecipação de uma interligação Marabá - SE/C.Oeste da ordem de 2.000 MW. Nesse sentido, esta alternativa estabelece uma fixação deste valor nesta interligação via Médio Tocantins já em 2005. A escolha da rota se deve ao caráter estratégico da ligação com o Médio Tocantins visualizado nos estudos de longo prazo.

## 7. ANÁLISE DOS RESULTADOS

O desenvolvimento econômico das diversas opções de geração e transmissão leva a um aproveitamento térmico mais significativo apenas a partir do período 2011/2015, ao se admitir o cenário mais alto de mercado (IV). Cenários mais baixos postergam o início de competitividade térmica para o quinquênio seguinte (II e III) ou mesmo para o período 2021/2025 (Cenário I)

Em função dos custos fornecidos, as opções Carvão Importado e Gás Natural na hipótese de custo da ordem de 3.2 US\$/GJ, são as que se mostram mais econômicas, seguidas do RASF/RV e da Nuclear. Salienta-se, no entanto, que essas prioridades não devem ser entendidas como absolutas, e que a interpretação correta dos resultados limita a validade destas conclusões aos montantes térmicos alocados e às regiões escolhidas, sem especificação da tecnologia e do recurso energético utilizados.

Assim, por exemplo, a maior atratividade do carvão importado na região Sul em relação ao carvão de Candiota poderá reverter-se caso os custos relacionados com os investimentos em infraestrutura de portos sejam parcialmente alocados na produção de energia elétrica por aquele tipo de carvão.

De modo semelhante, preços de gás natural importado mais reduzidos em função de excesso de oferta ou mesmo de cenários mais modestos em relação aos preços de petróleo poderão perfeitamente viabilizar esta opção de geração em qualquer uma das regiões.

Destaque especial é dado à UTN Angra III, que é contemplada no período 2001/2005 nos cenários mais altos de mercado e no período 2021/2025 nos cenários mais baixos.

A Tabela 7.1, a seguir, resume os inícios de aproveitamento econômico das diversas opções térmicas.

TABELA 7.1  
Alternativa de Referência - Usinas Termoeletricas  
Início de Aproveitamento Econômico

Cenário	2011/2015	2016/2020	2021/2025
I			SE/C.OESTE
II		SE/C.OESTE	NORDESTE SUL
III		SE/C.OESTE NORDESTE	SUL
IV	SE/C.OESTE NORDESTE	SUL	

Do potencial hidrelétrico a aproveitar, aproximadamente 97 GWano, cerca de 80 GWano mostram-se competitivos com as demais opções de geração. O potencial hidrelétrico estimado inicia seu desenvolvimento econômico no período 2006/2010, principalmente para os três cenários mais altos de demanda, com aproveitamento de usinas na região Sul (Uruguai e Atlântico), e principalmente na região Norte (Formadores do Tapajós e Baixo Tapajós).

Este resultado indica a necessidade de realização, nos próximos cinco anos, de estudos de inventário dessas bacias, de modo a evitar no próximo Plano de Longo Prazo do Setor Elétrico a repetição de ocorrência de restrições ao aproveitamento desse potencial.

O Médio Tocantins apresenta-se estrategicamente importante na expansão do sistema. Nos cenários mais altos de mercado, seu desenvolvimento inicia-se nos primeiros períodos do horizonte de estudo, com o objetivo de suprir a região Sudeste/C.Oeste. Ao permitir-se o aproveitamento do Xingu, o atendimento à região Sudeste se dá através de sua interligação com o Alto Xingu, sem, no entanto, reduzir o fornecimento do Médio Tocantins. Nos cenários mais baixos, a interligação Alto Xingu - Sudeste é desenvolvida para o suprimento à região Sudeste, e o Médio Tocantins é utilizado para atendimento ao Nordeste.

Observa-se que a rota Alto Xingu - Médio Tocantins - Sudeste apresenta um custo de investimento apenas 15% superior à rota Alto Xingu - Sudeste, o que explica a opção de desenvolvimento desta última assim que possível. Desse modo, verifica-se que a decisão de recomendar a implantação da primeira rota independentemente do cenário de mercado apresenta um arrendimento bastante reduzido na hipótese da ocorrência de qualquer destes cenários. Esta conclusão é reforçada pelo fato de que nos últimos períodos, quando é desenvolvido o potencial hidrelétrico da bacia do Tapajós em direção ao Sudeste, a energia do Xingu é quase totalmente desviada para o sistema Norte/Nordeste, utilizando portanto o elo Alto Xingu - Médio Tocantins.

O Baixo Xingu utiliza seu potencial hidrelétrico para suprimento ao sistema Norte/Nordeste nos cenários mais altos de mercado. No cenário I, uma parcela significativa deste potencial é destinada ao Sudeste, já que a oferta de energia não consegue ser absorvida totalmente por Belém, São Luis e Nordeste, pelo menos nos primeiros períodos.

O comportamento acima ressalta e fortalece o caráter estratégico de implantação da rota Alto Xingu - Médio Tocantins - Sudeste, agora incorporando a rota Baixo Xingu - Marabá - Médio Tocantins quando do desenvolvimento dos aproveitamentos do Baixo Xingu.

Além destas vantagens, estudos preliminares mostram que esta interligação é competitiva mesmo sem a UHE Belo Monte, o que indica um baixíssimo arrendimento nas hipóteses de atraso no aproveitamento da Amazônia, conforme é descrito mais adiante.

Estes resultados justificam a necessidade de se considerar a alternativa de construção da interligação Marabá - Médio Tocantins - Sudeste antes mesmo da entrada em operação da UHE Belo Monte, que está sendo analisada em maiores detalhes por ELETROBRAS, CHESF e ELETRONORTE.

Na hipótese extrema de uma total proibição no desenvolvimento dos aproveitamentos hidrelétricos da Amazônia, a expansão do sistema é baseada na utilização maciça da opção termoeétrica já no período 2001/2005 para os cenários III e IV, no período seguinte no cenário II, e em 2011/2015 para o cenário I.

A alternativa de impossibilidade de aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia apresenta em média 15 bilhões de dólares a mais em relação à Alternativa de Referência, em termos de despesas com investimentos, operação e manutenção e combustíveis, atualizados para o ano 2000. Esta diferença poderia se ampliar ainda mais em decorrência de um atendimento ao sistema baseado em um desenvolvimento termelétrico de porte, com início de construção antes mesmo do ano 2000 (Cenário IV), e muito provavelmente, com grandes restrições ambientais em sua implantação. Em termos macro-econômicos o País assumiria um papel de maciço importador de bens, equipamentos e combustíveis, com reflexos negativos no balanço de pagamentos e no contexto social. No Anexo 3 são apresentados os detalhes referentes à evolução do parque gerador e das capacidades de transmissão para a Alternativa de Não Aproveitamento da Amazônia.

A hipótese de atraso de 5 anos da Amazônia antecipa do mesmo período o desenvolvimento termelétrico nos cenários mais altos de mercado, mantendo a mesma competitividade relativa para os dois cenários mais baixos. Comportamento semelhante é encontrado nas ampliações das interligações entre as regiões. O custo total atualizado desta alternativa é da ordem de 3 % superior ao da Alternativa de Referência, representando, portanto, um custo adicional de cerca de 450 milhões de dólares anuais.

Por meio das Figuras 7.1 a 7.3, a seguir, pode-se comparar a participação térmica na composição do parque gerador para as Alternativas de Referência, de Não Aproveitamento da Amazônia e de Atraso de 5 anos da Amazônia.

FIGURA 7.1

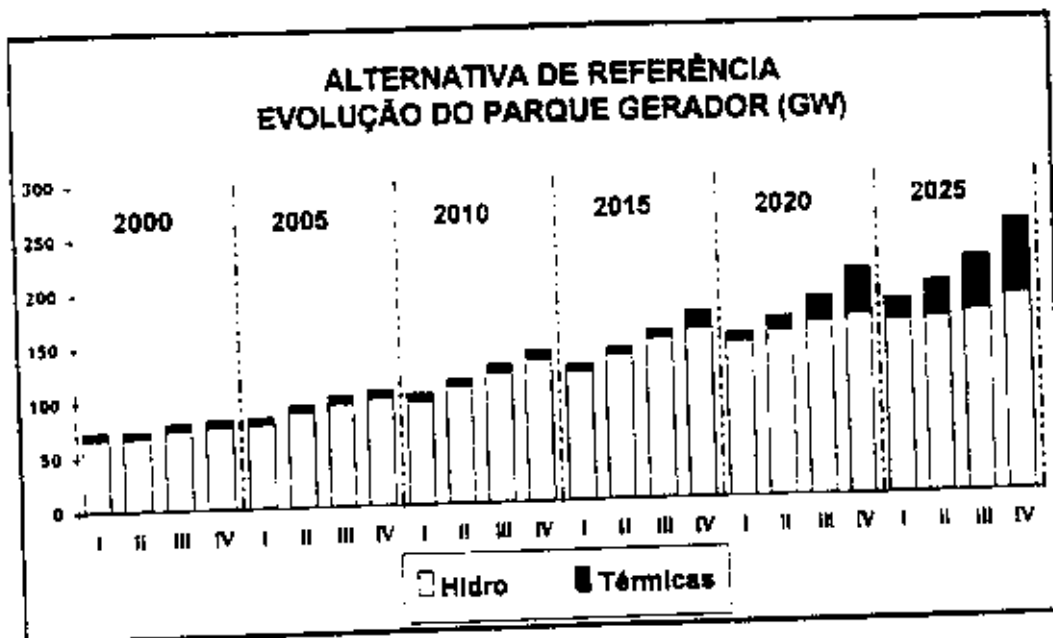


FIGURA 7.2

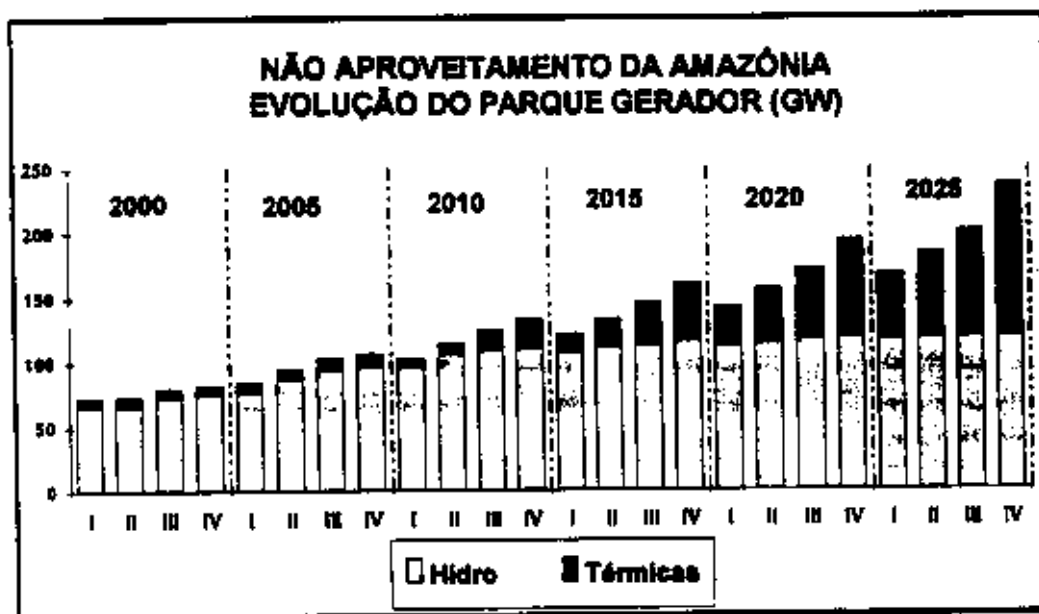
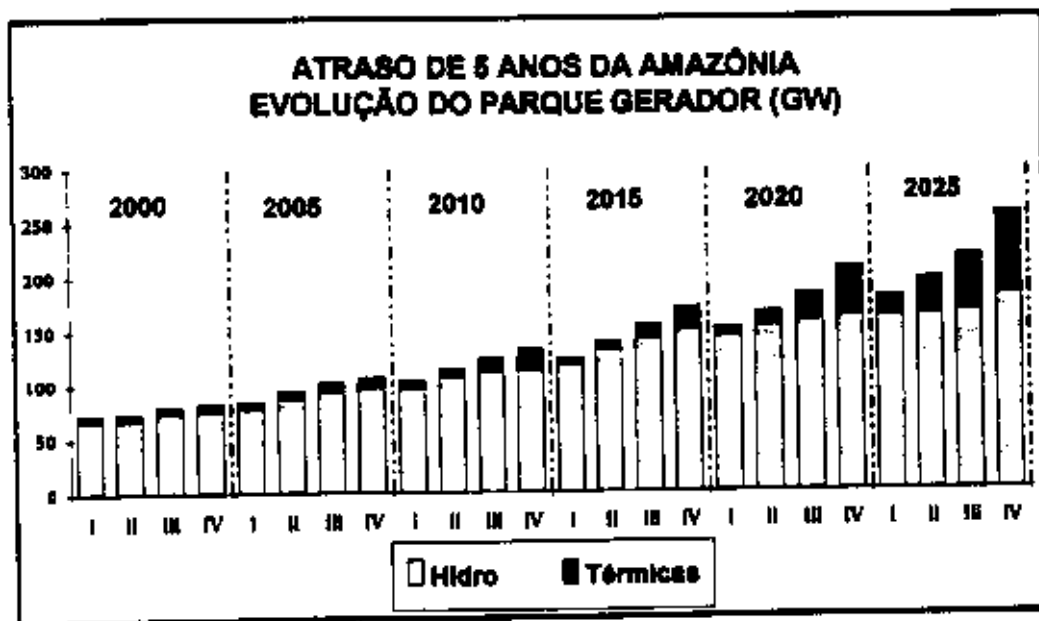


FIGURA 7.3





A Alternativa de Fixação da Interligação Marabá - Médio Tocantins - Sudeste contempla uma expansão bastante próxima da obtida na Alternativa de Atraso de 5 Anos da Amazônia, mostrando que, dentro da filosofia de planejamento sob incertezas e para o nível de detalhe correspondente a um estudo de longo prazo, essa fixação parece ser uma solução "robusta". Observa-se nos cenários I e III, embora somente a partir do período 2011/2015, uma ampliação de capacidade, embora somente a partir do período 2011/2015, para o Sudeste via bacia do Xingu da ordem de outros 2.000 MW de transmissão.

Ao permitir-se o desenvolvimento, a partir do período 2006/2010, das demais fontes alternativas, verifica-se que, considerando a possibilidade de oferta de energia a 40 US\$/MWh em regime de base, sua economicidade ocorre apenas a partir do período 2011/2015, sem contudo esgotar todo o potencial permitido até este quinquênio. Nos períodos subsequentes, a contribuição dessa opção amplia-se, até alcançar seu limite máximo permitido em 2025. Este resultado implica na não necessidade de avaliar-se a hipótese de 50 US\$/MWh, a qual, obviamente, conduziria a montantes menos expressivos.

A razão desta aparente não atratividade das demais 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, abrir-se-ia então uma vertente ao seu maior desenvolvimento.

A Tabela 7.2, a seguir, apresenta os montantes contemplados para cada um dos cenários de mercado utilizados, bem como sua participação dentro da composição esperada do parque gerador.

TABELA 7.2  
CONTRIBUIÇÃO DAS FONTES ALTERNATIVAS A 40 US\$/MWh  
POTÊNCIA - MW

REGIÃO		2000	2006	2010	2015	2020	2025
SUL	CENÁRIO I						207
	CENÁRIO II						500
	CENÁRIO III					300	500
	CENÁRIO IV				150	300	500
SUDESTE	CENÁRIO I					1.391	6.500
	CENÁRIO II					5.100	6.500
	CENÁRIO III				580	5.100	6.500
	CENÁRIO IV				2.580	5.100	6.500
NORDESTE	CENÁRIO I						
	CENÁRIO II				1.282	4.440	10.836
	CENÁRIO III				3.702	6.683	24.816
	CENÁRIO IV					1.391	6.707
BRASIL F. ALTERNATIVAS	CENÁRIO I	0	0	0	0	1.391	6.707
	CENÁRIO II	0	0	0	0	5.100	9.000
	CENÁRIO III	0	0	0	1.842	9.540	19.836
	CENÁRIO IV	0	0	0	6.402	14.983	33.816
BRASIL TOTAL	CENÁRIO I	73.126	84.725	102.503	126.058	150.548	176.664
	CENÁRIO II	73.557	94.868	115.251	140.144	163.159	181.493
	CENÁRIO III	60.113	102.637	127.668	154.868	180.687	210.225
	CENÁRIO IV	62.731	107.187	130.476	169.664	202.716	243.942
BRASIL % DE FONTES ALTERNATIVAS	CENÁRIO I	0%	0%	0%	0%	1%	5%
	CENÁRIO II	0%	0%	0%	0%	3%	5%
	CENÁRIO III	0%	0%	0%	1%	5%	8%
	CENÁRIO IV	0%	0%	0%	4%	7%	14%

As Tabelas 7.3 a 7.34, a seguir, apresentam para as diversas alternativas, a evolução do parque gerador, para os quatro cenários de mercado, desmembrada por região geográfica.

**TABELA 7.3**  
EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE ENERGIA FIRME - GWh/ano  
ALTERNATIVA DE REFERÊNCIA - CENÁRIO I (M1TN-R)

REGIÃO		2009	2009	2010	2010	2020	2025
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	3,8	4,7	11,0	13,5	20,6	24,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,8	8,6	10,4	13,0
	TERMICA	0,5	0,5	0,8	0,5	0,5	0,5
SUL	INVENTARIADO	4,3	7,5	6,6	9,6	11,7	13,2
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,6	1,2	1,8	2,7
	TERMICA	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,8
SEC.OESTE	INVENTARIADO	23,6	25,5	27,1	27,3	28,3	28,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,1	0,1	1,4	1,6
	TERMICA	2,3	2,3	2,3	2,3	3,2	11,6
NORDESTE	INVENTARIADO	6,0	6,2	6,4	6,9	7,5	7,8
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,2	0,3	0,3	0,5
	TERMICA	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
BRASIL	INVENTARIADO	37,5	43,9	53,2	57,3	68,2	73,9
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,8	10,1	13,8	17,7
	TERMICA	4,5	4,5	4,5	4,5	5,4	14,1

**TABELA 7.4**  
EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE POTENCIA - GW  
ALTERNATIVA DE REFERÊNCIA - CENÁRIO I (M1TN-R)

REGIÃO		2009	2009	2010	2010	2020	2025
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	5,1	7,1	17,5	21,8	32,9	38,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,6	16,9	20,6	25,9
	TERMICA	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
SUL	INVENTARIADO	8,7	14,5	15,9	17,7	20,4	23,0
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,2	2,4	3,5	5,3
	TERMICA	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,5
SEC.OESTE	INVENTARIADO	42,6	45,9	48,2	48,4	50,3	50,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,2	0,2	2,6	3,0
	TERMICA	3,3	3,3	3,3	3,3	4,6	16,5
NORDESTE	INVENTARIADO	10,1	10,7	10,9	11,6	12,7	13,1
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,5	0,5	0,6	1,0
	TERMICA	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
BRASIL	INVENTARIADO	68,5	78,1	92,5	99,4	116,3	125,9
	ESTIMADO	0,0	0,0	3,4	20,0	27,4	36,1
	TERMICA	6,5	6,5	6,5	6,5	7,6	20,1

**TABELA 7.6**  
**EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE ENERGIA FIRME - GWh/ano**  
**ALTERNATIVA DE REFERÊNCIA - CENÁRIO II (M2TN-RJ)**

REGIÃO		2009	2009	2010	2014	2020	2025
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	3,5	6,3	12,1	16,9	23,2	24,5
	ESTIMADO	0,0	0,0	3,8	9,5	10,4	14,2
	TERMICA	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
SUL	INVENTARIADO	4,4	8,9	9,9	11,4	13,2	13,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,6	1,6	2,7	2,9
	TERMICA	1,5	1,5	1,5	1,5	1,8	2,0
SEC.OESTE	INVENTARIADO	23,7	27,7	27,7	27,7	26,4	26,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,1	1,2	1,6	1,6
	TERMICA	2,3	2,3	2,3	2,3	6,8	16,2
NORDESTE	INVENTARIADO	6,0	7,2	7,2	7,4	7,6	7,6
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,2	0,3	0,4	0,5
	TERMICA	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	3,7
BRASIL	INVENTARIADO	37,7	50,1	56,9	63,1	72,7	74,1
	ESTIMADO	0,0	0,0	5,0	12,7	15,1	19,2
	TERMICA	4,5	4,5	4,5	4,5	9,3	23,2

**TABELA 7.6**  
**EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE POTENCIA - GW**  
**ALTERNATIVA DE REFERÊNCIA - CENÁRIO II (M2TN-RJ)**

REGIÃO		2009	2009	2010	2014	2020	2025
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	5,2	10,1	19,3	26,8	36,4	36,5
	ESTIMADO	0,0	0,0	7,5	16,9	20,7	26,2
	TERMICA	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
SUL	INVENTARIADO	6,8	16,9	18,2	20,2	23,0	23,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,6	3,5	5,3	5,6
	TERMICA	2,2	2,2	2,2	2,2	2,5	4,0
SEC.OESTE	INVENTARIADO	42,9	49,1	49,1	49,1	50,4	50,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,2	2,1	3,0	3,0
	TERMICA	3,3	3,3	3,3	3,3	9,8	23,2
NORDESTE	INVENTARIADO	10,1	12,2	12,2	12,5	13,1	13,1
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,5	0,5	0,6	1,0
	TERMICA	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	5,4
BRASIL	INVENTARIADO	67,0	86,3	96,9	108,6	123,0	125,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	9,6	25,0	29,8	38,0
	TERMICA	6,5	6,5	6,5	6,5	13,3	33,2

**TABELA 7.7**  
**EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE ENERGIA FIRME - GWh/ano**  
**ALTERNATIVA DE REFERÊNCIA - CENÁRIO III (M3TN-R)**

REGIÃO		2004	2005	2010	2015	2020	2025
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	4,7	6,4	15,4	22,0	24,6	25,6
	ESTIMADO	0,0	0,0	4,6	10,2	12,9	13,1
	TERMICA	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
SUL	INVENTARIADO	6,1	9,6	10,7	12,7	13,4	13,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,1	2,0	2,6	2,8
	TERMICA	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	7,0
SE/C.OESTE	INVENTARIADO	24,4	28,2	26,2	26,4	28,4	29,1
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,1	1,4	1,6	1,9
	TERMICA	2,3	3,2	3,2	3,2	11,3	17,9
NORDESTE	INVENTARIADO	5,0	7,5	7,5	7,8	7,8	7,8
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,2	0,4	0,5	0,5
	TERMICA	0,2	0,2	0,2	0,2	3,3	10,0
BRASIL	INVENTARIADO	41,3	53,8	61,8	71,0	74,2	75,9
	ESTIMADO	0,0	0,0	6,0	14,0	17,7	20,4
	TERMICA	4,6	5,4	5,4	5,4	16,8	35,3

**TABELA 7.8**  
**EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE POTENCIA - GW**  
**ALTERNATIVA DE REFERÊNCIA - CENÁRIO III (M3TN-R)**

REGIÃO		2004	2005	2010	2015	2020	2025
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	7,3	14,2	25,9	35,0	38,7	39,6
	ESTIMADO	0,0	0,0	9,1	20,3	25,7	30,0
	TERMICA	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
SUL	INVENTARIADO	12,0	17,9	19,2	22,0	23,3	23,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	2,1	4,0	6,5	5,8
	TERMICA	2,2	2,2	2,2	2,2	2,5	10,0
SE/C.OESTE	INVENTARIADO	44,0	50,0	50,0	50,3	50,4	51,5
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,2	2,6	3,0	3,8
	TERMICA	3,3	4,6	4,6	4,6	16,1	25,6
NORDESTE	INVENTARIADO	10,2	12,7	12,7	13,1	13,1	13,1
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,5	0,8	1,0	1,0
	TERMICA	0,4	0,4	0,4	0,4	4,6	14,3
BRASIL	INVENTARIADO	73,5	94,8	107,8	120,4	125,5	127,8
	ESTIMADO	0,0	0,0	11,9	27,7	35,1	40,4
	TERMICA	6,5	7,8	7,8	7,8	24,1	50,5

**TABELA 7.9**  
**EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE ENERGIA FIRME - GWh/mo**  
**ALTERNATIVA DE REFERÊNCIA - CENÁRIO IV (M4TN-RJ)**

REGIÃO		2009	2008	2010	2016	2020	2025
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	5,0	3,8	15,6	24,2	25,5	26,0
	ESTIMADO	3,7	0,0	9,1	11,3	14,4	21,3
	TERMICA	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
SUL	INVENTARIADO	6,8	11,2	12,2	13,4	13,4	13,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,2	2,8	2,9	2,9
	TERMICA	1,5	1,5	1,5	1,8	5,5	10,5
SEC. OESTE	INVENTARIADO	24,8	28,4	28,4	28,4	29,0	29,5
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,1	1,6	1,9	2,4
	TERMICA	2,3	3,2	3,2	8,5	17,8	27,3
NORDESTE	INVENTARIADO	6,2	7,7	7,7	7,8	7,8	7,9
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,2	0,5	0,5	0,5
	TERMICA	0,2	0,2	0,2	0,6	5,3	15,2
BRASIL	INVENTARIADO	42,6	56,6	54,9	73,8	75,7	76,8
	ESTIMADO	3,7	0,0	9,7	16,2	19,8	27,1
	TERMICA	4,5	5,4	5,4	11,3	30,2	53,5

**TABELA 7.10**  
**EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE POTENCIA - GW**  
**ALTERNATIVA DE REFERÊNCIA - CENÁRIO IV (M4TN-RJ)**

REGIÃO		2009	2008	2010	2016	2020	2025
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	7,5	16,3	28,0	37,9	39,8	40,5
	ESTIMADO	0,0	0,0	16,2	22,6	28,6	42,3
	TERMICA	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
SUL	INVENTARIADO	13,3	19,9	21,3	23,3	23,3	23,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	2,4	5,5	6,8	5,8
	TERMICA	2,2	2,2	2,2	2,5	7,9	15,0
SEC. OESTE	INVENTARIADO	44,7	50,3	50,3	50,3	51,3	52,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,2	3,0	3,8	4,6
	TERMICA	3,3	4,6	4,6	12,1	25,6	31,2
NORDESTE	INVENTARIADO	10,7	12,8	12,8	13,1	13,1	13,2
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,5	1,0	1,0	1,0
	TERMICA	0,4	0,4	0,4	1,0	9,1	21,8
BRASIL	INVENTARIADO	76,1	99,4	112,4	124,6	127,6	129,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	19,2	32,0	39,2	53,7
	TERMICA	6,5	7,8	7,8	16,2	43,2	66,5

**TABELA 7.11**  
**EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE ENERGIA FIRME - GWano**  
**ATRÁS DE 8 ANOS DA AMAZÔNIA - CENÁRIO I (M1TN-A5)**

REGIÃO		2000	2005	2010	2015	2020	2025
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	3,3	4,2	7,8	14,3	20,1	24,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,2	4,9	10,1	13,0
	TERMICA	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
SUL	INVENTARIADO	4,3	7,5	9,0	9,9	12,3	13,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,6	1,4	1,8	2,8
	TERMICA	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,8
SEC. OESTE	INVENTARIADO	23,8	25,5	27,7	27,7	28,1	28,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,2	1,2	1,4	1,8
	TERMICA	2,3	2,3	2,3	2,3	3,2	11,2
NORDESTE	INVENTARIADO	6,0	6,3	7,0	7,0	7,5	7,8
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,3	0,3	0,3	0,4
	TERMICA	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
BRASIL	INVENTARIADO	37,2	43,5	51,6	59,0	68,1	73,9
	ESTIMADO	0,0	0,0	2,2	7,7	13,6	17,8
	TERMICA	4,7	4,9	4,9	4,9	5,8	14,0

**TABELA 7.12**  
**EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE POTENCIA - GW**  
**ATRÁS DE 8 ANOS DA AMAZÔNIA - CENÁRIO I (M1TN-A5)**

REGIÃO		2000	2005	2010	2015	2020	2025
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	4,8	6,5	13,8	24,0	32,3	38,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,3	9,7	20,1	25,9
	TERMICA	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
SUL	INVENTARIADO	6,7	14,5	18,7	18,1	21,3	23,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,2	2,7	3,5	5,8
	TERMICA	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,5
SEC. OESTE	INVENTARIADO	42,8	45,9	49,2	49,2	49,9	50,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	2,1	2,1	2,6	3,0
	TERMICA	3,3	3,3	3,3	3,3	4,6	16,0
NORDESTE	INVENTARIADO	10,1	10,7	11,9	11,9	12,7	13,1
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,5	0,5	0,6	0,6
	TERMICA	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
BRASIL	INVENTARIADO	68,3	77,6	91,7	103,2	118,2	125,1
	ESTIMADO	0,0	0,0	4,0	15,0	26,8	35,1
	TERMICA	6,7	7,0	7,0	7,0	8,3	20,0

**TABELA 7.13**  
**EVOLUCAO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE ENERGIA FIRME - GWano**  
**ATRASO DE 8 ANOS NA AMAZONIA - CENARIO N (M2TN-AS)**

REGIAO		2000	2006	2010	2016	2020	2026
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	3,3	5,4	9,6	14,5	21,9	24,5
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,2	8,5	11,4	14,0
	TERMICA	0,8	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
SUL	INVENTARIADO	4,4	8,9	10,4	10,4	13,4	13,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,6	1,6	2,8	2,9
	TERMICA	1,5	1,5	1,5	1,5	1,8	2,0
SE/C.OESTE	INVENTARIADO	23,7	27,7	28,4	28,4	28,5	28,5
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,4	1,4	1,8	1,8
	TERMICA	2,3	2,3	3,2	3,2	6,3	15,9
NORDESTE	INVENTARIADO	6,0	7,4	7,5	7,5	7,8	7,8
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,3	0,3	0,4	0,5
	TERMICA	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4
BRASIL	INVENTARIADO	37,4	49,3	56,9	50,9	71,5	74,2
	ESTIMADO	0,0	0,0	3,5	11,9	16,1	16,0
	TERMICA	4,6	5,2	6,2	6,2	9,5	23,3

**TABELA 7.14**  
**EVOLUCAO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE POTENCIA - GW**  
**ATRASO DE 8 ANOS NA AMAZONIA - CENARIO N (M2TN-AS)**

REGIAO		2000	2006	2010	2016	2020	2026
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	4,6	8,8	16,9	25,7	34,7	38,5
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,3	17,0	22,6	27,9
	TERMICA	1,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
SUL	INVENTARIADO	8,8	16,9	19,0	19,0	23,3	23,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	3,1	3,1	5,5	5,8
	TERMICA	2,2	2,2	2,2	2,2	2,5	4,0
SE/C.OESTE	INVENTARIADO	42,0	49,2	50,3	50,3	50,5	50,5
	ESTIMADO	0,0	0,0	2,6	2,6	3,0	3,0
	TERMICA	3,3	3,3	4,6	4,6	9,0	22,7
NORDESTE	INVENTARIADO	10,1	12,4	12,7	12,7	13,1	13,1
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,6	0,6	0,8	1,0
	TERMICA	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	5,0
BRASIL	INVENTARIADO	66,6	87,3	96,9	107,7	121,5	126,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	6,7	23,4	31,9	37,7
	TERMICA	6,8	7,4	8,7	8,7	13,5	33,2

**TABELA 7.15**  
**EVOLUCAO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE ENERGIA FIRME - GWh/ano**  
**ATRASO DE 6 ANOS NA AMAZONIA - CENARIO III (M3TN-A6)**

REGIAO		2000	2006	2010	2016	2020	2026
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	4,3	6,9	10,1	18,0	24,2	25,2
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,2	9,1	11,6	14,2
	TERMICA	0,9	1,4	1,7	1,7	1,7	1,7
SUL	INVENTARIADO	8,1	10,8	12,7	12,7	13,4	13,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,8	1,8	2,8	2,9
	TERMICA	1,6	1,5	1,5	1,5	1,8	9,2
SEC.OESTE	INVENTARIADO	24,4	26,1	28,6	28,6	28,6	29,1
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,6	1,6	1,6	1,9
	TERMICA	2,3	3,2	5,3	6,3	12,5	17,9
NORDESTE	INVENTARIADO	6,0	7,5	7,8	7,8	7,8	7,8
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,4	0,4	0,5	0,5
	TERMICA	0,2	0,2	0,2	0,2	2,4	7,8
BRASIL	INVENTARIADO	40,8	53,3	59,2	67,1	73,9	75,5
	ESTIMADO	0,0	0,0	4,0	12,9	16,5	19,5
	TERMICA	4,9	9,4	9,7	9,7	18,4	38,6

**TABELA 7.16**  
**EVOLUCAO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE POTENCIA - GW**  
**ATRASO DE 6 ANOS NA AMAZONIA - CENARIO III (M3TN-A6)**

REGIAO		2000	2006	2010	2016	2020	2026
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	6,8	11,7	17,7	29,7	37,9	39,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,4	18,2	23,1	25,3
	TERMICA	1,1	1,8	2,1	2,1	2,1	2,1
SUL	INVENTARIADO	12,0	19,2	22,0	22,0	23,3	23,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	3,6	3,6	5,5	5,8
	TERMICA	2,2	2,2	2,2	2,2	2,5	13,1
SEC.OESTE	INVENTARIADO	44,0	50,0	50,6	50,6	50,6	51,6
	ESTIMADO	0,0	0,0	3,0	3,0	3,0	3,6
	TERMICA	3,3	4,6	9,0	9,0	17,9	25,6
NORDESTE	INVENTARIADO	10,2	12,7	13,1	13,1	13,1	13,1
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,8	0,8	1,0	1,0
	TERMICA	0,4	0,4	0,4	0,4	3,5	11,3
BRASIL	INVENTARIADO	73,0	93,5	103,4	115,4	124,9	127,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	7,7	25,5	32,6	38,7
	TERMICA	7,0	8,9	13,7	13,7	26,0	52,1



**TABELA 7.17**  
**EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE ENERGIA FIRME - GWano**  
**ATRASO DE 4 ANOS NA AMAZONIA - CENÁRIO IV (MATN-AB)**

REGIÃO		2000	2006	2010	2016	2020	2026
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	4,3	7,5	10,1	20,7	24,4	25,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,2	10,2	12,7	20,7
	TERMICA	1,0	1,8	2,1	2,1	2,1	2,1
SUL	INVENTARIADO	6,6	11,3	12,6	13,2	13,4	13,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,7	2,7	2,9	2,9
	TERMICA	1,5	1,5	1,5	1,6	6,2	11,3
SEC.OESTE	INVENTARIADO	24,6	26,3	26,6	26,6	29,0	29,5
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,6	1,6	1,8	2,4
	TERMICA	2,3	4,1	10,4	10,4	17,9	26,0
NORDESTE	INVENTARIADO	6,2	7,5	7,8	7,8	7,8	7,8
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5
	TERMICA	0,2	0,2	1,5	1,5	6,6	15,2
BRASIL	INVENTARIADO	42,2	54,7	59,3	70,2	74,6	76,2
	ESTIMADO	0,0	0,0	4,0	15,0	17,9	26,5
	TERMICA	5,0	7,6	15,5	15,6	32,8	54,6

**TABELA 7.18**  
**EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE POTENCIA - GW**  
**ATRASO DE 4 ANOS NA AMAZONIA - CENÁRIO IV (MATN-AB)**

REGIÃO		2000	2006	2010	2016	2020	2026
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	6,6	13,0	17,7	33,2	38,4	39,7
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,4	20,3	25,3	41,3
	TERMICA	1,3	2,2	2,6	2,6	2,6	2,6
SUL	INVENTARIADO	13,3	20,2	22,2	22,9	23,3	23,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	3,4	6,3	5,8	5,8
	TERMICA	2,2	2,2	2,2	2,5	6,9	16,2
SEC.OESTE	INVENTARIADO	44,6	50,2	50,6	50,6	51,3	52,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	3,0	3,0	3,4	4,6
	TERMICA	3,3	5,6	14,6	14,6	25,6	36,1
NORDESTE	INVENTARIADO	10,7	12,7	13,1	13,1	13,1	13,2
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	TERMICA	0,4	0,4	2,3	2,3	9,5	21,6
BRASIL	INVENTARIADO	75,4	96,1	103,6	119,7	126,1	126,5
	ESTIMADO	0,0	0,0	7,7	26,6	35,4	52,6
	TERMICA	7,2	10,6	21,9	22,2	46,6	76,6

**TABELA 7.19**  
**EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE ENERGIA FIRME - GWano**  
**PROIBIÇÃO DA AMAZÔNIA - CENÁRIO I (M1TN-PA)**

REGIÃO		2000	2005	2010	2015	2020	2025
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	3,3	4,1	6,1	8,1	9,2	9,2
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,3
	TERMICA	0,7	1,0	1,1	1,5	2,3	3,4
SUL	INVENTARIADO	4,3	7,5	9,9	12,2	13,2	13,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,4	1,8	2,7	2,9
	TERMICA	1,5	1,5	1,5	1,5	1,8	3,8
SUDESTE	INVENTARIADO	23,6	25,5	27,8	28,3	28,3	29,5
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,2	1,6	1,6	2,4
	TERMICA	2,3	2,3	2,3	7,4	15,2	22,7
NORDESTE	INVENTARIADO	6,0	6,3	7,0	7,8	7,8	7,9
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,3	0,3	0,5	0,5
	TERMICA	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	6,2
BRASIL	INVENTARIADO	37,2	43,4	50,8	56,5	58,5	60,0
	ESTIMADO	0,0	0,0	3,0	3,8	5,0	6,2
	TERMICA	4,7	5,0	5,1	10,7	21,4	36,0

**TABELA 7.20**  
**EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE POTENCIA - GW**  
**PROIBIÇÃO DA AMAZÔNIA - CENÁRIO I (M1TN-PA)**

REGIÃO		2000	2005	2010	2015	2020	2025
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	4,8	6,3	10,2	14,2	16,1	16,1
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,3	0,3	0,4	0,6
	TERMICA	0,9	1,2	1,4	1,9	2,9	4,2
SUL	INVENTARIADO	8,7	14,5	18,1	21,2	22,9	23,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	2,8	3,5	5,3	5,8
	TERMICA	2,2	2,2	2,2	2,2	2,5	5,4
SUDESTE	INVENTARIADO	42,6	45,9	49,4	50,4	50,4	52,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	2,1	3,0	3,0	4,6
	TERMICA	3,3	3,3	3,3	10,5	21,7	31,5
NORDESTE	INVENTARIADO	10,1	10,7	11,9	13,1	13,1	13,1
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,5	0,7	1,0	1,0
	TERMICA	0,4	0,4	0,4	0,4	3,2	5,9
BRASIL	INVENTARIADO	66,3	77,4	89,8	98,6	102,4	105,0
	ESTIMADO	0,0	0,0	5,7	7,5	9,6	11,9
	TERMICA	6,7	7,1	7,2	15,1	30,2	50,2

**TABELA 7.21**  
**EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE ENERGIA FIRME - GWano**  
**PROIBIÇÃO DA AMAZÔNIA - CENÁRIO II (M2TN-PA)**

REGIÃO		2000	2005	2010	2015	2020	2025
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	3,3	5,4	8,2	9,2	9,2	9,2
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,2	0,2	0,3	0,3
	TERMICA	0,8	1,2	1,4	2,8	3,5	4,3
SUL	INVENTARIADO	4,4	8,9	11,7	13,1	13,4	13,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,8	2,4	2,8	2,9
	TERMICA	1,5	1,5	1,5	1,8	1,8	7,0
SUDESTE	INVENTARIADO	23,7	27,7	28,3	28,4	29,4	29,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,8	1,8	1,6	2,1
	TERMICA	2,3	2,3	3,2	8,6	17,1	21,3
NORDESTE	INVENTARIADO	6,0	7,4	7,6	7,8	7,8	7,8
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,3	0,5	0,5	0,5
	TERMICA	0,2	0,2	0,2	0,8	7,5	14,9
BRASIL	INVENTARIADO	37,4	49,3	55,8	58,5	58,8	59,8
	ESTIMADO	0,0	0,0	3,9	4,7	5,2	5,9
	TERMICA	4,8	5,3	5,4	15,5	30,0	47,5

**TABELA 7.22**  
**EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE POTENCIA - GW**  
**PROIBIÇÃO DA AMAZÔNIA - CENÁRIO II (M2TN-PA)**

REGIÃO		2000	2005	2010	2015	2020	2025
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	4,8	8,8	14,4	16,1	16,6	17,8
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,3	0,4	0,6	0,8
	TERMICA	1,0	1,5	1,8	3,3	4,4	5,4
SUL	INVENTARIADO	6,8	16,9	20,4	22,7	23,3	23,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	3,5	4,8	5,5	5,8
	TERMICA	2,2	2,2	2,2	2,5	2,5	10,0
SUDESTE	INVENTARIADO	42,9	49,2	50,3	50,4	50,4	52,0
	ESTIMADO	0,0	0,0	2,9	3,0	3,0	4,0
	TERMICA	3,3	3,3	4,8	12,3	24,4	29,8
NORDESTE	INVENTARIADO	10,1	12,4	12,7	13,1	13,1	13,1
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,7	1,0	1,0	1,0
	TERMICA	0,4	0,4	0,4	3,8	10,9	21,4
BRASIL	INVENTARIADO	68,6	87,3	97,8	102,3	103,8	108,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	7,4	9,1	10,0	11,3
	TERMICA	6,8	7,4	9,0	21,8	42,3	68,6

**TABELA 7.23**  
**EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE ENERGIA FIRME - GWh/ano**  
**PROJEÇÃO DA AMAZÔNIA - CENÁRIO III (MSTN-PA)**

REGIÃO		2000	2005	2010	2015	2020	2025
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	4,3	6,6	9,1	9,2	9,2	9,2
	ESTIMADO	0,0	3,0	0,2	0,2	0,3	0,3
	TERMICA	0,9	1,4	2,1	3,1	3,9	5,1
SUL	INVENTARIADO	6,1	10,9	12,5	13,3	13,4	13,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,6	2,7	2,9	2,9
	TERMICA	1,5	1,5	1,5	1,8	4,7	8,8
SUDESTE	INVENTARIADO	24,4	28,3	28,3	28,3	29,3	29,6
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,6	1,6	2,1	2,4
	TERMICA	2,3	3,2	7,1	14,5	20,7	30,0
NORDESTE	INVENTARIADO	6,0	7,4	7,8	7,8	7,8	7,8
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5
	TERMICA	0,2	0,2	0,4	4,4	9,8	15,2
BRASIL	INVENTARIADO	40,8	53,3	57,8	58,7	58,8	60,0
	ESTIMADO	0,0	0,0	3,9	5,0	5,9	6,2
	TERMICA	4,9	6,4	11,1	23,8	35,9	59,0

**TABELA 7.24**  
**EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE POTENCIA - GW**  
**PROJEÇÃO DA AMAZÔNIA - CENÁRIO III (MSTN-PA)**

REGIÃO		2000	2005	2010	2015	2020	2025
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	6,8	11,3	16,0	16,1	17,3	17,8
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,4	0,4	0,6	0,6
	TERMICA	1,1	1,8	2,5	3,9	4,9	6,4
SUL	INVENTARIADO	12,1	19,5	21,6	23,2	23,3	23,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	3,2	5,4	5,8	5,8
	TERMICA	2,2	2,2	2,2	2,5	6,7	12,3
SUDESTE	INVENTARIADO	44,0	50,2	50,4	50,4	52,0	52,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	3,0	3,0	4,0	4,6
	TERMICA	3,3	4,6	10,2	20,8	29,1	41,8
NORDESTE	INVENTARIADO	10,2	12,6	13,1	13,1	13,1	13,1
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	TERMICA	0,4	0,4	0,6	6,4	13,8	21,8
BRASIL	INVENTARIADO	73,0	93,6	101,0	102,6	105,7	108,7
	ESTIMADO	0,0	0,0	7,5	9,7	11,3	11,9
	TERMICA	7,0	6,9	15,6	33,6	54,5	82,3

**TABELA 7.25**  
**EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE ENERGIA FIRME - GWano**  
**PROJEÇÃO DA AMAZÔNIA - CENÁRIO IV (MNTN-PA)**

REGIÃO		2000	2006	2010	2016	2020	2026
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	4,3	7,4	9,2	9,2	9,2	9,2
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,2	0,3	0,3	0,4
	TERMICA	1,0	1,7	2,6	3,7	4,7	6,1
SUL	INVENTARIADO	6,8	11,4	12,9	13,4	13,4	13,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	2,0	2,9	2,9	2,9
	TERMICA	1,5	1,5	1,5	2,6	6,6	10,6
SUDESTE	INVENTARIADO	24,8	28,4	28,4	29,1	29,5	29,7
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,6	2,1	2,4	2,6
	TERMICA	2,3	4,3	9,8	17,9	27,9	41,5
NORDESTE	INVENTARIADO	6,2	7,5	7,8	7,8	7,8	7,9
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5
	TERMICA	0,2	0,2	2,3	7,7	14,9	23,6
BRASIL	INVENTARIADO	42,2	54,6	58,3	59,5	60,0	60,2
	ESTIMADO	0,0	0,0	4,3	5,9	6,2	6,4
	TERMICA	5,0	7,7	16,3	32,1	54,0	81,9

**TABELA 7.26**  
**EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE POTENCIA - GW**  
**PROJEÇÃO DA AMAZÔNIA - CENÁRIO IV (MNTN-PA)**

REGIÃO		2000	2006	2010	2016	2020	2026
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	6,7	12,6	18,1	16,6	17,8	17,6
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,4	0,6	0,6	0,7
	TERMICA	1,2	2,1	3,2	4,6	5,8	7,6
SUL	INVENTARIADO	13,3	20,3	22,4	23,3	23,3	23,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	4,0	5,8	5,8	5,8
	TERMICA	2,2	2,2	2,2	3,9	9,4	15,4
SUDESTE	INVENTARIADO	44,8	50,3	50,3	51,5	52,3	53,0
	ESTIMADO	0,0	0,0	3,0	4,0	4,6	4,9
	TERMICA	3,3	6,1	14,1	26,6	38,8	58,1
NORDESTE	INVENTARIADO	10,7	12,7	13,1	13,1	13,1	13,2
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	TERMICA	0,4	0,4	3,4	11,2	21,4	36,5
BRASIL	INVENTARIADO	75,5	95,8	101,9	104,5	108,6	107,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	8,3	11,3	11,9	12,4
	TERMICA	7,1	10,8	22,9	45,3	75,4	117,5

**TABELA 7.27**  
**EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE ENERGIA FIRME - GWh/ano**  
**FIXAÇÃO DA LINHA - CENÁRIO I (M1TN-NSE)**

REGIÃO		2000	2004	2010	2016	2020	2025
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	3,3	4,2	7,8	14,3	20,1	24,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,2	5,0	10,1	13,0
	TERMICA	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
SUL	INVENTARIADO	4,3	7,5	9,0	9,9	12,9	13,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,6	1,4	1,8	2,0
	TERMICA	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,8
SUDESTE	INVENTARIADO	23,6	25,3	27,7	27,7	28,1	28,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,2	1,2	1,4	1,6
	TERMICA	2,3	2,3	2,3	2,3	3,2	11,2
NORDESTE	INVENTARIADO	4,0	6,4	7,0	7,0	7,5	7,8
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,3	0,3	0,3	0,4
	TERMICA	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
BRASIL	INVENTARIADO	37,2	43,4	51,6	58,9	68,1	73,9
	ESTIMADO	0,0	0,0	2,2	7,7	13,6	17,8
	TERMICA	4,7	4,9	4,9	4,9	5,9	14,1

**TABELA 7.28**  
**EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE POTENCIA - GW**  
**FIXAÇÃO DA LINHA - CENÁRIO I (M1TN-NSE)**

REGIÃO		2000	2004	2010	2016	2020	2025
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	4,8	6,5	13,9	24,0	32,3	38,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,3	9,6	20,1	25,9
	TERMICA	0,9	1,2	1,4	1,6	2,0	2,3
SUL	INVENTARIADO	6,7	14,5	16,7	18,1	21,3	23,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,2	2,7	3,5	5,5
	TERMICA	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,5
SUDESTE	INVENTARIADO	42,6	45,8	49,3	49,3	49,9	50,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	2,1	2,1	2,8	3,0
	TERMICA	3,3	3,3	3,3	3,3	4,6	16,0
NORDESTE	INVENTARIADO	10,1	10,9	11,8	11,8	12,7	13,1
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,5	0,5	0,6	0,6
	TERMICA	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
BRASIL	INVENTARIADO	66,3	77,8	91,8	103,2	116,2	125,1
	ESTIMADO	0,0	0,0	4,1	15,2	26,8	35,1
	TERMICA	6,7	7,1	7,2	7,5	9,2	21,2

**TABELA 7.29**  
**EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE ENERGIA FIRME - GWh/ano**  
**FIXAÇÃO DA LINHA - CENÁRIO B (MZN-NSE)**

REGIÃO		2000	2006	2010	2016	2020	2026
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	3,3	6,0	9,6	14,6	21,9	24,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,2	6,6	11,4	13,6
	TERMICA	0,8	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
SUL	INVENTARIADO	4,3	6,6	10,4	10,4	13,4	13,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,6	1,6	2,8	2,9
	TERMICA	1,5	1,5	1,5	1,5	1,8	2,8
SUDESTE	INVENTARIADO	1,5	27,3	28,4	28,4	28,5	28,5
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,4	1,4	1,6	1,6
	TERMICA	2,3	2,3	3,2	3,2	6,2	15,9
NORDESTE	INVENTARIADO	6,0	7,4	7,5	7,5	7,8	7,8
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,3	0,3	0,4	0,5
	TERMICA	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,7
BRASIL	INVENTARIADO	16,2	49,2	55,9	60,9	71,6	74,1
	ESTIMADO	0,0	0,0	3,5	11,9	16,1	18,9
	TERMICA	4,8	5,2	5,2	6,2	9,5	23,6

**TABELA 7.30**  
**EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE POTENCIA - GW**  
**FIXAÇÃO DA LINHA - CENÁRIO B (MZN-NSE)**

REGIÃO		2000	2006	2010	2016	2020	2026
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	4,8	9,8	16,9	25,7	34,7	38,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,3	17,1	22,7	27,6
	TERMICA	1,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
SUL	INVENTARIADO	8,7	16,3	18,9	18,9	23,3	23,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	3,1	3,1	5,5	5,8
	TERMICA	2,2	2,2	2,2	2,2	2,5	4,0
SUDESTE	INVENTARIADO	42,9	48,4	50,3	50,3	50,5	50,5
	ESTIMADO	0,0	0,0	2,6	2,6	3,0	3,0
	TERMICA	3,3	3,3	4,6	4,6	8,9	22,7
NORDESTE	INVENTARIADO	10,2	12,5	12,7	12,7	13,1	13,1
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,7	0,7	0,8	1,0
	TERMICA	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	5,4
BRASIL	INVENTARIADO	66,6	87,0	96,8	107,6	121,6	125,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	6,7	23,5	31,9	37,3
	TERMICA	6,8	7,4	9,7	8,7	13,4	33,6

**TABELA 7.31**  
**EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE ENERGIA FIRME - GWh/ano**  
**FIXAÇÃO DA LINHA - CENÁRIO B (MSTN-NSE)**

REGIÃO		2009	2009	2010	2018	2020	2025
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	4,3	7,7	10,1	19,0	24,2	25,2
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,2	9,1	11,8	14,2
	TERMICA	0,9	1,4	1,7	1,7	1,7	1,7
SUL	INVENTARIADO	6,1	9,7	12,7	12,7	13,4	13,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,8	1,8	2,8	2,9
	TERMICA	1,5	1,5	1,5	1,5	1,8	9,0
SUDESTE	INVENTARIADO	24,4	28,1	28,6	28,6	28,6	29,1
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,6	1,6	1,6	1,9
	TERMICA	2,3	3,2	6,1	6,1	12,3	17,9
NORDESTE	INVENTARIADO	6,0	7,5	7,8	7,9	7,9	7,8
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5
	TERMICA	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	6,0
BRASIL	INVENTARIADO	40,8	53,0	59,2	67,1	74,0	75,5
	ESTIMADO	0,0	0,0	4,1	13,0	16,5	19,5
	TERMICA	4,8	6,4	9,6	9,8	18,6	36,6

**TABELA 7.32**  
**EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE POTENCIA - GW**  
**FIXAÇÃO DA LINHA - CENÁRIO B (MSTN-NSE)**

REGIÃO		2009	2009	2010	2018	2020	2025
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	6,8	13,2	17,7	29,7	37,9	38,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,4	18,2	23,1	26,3
	TERMICA	1,1	1,8	2,1	2,1	2,1	2,1
SUL	INVENTARIADO	12,1	17,9	22,0	22,0	23,3	23,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	3,6	3,6	5,5	5,6
	TERMICA	2,2	2,2	2,2	2,2	2,5	12,9
SUDESTE	INVENTARIADO	44,1	49,8	50,8	50,8	50,7	51,6
	ESTIMADO	0,0	0,0	3,0	3,0	3,0	3,6
	TERMICA	3,3	4,8	8,8	8,8	17,7	25,6
NORDESTE	INVENTARIADO	0,8	2,9	3,5	3,5	3,5	3,5
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	TERMICA	0,4	0,4	0,4	0,4	4,3	11,5
BRASIL	INVENTARIADO	63,7	83,6	93,8	105,8	115,3	117,7
	ESTIMADO	0,0	0,0	6,9	24,8	31,6	37,7
	TERMICA	7,0	9,0	13,5	13,5	26,8	52,1



**TABELA 7.33**  
**EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE ENERGIA FIRME - GWh/ano**  
**FIXAÇÃO DA LINHA - CENÁRIO IV (M4TN-NBE)**

REGIÃO		2000	2006	2010	2016	2020	2028
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	4,2	6,0	10,1	20,7	24,4	25,6
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,2	10,2	12,7	20,7
	TERMICA	1,0	1,8	2,1	2,1	2,1	2,1
SUL	INVENTARIADO	6,9	11,3	12,8	13,2	13,4	13,4
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,7	2,7	2,9	2,9
	TERMICA	1,5	1,5	1,5	1,8	6,3	11,3
SUDESTE	INVENTARIADO	24,8	28,3	28,6	28,6	29,0	29,5
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,6	1,6	1,7	2,4
	TERMICA	2,3	3,4	10,3	10,3	17,9	25,8
NORDESTE	INVENTARIADO	5,2	7,8	7,8	7,9	7,9	7,8
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5
	TERMICA	0,2	0,2	1,6	1,6	6,6	15,2
BRASIL	INVENTARIADO	42,2	55,3	59,3	70,3	74,6	75,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	4,0	14,9	17,8	28,5
	TERMICA	5,1	7,0	15,5	15,8	32,9	54,6

**TABELA 7.34**  
**EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR - DISPONIBILIDADE DE POTENCIA - GW**  
**FIXAÇÃO DA LINHA - CENÁRIO IV (M4TN-NBE)**

REGIÃO		2000	2006	2010	2016	2020	2028
NORTE (TOTAL)	INVENTARIADO	6,5	13,6	17,7	33,2	38,4	39,8
	ESTIMADO	0,0	0,0	0,4	20,3	25,3	41,3
	TERMICA	1,3	2,3	2,6	2,6	2,6	2,6
SUL	INVENTARIADO	13,4	20,2	22,2	22,9	23,3	23,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	3,4	5,3	5,8	5,8
	TERMICA	2,2	2,2	2,2	2,5	8,9	16,2
SUDESTE	INVENTARIADO	44,8	50,2	50,6	50,6	51,3	52,3
	ESTIMADO	0,0	0,0	3,0	3,0	3,2	4,6
	TERMICA	3,3	4,9	14,7	14,7	25,6	38,0
NORDESTE	INVENTARIADO	10,7	13,1	13,1	13,1	13,1	13,2
	ESTIMADO	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	TERMICA	0,4	0,4	2,4	2,4	9,6	21,8
BRASIL	INVENTARIADO	75,4	97,0	103,5	119,8	126,1	128,7
	ESTIMADO	0,0	0,0	7,7	29,5	35,3	52,8
	TERMICA	7,2	9,6	21,9	22,3	46,7	76,7

A evolução das capacidades de transmissão das principais interligações estudadas é apresentada em seguida nas Tabelas 7.35 a 7.46, sendo detalhada no Anexo 4.

**TABELA 7.35**  
EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW  
ALTERNATIVA DE REFERÊNCIA - CENÁRIO I (M17N-R)

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2000	2006	2010	2016	2020	2026
MADERA	SUDESTE	0	0	0	311	5.208	6.747	8.040
TAPAJÓS	SUDESTE	0	0	0	0	4.684	6.678	8.678
XINGU	SUDESTE	0	0	0	5.900	5.900	6.869	8.869
M.TOCANTINS	SUDESTE	0	0	0	6	37	99	89
XINGU	TOCANTINS	0	14	79	103	717	717	1.057
XINGU	MARABÁ	0	298	829	2.524	2.875	2.875	7.211
MARABÁ	M.TOCANTINS	0	103	103	103	103	103	103
MARABÁ	NORDESTE	850	850	850	1.746	1.746	2.965	4.997
MARABÁ	BELEM	1.200	1.200	1.740	2.180	2.732	3.403	4.288
MARABÁ	S.LUIS	2.000	2.000	2.000	2.322	2.924	3.700	4.724
M.TOCANTINS	NORDESTE	0	0	0	19	1.733	2.192	3.134
SUDESTE	SUL	2.709	2.709	2.709	2.709	2.709	2.709	2.709

**TABELA 7.36**  
EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW  
ALTERNATIVA DE REFERÊNCIA - CENÁRIO II (M27N-R)

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2000	2006	2010	2016	2020	2026
MADERA	SUDESTE	0	0	0	4.722	6.087	6.982	6.982
TAPAJÓS	SUDESTE	0	0	0	0	5.185	5.185	5.185
XINGU	SUDESTE	0	2	2	2.781	2.781	2.781	2.781
M.TOCANTINS	SUDESTE	0	115	439	439	439	439	439
XINGU	TOCANTINS	0	1	1	1	1.382	1.382	1.384
XINGU	MARABÁ	0	368	753	5.135	6.420	10.906	16.429
MARABÁ	M.TOCANTINS	0	28	28	76	76	386	386
MARABÁ	NORDESTE	850	850	850	3.032	3.986	6.189	6.189
MARABÁ	BELEM	1.200	1.562	2.227	2.987	3.951	5.232	7.038
MARABÁ	S.LUIS	2.000	2.000	2.314	3.175	4.250	5.713	7.784
M.TOCANTINS	NORDESTE	0	0	0	0	1.883	2.864	2.864
SUDESTE	SUL	2.709	2.709	2.709	2.709	2.709	2.709	2.709

**TABELA 7.37**  
EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW  
ALTERNATIVA DE REFERÊNCIA - CENÁRIO III (M37N-R)

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2000	2006	2010	2016	2020	2026
MADERA	SUDESTE	0	0	0	5.092	6.432	8.039	8.662
TAPAJÓS	SUDESTE	0	0	0	604	7.110	7.110	7.110
XINGU	SUDESTE	0	0	122	3.819	3.819	3.819	3.819
M.TOCANTINS	SUDESTE	0	55	1.843	1.843	1.843	1.843	1.843
XINGU	TOCANTINS	0	4	4	4	1.277	1.277	1.579
XINGU	MARABÁ	0	499	739	4.332	7.385	10.548	11.715
MARABÁ	M.TOCANTINS	0	237	237	237	237	237	237
MARABÁ	NORDESTE	850	850	850	3.550	5.099	5.099	5.099
MARABÁ	BELEM	1.200	1.801	2.586	3.446	4.410	5.618	7.258
MARABÁ	S.LUIS	2.000	2.000	2.884	3.672	4.750	6.135	8.006
M.TOCANTINS	NORDESTE	0	176	296	296	1.789	1.789	1.789
SUDESTE	SUL	2.709	2.709	2.709	2.709	2.709	2.709	2.709

**TABELA 7.38**  
**EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW**  
**ALTERNATIVA DE REFERÊNCIA - CENÁRIO IV (MATN-RII)**

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2000	2008	2010	2018	2020	2028
MADEIRA	SUDESTE	0	0	0	5.674	6.606	6.606	6.606
TAPAJÓS	SUDESTE	0	0	0	4.675	4.675	4.675	4.675
XINGU	SUDESTE	0	0	611	2.392	2.392	2.392	2.392
M.TOCANTINS	SUDESTE	0	112	1.934	1.934	1.934	1.934	1.934
XINGU	TOCANTINS	0	108	108	108	2.270	2.270	2.270
XINGU	MARABA	0	309	309	5.587	10.834	14.814	17.799
MARABA	M.TOCANTINS	0	265	265	265	276	276	276
MARABA	NORDESTE	850	850	1.180	4.878	6.627	6.627	6.627
MARABA	BELEM	1.200	1.969	2.606	3.969	5.187	6.783	9.011
MARABA	S.LUIS	2.000	2.062	2.928	4.235	5.596	7.421	9.954
M.TOCANTINS	NORDESTE	0	0	99	99	2.592	2.592	2.592
SUDESTE	SUL	2.709	2.709	3.410	3.410	3.410	3.410	3.410

**TABELA 7.39**  
**EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW**  
**ATRASO DE 5 ANOS NAS USINAS DA AMAZÔNIA - CENÁRIO I (MTN-AB)**

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2000	2008	2010	2018	2020	2028
MADEIRA	SUDESTE	0	0	0	0	5.184	6.522	6.583
TAPAJÓS	SUDESTE	0	0	0	0	584	6.276	6.276
XINGU	SUDESTE	0	0	0	956	5.036	5.070	5.070
M.TOCANTINS	SUDESTE	0	0	0	2.243	2.243	2.243	2.243
XINGU	M.TOCANTINS	0	6	6	6	48	1.709	1.844
XINGU	MARABA	0	306	510	510	3.556	3.765	6.508
MARABA	M.TOCANTINS	0	111	162	1.251	1.251	1.251	1.251
MARABA	NORDESTE	850	850	850	850	3.258	3.258	5.405
MARABA	BELEM	1.200	1.298	1.740	2.196	2.732	3.403	4.298
MARABA	S.LUIS	2.000	2.000	2.000	2.322	2.924	3.700	4.724
M.TOCANTINS	NORDESTE	0	0	0	0	0	1.926	2.873
SUDESTE	SUL	2.709	2.709	2.709	3.331	3.331	3.331	3.331

**TABELA 7.40**  
**EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW**  
**ATRASO DE 5 ANOS NAS USINAS DA AMAZÔNIA - CENÁRIO II (MTN-AB)**

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2000	2008	2010	2018	2020	2028
MADEIRA	SUDESTE	0	6	6	21	5.346	6.019	6.019
TAPAJÓS	SUDESTE	0	0	0	8	5.579	5.579	5.579
XINGU	SUDESTE	0	0	0	257	422	422	422
M.TOCANTINS	SUDESTE	0	124	399	1.731	1.731	1.731	1.731
XINGU	M.TOCANTINS	0	24	24	24	40	2.817	3.253
XINGU	MARABA	0	370	432	432	6.146	10.704	15.295
MARABA	M.TOCANTINS	0	0	0	5	217	407	407
MARABA	NORDESTE	850	850	850	2.387	5.455	6.056	6.056
MARABA	BELEM	1.200	1.562	2.227	2.967	3.951	5.232	7.036
MARABA	S.LUIS	2.000	2.000	2.314	3.175	4.250	5.713	7.764
M.TOCANTINS	NORDESTE	0	0	0	21	193	3.002	3.372
SUDESTE	SUL	2.709	2.709	2.709	4.220	4.220	4.220	4.220

**TABELA 7.41**  
**EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW**  
**ATRASO DE 8 ANOS NAS USINAS DA AMAZÔNIA - CENÁRIO III (M3TN-AS)**

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2009	2006	2010	2016	2020	2026
MADEIRA	SUDESTE	0	0	0	7	5.213	8.289	8.289
TAPAJÓS	SUDESTE	0	0	4	4	6.123	7.339	7.339
XINGU	SUDESTE	0	0	0	0	2.229	2.229	2.229
M.TOCANTINS	SUDESTE	0	47	810	810	810	810	810
XINGU	M.TOCANTINS	0	183	183	183	183	1.574	1.910
XINGU	MARABA	0	346	423	644	7.064	10.720	13.664
MARABA	M.TOCANTINS	0	99	99	99	200	201	201
MARABA	NORDESTE	850	850	850	1.595	5.233	5.233	5.233
MARABA	BELEM	1.200	1.801	2.586	3.446	4.410	5.616	7.258
MARABA	S.LUIS	2.000	2.000	2.684	3.672	4.750	6.136	8.000
M.TOCANTINS	NORDESTE	0	162	298	1.631	1.849	2.925	2.925
SUDESTE	SUL	2.709	2.709	3.545	5.440	5.440	5.440	5.440

**TABELA 7.42**  
**EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW**  
**ATRASO DE 4 ANOS NAS USINAS DA AMAZÔNIA - CENÁRIO IV (M4TN-AS)**

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2009	2006	2010	2016	2020	2026
MADEIRA	SUDESTE	0	0	0	0	7.485	9.186	9.186
TAPAJÓS	SUDESTE	0	0	0	0	6.550	8.650	8.650
XINGU	SUDESTE	0	0	0	0	0	0	0
M.TOCANTINS	SUDESTE	0	82	1.062	1.062	1.062	1.062	1.062
XINGU	M.TOCANTINS	0	153	153	153	3.715	3.665	4.129
XINGU	MARABA	0	185	260	936	7.017	11.775	15.662
MARABA	M.TOCANTINS	0	244	244	244	244	244	244
MARABA	NORDESTE	850	850	850	850	3.032	3.032	3.032
MARABA	BELEM	1.200	1.899	2.806	3.999	5.187	6.783	7.011
MARABA	S.LUIS	2.000	2.062	2.928	4.235	5.596	7.421	9.954
M.TOCANTINS	NORDESTE	0	0	580	1.857	4.842	4.842	4.842
SUDESTE	SUL	2.709	2.709	3.402	4.476	4.476	4.476	4.476

**TABELA 7.43**  
**EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW**  
**PROIBIÇÃO DA AMAZÔNIA - CENÁRIO I (M1TN-PA)**

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2009	2006	2010	2016	2020	2026
MADEIRA	SUDESTE	0	0	0	0	44	44	44
TAPAJÓS	SUDESTE	0	0	0	0	0	0	0
XINGU	SUDESTE	0	0	0	0	0	0	0
M.TOCANTINS	SUDESTE	0	0	0	696	1.181	1.181	1.181
XINGU	M.TOCANTINS	0	3	3	3	3	3	3
XINGU	MARABA	0	306	370	679	708	708	708
MARABA	M.TOCANTINS	0	114	185	1.084	1.084	1.084	1.084
MARABA	NORDESTE	850	850	850	850	850	850	850
MARABA	BELEM	1.200	1.296	1.740	2.198	2.732	3.403	4.298
MARABA	S.LUIS	2.000	2.000	2.000	2.322	2.924	3.700	4.724
M.TOCANTINS	NORDESTE	0	0	0	0	1.084	1.084	1.084
SUDESTE	SUL	2.709	2.709	2.709	5.302	5.758	5.758	5.758

**TABELA 7.44**  
**EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW**  
**PROJEÇÃO DA AMAZÔNIA - CENÁRIO II (M2TN-PA)**

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2000	2005	2010	2015	2020	2025
MADEIRA	SUDESTE	0	0	0	12	12	12	12
TAPAJOS	SUDESTE	0	0	0	0	0	0	0
XINGU	SUDESTE	0	0	0	0	0	0	0
M.TOCANTINS	SUDESTE	0	94	402	402	402	402	402
XINGU	M.TOCANTIN	0	18	21	21	21	21	124
XINGU	MARABA	0	348	389	863	863	863	863
MARABA	M.TOCANTIN	0	31	31	138	393	3.011	3.864
MARABA	NORDESTE	850	850	850	850	850	850	4.834
MARABA	BELEM	1.200	1.582	2.227	2.987	3.951	5.232	6.517
MARABA	S.LUIS	2.000	2.000	2.314	3.175	4.250	5.713	7.764
M.TOCANTINS	NORDESTE	0	0	0	1.480	1.480	1.480	1.480
SUDESTE	SUL	2.709	2.709	2.709	5.436	5.436	5.436	5.436

**TABELA 7.45**  
**EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW**  
**PROJEÇÃO DA AMAZÔNIA - CENÁRIO I (M1STN-PA)**

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2000	2005	2010	2015	2020	2025
MADEIRA	SUDESTE	0	0	1	1	1	1	4
TAPAJOS	SUDESTE	0	0	0	0	0	0	0
XINGU	SUDESTE	0	0	0	0	0	0	0
M.TOCANTINS	SUDESTE	0	40	257	257	257	257	257
XINGU	M.TOCANTIN	0	241	241	241	241	241	471
XINGU	MARABA	0	257	348	439	439	692	892
MARABA	M.TOCANTIN	0	95	95	95	1.162	3.003	4.462
MARABA	NORDESTE	850	850	850	978	978	978	2.303
MARABA	BELEM	1.200	1.801	2.588	3.445	4.410	4.410	4.410
MARABA	S.LUIS	2.000	2.000	2.894	3.672	4.750	6.138	8.009
M.TOCANTINS	NORDESTE	0	96	417	1.891	1.891	1.891	1.891
SUDESTE	SUL	2.709	2.709	3.738	4.674	4.674	4.674	4.674

**TABELA 7.46**  
**EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW**  
**PROJEÇÃO DA AMAZÔNIA - CENÁRIO IV (M4TN-PA)**

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2000	2005	2010	2015	2020	2025
TAPAJOS	SUDESTE	0	0	0	0	0	0	325
XINGU	SUDESTE	0	84	649	649	649	649	649
M.TOCANTINS	SUDESTE	0	0	0	0	0	0	0
XINGU	M.TOCANTIN	0	181	181	930	2.154	3.004	3.289
XINGU	MARABA	0	214	214	214	214	398	498
MARABA	M.TOCANTIN	0	0	0	0	0	0	0
MARABA	NORDESTE	850	850	1.430	1.430	1.430	1.430	1.430
MARABA	BELEM	1.200	1.408	1.482	1.560	1.560	1.998	1.998
MARABA	S.LUIS	2.000	2.799	3.806	4.789	5.243	5.243	5.243
M.TOCANTINS	NORDESTE	0	57	57	57	57	165	501
SUDESTE	SUL	2.709	4.709	6.714	8.724	10.739	12.759	14.784

Finalmente, com a fixação da LT Marabá/M.Tocantins/Sudeste, para 2005, as Tabelas 7.47 a 7.50 apresentam a evolução da capacidade de transmissão das interligações estudadas.

**TABELA 7.47**  
**EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW**  
**FIXAÇÃO DA LINHA MARABÁ-M.TOCANTINS-SUDESTE - CENÁRIO I (M17N48E2)**

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2000	2005	2010	2015	2020	2025
MADERA	SUDESTE	0	0	0	0	5.172	6.511	8.540
TAPAJÓS	SUDESTE	0	0	0	0	543	6.202	6.202
XINGU	SUDESTE	0	0	0	276	4.272	4.400	4.400
M.TOCANTINS	SUDESTE	0	0	2.000	2.874	2.874	2.874	2.874
XINGU	M.TOCANTINS	0	19	19	19	46	1.607	1.754
XINGU	MARABA	0	294	498	498	4.256	4.629	9.258
MARABA	M.TOCANTINS	0	0	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
MARABA	NORDESTE	850	850	850	850	3.256	3.256	5.394
MARABA	BELEM	1.200	1.298	1.740	2.196	2.732	3.403	4.296
MARABA	S.LUIS	2.000	2.000	2.000	2.322	2.924	3.700	4.724
M.TOCANTINS	NORDESTE	0	99	99	99	99	1.926	2.884
SUDESTE	SUL	2.709	2.709	2.709	3.336	3.336	3.336	3.336

**TABELA 7.48**  
**EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW**  
**FIXAÇÃO DA LINHA MARABÁ-M.TOCANTINS-SUDESTE - CENÁRIO II (M21N48E2)**

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2000	2005	2010	2015	2020	2025
MADERA	SUDESTE	0	44	44	44	5.410	6.032	6.032
TAPAJÓS	SUDESTE	0	0	0	2	5.580	5.580	5.580
XINGU	SUDESTE	0	0	0	17	135	135	135
M.TOCANTINS	SUDESTE	0	0	2.000	2.020	2.020	2.020	2.020
XINGU	M.TOCANTINS	0	9	9	9	193	2.779	3.306
XINGU	MARABA	0	304	367	434	6.257	11.019	15.209
MARABA	M.TOCANTINS	0	0	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
MARABA	NORDESTE	850	850	850	850	3.812	4.604	4.604
MARABA	BELEM	1.200	1.562	2.227	2.967	3.951	5.232	7.036
MARABA	S.LUIS	2.000	2.000	2.314	3.175	4.250	5.713	7.764
M.TOCANTINS	NORDESTE	0	132	132	1.517	1.793	4.229	4.229
SUDESTE	SUL	2.709	2.709	2.709	4.222	4.222	4.222	4.222

**TABELA 7.49**  
**EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW**  
**FIXAÇÃO DA LINHA MARABÁ-M.TOCANTINS-SUDESTE - CENÁRIO III (M3TN-NSE)**

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2000	2006	2010	2016	2020	2028
MADEIRA	SUDESTE	0	13	14	21	5.193	6.237	6.237
TAPAJÓS	SUDESTE	0	0	4	4	5.942	7.256	7.256
XINGU	SUDESTE	0	8	8	8	1.376	1.376	1.376
M.TOCANTINS	SUDESTE	0	0	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
XINGU	M.TOCANTINS	0	199	199	199	861	1.524	2.792
XINGU	MARABÁ	0	318	337	679	7.465	11.193	13.391
MARABÁ	M.TOCANTINS	0	0	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
MARABÁ	NORDESTE	850	850	850	850	3.807	3.898	3.898
MARABÁ	BELEM	1.200	1.801	2.596	3.448	4.410	5.616	7.258
MARABÁ	S.LUIS	2.000	2.000	2.694	3.672	4.750	6.138	8.009
M.TOCANTINS	NORDESTE	0	269	268	2.210	2.695	3.441	3.441
SUDESTE	SUL	2.709	2.709	2.709	5.440	5.440	5.440	5.440

**TABELA 7.50**  
**EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW**  
**FIXAÇÃO DA LINHA MARABÁ-M.TOCANTINS-SUDESTE - CENÁRIO IV (M4TN-NSE)**

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2000	2006	2010	2016	2020	2028
MADEIRA	SUDESTE	0	0	0	0	7.434	9.115	9.115
TAPAJÓS	SUDESTE	0	0	0	0	5.659	5.659	5.659
XINGU	SUDESTE	0	33	33	33	33	33	33
M.TOCANTINS	SUDESTE	0	0	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
XINGU	M.TOCANTINS	0	216	216	216	2.864	3.023	4.353
XINGU	MARABÁ	0	100	139	789	6.775	13.533	16.425
MARABÁ	M.TOCANTINS	0	0	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
MARABÁ	NORDESTE	850	850	850	850	3.001	3.001	3.001
MARABÁ	BELEM	1.200	1.999	2.806	3.889	5.187	6.763	9.011
MARABÁ	S.LUIS	2.000	2.062	2.928	4.235	5.595	7.421	9.954
M.TOCANTINS	NORDESTE	0	245	245	1.607	4.805	4.805	4.805
SUDESTE	SUL	2.709	2.709	3.402	4.482	4.482	4.482	4.482

## 8. SENSIBILIDADE À TAXA DE DESCONTO

Nas discussões referentes ao planejamento da expansão do Setor Elétrico, muito se tem levantado a necessidade de utilização de 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 variando-se não só a taxa de juros para o cálculo dos juros durante a construção como a taxa de desconto[8]. Para tanto utilizou-se a Alternativa de Referência em conjunto com o cenário II de mercado, analisando-se taxas de juros e taxas de desconto de 10%, 12%, 14% e 16%.

Os resultados obtidos apontam 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 em 2015 contempla uma participação hidroelétrica apenas 3% inferior a hipótese de taxa de 10%. Computando-se apenas a expansão após 2000, a redução da contribuição hidroelétrica alcança no máximo 6%.



## 9. CUSTOS MARGINAIS DE REFERÊNCIA

As Tabelas 9.1 a 9.4, a seguir, apresentam os custos marginais de referência para as Alternativas de Referência, de Atraso de 5 anos na Amazônia e de sua proibição todas para o Cenário II de mercado, e da Alternativa de Proibição da Amazônia para o Cenário IV de mercado.

**TABELA 9.1**  
CUSTO DE REFERÊNCIA - AJUSTADO - ENERGIA E PONTA  
SEM CUSTOS DE TRANSMISSÃO - CENÁRIO 2  
ALTERNATIVA DE REFERÊNCIA

REGIÃO SUL				
ANO	DIMENSIONAMENTO		PERÍODO	
	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	0	41	0	23
2005	0	51	0	47
2010	0	54	0	47
2015	0	58	0	50
2020	0	62	0	59
2025	0	64	0	64

REGIÃO SUDESTE/CENTRO-OESTE				
ANO	DIMENSIONAMENTO		PERÍODO	
	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	0	42	0	23
2005	0	54	0	51
2010	0	56	0	51
2015	0	60	0	52
2020	0	64	0	64
2025	0	64	0	64

REGIÃO NORDESTE				
ANO	DIMENSIONAMENTO		PERÍODO	
	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	0	34	0	11
2005	0	49	0	44
2010	0	51	0	44
2015	0	56	0	44
2020	1	63	1	61
2025	1	64	1	64

MÉDIO TOCANTINS				
ANO	DIMENSIONAMENTO		PERÍODO	
	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	1	33	0	14
2005	1	44	0	40
2010	2	46	0	40
2015	3	50	3	40
2020	3	57	3	50
2025	3	61	3	61

MARABÁ				
ANO	DIMENSIONAMENTO		PERÍODO	
	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	0	30	0	12
2005	0	40	0	36
2010	0	43	0	36
2015	0	48	0	36
2020	0	55	0	46
2025	0	60	0	60

ALTO XINGU				
ANO	DIMENSIONAMENTO		PERÍODO	
	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	0	0	0	0
2005	0	0	0	0
2010	0	0	0	0
2015	0	0	0	0
2020	0	0	0	0
2025	0	0	0	0

BAIXO XINGU				
ANO	DIMENSIONAMENTO		PERÍODO	
	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	10	23	0	9
2005	15	32	0	24
2010	23	36	24	24
2015	25	44	24	26
2020	26	55	24	55
2025	27	55	27	55

FORM. TAPAJÓS				
ANO	DIMENSIONAMENTO		PERÍODO	
	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	0	0	0	0
2005	0	0	0	0
2010	0	0	0	0
2015	0	0	0	0
2020	0	0	0	0
2025	0	0	0	0

TABELA 9.1 (continuação)

**BAIXO TAPAJÓS**

DIMENSIONAMENTO			PERÍODO	
ANO	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	0	0	0	0
2005	0	0	0	0
2010	0	0	0	0
2015	0	0	0	0
2020	0	0	0	0
2025	0	0	0	0

**PORTO VELHO**

DIMENSIONAMENTO			PERÍODO	
ANO	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	23	42	5	25
2005	35	53	5	33
2010	33	33	33	33
2015	53	53	53	53
2020	53	53	53	53
2025	53	53	53	53

**MARGEM ESQUERDA**

DIMENSIONAMENTO			PERÍODO	
ANO	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	0	27	0	22
2005	0	31	0	22
2010	0	36	0	31
2015	0	39	0	31
2020	0	43	0	31
2025	0	51	0	51

**BELÉM**

DIMENSIONAMENTO			PERÍODO	
ANO	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	24	31	24	12
2005	24	43	24	37
2010	24	46	24	37
2015	24	52	24	39
2020	24	59	24	50
2025	24	65	24	65

**SÃO LUIZ**

DIMENSIONAMENTO			PERÍODO	
ANO	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	1	34	1	12
2005	1	48	1	43
2010	1	50	1	43
2015	1	55	1	43
2020	1	62	1	52
2025	1	68	1	68

**BRASIL INTEGRADO**

DIMENSIONAMENTO			PERÍODO	
ANO	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	1	34	1	12
2005	1	48	1	43
2010	1	50	1	43
2015	1	55	1	43
2020	1	62	1	52
2025	1	68	1	68

NOTA: (1) PREÇOS DE DEZEMBRO DE 1991 (US\$ 1.00 = Cr\$ 959,64).  
 (2) FONTE: IT DPE/DPEP Nº 009/93 - ELETROBRÁS.

TABELA 9.2  
CUSTO DE REFERÊNCIA - AJUSTADO - ENERGIA E PONTA  
SEM CUSTOS DE TRANSMISSÃO - CENÁRIO 2  
ALTERNATIVA - ATRASO DE CINCO ANOS NA AMAZÔNIA

REGIÃO SUL

DIMENSIONAMENTO			PERÍODO	
ANO	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	0	41	0	23
2005	0	53	0	49
2010	0	55	0	50
2015	0	58	0	50
2020	0	63	0	62
2025	0	64	0	64

REGIÃO SUDESTE/CENTRO-OESTE

DIMENSIONAMENTO			PERÍODO	
ANO	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	0	44	0	23
2005	0	58	0	50
2010	0	70	0	70
2015	0	70	0	70
2020	0	70	0	70
2025	0	70	0	70

REGIÃO NORDESTE

DIMENSIONAMENTO			PERÍODO	
ANO	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	0	39	0	11
2005	0	36	0	46
2010	0	62	0	61
2015	0	63	0	61
2020	1	63	1	61
2025	1	64	1	64

MÉDIO TOCANTINS

DIMENSIONAMENTO			PERÍODO	
ANO	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	0	37	0	13
2005	0	51	0	42
2010	0	57	0	56
2015	0	57	0	56
2020	3	58	0	56
2025	0	59	0	59

MARABÁ

DIMENSIONAMENTO			PERÍODO	
ANO	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	1	35	0	10
2005	1	51	0	45
2010	1	54	0	53
2015	2	55	2	53
2020	2	56	2	53
2025	2	58	2	58

ALTO XINGU

DIMENSIONAMENTO			PERÍODO	
ANO	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	0	0	0	0
2005	0	0	0	0
2010	0	0	0	0
2015	0	0	0	0
2020	0	0	0	0
2025	0	0	0	0

BAIXO XINGU

DIMENSIONAMENTO			PERÍODO	
ANO	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	0	35	0	7
2005	0	53	0	52
2010	0	53	0	52
2015	0	53	0	52
2020	0	54	0	53
2025	0	54	0	55

FORM. TAPAJÓS

DIMENSIONAMENTO			PERÍODO	
ANO	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	0	0	0	0
2005	0	0	0	0
2010	0	0	0	0
2015	0	0	0	0
2020	0	0	0	0
2025	0	0	0	0

PLANO 2015

TABELA 9.2 (continuada)

**BAIXO TAPAJÓS**

DIMENSIONAMENTO			PERÍODO	
ANO	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	0	0	0	0
2005	0	0	0	0
2010	0	0	0	0
2015	0	0	0	0
2020	0	0	0	0
2025	0	0	0	0

**PORTO VELHO**

DIMENSIONAMENTO			PERÍODO	
ANO	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	28	47	0	24
2005	45	61	24	59
2010	58	62	58	62
2015	58	62	58	62
2020	58	62	58	62
2025	58	62	58	62

**MARGEM ESQUERDA**

DIMENSIONAMENTO			PERÍODO	
ANO	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	0	40	0	40
2005	0	41	0	40
2010	0	42	0	40
2015	0	43	0	40
2020	0	45	0	40
2025	0	48	0	48

**BELEM**

DIMENSIONAMENTO			PERÍODO	
ANO	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	22	37	22	11
2005	22	53	22	45
2010	22	58	22	57
2015	22	58	22	57
2020	22	59	22	57
2025	22	61	22	61

**SÃO LUIZ**

DIMENSIONAMENTO			PERÍODO	
ANO	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	1	40	1	11
2005	1	57	1	51
2010	1	61	1	60
2015	1	61	1	60
2020	1	63	1	60
2025	1	64	1	64

**BRASIL INTEGRADO**

DIMENSIONAMENTO			PERÍODO	
ANO	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	1	42	1	20
2005	1	56	1	49
2010	2	60	1	64
2015	2	58	2	64
2020	2	63	2	64
2025	2	63	2	64

NOTA: (1) PREÇOS DE DEZEMBRO DE 1991 (US\$ 1,00 = Cr\$ 959,64).  
 (2) FONTE: II DPE/DPEP Nº 009/93 - ELETROBRÁS.

TABELA 9.3  
CUSTO DE REFERÊNCIA - AJUSTADO - ENERGIA E PONTA  
SEM CUSTOS DE TRANSMISSÃO - CENÁRIO 2  
ALTERNATIVA - PROIBIÇÃO DA AMAZÔNIA

REGIÃO SUL

ANO	DIMENSIONAMENTO		PERÍODO	
	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	0	42	0	23
2005	0	33	0	48
2010	0	56	0	50
2015	0	60	0	56
2020	0	62	0	62
2025	0	64	0	64

REGIÃO SUDESTE/CENTRO-OESTE

ANO	DIMENSIONAMENTO		PERÍODO	
	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	0	46	0	23
2005	0	60	0	52
2010	0	66	0	64
2015	0	67	0	64
2020	0	68	0	64
2025	0	70	0	70

REGIÃO NORDESTE

ANO	DIMENSIONAMENTO		PERÍODO	
	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	0	38	0	11
2005	0	55	0	44
2010	0	61	0	55
2015	0	64	0	64
2020	0	64	0	64
2025	0	64	0	64

MÉDIO TOCANTINS

ANO	DIMENSIONAMENTO		PERÍODO	
	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	2	36	2	14
2005	2	50	2	36
2010	2	58	2	51
2015	2	63	2	56
2020	2	67	2	66
2025	2	68	2	68

MARABÁ

ANO	DIMENSIONAMENTO		PERÍODO	
	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	0	36	0	12
2005	0	51	0	38
2010	0	59	0	46
2015	0	67	0	59
2020	0	71	0	67
2025	0	74	0	74

ALTO XINGU

ANO	DIMENSIONAMENTO		PERÍODO	
	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	0	0	0	0
2005	0	0	0	0
2010	0	0	0	0
2015	0	0	0	0
2020	0	0	0	0
2025	0	0	0	0

BAIXO XINGU

ANO	DIMENSIONAMENTO		PERÍODO	
	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	25	38	0	17
2005	41	50	41	36
2010	41	60	41	51
2015	41	65	41	56
2020	41	70	41	64
2025	41	73	41	73

FORM. TAPAJÓS

ANO	DIMENSIONAMENTO		PERÍODO	
	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	0	0	0	0
2005	0	0	0	0
2010	0	0	0	0
2015	0	0	0	0
2020	0	0	0	0
2025	0	0	0	0

PLANO 2015

TABELA 9.3 (continuada)

**BAIXO TAPAJÓS**

DIMENSIONAMENTO			PERÍODO	
ANO	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	0	0	0	0
2005	0	0	0	0
2010	0	0	0	0
2015	0	0	0	0
2020	0	0	0	0
2025	0	0	0	0

**PORTO VELHO**

DIMENSIONAMENTO			PERÍODO	
ANO	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	48	43	0	27
2005	77	53	74	50
2010	78	55	78	50
2015	78	59	78	59
2020	78	59	78	59
2025	78	60	78	60

**MARGEM ESQUERDA**

DIMENSIONAMENTO			PERÍODO	
ANO	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	29	47	0	40
2005	47	51	47	40
2010	47	58	47	47
2015	47	64	47	59
2020	47	67	47	60
2025	47	72	47	72

**BELEM**

DIMENSIONAMENTO			PERÍODO	
ANO	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	17	38	14	11
2005	19	54	19	39
2010	19	63	19	49
2015	19	71	19	64
2020	19	76	19	72
2025	19	78	19	78

**SÃO LUIZ**

DIMENSIONAMENTO			PERÍODO	
ANO	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	0	40	0	12
2005	0	58	0	45
2010	0	66	0	52
2015	0	74	0	67
2020	0	79	0	74
2025	0	83	0	82

**BRASIL INTEGRADO**

DIMENSIONAMENTO			PERÍODO	
ANO	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh	US\$/ KW/ano	US\$/ MWh
2000	2	44	0	20
2005	2	58	2	49
2010	3	63	2	59
2015	3	65	3	63
2020	3	67	3	64
2025	3	69	3	69

NOTA: (1) PREÇOS DE DEZEMBRO DE 1991 (US\$ 1,00 = Cr\$ 959,64).  
 (2) FONTE: IT DPE/DPEP Nº 009/93 - ELETROBRAS.

TABELA 9.4  
CUSTO DE REFERÊNCIA - AJUSTADO - ENERGIA E PONTA  
SEM CUSTOS DE TRANSMISSÃO - CENÁRIO 2  
ALTERNATIVA - ATRASO DE CINCO ANOS NA AMAZÔNIA

**REGIÃO SUL**

ANO	DIMENSIONAMENTO		PERÍODO	
	US\$/KW/ano	US\$/MWh	US\$/KW/ano	US\$/MWh
2000	0	50	0	36
2005	0	59	0	55
2010	7	61	0	55
2015	9	64	7	64
2020	9	64	0	64
2025	0	64	0	64

**REGIÃO SUDESTE/CENTRO-OESTE**

ANO	DIMENSIONAMENTO		PERÍODO	
	US\$/KW/ano	US\$/MWh	US\$/KW/ano	US\$/MWh
2000	4	56	0	38
2005	7	67	0	64
2010	11	69	0	63
2015	18	71	7	70
2020	30	72	0	72
2025	48	72	48	72

**REGIÃO NORDESTE**

ANO	DIMENSIONAMENTO		PERÍODO	
	US\$/KW/ano	US\$/MWh	US\$/KW/ano	US\$/MWh
2000	7	71	7	55
2005	9	60	0	53
2010	0	65	7	64
2015	20	70	7	64
2020	12	67	7	67
2025	12	67	12	67

**MÉDIO TOCANTINS**

ANO	DIMENSIONAMENTO		PERÍODO	
	US\$/KW/ano	US\$/MWh	US\$/KW/ano	US\$/MWh
2000	12	68	0	34
2005	16	57	0	46
2010	22	63	0	56
2015	31	64	0	65
2020	46	72	0	72
2025	77	69	77	69

**MARABÁ**

ANO	DIMENSIONAMENTO		PERÍODO	
	US\$/KW/ano	US\$/MWh	US\$/KW/ano	US\$/MWh
2000	10	52	1	36
2005	16	61	1	50
2010	25	68	7	62
2015	39	72	1	71
2020	62	73	14	73
2025	92	73	92	73

**ALTO XINGU**

ANO	DIMENSIONAMENTO		PERÍODO	
	US\$/KW/ano	US\$/MWh	US\$/KW/ano	US\$/MWh
2000	0	0	0	0
2005	0	0	0	0
2010	0	0	0	0
2015	0	1	0	0
2020	0	0	0	0
2025	0	1	0	0

**BAIXO XINGU**

ANO	DIMENSIONAMENTO		PERÍODO	
	US\$/KW/ano	US\$/MWh	US\$/KW/ano	US\$/MWh
2000	23	50	0	39
2005	37	58	13	48
2010	52	64	13	59
2015	75	67	52	59
2020	89	72	52	79
2025	112	68	112	68

**FORM. TAPAJÓS**

ANO	DIMENSIONAMENTO		PERÍODO	
	US\$/KW/ano	US\$/MWh	US\$/KW/ano	US\$/MWh
2000	0	0	0	0
2005	0	0	0	0
2010	0	0	0	0
2015	0	0	0	0
2020	0	0	0	0
2025	0	0	0	0

PLANO 2015

TABELA 9.4 (continua)

**BADJO TAPAJÓS**

ANO	DIMENSIONAMENTO		PERIODO	
	US\$/KW/ano	US\$/MWh	US\$/KW/ano	US\$/MWh
2000	0	0	0	0
2005	0	0	0	0
2010	0	0	0	0
2015	0	0	0	0
2020	0	0	0	0
2025	0	0	0	0

**PORTO VELHO**

ANO	DIMENSIONAMENTO		PERIODO	
	US\$/KW/ano	US\$/MWh	US\$/KW/ano	US\$/MWh
2000	36	60	0	59
2005	58	61	32	59
2010	74	61	53	59
2015	97	63	53	62
2020	107	63	53	62
2025	131	64	141	64

**MARGEM ESQUERDA**

ANO	DIMENSIONAMENTO		PERIODO	
	US\$/KW/ano	US\$/MWh	US\$/KW/ano	US\$/MWh
2000	49	55	0	50
2005	80	57	80	50
2010	80	62	80	52
2015	90	68	80	65
2020	80	70	80	70
2025	80	70	80	70

**BELEM**

ANO	DIMENSIONAMENTO		PERIODO	
	US\$/KW/ano	US\$/MWh	US\$/KW/ano	US\$/MWh
2000	28	54	21	37
2005	33	65	21	49
2010	40	75	21	65
2015	52	80	21	80
2020	70	80	32	80
2025	114	80	94	80

**SÃO LUIZ**

ANO	DIMENSIONAMENTO		PERIODO	
	US\$/KW/ano	US\$/MWh	US\$/KW/ano	US\$/MWh
2000	17	56	17	38
2005	17	67	17	53
2010	17	76	17	70
2015	17	80	17	79
2020	17	80	17	80
2025	17	80	17	80

**BRASIL INTEGRADO**

ANO	DIMENSIONAMENTO		PERIODO	
	US\$/KW/ano	US\$/MWh	US\$/KW/ano	US\$/MWh
2000	6	54	1	38
2005	10	64	3	60
2010	14	67	4	63
2015	20	69	4	68
2020	30	70	5	69
2025	45	70	45	70

NOTA: (1) PREÇOS DE DEZEMBRO DE 1991 (US\$ 1.00 = Cr\$ 959.64).  
 (2) FONTE: IT DPE/DPEP Nº 009/93 - ELETROBRÁS.



## 10. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Os custos envolvidos nas diversas opções térmicas disponíveis situam-se na faixa de 60 a 70 US\$/MWh para operação em regime de base e entre 50 e 60 US\$/MWh para operação em complementação térmica, indicando que não se pode, a princípio, descartar nenhuma das tecnologias sem estudos mais aprofundados de seus custos, garantia de suprimento de combustível etc.

Na avaliação da economicidade de utilização em grande escala de gás natural e carvão importados é necessário considerar os custos relacionados com os investimentos em infra-estrutura para o recebimento e transporte dentro do País. Adicionalmente, os possíveis impactos na balança de pagamentos do Brasil deverão ser considerados quando das decisões de implantação dessas opções.

A região do Médio Tocantins se apresenta estrategicamente situada dentro dos possíveis cenários de oferta e demanda de energia. Os estudos de longo prazo em conjunto com a filosofia de incertezas apontam na mesma direção dos resultados que estão sendo obtidos no âmbito do GCPS para o enfoque de 15 anos, que indicam a competitividade econômica da antecipação de uma interligação Norte-Sudeste com 2.000 MW de capacidade de intercâmbio.

A fixação da interligação Marabá-Médio Tocantins-Sudeste em 2005 com uma capacidade de 2.000 MW praticamente não altera a expansão do sistema. No entanto a expansão da transmissão contempla um panorama mais consistente com a visão de planejamento com incertezas pelo enfoque da oferta e demanda de energia.

A proibição da Amazônia implica em um aumento considerável dos custos totais de investimento, operação e manutenção e combustível, com impactos ainda maiores ao se levar em conta os aspectos sociais, de balanço de pagamentos e ambientais relacionados com a implantação maciça de usinas termoeletricas num horizonte bem próximo para alguns cenários de mercado.

O atraso de 5 anos no desenvolvimento da Amazônia simplesmente posterga o potencial hidroelétrico de um período equivalente, embora plenamente compensado mais tarde.

O Setor Elétrico, em especial a área de planejamento, vem sendo cada vez mais chamado a apresentar alternativas aos problemas de atendimento da demanda de energia elétrica. Aspectos como expansão sob incertezas (mercado, restrições financeiras, etc.), ambientais e participação da iniciativa privada são hoje uma realidade para o planejador energético. A tecnologia de co-geração aparece hoje em muitos países como uma alternativa concreta para esses problemas, necessitando-se portanto que esta seja avaliada para a situação brasileira.

Nesse contexto recomenda-se:

- Iniciar imediatamente estudos de inventário na região Norte, notadamente nas bacias do Tapajós e Madeira,

- Efetuar uma atualização dos estudos de inventário já disponíveis, principalmente os mais antigos, de modo a avaliar com menor grau de incerteza tanto os custos de engenharia como os custos ambientais;
- Destaque especial deve ser dado ao aproveitamento da UHE Belo Monte, reavaliando-se seu dimensionamento e custo, o que poderá inclusive acarretar em uma nova divisão de quedas do Xingu;
- Não descartar, em princípio, nenhuma das opções tecnológicas e de combustíveis para geração termoeétrica. Nesse sentido, deve-se investir significativamente em uma correta avaliação de seus custos e prazos de implantação, computando-se os investimentos adicionais de infraestrutura para obter-se sua real viabilidade de implementação;
- Pelo exposto anteriormente, manter a intenção de construção da UTN Angra III para uma entrada em operação por volta de 2004; adotar uma programação efetiva de unidades termoeétricas 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. A manutenção de Angra III deverá ser decidida a partir de uma análise dos investimentos ainda não comprometidos, dos custos a serem incorridos para cancelamentos dos contratos, e da reposição de uma fonte de geração, ainda incerta, de sua contribuição de energia. Para isso, deverá ser levado em conta uma data de entrada em operação posterior à de Angra II.
- Aprofundar a viabilidade econômica relacionada com as rotas e custos envolvidos na antecipação da interligação Norte-Sudeste, contemplando o enfoque de planejamento com incertezas;
- Avaliar o mais rapidamente possível as dificuldades que podem ser encontradas nas negociações com a sociedade em geral, relacionadas com a efetiva entrada em operação da UHE Belo Monte em 2004, que corresponde a iniciar sua construção em 1996/1997. Persistindo incertezas nessas tratativas, adotar oficialmente a Alternativa de atraso de 5 anos na Amazônia como referência para o cenário de oferta;
- Priorizar projetos de desenvolvimento de tecnologias, aferição de custos e operação em nível comercial de plantas piloto de geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas. Neste contexto, inclui-se o projeto WBP de gaseificação da biomassa florestal, em execução com o suporte do GEF (Global Environmental Facility);
- Procurar a criação de mecanismos que permitam a associação de empresas com a finalidade de produzir e comercializar energia elétrica, como os adotados na Espanha ou EUA, desde que adaptados à realidade brasileira. 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 delas trataria 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, buscaria uma meta de conservação de energia a partir de uma política de preços e tarifas, inerente a cada cenário macro-econômico utilizado.

## 11. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Projeto 4 do Plano 2015 - "A Oferta de Energia Elétrica"- Subprojeto "Carvão Mineral"
- [2] Projeto 4 do Plano 2015 - "A Oferta de Energia Elétrica " - Subprojeto "Energia Nuclear".
- [3] Projeto 4 do Plano 2015 - "A Oferta de Energia Elétrica" - Subprojeto "Potencial Hidrelétrico Brasileiro".
- [4] Projeto 7 do Plano 2015 - "A Questão Ambiental e o Setor Elétrico" - Capítulo "A Opção Hidrelétrica".
- [5] "Energy for a New Century - The European Perspective" - Commission of the European Communities Directorate - General for Energy.
- [6] "Avaliação do Potencial de Co-geração a Gás Natural no Estado do Rio de Janeiro" - trabalho apresentado no Seminário "COGENERACION 92" realizado em Madrid, de 28 a 30 de outubro de 1992.
- [7] "Efeitos da Taxa de Juros e de Desconto sobre a expansão a longo prazo do sistema elétrico brasileiro" - Informação Técnica DPE 040/93 - ELETROBRÁS - setembro de 1993.

## 12. EQUIPE

### COORDENADOR

Jorge Trinkenreich

ELETROBRAS

### EQUIPE

José Rosenblatt

ELETROBRAS

Moacir Pereira dos Santos

ELETROBRAS

Newton Paciornik

ELETROBRAS

Rubem Bastos Sanches de Brito

ELETROBRAS

Adilton de Andrade Guedes

ELETROBRAS

Equipe do DPT da ELETROBRAS

ELETROBRAS

Grupo de Trabalho de Estudos de Longo Prazo (GTLP) do CTEE/GCPS

### EDITORACÃO

Carmem Valéria da Fonseca Rodrigues - DPS/GCPS - ELETROBRAS

**ANEXO 1**

**ANEXO I**  
**Térmicas - Custos Nacionais**

Descrição	Tecnologia	Região	Módulo (MW)	Nº de Módulos	Potência Total (MW)	Energia Firme (MW med.)	Fet. Cap. Máx. (%)	Fet. Disp. Ponta (%)	Fet. Cap. Obr. (%)	Invest.(US\$/kW)		
										Geração	Transmissão	Total
Carnaçani I	TV-OD+OR	Nordeste	290	1	290	174	60	90	30			0
Malhada	TV/RASF	Nordeste	350	1	350	294	84	90	20	1.820	41	1.861
TG Bongá	TG-HD/D	Nordeste	143	1	143	70	49	90	30			0
F.Altern40	Base	Nordeste	100	270	27.000	27.000	100	100	100			0
F.Altern30	Base	Nordeste	100	270	27.000	27.000	100	100	100			0
GN Importado	CC/GN	Nordeste	150	67	10.050	8.040	80	90	30	1.040	41	1.081
Carvão Importado	PC	Nordeste	350	30	10.500	7.350	70	90	40	1.575	41	1.616
Óleo	TV/OC	Nordeste	150	35	5.250	4.200	80	90	30	1.600	41	1.641
Nuclear	PWR	Nordeste	1.309	76	99.484	71.628	72	72	50	2.116	62	2.178
GN Imp. Belém	CC/GN	Norte Belém	150	40	6.000	4.800	80	90	30	1.040	41	1.081
GD-Armaçá	GD	Norte M.E.	6	1	6	3	83	90	30			0
GD-Boa Vista	GD	Norte M.E.	16	1	16	12	75	90	30			0
TG Manaus	TG-HD/D	Norte M.E.	134	1	134	107	80	90	30			0
Floresta I (B.Vista)	TG-HD/D	Norte M.E.	36	1	36	29	81	90	30			0
TV Manaus	TV/OC	Norte M.E.	138	1	138	110	80	90	30			0
Floresta II(2/2)-B.V.	TG-AD/D	Norte M.E.	20	1	20	16	80	90	30	690	41	731
LTE R.Negro-Man.	TG-AD/D	Norte M.E.	40	5	200	160	80	90	30	690	41	731
LTE Mauá-Manaus	TV/OC	Norte M.E.	25	2	50	40	80	90	30	1.600	41	1.641
Floresta II (1/2)	TG-AD/D	Norte M.E.	19	1	19	15	80	90	30			0
Urucu (Manaus I)	CC/GN	Norte M.E.	150	8	1.200	960	80	90	30	1.040	41	1.081
Urucu (M. Esquerda)	CC/GN	Norte M.E.	150	8	1.200	960	80	90	30	1.040	41	1.081
GN Importado (RR)	CC/GN	Norte M.E.	150	27	4.050	3.240	80	90	30	1.040	41	1.081
GN Importado (AP)	CC/GN	Norte M.E.	150	40	6.000	4.800	80	90	30	1.040	41	1.081
GD-Porto Velho	GD	Norte P.V.	12	1	12	10	83	90	30			0
GD-Rio Branco	GD	Norte P.V.	47	1	47	37	79	90	30			0
TG-Porto Velho	TG-HD/D	Norte P.V.	54	1	54	43	79	90	30			0
LTE R.Madeira-P.V.	TG-AD/D	Norte P.V.	20	1	20	16	80	90	30	690	41	731
LTE FLAcre 4/4-AC	TG-AD/D	Norte P.V.	20	1	20	16	80	90	30	690	41	731
LTE Guaporé-P.V.	TG-AD/D	Norte P.V.	50	4	200	160	80	90	30	690	41	731
Rio Acre (1a3/4)	TG-AD/D	Norte P.V.	57	1	57	46	80	90	30			0
Rio Santarém (AC)	TG-AD/D	Norte P.V.	57	1	57	46	80	90	30			0
Urucu 2 (AC/RO)	CC/GN	Norte P.V.	150	8	1.200	960	80	90	30	1.040	41	1.081
Urucu I (AC/RO)	CC/GN	Norte P.V.	110	11	1.210	968	80	90	30	1.040	41	1.081
GD-São Luís	GD	Norte S. Luís	116	1	116	88	88	90	30			0
Angra I	PWR	Sudeste+C.O.	657	1	657	420	64	72	50			0
Piratununga	TV/OC	Sudeste+C.O.	470	1	470	329	70	90	30			0
Canobá	TV/OC	Sudeste+C.O.	32	1	32	22	69	90	30			0
R. Silveira	TV/OC	Sudeste+C.O.	32	1	32	22	69	90	30			0
S. Gonçalo	TV/OC	Sudeste+C.O.	33	1	33	23	70	90	30			0
Angra II	PWR	Sudeste+C.O.	1.309	1	1.309	916	70	72	50	1.647	62	1.709
Paulínia II	TV/RASF	Sudeste+C.O.	350	1	350	294	84	90	20	2.027	41	2.068
Angra III	PWR	Sudeste+C.O.	1.309	1	1.309	916	70	72	50	2.063	62	2.125
S. J. Campos	TV/RASF	Sudeste+C.O.	350	1	350	294	84	90	20	2.192	41	2.233
Paulínia I	TV/RASF	Sudeste+C.O.	350	1	350	294	84	90	20	2.304	41	2.345
Igarapé II	TV/RASF	Sudeste+C.O.	125	1	125	105	84	90	20	2.365	41	2.406
Sta. Cruz III e IV	TV/RASF	Sudeste+C.O.	440	1	440	329	75	90	40			0
Sta. Cruz I e II	TV/RASF	Sudeste+C.O.	168	1	168	125	74	90	40			0
Igarapé I	TV/RASF	Sudeste+C.O.	125	1	125	88	70	90	40			0
F.Altern40	Base	Sudeste+C.O.	100	85	8.500	7.225	85	90	85			0
F.Altern30	Base	Sudeste+C.O.	100	85	8.500	7.225	85	90	85			0
GN Importado	CC/GN	Sudeste+C.O.	150	67	10.050	8.040	80	90	30	1.040	41	1.081
Carvão Importado	PC	Sudeste+C.O.	350	30	10.500	7.350	70	90	40	1.575	41	1.616
Óleo	TV/OC	Sudeste+C.O.	150	35	5.250	4.200	80	90	30	1.600	41	1.641
RASF-RV	TV/RASF	Sudeste+C.O.	350	15	5.250	4.200	80	90	40	1.880	41	1.921
Coque/RASF	TV/RASF	Sudeste+C.O.	350	15	5.250	4.200	80	90	40	1.880	41	1.921
Nuclear	PWR	Sudeste+C.O.	1.309	76	99.484	71.628	72	72	50	2.116	62	2.178
P. Média A	PC	Sul	126	1	126	88	70	90	40			0

**ANEXO I**  
**Térmicas - Custos Nacionais**

Descrição	Tecnologia	Região	Módulo (MW)	Nº de Módulos	Potência Total (MW)	Energia Firme (MW med.)	Fal. Cap. Máx. (%)	Fal. Disp. Ponta (%)	Fal. Cap. Obr. (%)	Invest.(US\$/kW)		
										Geração	Transmissão	Total
P. Médici B	PC	Sul	320	1	320	224	70	90	40			0
J. Lacerda I e 2	PC	Sul	100	1	100	70	70	90	40			0
J. Lacerda 3 e 4	PC	Sul	132	1	132	92	70	90	40			0
J. Lacerda 5 e 6	PC	Sul	250	1	250	175	70	90	40			0
Chaparrada	PC	Sul	72	1	72	50	69	90	40			0
S. Jerônimo	PC	Sul	17	1	17	12	71	90	40			0
Figueira	PC	Sul	20	1	20	14	70	90	40			0
NUTEPA	TVOC	Sul	24	1	24	17	71	90	30			0
Alegrete	TVOC	Sul	66	1	66	46	70	90	30			0
Ponto Solares	TG-FD/GN	Sul	450	1	450	342	76	90	76	0	0	0
Candiota III.2	PC	Sul	350	1	350	245	70	90	40	2.112	82	2.194
Candiota III.1	PC	Sul	350	1	350	245	70	90	40	2.123	82	2.205
Candiota III.3	PC	Sul	350	1	350	245	70	90	40	2.578	82	2.660
Jacui	PC	Sul	350	1	350	245	70	90	40	857	82	939
J. Lacerda IV	PC	Sul	350	1	350	245	70	90	40	452	82	534
F.Aterm40	Base	Sul	100	5	500	500	100	100	100			0
F.Aterm50	Base	Sul	100	5	500	500	100	100	100			0
GN Importado	CC/GN	Sul	150	67	10.050	8.040	80	90	30	1.040	41	1.081
Carvão Importado	PC	Sul	350	30	10.500	7.350	70	90	40	1.575	41	1.616
Nuclear	PWR	Sul	1.309	76	99.484	71.528	72	72	50	2.116	82	2.178
Carvão-SC	AFBC	Sul	125	8	1.000	700	70	90	40	2.142	82	2.224
Carvão-RS-Jacui	AFBC	Sul	125	44	5.500	3.850	70	90	40	2.142	82	2.224
Carvão-RS-Candiota	AFBC	Sul	125	88	11.000	7.700	70	90	40	2.142	82	2.224

ANEXO 1  
Térmicas - Custos Nacionais

Descrição	Tecnologia	Região	Investimento Total (10 <sup>6</sup> US\$)	Classificação		Custos de Operação				Custo Inv. (US\$/KW)		
				se	Desem- bolso	O&M Fixo (US\$/KW/ano)	O&M Var. (US\$/MWh)	Combust. (US\$/MWh)	Total Oper. (US\$/MWh)	Equip. (instal.)	Instalação	Sobrecusto (%)
Camacan I	TV-OD+OR	Nordeste	0	18		11	0	60	60			
Matanzas	TV/RASF	Nordeste	651	13	0	18	0	27	27			
TG Bomip	TG-HD/D	Nordeste	0	15		11	0	80	80			
F. Alameda	Base	Nordeste		20					40			
F. Alameda	Base	Nordeste		19					50			
GN Importado	CC/GN	Nordeste	10.864	2	12	21	0	40	40	600	200	40
Carvão Importado	PC	Nordeste	16.966	9	15	9	2	9	22	982	200	40
Óleo	TV/OC	Nordeste	8.615	14	13	16	0	50	50	1.000	200	40
Nuclear	PWR	Nordeste	216.676	6	16	0	6	9	15			
GN Imp. Belém	CC/GN	Norte Belém	6.486	2	12	21	0	40	40	600	200	40
GD-Amazona	GD	Norte M.E.	0	15		24	0	80	80			
GD-Boa Vista	GD	Norte M.E.	0	15		24	0	80	80			
TG Manaus	TG-HD/D	Norte M.E.	0	15		11	0	80	80			
Floresta I (B.Vista)	TG-HD/D	Norte M.E.	0	15		11	0	80	80			
TV Manaus	TV/OC	Norte M.E.	0	7		12	0	57	57			
Floresta II (2/2)-B.V.	TG-AD/D	Norte M.E.	15	16	17	14	0	65	65	350	200	40
UTE RJ-Nagema-Itan.	TG-AD/D	Norte M.E.	146	15	17	14	0	65	65	350	200	40
UTE Maua-Manaus	TV/OC	Norte M.E.	0	14	13	16	0	50	50	1.000	200	40
Tionaux II (1/2)	TG-AD/D	Norte M.E.	0	15		11	0	80	80			
Urucu (Manaus)	CC/GN	Norte M.E.	1.297	13	12	21	0	27	27	600	200	40
Urucu (M. Esquerda)	CC/GN	Norte M.E.	1.297	13	12	21	0	27	27	600	200	40
GN Importado (RR)	CC/GN	Norte M.E.	4.378	2	12	21	0	40	40	600	200	40
GN Importado (AP)	CC/GN	Norte M.E.	6.486	2	12	21	0	40	40	600	200	40
GD-Porto Velho	GD	Norte P.V.	0	15		11	0	80	80			
GD-Rio Branco	GD	Norte P.V.	0	15		11	0	80	80			
TG-Porto Velho	TG-HD/D	Norte P.V.	0	15		11	0	80	80			
UTE R. Machado-P.V.	TG-AD/D	Norte P.V.	15	16	17	14	0	65	65	350	200	40
UTE R. Acre 404-AC	TG-AD/D	Norte P.V.	15	16	17	14	0	65	65	350	200	40
UTE Guaporé-P.V.	TG-AD/D	Norte P.V.	146	16	17	14	0	65	65	350	200	40
Rio Acre (1a/4)	TG-AD/D	Norte P.V.	0	16		11	0	80	80			
Rio Saranah (AC)	TG-AD/D	Norte P.V.	0	15		11	0	80	80			
Urucu 2 (AC/RO)	CC/GN	Norte P.V.	1.297	13	12	21	0	27	27	600	200	40
Urucu 1 (AC/RO)	CC/GN	Norte P.V.	1.308	13	12	21	0	27	27	600	200	40
GD-São Luis	GD	Norte S. Luis	0	15		11	0	80	80			
Angra I	PWR	Sudeste+C.O.	0	6			6	9	15			
Pirabonanga	TV/OC	Sudeste+C.O.	0	7		12	0	57	57			
Caroba	TV/OC	Sudeste+C.O.	0	7		12	0	57	57			
R. Sistema	TV/OC	Sudeste+C.O.	0	7		12	0	57	57			
S. Gonzalo	TV/OC	Sudeste+C.O.	0	7		12	0	57	57			
Angra II	PWR	Sudeste+C.O.	2.227	6	0	0	6	9	15			
Paulinas II	TV/RASF	Sudeste+C.O.	724	13	0	18	0	27	27			
Angra III	PWR	Sudeste+C.O.	2.792	6	0	0	6	9	15			
S. J. Campos	TV/RASF	Sudeste+C.O.	781	13	0	18	0	27	27			
Paulinas I	TV/RASF	Sudeste+C.O.	821	13	0	18	0	27	27			
Igarapé II	TV/RASF	Sudeste+C.O.	301	13	0	18	0	27	27			
Sta. Cruz III e IV	TV/RASF	Sudeste+C.O.	0	7		18	0	57	57			
Sta. Cruz I e II	TV/RASF	Sudeste+C.O.	0	7		18	0	57	57			
Igarapé I	TV/RASF	Sudeste+C.O.	0	7		18	0	57	57			
F. Alameda	Base	Sudeste+C.O.		20					40			
F. Alameda	Base	Sudeste+C.O.		19					50			
GN Importado	CC/GN	Sudeste+C.O.	10.864	2	12	21	0	40	40	600	200	40
Carvão Importado	PC	Sudeste+C.O.	16.966	9	15	9	2	19	22	982	200	40
Óleo	TV/OC	Sudeste+C.O.	8.615	14	13	16	0	50	50	1.000	200	40
RASF-RV	TV/RASF	Sudeste+C.O.	8.815	13	13	16	0	27	27	1.000	200	40
Coque/RASF	TV/RASF	Sudeste+C.O.	10.085	13	13	24	0	27	27	1.200	200	40
Nuclear	PWR	Sudeste+C.O.	216.676	6	16	0	6	9	15			
F. Médici A	PC	Sul	0	8		19	6	10	16			



**ANEXO 1**  
**Térmicas - Custos Nacionais**

Descrição	Tecnologia	Região	Investimento Total (10 <sup>6</sup> US\$)	Class. Plano de Custos		Custos de Operação				Custo Inv. ( US\$/KW)		
				Desem- boio	Desem- boio	O&M Fixo (US\$/kW/ ano)	O&M Var. (US\$/ MWh)	Combust. (US\$/ MWh)	Total Oper. (US\$/ MWh)	Equip. (instala- mento)	instala- ção	Sobre- custo (%)
F. Médici B	PC	Sul	0	8		19	6	10	16			
J. Lacerda 1 e 2	PC	Sul	0	9		23	6	15	21			
J. Lacerda 3 e 4	PC	Sul	0	9		23	6	15	21			
J. Lacerda 5 e 6	PC	Sul	0	9		23	6	19	25			
Charousoadas	PC	Sul	0	10		23	6	19	25			
S. Jerônimo	PC	Sul	0	11		23	6	24	30			
Figueira	PC	Sul	0	7		12	0	57	57			
NUTEPA	TV/OC	Sul	0	7		12	0	57	57			
Alegrete	TV/OC	Sul	0	7	0	0	44	0	44			
Ponto Soares	TG-HD/GN	Sul	0	7	0	0	2	9	12			
Candiota III.2	PC	Sul	768	17	0	9	2	9	12			
Candiota III.1	PC	Sul	772	17	0	9	2	9	12			
Candiota III.3	PC	Sul	931	17	0	9	2	18	20			
Luci	PC	Sul	329	5	0	9	2	14	17			
J. Lacerda IV	PC	Sul	187	12	0	9	2		40			
F. Altem40	Base	Sul		20					50			
F. Altem50	Base	Sul		19					40	600	200	40
GN Importado	CC/GN	Sul	10.864	2	12	21	0	40	40	982	200	40
Carvão Importado	CC/GN	Sul	16.955	9	15	9	2	19	23			
Nuclear	PWR	Sul	216.676	6	16	0	6	9	15	1.387	200	40
Carvão-SC	AFBC	Sul	2.224	5	14	18	6	14	20	1.387	200	40
Carvão-RS-Jacuf	AFBC	Sul	12.231	4	14	18	6	18	24	1.387	200	40
Carvão-RS-Candiota	AFBC	Sul	24.482	3	14	18	6	9	15	1.387	200	40

ANEXO I  
Térmicas - Custos Nacionais

Descrição	Tecnologia	Região	Rendimento	Rendimento	Valor Cap. Esperado (%)	P. Cal (kCal/kg)	Custo (US\$/t)	Vida Útil (Anos)	JDC	
			ISO (%)	(%)						
Caracani I	TV-OD+OR	Nordeste		30,0			10.000	210,0	25	0,0%
Matarope	TV/RASF	Nordeste	38,0	34,2			10.000	108,0	25	0,0%
TG Hong	TD-HD/D	Nordeste		30,0			10.800	300,0	25	0,0%
F. Altem60	Base	Nordeste			100				25	0,0%
F. Altem60	Base	Nordeste			100				25	0,0%
CN Importado	CC/GN	Nordeste	48,0	43,2	50	9.000	180,0	25	12,5%	
Carvão Importado	PC	Nordeste		33,0	50	6.200	46,0	30	16,1%	
Óleo	TV/OC	Nordeste	38,0	34,2	40	10.000	200,0	25	24,0%	
Nuclear	PWR	Nordeste			50				30	45,2%
GN Imp. Belém	CC/GN	Norte Belém	48,0	43,2	50	9.000	180,0	25	12,5%	
GD-Amapa	GD	Norte M.E.		30,0		10.800	300,0	25	0,0%	
GD-São Vito	GD	Norte M.E.		30,0		10.800	300,0	25	0,0%	
TG Manaus	TG-HD/D	Norte M.E.		30,0		10.800	300,0	25	0,0%	
Floréstia I (B.Vista)	TG-HD/D	Norte M.E.		30,0		10.800	300,0	25	0,0%	
TV Manaus	TV/OC	Norte M.E.		30,0		10.800	200,0	25	0,0%	
Floréstia II(2/2)-B.V.	TG-AD/D	Norte M.E.	41,0	36,9		10.800	300,0	25	7,0%	
UTE R.Negro-Man.	TG-AD/D	Norte M.E.	41,0	36,9		10.800	300,0	25	7,0%	
UTE Mauá-Manaus	TV/OC	Norte M.E.	38,0	34,2		10.000	200,0	25	24,0%	
Floréstia II (1/2)	TG-AD/D	Norte M.E.		30,0		10.800	300,0	25	0,0%	
Urucu (Manaus)	CC/GN	Norte M.E.	48,0	43,2	50	9.000	180,0	25	12,5%	
Urucu (M. Esquerda)	CC/GN	Norte M.E.	48,0	43,2	50	9.000	180,0	25	12,5%	
GN Importado (RR)	CC/GN	Norte M.E.	48,0	43,2	50	9.000	180,0	25	12,5%	
GN Importado (AP)	CC/GN	Norte M.E.	48,0	43,2	50	9.000	180,0	25	12,5%	
GD-Porto Velho	GD	Norte P.V.		30,0		10.800	300,0	25	0,0%	
GD-Rio Branco	GD	Norte P.V.		30,0		10.800	300,0	25	0,0%	
TG-Porto Velho	TG-HD/D	Norte P.V.		30,0		10.800	300,0	25	0,0%	
UTE R.Madureira-P.V.	TG-AD/D	Norte P.V.	41,0	36,9		10.800	300,0	25	7,0%	
UTE R.Acre 4/4-AC	TG-AD/D	Norte P.V.	41,0	36,9		10.800	300,0	25	7,0%	
UTE Guaporé-P.V.	TG-AD/D	Norte P.V.	41,0	36,9		10.800	300,0	25	7,0%	
Rio Acre (1a/4)	TG-AD/D	Norte P.V.		30,0		10.800	300,0	25	0,0%	
Rio Santana (AC)	TG-AD/D	Norte P.V.		30,0		10.800	300,0	25	0,0%	
Urucu 2 (AC/RO)	CC/GN	Norte P.V.	48,0	43,2	50	9.000	180,0	25	12,5%	
Urucu 1 (AC/RO)	CC/GN	Norte P.V.	48,0	43,2	50	9.000	180,0	25	12,5%	
GD-São Luis	GD	Norte S. Luis		30,0		10.800	300,0	25	0,0%	
Angra I	PWR	Sudeste+C.O.			50	10.000	200,0	30	0,0%	
Prataunguá	TV/OC	Sudeste+C.O.		30,0	40	10.000	200,0	25	0,0%	
Carobá	TV/OC	Sudeste+C.O.		30,0	40	10.000	200,0	25	0,0%	
R. Silveira	TV/OC	Sudeste+C.O.		30,0	40	10.000	200,0	25	0,0%	
S. Gonçalo	TV/OC	Sudeste+C.O.		30,0	40	10.000	200,0	25	0,0%	
Angra II	PWR	Sudeste+C.O.			50			30	0,0%	
Paulínia II	TV/RASF	Sudeste+C.O.	38,0	34,2	40	10.000	108,0	25	0,0%	
Angra III	PWR	Sudeste+C.O.			50			30	0,0%	
S. J. Campos	TV/RASF	Sudeste+C.O.	38,0	34,2	40	10.000	108,0	25	0,0%	
Paulínia I	TV/RASF	Sudeste+C.O.	38,0	34,2	40	10.000	108,0	25	0,0%	
Igarapé II	TV/RASF	Sudeste+C.O.	38,0	34,2	40	10.000	108,0	25	0,0%	
Sta. Cruz III e IV	TV/RASF	Sudeste+C.O.		30,0	40	10.000	200,0	25	0,0%	
Sta. Cruz I e II	TV/RASF	Sudeste+C.O.		30,0	40	10.000	200,0	25	0,0%	
Igarapé I	TV/RASF	Sudeste+C.O.		30,0	40	10.000	200,0	25	0,0%	
F. Altem60	Base	Sudeste+C.O.			85			25	0,0%	
F. Altem60	Base	Sudeste+C.O.			85			25	0,0%	
GN Importado	CC/GN	Sudeste+C.O.	48,0	43,2	50	9.000	180,0	25	12,5%	
Carvão Importado	PC	Sudeste+C.O.		33,0	50	6.200	46,0	30	16,1%	
Óleo	TV/OC	Sudeste+C.O.	38,0	34,2	40	10.000	200,0	25	24,0%	
RASF-RV	TV/RASF	Sudeste+C.O.	38,0	34,2	40	10.000	108,0	25	24,0%	
Coque/RASF	TV/RASF	Sudeste+C.O.	38,0	34,2	40	10.000	108,0	25	24,0%	
Nuclear	PWR	Sudeste+C.O.			50			30	45,2%	
P. Média A	PC	Sul		30,0	50	2.700	9,4	30	0,0%	

**ANEXO 1**  
**Térmicas - Custos Nacionais**

Descrição	Tecnologia	Região	Rendimento ISO (%)	Rendimento (%)	Fator Cap. Esperado (%)	P. Cal (kCal/kg)	Custo (US\$/t)	Vida Útil (Anos)	JDC
				30,0	50	2.700	9,4	30	0,0%
1. Médici B	PC	Sul		30,0	50	2.800	15,0	30	0,0%
2. Lacerda 1 e 2	PC	Sul		30,0	50	2.800	15,0	30	0,0%
3. Lacerda 3 e 4	PC	Sul		30,0	50	2.800	15,0	30	0,0%
4. Lacerda 5 e 6	PC	Sul		30,0	50	3.160	21,2	30	0,0%
Charqueadas	PC	Sul		30,0	50	3.160	21,2	30	0,0%
5. Jerônimo	PC	Sul		30,0	50			30	0,0%
Figueira	PC	Sul		30,0	40	10.000	200,0	25	0,0%
NUTEPA	TV/OC	Sul		30,0	40	10.000	200,0	25	0,0%
Alecrim	TV/OC	Sul			75			25	0,0%
Porto Soares	TG-HD/IGN	Sul		32,0	50	2.700	9,4	30	0,0%
Candiota III.2	PC	Sul		32,0	50	2.700	9,4	30	0,0%
Candiota III.1	PC	Sul		32,0	50	2.700	9,4	30	0,0%
Candiota III.0	PC	Sul		32,0	50	3.160	21,2	30	0,0%
Locut	PC	Sul		32,0	50	2.800	15,0	25	0,0%
6. Lacerda IV	PC	Sul			100			25	0,0%
7. Altem40	Base	Sul			100			25	0,0%
8. Altem50	Base	Sul			100			25	12,5%
ON Importado	CC/ON	Sul	48,0	43,2	50	9.000	180,0	30	16,1%
Carvão Importado	PC	Sul		33,0	50	6.200	48,0	30	45,2%
Nuclear	PWR	Sul			50	2.800	15,0	30	14,4%
Carvão-SC	AFBC	Sul		32,5	50	3.160	21,2	30	14,4%
Carvão-RS-Jacul	AFBC	Sul		32,5	50	2.700	9,4	30	14,4%
Carvão-RS-Candiota	AFBC	Sul							

ANEXO 1  
Térmicas - Custos Nacionais

Descrição	Tecnologia	Região	Data	Custo Geração Base (US\$/MWh)	Custo Esperado Geração (US\$/MWh)
Camagui I	TV-OD+OR	Noroeste	S.Exist.	62	2
Matampe	TV/RASF	Noroeste	P. Dec.	57	30
TG Bongô	TG-HD/D	Noroeste	07/94	82	3
F.Altern40	Base	Noroeste		40	40
F.Altern50	Base	Noroeste		50	50
GN Importado	CC/GN	Noroeste		62	47
Carvão Importado	PC	Noroeste		55	49
Óleo	TV/OC	Noroeste		85	59
Nuclear	PWR	Noroeste		68	63
GN Imp. Belém	CC/GN	Norte Belém		52	47
GD-Amapá	GD	Norte M.E.	S.Exist.	83	3
GD-Boa Vista	GD	Norte M.E.	S.Exist.	83	4
TG Manaus	TG-HD/D	Norte M.E.	S.Exist.	31	2
Floresta I (B.Vista)	TG-HD/D	Norte M.E.	S.Exist.	31	2
TV Manaus	TV/OC	Norte M.E.	S.Exist.	53	2
Floresta II(2/2)-B.V.	TG-AD/D	Norte M.E.	P.Dec.	71	1
UTE R.Negro-Man.	TG-AD/D	Norte M.E.	P.Dec.	79	14
UTE Maua-Manus	TV/OC	Norte M.E.	P.Dec.	85	34
Floresta II (1/2)	TG-AD/D	Norte M.E.	04/93	81	2
Urucú (Manaus)	CC/GN	Norte M.E.		49	39
Urucú (M. Esquerda)	CC/GN	Norte M.E.		49	39
GN Importado (RR)	CC/GN	Norte M.E.		62	47
GN Importado (AP)	CC/GN	Norte M.E.		62	47
GD-Porto Velho	GD	Norte P.V.	S.Exist.	81	2
GD-Rio Branco	GD	Norte P.V.	S.Exist.	81	2
TG-Porto Velho	TG-HD/D	Norte P.V.	S.Exist.	81	2
UTE R.Madeira-P.V.	TG-AD/D	Norte P.V.	P.Dec.	79	14
UTE R.Acre 4/4-AC	TG-AD/D	Norte P.V.	P.Dec.	79	14
UTE Guaporé-P.V.	TG-AD/D	Norte P.V.	P.Dec.	79	14
Rio Acre (1a3/4)	TG-AD/D	Norte P.V.	06/93	81	2
Rio Santana (AC)	TG-AD/D	Norte P.V.	11/92	81	2
Urucú 2 (AC/RO)	CC/GN	Norte P.V.		49	39
Urucú 1 (AC/RO)	CC/GN	Norte P.V.		49	39
GD-São Luis	GD	Norte S. Luis	S.Exist.	82	2
Angra I	PWR	Sudeste+C.O.	S.Exist.	15	11
Piratininga	TV/OC	Sudeste+C.O.	S.Exist.	59	35
Canobá	TV/OC	Sudeste+C.O.	S.Exist.	59	35
R. Silveira	TV/OC	Sudeste+C.O.	S.Exist.	59	35
S. Gonçalo	TV/OC	Sudeste+C.O.	S.Exist.	59	35
Angra II	PWR	Sudeste+C.O.	P. Dec.	44	40
Paulínia II	TV/RASF	Sudeste+C.O.	P. Dec.	61	46
Angra III	PWR	Sudeste+C.O.	P. Dec.	51	47
S. J. Campos	TV/RASF	Sudeste+C.O.	P. Dec.	63	48
Paulínia I	TV/RASF	Sudeste+C.O.	P. Dec.	65	50
Igarapé II	TV/RASF	Sudeste+C.O.	P. Dec.	68	51
Sta. Cruz III e IV	TV/RASF	Sudeste+C.O.	07/94	60	33
Sta. Cruz I e II	TV/RASF	Sudeste+C.O.	04/94	60	34
Igarapé I	TV/RASF	Sudeste+C.O.	03/93	60	35
F.Altern40	Base	Sudeste+C.O.		40	40
F.Altern50	Base	Sudeste+C.O.		50	50
GN Importado	CC/GN	Sudeste+C.O.		62	47
Carvão Importado	PC	Sudeste+C.O.		55	49
Óleo	TV/OC	Sudeste+C.O.		85	59
RASF-RV	TV/RASF	Sudeste+C.O.		61	48
Coque/RASF	TV/RASF	Sudeste+C.O.		68	54
Nuclear	PWR	Sudeste+C.O.		68	63
P. Médica A	PC	Sul	S.Exist.	19	15

**ANEXO 1**  
**Térmicas - Custos Nacionais**

Descrição	Tecnologia	Região	Data	Custo Geração Base (US\$/MWh)	Custo Esperado Geração (US\$/MWh)
P. Médici B	PC	Sul	S. Exist.	19	15
J. Lacerda 1 e 2	PC	Sul	S. Exist.	25	19
J. Lacerda 3 e 4	PC	Sul	S. Exist.	25	19
J. Lacerda 5 e 6	PC	Sul	S. Exist.	25	19
Charqueadas	PC	Sul	S. Exist.	29	22
S. Jerônimo	PC	Sul	S. Exist.	29	22
Figueira	PC	Sul	S. Exist.	33	25
NUTEPA	TV/OC	Sul	S. Exist.	39	34
Alegrete	TV/OC	Sul	S. Exist.	39	35
Porto Soares	TC-HD/GN	Sul	P. Dec.	44	44
Candiota III.2	PC	Sul	P. Dec.	51	48
Candiota III.1	PC	Sul	P. Dec.	51	48
Candiota III.3	PC	Sul	P. Dec.	59	56
Jacui	PC	Sul	12/94	38	32
J. Lacerda IV	PC	Sul	12/93	27	23
F. Altern40	Base	Sul		40	40
F. Altern50	Base	Sul		50	50
GN Importado	CC/GN	Sul		62	47
Carvão Importado	PC	Sul		55	49
Nuclear	PWR	Sul		68	63
Carvão-SC	AFBC	Sul		67	61
Carvão-RS-Jacui	AFBC	Sul		71	64
Carvão-RS-Candiota	AFBC	Sul		62	58

**ANEXO 2**

PLANO 2015

ANEXO 2  
Usinas Hidrelétricas  
Sistema Considerado Existente

Número do DNAEE	USINA	LOCALIZAÇÃO	PINST MW	UNID.	ENERGIA FIRME MWano
1 - REGIÃO SUL					3.182
64237000	SÃO JOAQUIM	PARANAPANEMA	0,09		0,05
64441100	CARATUVA	PARANAPANEMA	0,24		0,12
64452080	SÃO JORGE	PARANAPANEMA	2,70		1,35
64452180	PITANGUI	PARANAPANEMA	0,78		0,39
64498010	FIU (reservatório)	PARANAPANEMA	0,00		0,00
64497010	APUCARANINHA	PARANAPANEMA	9,50		8,10
64504710	TRÊS BOCAS	PARANAPANEMA	0,40		0,20
64620010	RIO DOS PATO	PARANAPANEMA	2,01		1,01
64622099	PONTA PORA	PARANAPANEMA	0,00		0,00
64670010	MOURÃO 1	PARANAPANEMA	7,50		5,20
64797010	MELISSA	PARANAPANEMA	0,79		0,60
65189510	SÃO LOURENÇO	IGUAÇU	0,63		0,30
65420004	SALTO DO VAU	IGUAÇU	0,96		0,60
65774408	POZ DO AREIA	IGUAÇU	1.676,00	4	594,00
65813800	TRÊS CAPÓES	IGUAÇU	1,63		0,81
65880500	CAVERINOSO	IGUAÇU	1,28		0,60
65883051	SALTO SANTIAGO	IGUAÇU	1.332,00	4	721,00
65894991	SALTO OSÓRIO	IGUAÇU	1.050,00	6	528,00
65935000	CHOPIM I	IGUAÇU	2,20		1,40
65963100	J. M. FILHO	IGUAÇU	60,00	2	29,00
70400000	TOURCO	ALTO PELOTAS	0,20		0,10
71387000	PERY	CANOAS	4,40	3	2,70
71600000	CAVEIRAS	CANOAS	3,33		2,90
71950000	IVO SILVEIRA	CANOAS	2,40		2,20
72480000	FORQUILHA	PELOTAS	1,00		0,90
72745000	PEIXE	PELOTAS	0,60		0,30
73420080	PASSO FUNDO	CHAPECO	220,00	2	112,00
73695000	CELSO RAMOS	CHAPECO	4,60		2,30
74110000	SARANDI	MÉDIO URUGUAI	0,00		0,00
74355000	GUARITA	MÉDIO URUGUAI	1,76		1,20
74550000	SANTA ROSA	MÉDIO URUGUAI	1,40		0,80
75100000	CASCATA DAS	URUGUAI	0,51		0,26
75288000	LIUZINHO	URUGUAI	1,00		0,50
75342000	PIRAPÓ	URUGUAI	0,67		0,58
76280000	SANTA MARIA	IBICUI	0,00		0,00
82080000	PARIGOT DE SOUZA	PARANAGUA	252,00		108,00
82230016	CHAMINÉ	PARANAGUA	18,00		11,00
82230017	VOSSOROCA (reservatório)	PARANAGUA	0,00		0,00
82230811	GUARICANA	PARANAGUA	36,00		12,00
82630000	BRACINHO	PARANAGUA	21,70		8,10
82635000	PIRAJ	PARANAGUA	0,86		0,60
83666000	PALMEIRAS	ITAJAI	17,60		11,00
83670000	CEDROS	ITAJAI	7,40		7,20
83885000	SALTO WEISBACH	ITAJAI	6,20		5,30
84020000	GARCIA	TUBARÃO	8,80		8,00
85050001	ERNESTINA	JACUÍ	0,00	1	0,00
85260001	PASSO REAL	JACUÍ	140,00	2	87,00
85300000	JACUÍ	JACUÍ	180,00	6	118,00
85320000	IVAÍ	JACUÍ	0,75		0,72
85365000	ITAUBA	JACUÍ	500,00	4	181,00
86400001	SALTINHO	TAQUARI-ANTAS	0,80		0,50
86485000	SÃO LUÍZ	TAQUARI-ANTAS	0,00		0,00
86838000	CAPITOLI	TAQUARI-ANTAS	3,78		1,40

PLANO 2015

ANEXO 2

Usinas Hidrelétricas

Sistema Considerado Existente

Número do DNAEE	USINA	LOCALIZAÇÃO	PINST MW	UNID.	ENERGIA FIRME MWano
86530000	GUAPORE	TAQUARI-ANTAS	0,67		0,60
87050000	BLANG	CAMAQUA	0,00		0,00
87120001	PASSO DO INFERNO	CAMAQUA	1,33		0,67
87200000	HERVAL	CAMAQUA	1,44		1,11
87220000	PICADA 48	CAMAQUA	0,24		0,12
87320000	BUGRES	CAMAQUA	11,12		5,56
87361000	CANASTRA	CAMAQUA	42,50		21,25
88210070	HERVAL	JAGUARAO	0,00		0,00
65805010	SEGREDO	IGUAÇU	1.260,00	4	593,00
<b>2 - REGIÃO S/C. OESTE</b>			<b>38.035</b>		<b>20.686</b>
16407000	CULUENE	XINGU	1,92		0,96
21500000	MAMBAI	PARANÁ	0,37		0,30
21580000	SANTANA CAVALCANTE	PARANÁ	0,96		0,48
21855000	PONTE ALTA DO B.JESUS	PARANÁ	0,31		0,15
21860000	MOSQUITO	PARANÁ	0,37		0,30
21870000	TAGUATINGA	PARANÁ	1,83		0,91
24050000	ALTO ARAQUAIA I	ALTO ARAQUAIA	1,20		0,60
24197000	SÃO DOMINGOS	ALTO ARAQUAIA	0,60		2,50
24870000	ALTO GARÇAS	ALTO ARAQUAIA	0,36		0,30
28233000	CORUJÃO	BAIXO ARAQUAIA	0,74		0,37
40151000	CAJURU	SÃO FRANCISCO	7,46		3,73
40154080	GAFANHOTO	SÃO FRANCISCO	13,68		6,84
40990080	TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	396,00	6	232,00
41140000	RIO DE PEDRA	SÃO FRANCISCO	10,00		5,00
41830000	CONSELHEIRO	SÃO FRANCISCO	0,07		0,04
44250000	PANDEIROS	SÃO FRANCISCO	4,20		2,10
54095000	SANTA MARTA	JEQUITINHONHA	1,48		0,50
56650000	PETI	DOCE	9,40		4,70
56819085	SALTO GRANDE	DOCE	102,00	4	52,00
56846480	USINA TRONQUEIRAS	DOCE	8,40		2,20
56846890	A. BRETAS	DOCE	0,00		0,00
56905000	POQUITIM	DOCE	1,49		0,50
56972280	MASCARENHAS	DOCE	123,00	3	104,00
57118080	RIO BONITO	ITABAPOANA	18,00		9,00
57120080	SUIÇA	ITABAPOANA	34,00		17,00
57201000	JUCU	ITABAPOANA	2,60		1,30
57685000	FRUTEIRAS	ITABAPOANA	2,70		1,35
57880000	MIMOSO DO SUL	ITABAPOANA	0,80		0,30
58087780	PARAIBUNA/PARAÍTINGA	PARAÍBA DO SUL	86,00	2	49,00
58093080	SANTA BRANCA-Res	PARAÍBA DO SUL			
58128180	JAGUARI	PARAÍBA DO SUL	28,00	2	14,00
58138000	ISABEL	PARAÍBA DO SUL	3,20		0,80
58139000	BOCAINA	PARAÍBA DO SUL	0,90		0,40
58140000	SODRE	PARAÍBA DO SUL	0,60		0,40
58240080	FUNIL	PARAÍBA DO SUL	222,00	3	117,00
58428080	MORRO GRANDE	PARAÍBA DO SUL	18,00		9,00
58435000	PIABANHA	PARAÍBA DO SUL	9,00		4,50
58443344	VIGÁRIO	PARAÍBA DO SUL	0,00		0,00
58445000	CORONEL FAGUNDES	PARAÍBA DO SUL	3,80		2,90
58485000	FERREIRA GUIMARÃES	PARAÍBA DO SUL	4,41		2,21
58490000	MARMELOS 1-2	PARAÍBA DO SUL	0,00		0,00
58518000	JOASAL	PARAÍBA DO SUL	8,60		4,30
58519000	PACIÊNCIA	PARAÍBA DO SUL	4,41		2,21
58651980	ILHA DOS POMBOS	PARAÍBA DO SUL	164,00	5	80,00



PLANO 2015

ANEXO 2

Usinas Hidrelétricas

Sistema Considerado Existente

Número do DNAEE	USINA	LOCALIZAÇÃO	PIST MW	UNID.	ENERGIA FIRME MWano
58703000	ITUERE	PARAIBA DO SUL	4,40		2,00
58745080	PIAU	PARAIBA DO SUL	18,80		9,40
58764775	MAURÍCIO	PARAIBA DO SUL	2,20		1,30
58764980	NOVA MAURÍCIO	PARAIBA DO SUL	32,10		11,50
58867000	CHAVE DO VAZ	PARAIBA DO SUL	0,00		0,00
58874000	EUCLIDELANDIA	PARAIBA DO SUL	1,60		0,80
58888000	CORONEL DOMICIANO	PARAIBA DO SUL	1,85		0,97
58916000	GLORIA	PARAIBA DO SUL	14,50		2,20
58939000	TOMBOS	PARAIBA DO SUL	2,80		1,40
59000001	BOCAINA	LITORAL RIO	1,80		0,90
59000002	ISABEL	LITORAL RIO	3,20		0,50
59090080	MACABU	LITORAL RIO	22,50		11,25
59307080	NILLO PECANHA	LITORAL RIO	380,00	6	329,00
59308080	FONTES BC	LITORAL RIO	88,00	2	78,00
59308180	FONTES LAJES	LITORAL RIO	35,00	1	32,00
59309080	PEREIRA PASSOS	LITORAL RIO	100,00	2	48,00
60160080	EMBORCAÇÃO	PARANAIBA	192,00	4	526,00
60168330	PICARRAO	PARANAIBA	0,80		0,40
60209580	VAI E VEM	PARANAIBA	0,18		0,10
60230080	PAI JOAQUIM	PARANAIBA	7,19		3,60
60400000	MARTINS	PARANAIBA	7,70		3,85
60440000	PARANQA	PARANAIBA	25,50		12,00
60610080	ITUMBIARA	PARANAIBA	2.280,00	8	961,00
60622000	SANTA LUZIA	PARANAIBA	0,90		0,45
60623080	CACHOEIRA DOURADA	PARANAIBA	638,00	10	417,00
60640000	ROCHEDO	PARANAIBA	3,94		3,00
60702000	POÇÓES	PARANAIBA	0,58		0,29
60710000	SALTO DO MORAES	PARANAIBA	2,40		1,20
60877080	SÃO SIMÃO	PARANAIBA	1.680,00	8	1.317,00
60895000	CASSILÂNDIA	PARANAIBA	0,92		0,46
61061080	CAMARGOS	GRANDE	46,00	2	22,00
61065080	ITUTINGA	GRANDE	54,00	4	28,00
61240000	ANIL	GRANDE	2,24		0,80
61383000	LEIS DIAS	GRANDE	2,43		1,22
61448880	POCO FUNDO(O. COSTA)	GRANDE	4,41		4,16
61661000	FURNAS	GRANDE	1.312,00	8	585,00
61730080	MASCARENHAS	GRANDE	478,00	10	282,00
61731080	ESTREITO	GRANDE	1.104,00	6	489,00
61734080	JACUARA	GRANDE	616,00	6	356,00
61780080	VOLTA GRANDE	GRANDE	380,00	4	229,00
61782000	ESMERIL	GRANDE	1,80		0,90
61771000	DOLIRADOS	GRANDE	8,40		3,20
61775500	SÃO JOAQUIM	GRANDE	5,50		2,80
61796080	PORTO COLÔMBIA	GRANDE	328,00	4	185,00
61808000	CASCATA DAS ANTAS	GRANDE	0,00		0,00
61811080	CACONDE	GRANDE	80,00	2	35,00
61815500	RIO PEIXE	GRANDE	0,40		0,20
61816800	SANTA ALICE	GRANDE	0,62		0,31
61818080	EUCLIDES DA CUNHA	GRANDE	108,00	4	50,00
61819080	ARMANDO S. OLIVEIRA	GRANDE	32,00	2	15,00
61830000	SÃO SEBASTIÃO	GRANDE	0,74	0	0,37
61834000	ITAIPAVA	GRANDE	1,90		0,90
61873600	JACUTINGA	GRANDE	0,72		0,36
61881500	ELOY CHAVES	GRANDE	18,80	2	11,70
61888500	PINTAL	GRANDE	7,60	4	3,70

**ANEXO 2**  
**Usinas Hidrelétricas**  
**Sistema Considerado Existente**

Número do DNAEE	USINA	LOCALIZAÇÃO	PINST MW	UNID.	ENERGIA FIRME MWano
61933100	EMAS NOVA	GRANDE	3,30	1	1,70
61937100	CAPÃO PRETO	GRANDE	5,20		2,70
61941080	MARIMBONDO	GRANDE	1.488,00	8	702,00
61998080	ÁGUA VERMELHA	GRANDE	1.380,00	6	745,00
62020080	ILHA SOLTEIRA	TIETE	3.240,00	20	1.844,00
62200000	SALESOPOLIS	TIETE	2,00		1,40
62350000	RASGÃO	TIETE	22,00		4,80
62400000	PORTO GOLS	TIETE	11,00		5,50
62630000	JAGUARI	TIETE	14,00		9,00
62674000	SALTO GRANDE	TIETE	2,00		1,00
62687000	AMERICANA	TIETE	34,00		9,00
62888000	CORUMBATAI	TIETE	2,00	2	1,00
62729080	BARRA BONITA	TIETE	140,00	4	47,00
62744080	ALVARO DE SOUZA LIMA	TIETE	144,00	3	59,00
62760040	LOBO	TIETE	2,00	1	1,00
62767000	SANTANA	TIETE	4,30		2,20
62770000	MONJOLINHO	TIETE	6,40		3,20
62774000	CHIBARRO	TIETE	2,30		1,20
62776800	GAVIÃO PELXOTO	TIETE	4,10		2,10
62790080	IBITINGA	TIETE	132,00	3	86,00
62797000	REINALDO GONÇALVES	TIETE	1,25		0,60
62820080	PROMISSÃO (M. L. LEÃO)	TIETE	264,00	3	94,00
62829580	NOVA AVANHANDAVA	TIETE	303,00	3	133,00
63007080	JUPIÁ	PARANÁ	1.414,00	14	920,00
63740000	QUATIARA	PARANÁ	2,50		1,30
63920080	A. CHATEAUBRIAND (MIMOSO)	PARANÁ	29,50		20,90
64019000	TURVINHO	PARANAPANEMA	0,70		0,35
64025000	LAVRINHAS	PARANAPANEMA	0,50		0,20
64215080	ARMANDO A. LAYDNER	PARANAPANEMA	98,00	2	49,00
64220200	PARANAPANEMA	PARANAPANEMA	15,20		7,60
64221000	BOA VISTA	PARANAPANEMA	0,80		0,40
64270080	XAVANTES	PARANAPANEMA	416,00	4	166,00
64276000	SANTA ALICE	PARANAPANEMA	0,62		0,31
64292000	RIO NOVO	PARANAPANEMA	1,30		0,60
64332080	LUCAS NOGUEIRA	PARANAPANEMA	72,00	4	52,00
64332400	PARI	PARANAPANEMA	1,34		0,67
64316080	CAPIVARA	PARANAPANEMA	640,00	4	319,00
64571080	ROSANA	PARANAPANEMA	320,00	4	161,00
64916980	ITALPI (BI-NACIONAL)	PARANAPANEMA	12.600,00	16	7.574,00
66007000	PEDRO PEDROSIAN	PARAGUAI	1,68		0,84
66094500	JOSÉ FRAGELLI	PARAGUAI	1,20		0,60
66190000	CASCA 2	PARAGUAI	3,52		3,00
66200100	CASCA 3	PARAGUAI	12,42		6,50
80150000	ITATINGA	CUBATAO	15,00		7,50
80310080	HENRY BORDEN 1-2	CUBATAO	880,00	14	286,00
81481200	FRANCA	RIBEIRA DO IGUAPE	24,00		12,00
81485000	FUMAÇA	RIBEIRA DO IGUAPE	35,20		17,60
81498000	ALECRIM	RIBEIRA DO IGUAPE	72,00		36,00
81499000	SERRARIA	RIBEIRA DO IGUAPE	24,00		12,00
81526000	SALTO IPORANGA	RIBEIRA DO IGUAPE	36,30		18,10
81535000	BARRA	RIBEIRA DO IGUAPE	3,60		1,80
64335080	TAQUARUÇU	PARANAPANEMA	505,00	5	200,00
62900080	TRÊS IRMÃOS	TIETE	648,00	4	0,00
60930080	NOVA PONTE	PARANAIBA	510,00	3	258,00

**ANEXO 2**  
**Usinas Hidrelétricas**  
**Sistema Considerado Existente**

Número de DNAEE	USINA	LOCALIZAÇÃO	PINST MW	UNID.	ENERGIA FIRME MWano
<b>3 - REGIÃO NORDESTE</b>			10.127		5.971
34218080	BOA ESPERANÇA	PARNAIBA	216,00	4	132,00
35217002	ARARAS	-	4,00		2,00
37368510	CUREMAS	PIRANHAS	3,52		1,90
45800000	CORRENTINA	SÃO FRANCISCO	9,00		7,00
47750080	SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	1.050,00	6	476,00
49042580	ITAPARICA	SÃO FRANCISCO	1.500,00	6	991,00
49208080	APOLONIO SALES (MOXOTO)	SÃO FRANCISCO	4.283,00		2.192,00
52267000	JALME SIMAS(SACO DO LAJE)	CONTAS	0,80		0,50
52568080	PEDRAS	CONTAS	20,00		7,00
52802000	FUNIL	CONTAS	30,00		13,00
46452080	ALTO FÊMEAS I REMEDIOS	SÃO FRANCISCO	10,00	2	9,00
49340080	XINGU	SÃO FRANCISCO	3.000,00	6	2.139,00
<b>4 - NORTE</b>			4.773		3.301
22492000	LAJEADO	MÉDIO TOCANTINS	1,84		0,92
22682000	ISAMU IKEDA	MÉDIO TOCANTINS	16,00		8,00
23260000	ITAPECURUZINHO	TOCANTINS	1,03		0,30
28500000	LAJES	BAIXO ARAGUAIA	1,77		1,69
29680080	TUCURUI I	MARABÁ	4.200,00	24	3.087,00
17355500	JKO	TAPAJÓS	5,80		2,90
18118080	CURUA-UNA	XINGU	36,50		19,00
15120000	VERMELHO	MADEIRA	2,90		1,40
15459080	SAMUEL	MADEIRA	217,00		57,00
18070980	BALBINA	TROMBETAS	250,00		126,00
30400080	COARACY NUNES	ARAGUAIA	40,00		14,60
<b>TOTAL BRASIL</b>			<b>52.933</b>		<b>33.139</b>

Notas:

- (1) UHE ROSANA, Motorizações das UHE JAGUARA (2x106 MW), UHE C. DOURADA (2x95 MW), UHE SAMUEL (3x43,4 MW), UHE ELOY CHAVES (1x10 MW), UHE PINHAL (2x3,5 MW) e UHE PERY (2x1,5 MW) consideradas no sistema existente.
- (2) Dados de entrada em operação obtidas da Informação Técnica No. 21/92 de 17/07/92 - DPE/ELETOBRÁS
- (3) As energias firme e média de Ilha Solteira já incorporam a motorização e o canal de Três Irmãos.

**ANEXO 2**  
**Usinas Hidrelétricas**  
**Sistema Considerado Existente**

Número do DNAEE	USINA	LOCALIZAÇÃO	ENERGIA MÉDIA MWano	DATA ENTRADA
I - REGIÃO SUL			3.240	
64237000	SÃO JOAQUIM	PARANAPANEMA	0,05	
64441100	CARATUVA	PARANAPANEMA	0,12	
64452080	SÃO JORGE	PARANAPANEMA	1,35	
64452180	PITANGUI	PARANAPANEMA	0,39	
64498010	FIU (reservatório)	PARANAPANEMA	0,00	
64497010	APUCARANINHA	PARANAPANEMA	8,10	
64504710	TRÊS BOCAS	PARANAPANEMA	0,20	
64620010	RIO DOS PATO	PARANAPANEMA	1,01	
64622099	PONTA PORÁ	PARANAPANEMA	0,00	
64670010	MOURÃO I	PARANAPANEMA	5,20	
64797010	MELISSA	PARANAPANEMA	0,80	
65189510	SÃO LOURENÇO	IGUAÇU	0,30	
65420004	SALTO DO VAU	IGUAÇU	0,60	
65774403	POZ DO AREIA	IGUAÇU	665,00	
65813800	TRÊS CAPÔES	IGUAÇU	0,81	
65860500	CAVERNOSO	IGUAÇU	0,60	
65883051	SALTO SANTIAGO	IGUAÇU	731,00	
65894991	SALTO OSÓRIO	IGUAÇU	531,00	
65935000	CHOPIM I	IGUAÇU	1,40	
65983100	J. M. FILHO	IGUAÇU	30,00	
70400000	TOUROS	ALTO PELOTAS	0,10	
71387000	PERY	CANÓAS	2,70	
71600000	CAVEIRAS	CANÓAS	2,90	
71950000	IVO SILVEIRA	CANÓAS	2,20	
72480000	FORQUILHA	PELOTAS	0,90	
72745000	PEIXE	PELOTAS	0,30	
73420080	PASSO FUNDO	CHAPECO	102,00	
73696000	CELSO RAMOS	CHAPECO	2,30	
74110000	SARANDI	MÉDIO URUGUAI	0,00	
74353000	GUARITA	MÉDIO URUGUAI	1,20	
74550000	SANTA ROSA	MÉDIO URUGUAI	0,80	
75100000	CASCATA DAS	URUGUAI	0,26	
75288000	LUIZINHO	URUGUAI	0,50	
75342000	PIRAPO	URUGUAI	0,58	
76280000	SANTA MARIA	IBICUI	0,00	
82080000	PARIGOT DE SOUZA	PARANAGUA	121,00	
82230016	CHAMINÉ	PARANAGUA	11,00	
82230017	VOSSOROCA (reservatório)	PARANAGUA	0,00	
82230611	GUARUCANA	PARANAGUA	12,00	
82630000	BRACINHO	PARANAGUA	8,10	
82655000	PIRAI	PARANAGUA	0,80	
83666000	PALMEIRAS	ITAJAI	11,00	
83670000	CEDROS	ITAJAI	7,20	
83885000	SALTO WEISBACH	ITAJAI	5,30	
84020000	GARCIA	TUBARÃO	8,00	
85050001	ERNESTINA	JACUI	0,00	
85260001	PASSO REAL	JACUI	67,00	
85300000	JACUI	JACUI	112,00	
85320000	IVAL	JACUI	0,72	
85365000	ITAUBA	JACUI	182,00	
86400001	SALTINHO	TAQUARI-ANTAS	0,50	
86465000	SÃO LUIZ	TAQUARI-ANTAS	0,00	
86520000	CAPOLU	TAQUARI-ANTAS	1,40	

PLANO 2015

ANEXO 2

Usinas Hidrelétricas

Sistema Considerado Existente

Número do DNAEE	USINA	LOCALIZAÇÃO	ENERGIA MÉDIA MWano	DATA ENTRADA
86550000	GUAPORE	TAQUARI-ANTAS	0,80	
87050000	BLANG	CAMAQUA	0,00	
87120001	PASSO DO INFERNO	CAMAQUA	0,57	
87200000	HERVAL	CAMAQUA	1,11	
87220000	PICADA 48	CAMAQUA	0,12	
87320000	BUGRES	CAMAQUA	5,56	
87361000	CANASTRA	CAMAQUA	21,25	
88210070	HERVAL	JAGUARAO	0,00	
65805010	SEGREDO	IGUAÇU	568,00	set-92
<b>2 - REGIÃO SE/C.OESTE</b>			<b>22.963</b>	
18407000	CULIENE	XINGU	0,86	
21500000	MAMBAI	PARANA	0,30	
21580000	SANTANA CAVALCANTE	PARANA	0,48	
21855000	PONTE ALTA DO B.JESUS	PARANA	0,15	
21860000	MOSQUITO	PARANA	0,30	
21870000	TAGUATINGA	PARANA	0,91	
24050000	ALTO ARAQUAIA I	ALTO ARAQUAIA	0,60	
24197000	SAO DOMINGOS	ALTO ARAQUAIA	2,65	
24870000	ALTO GARCAS	ALTO ARAQUAIA	0,30	
28233000	CORUJAO	BAIXO ARAQUAIA	0,37	
40151000	CAJURU	SÃO FRANCISCO	3,95	
40154080	GAFANHOTO	SÃO FRANCISCO	7,25	
40990080	TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	244,00	
41140000	RIO DE PEDRA	SÃO FRANCISCO	5,30	
41830000	CONSELHEIRO	SÃO FRANCISCO	0,04	
44250000	PANDEIROS	SÃO FRANCISCO	2,23	
54095000	SANTA MARTA	JEQUITINHONHA	0,53	
56550000	PETI	DOCE	4,98	
56819085	SALTO GRANDE	DOCE	52,00	
56846480	USINA TRONQUEIRAS	DOCE	2,33	
56848890	A. BRETAS	DOCE	0,00	
56905000	POQUIM	DOCE	0,53	
56992280	MASCARENHAS	DOCE	104,00	
57118080	RIO BONITO	ITABAPOANA	9,54	
57120080	SULICA	ITABAPOANA	18,02	
57201000	JUCU	ITABAPOANA	1,38	
57685000	FRUTEIRAS	ITABAPOANA	1,43	
57880000	MIMOSO DO SUL	ITABAPOANA	0,32	
58087780	PARAIBUNA/PARAÍTINGA	PARAIBA DO SUL	47,00	
58093080	SANTA BRANCA-Res	PARAIBA DO SUL		
58128180	JAGUARI	PARAIBA DO SUL	14,00	
58138000	ISABEL	PARAIBA DO SUL	0,64	
58139000	BOCAINA	PARAIBA DO SUL	0,42	
58140000	SODRE	PARAIBA DO SUL	0,42	
58240080	FUNIL	PARAIBA DO SUL	129,00	
58428080	MORRO GRANDE	PARAIBA DO SUL	9,54	
58435000	PIABANHA	PARAIBA DO SUL	4,77	
58443344	VIGÁRIO	PARAIBA DO SUL	0,00	
58445000	CORONEL FAGUNDES	PARAIBA DO SUL	3,07	
58485000	FERREIRA GUIMARÃES	PARAIBA DO SUL	2,34	
58490000	MARMELOS 1-2	PARAIBA DO SUL	0,00	
13518000	JOASAL	PARAIBA DO SUL	4,56	
58519000	PACIÊNCIA	PARAIBA DO SUL	2,34	
58651980	ILHA DOS POMBOIS	PARAIBA DO SUL	83,00	

PLANO 2015

ANEXO 2

Usinas Hidrelétricas

Sistema Considerado Existente

Número de DNAEE	USINA	LOCALIZAÇÃO	ENERGIA MÈDIA MWano	DATA ENTRADA
58705000	ITUERE	PARAIBA DO SUL	2,12	
58745080	PIAU	PARAIBA DO SUL	9,96	
58754775	MAURÍCIO	PARAIBA DO SUL	1,38	
58754980	NOVA MAURÍCIO	PARAIBA DO SUL	12,19	
58867000	CHAVE DO VAZ	PARAIBA DO SUL	0,00	
58874000	EUCLIDELANDIA	PARAIBA DO SUL	0,85	
58888000	CORONEL DOMICIANO	PARAIBA DO SUL	1,03	
58916000	GLORIA	PARAIBA DO SUL	2,23	
58958000	TOMBOS	PARAIBA DO SUL	1,48	
59000001	BOCAINA	LITORAL RIO	0,85	
59000002	ISABEL	LITORAL RIO	0,53	
59090080	MACABU	LITORAL RIO	11,83	
59307080	NILO PEÇANHA	LITORAL RIO	338,00	
59308080	PONTES BC	LITORAL RIO	81,00	
59308180	PONTES LAJES	LITORAL RIO	31,00	
59309080	PEREIRA PASSOS	LITORAL RIO	50,00	
60160080	EMBORCAÇÃO	PARANAIBA	494,00	
60168330	PICARRAO	PARANAIBA	0,42	
60209580	VAL E VEM	PARANAIBA	0,10	
60230080	PAI JOAQUIM	PARANAIBA	3,81	
60400000	MARTINS	PARANAIBA	4,08	
60440000	PARANOA	PARANAIBA	12,72	
60610080	ITUMBIARA	PARANAIBA	1.005,00	
60622000	SANTA LUZIA	PARANAIBA	0,48	
60625080	CACHOEIRA DOURADA	PARANAIBA	396,00	
60640000	ROCHEDO	PARANAIBA	3,00	
60702000	POÇÕES	PARANAIBA	0,31	
60710000	SALTO DO MORAES	PARANAIBA	1,27	
60877080	SÃO SIMÃO	PARANAIBA	1.253,00	
60895000	CASSILÂNDIA	PARANAIBA	0,49	
61061080	CAMARGOS	GRANDE	27,00	
61065080	ITUTINGA	GRANDE	31,00	
61240000	ANIL	GRANDE	0,85	
61383000	LUÍS DIAS	GRANDE	1,29	
61448880	FOCO FUNDO(O. COSTA)	GRANDE	4,16	
61661000	FURNAS	GRANDE	692,00	
61730080	MASCARENHAS	GRANDE	328,00	
61731080	ESTREITO	GRANDE	556,00	
61734080	JAGUARA	GRANDE	392,00	
61760080	VOLTA GRANDE	GRANDE	252,00	
61762000	ESMERIL	GRANDE	0,85	
61771000	DOURADOS	GRANDE	3,39	
61773500	SÃO JOAQUIM	GRANDE	2,97	
61798080	PORTO COLÔMBIA	GRANDE	207,00	
61808000	CASCATA DAS ANTAS	GRANDE	0,00	
61811080	CAÇONDE	GRANDE	43,00	
61815500	RIO PEIXE	GRANDE	0,21	
61816800	SANTA ALICE	GRANDE	0,33	
61818080	EUCLIDES DA CUNHA	GRANDE	59,00	
61819080	ARMANDO S. OLIVEIRA	GRANDE	17,00	
61830000	SÃO SEBASTIÃO	GRANDE	0,39	
61834000	ITAIPAVA	GRANDE	0,85	
61873600	JACUTINGA	GRANDE	0,38	
61881500	ELOY CHAVES	GRANDE	11,70	
61888500	PINHAL	GRANDE	3,70	

PLANO 2015

ANEXO 2

Usinas Hidrelétricas

Sistema Considerado Existente

Número do DNAME	USINA	LOCALIZAÇÃO	ENERGIA MÉDIA MWano	DATA ENTRADA
61933100	EMAS NOVA	GRANDE	1,80	
61937100	CAPÃO PRETO	GRANDE	2,88	
61941080	MARIMBONDO	GRANDE	855,00	
61998080	ÁGUA VERMELHA	GRANDE	866,00	
62020080	ILHA SOLTEIRA	TIETE	2.148,00	
62200000	SALESOPOLIS	TIETE	1,48	
62350000	RASCÃO	TIETE	5,09	
62400000	PORTO GOIS	TIETE	5,83	
62630000	JAGUARI	TIETE	9,54	
62674000	SALTO GRANDE	TIETE	1,06	
62687000	AMERICANA	TIETE	9,54	
62688000	CORUMBATAI	TIETE	1,06	
62729080	BARRA BONITA	TIETE	62,00	
62744080	ALVARO DE SOUZA LIMA	TIETE	68,00	
62760040	LOBO	TIETE	1,06	
62767000	SANTANA	TIETE	2,33	
62770000	MONJOLINHO	TIETE	3,30	
62774000	CHIBARRO	TIETE	1,27	
62776800	GAVIÃO PEIXOTO	TIETE	2,23	
62790080	IBITINGA	TIETE	7,00	
62797000	REINALDO GONÇALVES	TIETE	0,64	
62820080	PROMISSÃO (M. L. LEÃO)	TIETE	117,00	
62829580	NOVA AVANHANDAVA	TIETE	151,00	
63007080	JUPIÁ	PARANÁ	969,00	
63740000	QUATARA	PARANÁ	1,28	
63920080	A. CHATEUBRIAND (MIMOSO)	PARANÁ	20,97	
64019000	TURVINHO	PARANAPANEMA	0,37	
64025000	LAVRINHAS	PARANAPANEMA	0,21	
64215080	ARMANDO A. LAYDNER	PARANAPANEMA	36,00	
64220200	PARANAPANEMA	PARANAPANEMA	8,06	
64221000	BOA VISTA	PARANAPANEMA	0,42	
64270080	XAVANTES	PARANAPANEMA	186,00	
64278000	SANTA ALICE	PARANAPANEMA	0,33	
64292000	RIO NOVO	PARANAPANEMA	0,84	
64332080	LUCAS NOGUEIRA	PARANAPANEMA	33,00	
64332400	PARI	PARANAPANEMA	0,71	
64516080	CAPIVARA	PARANAPANEMA	263,00	
64571080	ROSANA	PARANAPANEMA	175,00	
64918980	ITAIPI (BI-NACIONAL)	PARANAPANEMA	8.670,00	
66007000	PEDRO PEDROSIAN	PARAGUAI	0,84	
66094500	JOSÉ FRAGELLI	PARAGUAI	0,63	
66190000	CASCA 2	PARAGUAI	3,00	
66200100	CASCA 3	PARAGUAI	6,50	
80150000	ITATINGA	CUBATAO	7,95	
80310080	HENRY BORDEN 1-2	CUBATAO	261,00	
81491200	FRANCA	RIBEIRA DO IGUAPE	12,72	
81495000	FUMAÇA	RIBEIRA DO IGUAPE	18,86	
81498000	ALECRIM	RIBEIRA DO IGUAPE	28,16	
81499000	SERRARIA	RIBEIRA DO IGUAPE	12,72	
81526000	SALTO IPORANGA	RIBEIRA DO IGUAPE	17,07	
81535000	BARRA	RIBEIRA DO IGUAPE	1,91	
64535080	TAQUIARUCU	PARANAPANEMA	222,00	dez-92
62900080	TRÊS IRMÃOS	TIETE	0,00	dez-93
60330080	NOVA PONTE	PARANAIBA	262,00	jun-94

**ANEXO 2**  
**Usinas Hidrelétricas**  
**Sistema Considerado Existente**

Número do DNABE	USINA	LOCALIZAÇÃO	ENERGIA MÉDIA MWano	DATA ENTRADA
<b>3 - REGIÃO NORDESTE</b>			<b>5.939</b>	
34218080	BOA ESPERANÇA	PARNALBA	147,00	
35217002	ARARAS	-	2,04	
37388310	CUREMAS	PIRANHAS	1,94	
45800000	CORRENTINA	SÃO FRANCISCO	7,14	
47730080	SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	528,00	
49042580	ITAPARICA	SÃO FRANCISCO	976,00	
49208080	APOLONIO SALES (MOXOTO)	SÃO FRANCISCO	2.185,00	
52267000	JAIME SIMAS(SACO DO LAJE)	CONTAS	0,51	
52568080	PEDRAS	CONTAS	7,14	
52802000	FUNIL	CONTAS	13,26	
46452080	ALTO FÊMEAS I	SÃO FRANCISCO	9,00	abr-92
	REMÉDIOS		0,75	jun-94
49340080	XINGÓ	SÃO FRANCISCO	2.061,00	jul-94
<b>4 - NORTE</b>			<b>3.392</b>	
22492000	LAJEADO	MÉDIO TOCANTINS	0,92	
22683000	ISAMU IKEDA	MÉDIO TOCANTINS	8,48	
23260000	ITAPECLURUZINHO	TOCANTINS	0,31	
28500000	LAJES	BAIXO ARAGUAYA	1,99	
29680080	TUCURUI 1	MARABÁ	3.150,00	
17355500	JKO	TAPAJÓS	2,90	
18118080	CURUA-UNA	XINGU	19,00	
15120000	VERMELHO	MADEIRA	1,40	
15459080	SAMUEL	MADEIRA	78,00	
16070980	BALBINA	TROMBETAS	115,00	
30400080	COARACY NUNES	ARAQUARI	14,60	
<b>TOTAL BRASIL</b>			<b>35.554</b>	

Notas:

- (1) UHE ROSANA. Motorizações das UHE JAQUARA (2x108 MW), UHE C. DOURADA (2x95 M UHE SAMUEL (3x43,4 MW), UHE ELOY CHAVES (1x10 MW), UHE PINHAL (2x3,5 MW) e UHE PERY (2x1,5 MW) consideradas no sistema existente.
- (2) Datas de entrada em operação obtidas de Informação Técnica No. 21/92 de 17/07/92 - DPE/ELETROBRÁS
- (3) As energias firme e média de Ilha Solteira já incorporam a motorização e o canal de Três



**A N E X O 3**

ANEXO 3 - PLANOS DE DESEMBOLSO/TAXA DE DESCONTO DE 10%

Descrição	Cód.	Dur.	no	1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	JDC
				(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
Hidro	1	6	6	1	4	18	31	15	-								18
Hidro	2	7	6	1	4	18	30	13	4								17.4
Hidro	3	8	6	1	4	18	30	12	3	2							17.1
Hidro	4	8	7	2	7	17	21	20	9	3							26.8
Hidro	5	9	7	2	7	17	19	19	9	7	2						24.6
Hidro	6	10	7	2	7	17	19	19	8	5	4	1					24.2
Hidro	7	12	7	2	7	15	18	18	8	5	4	3	2	1			21.1
Hidro	8	14	7	2	7	15	17	17	8	5	4	3	2	1	1	1	19.8
Hidro	9	5	4	5	18	31	15										7.2
Hidro	10	3	3	38	40	22											12
Hidro	11	4	4	38	20	35											11
CC	12	5	5	10	30	40	10										12.5
TV	13	5	5	10	30	40	10										24
Carvão AF/BC 125 MW	14	7	6	1.3	3.4	9	41.7	17.3	2.7								14.4
Carvão PC 350 MW	15	9	8	0.2	0.8	2.3	10	18	39	21	2						16.1
Nuclear 9 anos	16	9	8	3.4	10.2	21.3	17.8	12.9	3.6	2.2	2						45.2
TG/HD	17	2	2	70	30												7

**ANEXO 4**

ANEXO 4

EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW								
ATRASO DE 5 ANOS NA AMAZÔNIA - CENÁRIO I (MITN-A5)								
ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2000	2005	2010	2015	2020	2025
SUL	SUDESTE	2.709	2.709	2.709	3.331	3.331	3.331	3.331
SUDESTE	NORDESTE	0	0	0	0	0	0	0
SUDESTE	M.TOCANTINS	0	0	0	2.243	2.243	2.243	2.243
SUDESTE	ALTO XINGU	0	0	0	0	2.007	2.041	2.041
SUDESTE	BAIXO XINGU	0	0	0	956	3.029	3.029	3.029
SUDESTE	F.TAPAJOS	0	0	0	0	5.184	6.522	8.563
SUDESTE	BX TAPAJÓS	0	0	0	0	564	8.278	8.278
SUDESTE	PORTO VELHO	0	0	0	0	0	0	0
NORDESTE	M.TOCANTINS	0	0	0	0	0	1.926	2.873
NORDESTE	MARABÁ	850	850	850	850	3.258	3.258	5.405
NORDESTE	ALTO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
NORDESTE	BAIXO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
M.TOCANTINS	MARABÁ	0	111	182	1.251	1.251	1.251	1.251
M.TOCANTINS	ALTO XINGU	0	6	6	6	48	1.709	1.844
MARABÁ	ALTO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
MARABÁ	BAIXO XINGU	0	305	510	510	3.556	3.765	8.506
MARABÁ	BELÉM	1.200	1.298	1.740	2.196	2.732	3.403	4.298
MARABÁ	SÃO LUÍS	2.000	2.000	2.000	2.322	2.924	3.700	4.724
ALTO XINGU	BAIXO XINGU	0	2	3	10	450	450	450
ALTO XINGU	F.TAPAJOS	0	6	6	6	6	6	6
BAIXO XINGU	BX TAPAJÓS	0	280	475	660	660	660	660
BAIXO XINGU	MESQUERDA	0	0	0	254	254	254	603
F.TAPAJOS	BX TAPAJÓS	0	223	389	542	542	542	542
F.TAPAJOS	PORTO VELHO	0	227	389	539	715	715	715
BX. TAPAJÓS	MESQUERDA	0	0	0	0	0	2.690	3.410

ANEXO 4

EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW

ATRASO DE 5 ANOS NA AMAZÔNIA - CENÁRIO II (MITN-A5)

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2000	2005	2010	2015	2020	2025
SUL	SUDESTE	2.709	2.709	2.709	4.220	4.220	4.220	4.220
SUDESTE	NORDESTE	0	0	0	0	0	0	0
SUDESTE	M.TOCANTINS	0	124	399	1.731	1.731	1.731	1.731
SUDESTE	ALTO XINGU	0	0	0	36	201	201	201
SUDESTE	BAIXO XINGU	0	0	0	221	221	221	221
SUDESTE	F.TAPAJOS	0	6	5	21	5.546	8.019	8.019
SUDESTE	BX TAPAJOS	0	0	0	8	5.579	5.579	5.579
SUDESTE	PORTO VELHO	0	0	0	0	0	0	0
NORDESTE	M.TOCANTINS	0	0	0	21	193	3.002	3.372
NORDESTE	MARABA	850	850	850	2.387	5.455	6.058	6.058
NORDESTE	ALTO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
NORDESTE	BAIXO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
M.TOCANTINS	MARABA	0	0	0	5	217	407	407
M.TOCANTINS	ALTO XINGU	0	24	24	24	40	2.817	3.253
MARABA	ALTO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
MARABA	BAIXO XINGU	0	370	432	432	6.145	10.704	15.285
MARABA	BELÉM	1.200	1.562	2.227	2.987	3.951	5.232	7.038
MARABA	SÃO LUÍS	2.000	2.000	2.314	3.175	4.250	5.713	7.764
ALTO XINGU	BAIXO XINGU	0	1	1	62	62	136	136
ALTO XINGU	F.TAPAJOS	0	21	21	21	21	21	21
BAIXO XINGU	BX TAPAJÓS	0	345	386	685	685	685	1.409
BAIXO XINGU	M.ESQUERDA	0	0	0	406	406	2.062	3.494
F.TAPAJOS	BX TAPAJÓS	0	248	252	501	501	501	501
F.TAPAJOS	PORTO VELHO	0	296	296	558	558	558	558
BX TAPAJÓS	M.ESQUERDA	0	0	0	0	0	0	0

ANEXO 4

EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW

ATRASO DE 5 ANOS NA AMAZÔNIA - CENÁRIO III (MSTN-A5)

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2000	2005	2010	2015	2020	2025
SUL	SUDESTE	2.709	2.709	3.545	5.440	5.440	5.440	5.440
SUDESTE	NORDESTE	0	0	0	0	0	0	0
SUDESTE	M.TOCANTINS	0	47	810	810	810	810	810
SUDESTE	ALTO XINGU	0	0	0	0	2.229	2.229	2.229
SUDESTE	BAIXO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
SUDESTE	F TAPAJOS	0	0	0	7	5.213	8.259	8.259
SUDESTE	BX TAPAJÓS	0	0	4	4	6.123	7.339	7.339
SUDESTE	PORTO VELHO	0	0	0	0	0	0	0
NORDESTE	M.TOCANTINS	0	162	298	1.631	1.649	2.925	2.925
NORDESTE	MARABÁ	850	850	850	1.595	5.233	5.233	5.233
NORDESTE	ALTO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
NORDESTE	BAIXO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
M.TOCANTINS	MARABÁ	0	99	99	99	200	201	201
M.TOCANTINS	ALTO XINGU	0	163	163	163	163	1.574	1.910
MARABÁ	ALTO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
MARABÁ	BAIXO XINGU	0	346	423	644	7.084	10.720	13.554
MARABÁ	BELÉM	1.200	1.801	2.586	3.448	4.410	5.618	7.258
MARABÁ	SÃO LUÍS	2.000	2.000	2.694	3.672	4.750	6.138	8.009
ALTO XINGU	BAIXO XINGU	0	0	55	181	181	938	938
ALTO XINGU	F.TAPAJOS	0	156	156	156	156	156	156
BAIXO XINGU	BX TAPAJÓS	0	318	371	418	418	418	1.127
BAIXO XINGU	M.ESQUERDA	0	0	0	506	506	966	1.538
F.TAPAJOS	BX TAPAJÓS	0	239	239	239	239	239	239
F.TAPAJOS	PORTO VELHO	0	388	388	388	388	388	388
BX. TAPAJÓS	M.ESQUERDA	0	0	0	0	0	1.506	1.506

ANEXO 4

EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW

ATRASO DE 5 ANOS NA AMAZÔNIA - CENÁRIO IV (MATN-A5)

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2000	2005	2010	2015	2020	2025
SUL	SUDESTE	2.709	2.709	3.402	4.476	4.476	4.476	4.476
SUDESTE	NORDESTE	0	0	0	0	0	0	0
SUDESTE	M.TOCANTINS	0	82	1.062	1.062	1.062	1.062	1.062
SUDESTE	ALTO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
SUDESTE	BAIXO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
SUDESTE	F.TAPAJOS	0	0	0	0	7.465	9.166	9.166
SUDESTE	BX TAPAJOS	0	0	0	0	6.550	6.550	6.550
SUDESTE	PORTO VELHO	0	64	64	64	64	64	6.640
NORDESTE	M.TOCANTINS	0	0	580	1.857	4.842	4.842	4.842
NORDESTE	MARABÁ	850	850	850	850	3.032	3.032	3.032
NORDESTE	ALTO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
NORDESTE	BAIXO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
M.TOCANTINS	MARABÁ	0	244	244	244	244	244	244
M.TOCANTINS	ALTO XINGU	0	153	153	153	3.715	3.855	4.129
MARABÁ	ALTO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
MARABÁ	BAIXO XINGU	0	185	260	938	7.017	11.775	15.682
MARABÁ	BELÉM	1.200	1.999	2.806	3.969	5.187	6.783	7.011
MARABÁ	SÃO LUÍS	2.000	2.062	2.928	4.235	5.396	7.421	9.954
ALTO XINGU	BAIXO XINGU	0	1	1	5	846	846	846
ALTO XINGU	F.TAPAJOS	0	146	146	146	146	146	146
BAIXO XINGU	BX TAPAJÓS	0	160	209	289	289	289	1.761
BAIXO XINGU	M.ESQUERDA	0	0	0	610	610	1.956	3.089
F.TAPAJOS	BX TAPAJÓS	0	82	82	82	935	935	935
F.TAPAJOS	PORTO VELHO	0	221	221	221	221	221	221
BX.TAPAJÓS	MESQUERDA	0	0	0	0	1.509	1.509	1.509

ANEXO 4

EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW

FIXAÇÃO DA LINHA MARABÁ-M.TOCANTINS-SUDESTE - CENÁRIO I (MITN-NSE)

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2000	2005	2010	2015	2020	2025
SUL	SUDESTE	2.709	2.709	2.709	3.338	3.338	3.338	3.338
SUDESTE	NORDESTE	0	0	0	0	0	0	0
SUDESTE	M.TOCANTINS	0	0	1.000	2.874	2.874	2.874	2.874
SUDESTE	ALTO XINGU	0	0	0	0	2.001	2.137	2.137
SUDESTE	BAIXO XINGU	0	0	0	276	2.272	2.272	2.272
SUDESTE	F.TAPAJOS	0	0	0	0	3.172	6.511	8.540
SUDESTE	BX TAPAJOS	0	0	0	0	543	8.202	8.202
SUDESTE	PORTO VELHO	0	0	0	0	0	0	0
NORDESTE	M.TOCANTINS	0	99	99	99	99	1.926	2.884
NORDESTE	MARABÁ	850	850	850	850	3.258	3.258	5.394
NORDESTE	ALTO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
NORDESTE	BAIXO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
M.TOCANTINS	MARABÁ	0	0	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
M.TOCANTINS	ALTO XINGU	0	19	19	19	48	1.607	1.754
MARABÁ	ALTO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
MARABÁ	BAIXO XINGU	0	294	498	498	4.256	4.529	9.258
MARABÁ	BELEM	1.200	1.298	1.740	2.196	2.732	3.403	4.298
MARABÁ	SÃO LUÍS	2.000	2.000	2.000	2.322	2.924	3.700	4.724
ALTO XINGU	BAIXO XINGU	0	3	3	21	444	444	444
ALTO XINGU	F.TAPAJÓS	0	18	18	18	18	18	18
BAIXO XINGU	BX TAPAJÓS	0	269	463	648	648	648	648
BAIXO XINGU	MESQUERDA	0	0	0	254	254	254	603
F.TAPAJÓS	BX TAPAJÓS	0	213	377	530	530	530	530
F.TAPAJÓS	PORTO VELHO	0	227	389	539	715	715	715
BX TAPAJOS	MESQUERDA	0	0	0	0	0	2.702	3.410



ANEXO 4

EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW

FIXAÇÃO DA LENHA MARABÁ-M.TOCANTINS-SUDESTE - CENÁRIO II (M2TN-NSEI)

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2000	2005	2010	2015	2020	2025
SCL	SUDESTE	2.709	2.709	2.709	4.222	4.222	4.222	4.222
SUDESTE	NORDESTE	0	0	0	0	0	0	0
SUDESTE	M.TOCANTINS	0	0	2.000	2.020	2.020	2.020	2.020
SUDESTE	ALTO XINGU	0	0	0	17	135	135	135
SUDESTE	BAIXO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
SUDESTE	F.TAPAJOS	0	44	44	44	5.410	5.032	8.032
SUDESTE	BX TAPAJOS	0	0	0	2	5.580	5.580	5.580
SUDESTE	PORTO VELHO	0	45	45	45	45	45	45
NORDESTE	M.TOCANTINS	0	132	132	1.517	1.793	4.229	4.229
NORDESTE	MARABA	850	850	850	850	3.812	4.804	4.804
NORDESTE	ALTO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
NORDESTE	BAIXO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
M.TOCANTINS	MARABA	0	0	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
M.TOCANTINS	ALTO XINGU	0	9	9	9	193	2.779	3.306
MARABA	ALTO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
MARABA	BAIXO XINGU	0	304	367	434	6.257	11.019	15.209
MARABA	BELEM	1.200	1.562	2.227	2.987	3.951	5.232	7.038
MARABA	SÃO LUÍS	2.000	2.000	2.314	3.175	4.250	5.713	7.764
ALTO XINGU	BAIXO XINGU	0	3	3	29	29	29	29
ALTO XINGU	F.TAPAJOS	0	8	8	8	8	8	8
BAIXO XINGU	BX TAPAJOS	0	278	331	678	678	678	1.175
BAIXO XINGU	M.ESQUERDA	0	0	0	368	368	2.024	3.456
F.TAPAJOS	BX TAPAJOS	0	209	226	564	564	564	564
F.TAPAJOS	PORTO VELHO	0	255	255	517	517	517	517
BX.TAPAJOS	M.ESQUERDA	0	0	0	38	38	38	38

ANEXO 4

EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW

FIXAÇÃO DA LINHA MARABÁ-M.TOCANTINS-SUDESTE - CENÁRIO 3 (M3TN-NSE)

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2000	2005	2010	2015	2020	2025
SUL	SUDESTE	2.709	2.709	2.709	5.440	5.440	5.440	5.440
SUDESTE	NORDESTE	0	0	0	0	0	0	0
SUDESTE	M.TOCANTINS	0	0	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
SUDESTE	ALTO XINGU	0	8	8	8	1.376	1.376	1.376
SUDESTE	BAIXO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
SUDESTE	F.TAPAJÓS	0	13	14	21	5.193	8.237	8.237
SUDESTE	BX TAPAJÓS	0	0	4	4	5.942	7.256	7.256
SUDESTE	PORTO VELHO	0	0	0	0	0	0	0
NORDESTE	M.TOCANTINS	0	268	268	2.210	2.895	3.441	3.441
NORDESTE	MARABÁ	850	850	850	850	3.807	3.898	3.898
NORDESTE	ALTO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
NORDESTE	BAIXO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
M.TOCANTINS	MARABÁ	0	0	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
M.TOCANTINS	ALTO XINGU	0	199	199	199	861	1.524	2.792
MARABÁ	ALTO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
MARABÁ	BAIXO XINGU	0	318	337	679	7.465	11.193	13.381
MARABÁ	BELÉM	1.200	1.801	2.586	3.448	4.410	5.618	7.258
MARABÁ	SÃO LUÍS	2.000	2.000	2.694	3.672	4.750	6.138	8.009
ALTO XINGU	BAIXO XINGU	0	0	6	17	17	17	17
ALTO XINGU	F.TAPAJÓS	0	185	185	185	185	185	185
BAIXO XINGU	BX TAPAJÓS	0	291	294	381	381	381	1.099
BAIXO XINGU	MESQUERDA	0	0	0	506	506	506	1.655
F.TAPAJÓS	BX TAPAJÓS	0	211	211	211	211	211	211
F.TAPAJÓS	PORTO VELHO	0	388	388	388	388	388	388
BX TAPAJÓS	M.ESQUERDA	0	0	0	0	0	1.389	1.389

ANEXO 4

EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW

FIXAÇÃO DA LINHA MARABÁ-M.TOCANTINS-SUDESTE - CENÁRIO IV (M4TN-NSE)

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2000	2005	2010	2015	2020	2025
SUL	SUDESTE	2.709	2.709	3.402	4.482	4.482	4.482	4.482
SUDESTE	NORDESTE	0	13	13	13	13	13	13
SUDESTE	M.TOCANTINS	0	0	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
SUDESTE	ALTO XINGU	0	33	33	33	33	33	33
SUDESTE	BAIXO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
SUDESTE	F.TAPAJÓS	0	0	0	0	7.434	7.115	9.115
SUDESTE	BX TAPAJÓS	0	0	0	0	5.659	5.659	5.659
SUDESTE	PORTO VELHO	0	82	82	82	82	82	5.659
NORDESTE	M.TOCANTINS	0	245	245	1.607	4.806	4.806	4.806
NORDESTE	MARABÁ	850	850	850	850	3.001	3.001	3.001
NORDESTE	ALTO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
NORDESTE	BAIXO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
M.TOCANTINS	MARABÁ	0	0	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
M.TOCANTINS	ALTO XINGU	0	216	216	216	2.884	3.023	4.353
MARABÁ	ALTO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
MARABÁ	BAIXO XINGU	0	100	139	789	8.775	13.533	16.425
MARABÁ	BELEM	1.200	1.999	2.806	3.969	5.187	6.783	9.011
MARABÁ	SÃO LUÍS	2.000	2.062	2.928	4.235	5.596	7.421	9.954
ALTO XINGU	BAIXO XINGU	0	32	32	32	32	32	32
ALTO XINGU	F.TAPAJÓS	0	170	170	170	170	170	170
BAIXO XINGU	BX TAPAJÓS	0	107	107	236	236	236	1.877
BAIXO XINGU	M.ESQUERDA	0	0	0	610	1.299	2.788	3.990
F.TAPAJÓS	BX TAPAJÓS	0	35	35	35	909	909	909
F.TAPAJÓS	PORTO VELHO	0	194	194	194	194	194	194
BX.TAPAJÓS	M.ESQUERDA	0	0	0	0	719	719	719

ANEXO 4

EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW

PROIBIÇÃO DA AMAZÔNIA - CENÁRIO IV (MATN-PA)

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2000	2005	2010	2015	2020	2025
SUL	SUDESTE	2.709	2.000	2.005	2.010	2.015	2.020	2.025
SUDESTE	NORDESTE	0	0	797	2.208	2.208	2.208	2.208
SUDESTE	M.TOCANTINS	0	0	0	0	0	0	0
SUDESTE	ALTO XINGU	0	84	649	649	649	649	649
SUDESTE	BAIXO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
SUDESTE	F.TAPAJÓS	0	0	0	0	0	0	0
SUDESTE	BX TAPAJÓS	0	0	0	0	0	0	325
SUDESTE	PORTO VELHO	0	0	0	0	0	0	0
NORDESTE	M.TOCANTINS	0	57	57	57	57	165	501
NORDESTE	MARABÁ	850	850	1.430	1.430	1.430	1.430	1.430
NORDESTE	ALTO XINGU	0	0	0	0	0	2.228	5.905
NORDESTE	BAIXO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
M.TOCANTINS	MARABÁ	0	0	0	0	0	0	0
M.TOCANTINS	ALTO XINGU	0	181	181	930	2.154	3.004	3.259
MARABÁ	ALTO XINGU	0	214	214	214	214	396	498
MARABÁ	BAIXO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
MARABÁ	BELÉM	1.200	1.408	1.462	1.560	1.560	1.996	1.996
MARABÁ	SÃO LUIS	2.000	2.799	3.806	4.769	5.243	5.243	5.243
ALTO XINGU	BAIXO XINGU	0	82	928	2.235	3.598	5.421	7.954
ALTO XINGU	F.TAPAJÓS	0	1	1	170	170	170	265
BAIXO XINGU	BX TAPAJÓS	0	205	205	205	205	205	205
BAIXO XINGU	M.ESQUERDA	0	182	231	231	231	437	437
F.TAPAJÓS	BX TAPAJÓS	0	0	0	58	162	393	444
F.TAPAJÓS	PORTO VELHO	0	111	111	111	111	223	223
BX.TAPAJÓS	M.ESQUERDA	0	300	300	300	300	382	382

ANEXO 4

EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW

ALTERNATIVA DE REFERÊNCIA - CENÁRIO I (M1TN-RJ)

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2000	2005	2010	2015	2020	2025
SUL	SUDESTE	2.709	2.709	2.709	2.709	2.709	2.709	2.709
SUDESTE	NORDESTE	0	0	0	0	0	0	0
SUDESTE	M.TOCANTINS	0	0	0	6	37	89	89
SUDESTE	ALTO XINGU	0	0	0	1.958	1.958	2.828	2.828
SUDESTE	BAIXO XINGU	0	0	0	4.033	4.033	4.033	4.033
SUDESTE	F.TAPAJÓS	0	0	0	311	6.208	6.747	8.040
SUDESTE	BX TAPAJÓS	0	0	0	0	4.684	8.878	8.878
SUDESTE	PORTO VELHO	0	0	0	0	0	0	0
NORDESTE	M.TOCANTINS	0	0	0	19	1.733	2.192	3.134
NORDESTE	MARABÁ	850	850	850	1.748	1.748	2.985	4.997
NORDESTE	ALTO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
NORDESTE	BAIXO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
M.TOCANTINS	MARABÁ	0	103	103	103	103	103	103
M.TOCANTINS	ALTO XINGU	0	14	79	103	717	717	1.057
MARABÁ	ALTO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
MARABÁ	BAIXO XINGU	0	298	829	2.524	2.975	2.975	7.211
MARABÁ	BELEM	1.200	1.298	1.740	2.196	2.732	3.403	4.298
MARABÁ	SÃO LUÍS	2.000	2.000	2.000	2.322	2.924	3.700	4.724
ALTO XINGU	BAIXO XINGU	0	17	84	454	454	454	454
ALTO XINGU	F.TAPAJÓS	0	0	0	0	0	0	0
BAIXO XINGU	BX TAPAJÓS	0	286	473	473	473	473	473
BAIXO XINGU	M.ESQUERDA	0	0	0	0	0	0	198
F.TAPAJÓS	BX TAPAJÓS	0	230	387	387	387	387	387
F.TAPAJÓS	PORTO VELHO	0	227	389	539	539	539	539
BX. TAPAJÓS	M.ESQUERDA	0	0	0	10	10	2.679	3.278

ANEXO 4

EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW

ALTERNATIVA DE REFERÊNCIA - CENÁRIO II (M2TN-RI)

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2000	2005	2010	2015	2020	2025
SUL	SUDESTE	2.709	2.709	2.709	2.709	2.709	2.709	2.709
SUDESTE	NORDESTE	0	0	0	0	0	0	0
SUDESTE	M.TOCANTINS	0	115	439	439	439	439	439
SUDESTE	ALTO XINGU	0	2	2	2.039	2.039	2.039	2.039
SUDESTE	BAIXO XINGU	0	0	0	722	722	722	722
SUDESTE	F.TAPAJÓS	0	0	0	4.722	5.097	6.992	6.992
SUDESTE	BX TAPAJÓS	0	0	0	0	5.185	5.185	5.185
SUDESTE	PORTO VELHO	0	0	0	0	0	0	0
NORDESTE	M.TOCANTINS	0	0	0	0	1.863	2.864	2.864
NORDESTE	MARABÁ	850	850	850	3.032	3.988	6.188	6.188
NORDESTE	ALTO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
NORDESTE	BAIXO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
M.TOCANTINS	MARABÁ	0	28	28	76	76	395	395
M.TOCANTINS	ALTO XINGU	0	1	1	1	1.362	1.362	1.394
MARABÁ	ALTO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
MARABÁ	BAIXO XINGU	0	388	753	5.135	6.420	10.908	15.429
MARABÁ	BELÉM	1.200	1.592	2.227	2.987	3.951	5.232	7.038
MARABÁ	SÃO LUÍS	2.000	2.000	2.314	3.175	4.250	5.713	7.764
ALTO XINGU	BAIXO XINGU	0	1	5	524	524	525	525
ALTO XINGU	F.TAPAJÓS	0	0	0	0	0	0	0
BAIXO XINGU	BX TAPAJÓS	0	362	624	624	624	824	3.433
BAIXO XINGU	M.ESQUERDA	0	0	0	0	0	1.181	2.121
F.TAPAJÓS	BX TAPAJÓS	0	292	512	512	1.048	1.048	1.048
F.TAPAJÓS	PORTO VELHO	0	296	511	740	740	740	740
BX TAPAJÓS	M.ESQUERDA	0	0	0	0	618	618	1.218

ANEXO 4

EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW

ALTERNATIVA DE REFERÊNCIA - CENÁRIO III (MSTN-RI)

ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2000	2005	2010	2015	2020	2025
SUL	SUDESTE	2.709	2.709	2.709	2.709	2.709	2.709	2.709
SUDESTE	NORDESTE	0	0	0	0	0	0	0
SUDESTE	M.TOCANTINS	0	55	1.643	1.643	1.643	1.643	1.643
SUDESTE	ALTO XINGU	0	0	0	2.408	2.408	2.408	2.408
SUDESTE	BAIXO XINGU	0	0	122	1.411	1.411	1.411	1.411
SUDESTE	F.TAPAJÓS	0	0	0	5.092	6.432	8.039	8.692
SUDESTE	BX TAPAJÓS	0	0	0	604	7.110	7.110	7.110
SUDESTE	PORTO VELHO	0	0	0	0	0	0	430
NORDESTE	M.TOCANTINS	0	176	298	298	1.769	1.769	1.769
NORDESTE	MARABÁ	850	850	850	3.550	5.099	5.099	5.099
NORDESTE	ALTO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
NORDESTE	BAIXO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
M.TOCANTINS	MARABÁ	0	237	237	237	237	237	237
M.TOCANTINS	ALTO XINGU	0	4	4	4	1.277	1.277	1.579
MARABÁ	ALTO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
MARABÁ	BAIXO XINGU	0	499	739	4.332	7.385	10.548	11.715
MARABÁ	BELÉM	1.200	1.801	2.586	3.448	4.410	5.618	7.258
MARABÁ	SÃO LUÍS	2.000	2.000	2.694	3.872	4.750	6.138	8.009
ALTO XINGU	BAIXO XINGU	0	2	4	815	815	815	815
ALTO XINGU	F.TAPAJÓS	0	0	0	0	0	0	0
BAIXO XINGU	BX TAPAJÓS	0	469	513	513	513	513	1.201
BAIXO XINGU	M.ESQUERDA	0	0	0	0	575	1.024	1.024
F.TAPAJÓS	BX TAPAJÓS	0	386	386	386	386	386	386
F.TAPAJÓS	PORTO VELHO	0	388	408	673	673	673	673
BX. TAPAJÓS	M.ESQUERDA	0	0	0	0	1.373	1.373	1.373

ANEXO 4

EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO - MW								
ALTERNATIVA DE REFERÊNCIA - CENÁRIO IV (MATN-RI)								
ORIGEM	DESTINO	EXIST.	2000	2005	2010	2015	2020	2025
SUL	SUDESTE	2.709	2.709	3.410	3.410	3.410	3.410	3.410
SUDESTE	NORDESTE	0	0	0	0	0	0	0
SUDESTE	M.TOCANTINS	0	112	1.934	1.934	1.934	1.934	1.934
SUDESTE	ALTO XINGU	0	0	0	1.781	1.781	1.781	1.781
SUDESTE	BAIXO XINGU	0	0	611	611	611	611	611
SUDESTE	F.TAPAJÓS	0	0	0	5.674	6.606	6.606	6.606
SUDESTE	BX TAPAJÓS	0	0	0	4.675	4.675	4.675	4.675
SUDESTE	PORTO VELHO	0	0	0	0	0	0	4.600
NORDESTE	M.TOCANTINS	0	0	99	99	2.592	2.592	2.592
NORDESTE	MARABÁ	850	850	1.180	4.876	6.627	6.627	6.627
NORDESTE	ALTO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
NORDESTE	BAIXO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
M.TOCANTINS	MARABÁ	0	265	265	285	276	276	276
M.TOCANTINS	ALTO XINGU	0	108	108	108	2.270	2.270	2.270
MARABÁ	ALTO XINGU	0	0	0	0	0	0	0
MARABÁ	BAIXO XINGU	0	309	309	5.567	10.834	14.814	17.799
MARABÁ	BELÉM	1.200	1.999	2.806	3.969	5.187	6.783	9.011
MARABÁ	SÃO LUÍS	2.000	2.062	2.928	4.235	5.596	7.421	9.954
ALTO XINGU	BAIXO XINGU	0	38	91	452	1.188	1.188	1.188
ALTO XINGU	F.TAPAJÓS	0	66	66	66	66	66	66
BAIXO XINGU	BX TAPAJÓS	0	317	365	365	365	2.279	3.670
BAIXO XINGU	M.ESQUERDA	0	0	0	0	1.577	2.334	3.973
F.TAPAJÓS	BX TAPAJÓS	0	232	232	895	1.059	1.059	1.059
F.TAPAJÓS	PORTO VELHO	0	320	320	651	651	651	651
BX.TAPAJÓS	M.ESQUERDA	0	0	0	0	0	0	0



**ANEXO 5**

## ANEXO 5

## 1. INTRODUÇÃO

Este item aborda a metodologia de tratamento dos custos de transmissão nos estudos de expansão da geração.

A questão, basicamente, consiste em atribuir a cada usina considerada no estudo um custo do sistema de transmissão a ela associado, sistema esse que possibilitará escoar a energia gerada. Em adição, é também abordada a metodologia para o cálculo do custo das interligações regionais.

Por se tratar de um estudo de longo prazo onde a questão estratégica da expansão e da integração do parque gerador é analisada em suas grandes linhas e numa perspectiva macroeconômica, o tratamento dado à transmissão é feito de forma simplificada, com base em outras características inerentes a cada empreendimento.

Considerando as características do programa DESELP, os custos de transmissão são fornecidos em dólares por quilowatts, devendo ser convertidos para os montantes totais em função das potências a serem transmitidas e referem-se às seguintes possibilidades: integração da usina a um centro coletor; integração da usina dando-se localmente; interligação regional. O texto que se segue detalha o assunto e apresenta os valores de custo da transmissão considerados.

## 2. METODOLOGIA

### 2.1 CONCEITUAÇÃO BÁSICA

Em primeiro lugar, deve-se conceituar os seguintes elementos:

- Sub-bacia Hidrográfica

divisão da bacia hidrográfica, correspondendo à menor subdivisão segundo critério do DNAEE.

- Regiões Elétricas

são áreas que englobam usinas e sistemas de transmissão eletricamente interligados caracterizando uma malha coesa e afim. Exceto a Região Norte, que foi subdividida em função dos blocos de geração associados às bacias hidrográficas, as demais regiões coincidem com as Regiões Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste do Brasil. São as seguintes (vide figura anexa que ilustra a disposição geográfica):

- 1 - Sul
- 2 - Sudeste/Centro-Oeste
- 3 - Nordeste
- 4 - Médio Tocantins
- 5 - Marabá
- 6 - Alto Xingu

## ANEXO 5

- 7 - Baixo Xingu
- 8 - Formadores do Tapajós
- 9 - Baixo Tapajós
- 10 - Porto Velho
- 11 - Margem Esquerda
- 12 - Belém
- 13 - São Luis

- Interligações

são constituídas por troncos de transmissão que interligam as regiões elétricas.

- Sub-Região Elétrica e Centros Coletores

correspondem às áreas englobando a geração passível de integrar-se em um mesmo centro coletor ou de carga, caracterizada por corresponder a somente um custo de integração.

- Usinas de Integração Local

correspondem as usinas de pequeno porte, cuja geração é normalmente absorvida pelas cidades ou localidades próximas e integradas por sistemas de transmissão simples com extensão da ordem de 100 km, podendo esta distância média variar em função da densidade de carga e da sub-bacia.

- Usinas de Integração Remota

correspondem às usinas de maior porte e que não tenham sua geração integralmente absorvida pelas cargas da sua redondeza. Essas usinas interligam-se aos centros coletores. Quando existe cargas nas redondezas, supõe-se uma absorção local típica da ordem de 20% da capacidade da usina, sendo os 80% restantes transmitidos para o centro coletor. Em alguns casos não se considera absorção local pois as cargas são muito pequenas, como é o caso da integração das usinas da Região Norte.

- O Sistema de Transmissão

para fins de custeio, o sistema de transmissão deve ser visto segundo uma das seguintes possibilidades:

- Troncos de interligação entre regiões elétricas;
- Sistema de integração de usina a centro coletor;
- Sistema de integração de usinas às cargas locais.

## 2.2 CÁLCULO DO CUSTO DA TRANSMISSÃO

Para alimentar o Programa DESELP, o custo da transmissão é linearizado e posto em dólares por quilowatts. Desta forma, conhecendo-se a potência a ser transmitida, chega-se ao custo da transmissão. Supõe-se que os troncos de transmissão deverão comportar toda a potência correspondente à capacidade instalada das usinas.

## ANEXO 5

Considerou-se a adequação das diversas modalidades de transmissão ao porte das usinas, potência a ser transmitida e às distâncias envolvidas.

Assim, para a integração local das usinas, foram admitidas redes de corrente alternada de 230 kV.

No caso de integração remota em uma sub-região elétrica em que a potência da usina supera as cargas locais, admitiu-se a transmissão em 500 kV C.A.

Para as interligações foram admitidas as seguintes possibilidades:

- linhas de 500 kV C.A, para distâncias inferiores a 1.000 km;
- linhas de 300 kV C.A, para distâncias entre 1.000 e 1.500 km;
- para distâncias superiores a 1.500 km ou em casos de intercâmbios muito elevados, foram utilizados custos médios que tipificam a transmissão a longa distância em ultra alta tensão.

Os custos das interligações regionais são função da potência transmitida. Assim, parte-se de um valor inicial, podendo o mesmo ser revisto caso a potência transferida fique fora da faixa prevista. Desta forma, uma ou mais iterações são necessárias no processamento do DESELP de forma a serem levados em conta corretamente os custos das interligações.

Tendo por base os custos típicos de construção, optou-se por considerar um adicional de 15% no custo das interligações com a Região Norte de forma a representar as dificuldades de construção na Amazônia, notadamente em áreas de florestas. Este valor reflete uma média, visto que em áreas de floresta os sobre custos são superiores a 15%. Nas interligações da Região Sudeste, considerou-se também o mesmo adicional de 15% representativo, neste caso, das dificuldades de construção em áreas mais densamente povoadas, notadamente em trechos próximos aos centros receptores.

### 2.3 PERDAS NAS INTERLIGAÇÕES

Foram estimados os percentuais de perda de ponta e de energia a serem considerados nas simulações das interligações regionais. Tomando-se por base uma perda típica de 10% para interligações com 2400 km de extensão carregadas na sua potência nominal, foi possível inferir, por proporcionalidade, percentuais para outras extensões. A perda de energia foi calculada a partir da perda de ponta e do fator de carga. Foram considerados fatores de carga de 0,75 para as interligações com a Região Norte e de 0,80 para a interligação Sul/Sudeste.

### 2.4 USINAS TERMELÉTRICAS

As termelétricas, para fins de associação de custo de transmissão, são consideradas como usinas de integração remota com distâncias médias de 150, 200 e 100 km, para respectivamente, as nucleares, as térmicas a carvão e as demais usinas.

ANEXO 5

2.5 CURVA DE DESEMBOLSO

Para efeito de cômputo dos juros durante a construção, aos custos de transmissão deve-se associar a seguinte curva de desembolso, que representa uma combinação típica de desembolsos em obras de linhas e subestações.

Ano	n-3	n-2	n-1	n
Desembolsos (%)	7	15	43	35

Para o caso de linhas de transmissão de grande extensão, deve-se admitir a abertura de múltiplas frentes de obra de forma a não resultar significativamente alterada a distribuição indicada acima.

3. DADOS DE CUSTO

A seguir, são apresentadas as tabelas contendo os dados de custo de transmissão a serem considerados, consistindo nos custos de integração das usinas compreendidas nas diversas sub-bacias ou sub-regiões elétricas e os custos das interligações. As tabelas apresentam também as distâncias consideradas. Os níveis de preço são os correspondentes a dezembro de 1991 e os custos não incorporam os juros durante a construção.

REGIÃO ELÉTRICA NORDESTE

UF	IDENTIFICAÇÃO DA SUB-BACIA OU SUB-REGIÃO ELÉTRICA	TIPO DE INTEGRAÇÃO	DISTÂNCIA INTEGRAÇÃO EM LINHA RETA (km)	CUSTO DA INTEGRAÇÃO (US\$/kW)	OBS.
MG/ES	54	REMOTA	200	82	Baixo Jequitinhonha
MG/BA	53	LOCAL	100	96	
BA	52	LOCAL	100	96	
BA	51	LOCAL	100	96	
BA/SE	50	LOCAL	100	96	
BA	47	LOCAL	100	96	
BA/PE	48	LOCAL	100	96	
PE/AL/PB	39	LOCAL	80	77	
RN/PB	38	LOCAL	80	77	
RN/CE	37	LOCAL	100	96	
CE	36	LOCAL	100	96	
CE	35	LOCAL	100	96	
PI/CE	34	LOCAL	200	192	
BA	46	LOCAL	150	144	
BA	45	LOCAL	100	96	
PE/AL	49	LOCAL	100	96	

ANEXO 5

REGIÃO ELÉTRICA SUL

UF	IDENTIFICAÇÃO DA SUB-BACIA OU SUB-REGIÃO ELÉTRICA	TIPO DE INTEGRAÇÃO	DISTÂNCIA DE INTEGRAÇÃO EM LINHA RETA (km)	CUSTO DA INTEGRAÇÃO (US\$/kW)	OBS.
RS	79	LOCAL	30	29	
RS	88	LOCAL	50	48	
RS	77	LOCAL	50	48	
RS	76	LOCAL	100	96	
RS	87	LOCAL	80	77	
RS	85	LOCAL	80	77	
RS	75	LOCAL	50	48	
RS	86	LOCAL	80	77	
RS/SC	72	LOCAL	50	48	
RS/SC	73	REMOTA	350	144	
RS/SC	74	REMOTA	450	185	
SC	70	LOCAL	50	48	
SC	84	LOCAL	100	96	
SC	71	LOCAL	50	48	
SC	83	LOCAL	50	48	
PR	65	REMOTA	125	51	Ate o Rio Palmital
PR	65	REMOTA	325	133	Após o Rio Palmital
PR/SP	82	LOCAL	80	77	
PR/SP	64	LOCAL	100	96	Margem esquerda

REGIÃO ELÉTRICA SUDESTE/CENTRO-OESTE

UF	IDENTIFICAÇÃO DA SUB-BACIA OU SUB-REGIÃO ELÉTRICA	TIPO DE INTEGRAÇÃO	DISTÂNCIA DE INTEGRAÇÃO EM LINHA RETA (km)	CUSTO DA INTEGRAÇÃO (US\$/kW)	OBS.
SP	64	LOCAL	100	96	Margem Direita
MS	64	LOCAL	60	57	
MS/MT	66	LOCAL	150	144	
MS	67	LOCAL	80	77	
PR/SP	81	LOCAL	80	77	
MS/SP	63	LOCAL	100	96	
SP	62	LOCAL	50	48	
SP/MG	61	LOCAL	100	96	
SP	80	LOCAL	50	48	
MG/GO/MS	60	LOCAL	150	144	
MT/GO	24	LOCAL	80	77	
GO	25	LOCAL	100	96	
RJ	59	LOCAL	50	48	
ES	57	LOCAL	60	57	
MG/ES	56	LOCAL	80	77	
SP/RJ	58	LOCAL	50	48	
MG/ES/BA	55	LOCAL	100	96	
MG	41	LOCAL	80	77	
MG	40	LOCAL	80	77	
MG	42	LOCAL	80	77	
MG	43	LOCAL	80	77	
MG	54	LOCAL	100	96	
MG	44	LOCAL	80	77	
MG	21	REMOTA	350	144	
MG	20	LOCAL	100	96	
MT	26	REMOTA	400	164	
MG/ES	54	LOCAL	150	144	Alto Jequitinhonha

ANEXO 5

REGIÕES ELÉTRICAS NORTE

REGIÃO ELÉTRICA	IDENTIFICAÇÃO DA SUB-BACIA OU SUB-REGIÃO ELÉTRICA	TIPO DE INTEGRAÇÃO	DISTÂNCIA INTEGRAÇÃO EM LINHA RETA (km)	CUSTO DA INTEGRAÇÃO (US\$/kW)	OBS.
MÉDIO TOCANTINS	22/23 PARCIAL	REMOTA	150	77	
MARABÁ	25 PARCIAL	REMOTA	200	103	
	28	REMOTA	150	77	
	29	REMOTA	100	51	
ALTO XINGU	18 PARCIAL	REMOTA	150	77	
BAIXO XINGU	18 PARCIAL	REMOTA	50	22	
FORM. TAPAJÓS	15 E 17 PARCIAIS	REMOTA	50	26	
BAIXO TAPAJÓS	17 PARCIAL	REMOTA	50	26	
PORTO VELHO	13 E 15 PARCIAIS	REMOTA	100	51	
M. ESQUERDA	14 PARCIAL	REMOTA	200	103	USINAS 1 a 5
	14 PARCIAL	REMOTA	100	51	USINAS 6/7
	16 PARCIAL	REMOTA	225	115	USINAS 15 a 18
	16 PARCIAL	REMOTA	100	51	USINAS 19 a 31
	18/19/30	REMOTA	100	51	USINAS 34/44/1
BELEM	-	REMOTA	50	26	
SÃO LUZ	-	REMOTA	50	26	

TERMELÉTRICAS

UF	TIPO DE INTEGRAÇÃO	DISTÂNCIA INTEGRAÇÃO EM LINHA RETA (km)	CUSTO DA INTEGRAÇÃO (US\$/kW)	OBS.
NUCLEARES	REMOTA	150	62	
CARVÃO	REMOTA	200	82	
OUTRAS	REMOTA	100	41	

## ANEXO 5

## INTERLIGAÇÕES REGIONAIS

INTERLIGAÇÃO	NÍVEL DE TENSÃO (kV)	DISTÂNCIA DA INTERLIGAÇÃO EM LINHA RETA (km)	EXPRESSÃO	CUSTO (US\$/kW)	PERDAS PERCENTUAIS	
			DO CUSTO		PONTA (%)	ENERGIA (%)
SUL-SE	500	900	0,444.D	400	3,8	3,0
SE-NE	500	1 000	0,444.D	444	4,2	3,2
SE-MÉDIO TOCANTINS	UHV	1.400	0,264.D	370	5,8	4,4
SE-ALTO XINGU	UHV	1.900	0,240.D	456	7,9	5,9
SE-Baixo XINGU	UHV	2.250	0,240.D	540	9,4	7,1
SE-FORM. TAPAJÓS	UHV	2.000	0,240.D	480	8,3	6,2
SE-Baixo TAPAJÓS	UHV	2.350	0,240.D	564	9,8	7,4
SE-PORTO VELHO	UHV	2.550	0,240.D	612	10,6	8,0
NE-M. TOCANTINS	800	1.150	0,264.D	304	4,8	3,6
NE-MARABÁ	UHV	1.000	0,240.D	240	4,2	3,2
NE-ALTO XINGU	UHV	1.650	0,240.D	396	6,8	5,1
NE-Baixo XINGU	UHV	1.700	0,240.D	408	7,0	5,3
M. TOCANTINS - MARABÁ	UHV	600	0,240.D	144	2,5	1,9
M. TOCANTINS-ALTO XINGU	UHV	600	0,240.D	144	2,5	1,9
MARABÁ-A.XINGU	500	550	0,444.D	244	2,3	1,7
MARABÁ-B.XINGU	UHV	450	0,240.D	108	1,9	1,4
MARABÁ-BELEM	500	400	0,444.D	178	1,7	1,3
MARABÁ-S.LUIS	500	700	0,444.D	311	2,9	2,2
A.XINGU-P.TAPAJÓS	500	600	0,444.D	266	2,5	1,9
B.XINGU-B.TAPAJÓS	UHV	500	0,240.D	120	2,1	1,6
B.XINGU-ESQUERDA	500	630	0,444.D	289	2,7	2,0
F.TAPAJÓS-B.TAPAJÓS	UHV	550	0,240.D	132	2,3	1,7
F.TAPAJÓS-PORTO VELHO	500	700	0,444.D	311	2,9	2,2
B.TAPAJÓS-M.ESQUERDA	500	450	0,440.D	200	1,9	1,4
B.XINGU-A.XINGU	UHV	500	0,240.D	120	2,1	1,6



ANEXO 5

**BRASIL  
INTERLIGAÇÕES REGIONAIS**



# ANEXO 6

**ANEXO 6**  
**Cenários de Mercado**

REQUISITOS DE ENERGIA - MWano						
CENÁRIO I						
REGIÃO	2000	2005	2010	2015	2020	2025
MED-TOCANTINS	68	107	137	172	215	270
MARABÁ	521	723	967	1.307	1.727	2.253
ALTO XINGU	1	2	2	3	3	4
BAIXO XINGU	13	17	22	26	32	38
FORMA TAPAJÓS	1	1	1	1	2	2
BAIXO TAPAJÓS	57	76	97	120	147	182
PORTO VELHO	308	426	535	663	816	1.008
MARGEM ESQUERDA	451	638	823	1.041	1.309	1.651
BELÉM	935	1.271	1.619	2.014	2.509	3.169
SÃO LUIZ	981	1.344	1.726	2.164	2.729	3.475
NORTE (TOTAL)	3.336	4.605	5.929	7.511	9.489	12.052
SUL	5.114	6.724	8.174	9.783	11.817	14.349
SUDESTE	23.317	29.886	35.877	42.511	50.283	59.841
NORDESTE	5.148	6.667	8.016	9.728	11.771	14.338
BRASIL	36.915	47.882	57.996	69.533	83.360	100.580
PARAGUAI	575	776	1.048	1.415	1.911	2.581

REQUISITOS DE ENERGIA - MWano						
CENÁRIO II						
REGIÃO	2000	2005	2010	2015	2020	2025
MED-TOCANTINS	80	130	174	229	301	395
MARABÁ	604	885	1.250	1.782	2.484	3.420
ALTO XINGU	2	2	3	4	5	7
BAIXO XINGU	14	20	26	34	44	57
FORMA TAPAJÓS	1	1	2	2	2	2
BAIXO TAPAJÓS	66	93	120	156	203	255
PORTO VELHO	358	515	676	879	1.137	1.468
MARGEM ESQUERDA	521	776	1.040	1.341	1.721	2.203
BELÉM	1.126	1.626	2.202	2.913	3.857	5.189
SÃO LUIZ	1.181	1.720	2.347	3.130	4.195	5.689
NORTE (TOTAL)	3.953	5.768	7.840	10.470	13.949	18.685
SUL	5.839	7.683	9.612	11.758	14.487	17.963
SUDESTE	25.575	32.226	37.464	42.945	49.167	56.622
NORDESTE	5.947	7.911	9.772	12.078	14.888	18.459
BRASIL	41.314	53.588	64.688	77.251	92.491	111.729
PARAGUAI	575	776	1.048	1.415	1.911	2.581

**ANEXO 6**  
**Cenários de Mercado**

<b>REQUISITOS DE ENERGIA - MWano</b>						
<b>CENÁRIO III</b>						
<b>REGIÃO</b>	<b>2000</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>
MED-TOCANTINS	94	150	205	265	340	439
MARABÁ	703	1.023	1.454	2.021	2.748	3.687
ALTO XINGU	2	3	4	5	7	9
BAIXO XINGU	16	23	31	38	64	87
FORMA TAPAJÓS	1	1	2	2	3	3
BAIXO TAPAJÓS	74	106	140	171	208	255
PORTO VELHO	425	594	787	1.017	1.311	1.701
MARGEM ESQUERDA	619	896	1.224	1.595	2.072	2.708
BELEM	1.298	1.888	2.542	3.251	4.142	5.351
SÃO LUIZ	1.362	1.997	2.709	3.494	4.505	5.867
NORTE (TOTAL)	4.594	6.681	9.098	11.859	15.400	20.107
SUL	6.210	8.322	10.548	12.957	16.052	19.977
SUDESTE	27.972	34.475	40.991	47.933	55.941	65.686
NORDESTE	6.374	8.555	10.718	13.318	16.496	20.548
BRASIL	45.150	58.033	71.355	86.067	103.889	126.318
PARAGUAI	575	776	1.048	1.415	1.911	2.581

<b>REQUISITOS DE ENERGIA - MWano</b>						
<b>CENÁRIO IV</b>						
<b>REGIÃO</b>	<b>2000</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>
MED-TOCANTINS	102	168	233	311	413	548
MARABÁ	753	1.121	1.663	2.372	3.307	4.554
ALTO XINGU	2	3	4	5	7	9
BAIXO XINGU	17	25	34	46	64	87
FORMA TAPAJÓS	1	2	2	2	3	3
BAIXO TAPAJÓS	78	113	156	209	280	373
PORTO VELHO	458	665	907	1.193	1.563	2.044
MARGEM ESQUERDA	672	998	1.393	1.873	2.507	3.352
BELEM	1.440	2.049	2.926	3.824	5.001	6.643
SÃO LUIZ	1.511	2.167	3.119	4.110	5.439	7.284
NORTE (TOTAL)	5.034	7.311	10.437	13.945	18.584	24.897
SUL	6.646	8.943	11.376	14.258	18.027	22.919
SUDESTE	28.566	35.662	43.970	52.796	63.507	76.439
NORDESTE	6.426	8.760	11.631	15.474	20.526	27.386
BRASIL	46.672	60.676	77.414	96.473	120.444	151.641
PARAGUAI	575	776	1.048	1.415	1.911	2.581

**ANEXO 6**  
**Cenários de Mercado**

REQUISITOS DE PONTA - MW						
CENÁRIO I						
REGIÃO	2000	2005	2010	2015	2020	2025
MED-TOCANTINS	125	191	236	287	358	450
MARABÁ	1.031	1.417	1.877	2.514	3.321	4.334
ALTO XINGU	2	3	4	5	6	7
BAIXO XINGU	22	30	38	46	55	67
FORMA TAPAJÓS	2	2	2	3	3	4
BAIXO TAPAJÓS	84	112	143	176	217	367
PORTO VELHO	515	702	868	1.057	1.300	1.605
MARGEM ESQUERDA	687	960	1.221	1.527	1.920	2.422
BELEM	1.215	1.629	1.999	2.486	3.097	3.913
SÃO LUIZ	1.303	1.730	2.185	2.740	3.454	4.399
NORTE (TOTAL)	4.986	6.776	8.573	10.841	13.731	17.568
SUL	7.064	9.207	11.045	13.045	15.756	19.133
SUDESTE	31.000	39.600	46.984	55.734	66.011	78.672
NORDESTE	6.617	8.547	10.277	12.472	15.092	18.382
BRASIL	49.667	64.130	76.879	92.092	110.590	133.755
PARAGUAI	958	1.293	1.747	2.358	3.185	4.302

REQUISITOS DE PONTA - MW						
CENÁRIO II						
REGIÃO	2000	2005	2010	2015	2020	2025
MED-TOCANTINS	146	232	300	382	502	658
MARABÁ	1.196	1.735	2.427	3.427	4.777	6.577
ALTO XINGU	2	4	5	6	8	11
BAIXO XINGU	25	35	46	60	78	101
FORMA TAPAJÓS	2	2	3	3	4	4
BAIXO TAPAJÓS	97	137	176	230	299	374
PORTO VELHO	598	849	1.095	1.400	1.812	2.339
MARGEM ESQUERDA	794	1.167	1.543	1.968	2.524	3.231
BELEM	1.462	2.085	2.718	3.596	4.762	6.406
SÃO LUIZ	1.568	2.214	2.972	3.963	5.310	7.202
NORTE (TOTAL)	5.890	8.460	11.285	15.035	20.076	26.903
SUL	8.061	10.520	12.989	15.678	19.316	23.952
SUDESTE	33.980	42.679	49.045	56.297	64.562	74.491
NORDESTE	7.644	10.142	12.528	15.484	19.088	23.665
BRASIL	55.575	71.801	85.847	102.494	123.042	149.011
PARAGUAI	958	1.293	1.747	2.358	3.185	4.302

**ANEXO 6**  
**Cenários de Mercado**

<b>REQUISITOS DE PONTA - MW</b>						
<b>CENÁRIO III</b>						
<b>REGIÃO</b>	<b>2000</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>
MED-TOCANTINS	172	267	355	441	567	732
MARABÁ	1.391	2.006	2.824	3.886	5.285	7.091
ALTO XINGU	3	4	6	8	11	15
BAIXO XINGU	28	40	54	66	112	152
FORMA TAPAJÓS	2	3	3	4	5	6
BAIXO TAPAJÓS	109	156	206	252	306	374
PORTO VELHO	710	979	1.275	1.621	2.089	2.710
MARGEM ESQUERDA	945	1.347	1.816	2.339	3.039	3.972
BELEM	1.686	2.421	3.138	4.014	5.114	6.606
SÃO LUÍZ	1.807	2.571	3.430	4.423	5.703	7.427
NORTE (TOTAL)	6.853	9.794	13.107	17.054	22.231	29.085
SUL	3.574	11.395	14.254	17.276	21.403	26.637
SUDESTE	57.147	45.639	53.627	62.777	73.360	86.264
NORDESTE	8.192	10.968	13.741	17.075	21.149	26.344
BRASIL	60.766	77.796	94.729	114.182	138.143	168.330
PARAGUAI	958	1.293	1.747	2.358	3.185	4.302

<b>REQUISITOS DE PONTA - MW</b>						
<b>CENÁRIO IV</b>						
<b>REGIÃO</b>	<b>2000</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>
MED-TOCANTINS	187	300	402	518	688	913
MARABÁ	1.492	2.198	3.230	4.562	6.360	8.757
ALTO XINGU	3	4	6	8	11	15
BAIXO XINGU	30	43	60	81	112	152
FORMA TAPAJÓS	3	3	3	4	5	6
BAIXO TAPAJÓS	115	166	229	308	411	549
PORTO VELHO	765	1.097	1.470	1.901	2.490	3.256
MARGEM ESQUERDA	1.025	1.501	2.066	2.747	3.678	4.917
BELEM	1.871	2.627	3.612	4.721	6.174	8.201
SÃO LUÍZ	2.006	2.790	3.948	5.203	6.885	9.220
NORTE (TOTAL)	7.497	10.729	15.026	20.053	26.814	35.986
SUL	9.176	12.246	15.373	19.011	24.037	30.560
SUDESTE	37.931	47.201	57.496	69.093	82.927	100.230
NORDESTE	8.259	11.231	14.912	19.838	26.315	35.110
BRASIL	62.863	81.407	102.807	127.995	160.093	201.886
PARAGUAI	958	1.293	1.747	2.358	3.185	4.302



PLANO NACIONAL  
DE ENERGIA ELÉTRICA  
1993-2015

# PLANO 2015

PROJETO 13  
Os Recursos Humanos  
e o Setor Elétrico

# PLANO 2015

## PROJETO 13

OS RECURSOS HUMANOS E O SETOR ELÉTRICO



**ÍNDICE**

<b>1. O PLANEJAMENTO DE RECURSOS HUMANOS .....</b>	<b>1</b>
<b>2. RETROSPECTIVA E SITUAÇÃO ATUAL DO MERCADO DE TRABALHO ....</b>	<b>3</b>
2.1. Análise Retrospectiva .....	4
2.2. Situação Atual e Tendências .....	6
<b>3. FUNÇÕES BÁSICAS DE RECURSOS HUMANOS .....</b>	<b>8</b>
3.1. Função Suprimento .....	8
3.1.1. Análise Preliminar .....	9
3.1.2. Análise da Produtividade e Prospecção do Mercado de Trabalho .....	12
3.1.3. Demanda por Engenheiros .....	17
3.2 Função Manutenção .....	17
3.3 Função Capacitação - Desenvolvimento .....	21
<b>4. CONCLUSÕES .....</b>	<b>29</b>
<b>5. APÊNDICE .....</b>	<b>31</b>
<b>6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>33</b>
<b>7. EQUIPE .....</b>	<b>34</b>

## 1. O PLANEJAMENTO DE RECURSOS HUMANOS

O Setor Elétrico, além de se apresentar como uma unidade produtiva de elevado peso no contexto nacional, é um dos grandes vetores de desenvolvimento da economia de um país. A carência de energia elétrica, reconhecidamente, representa uma forte restrição ao desenvolvimento econômico e ao bem estar social.

A evolução tecnológica coloca à disposição das empresas os melhores conhecimentos e instrumentos técnicos que visam garantir um produto de alta qualidade para os consumidores finais. Entretanto, a produtividade e a flexibilidade empresarial para enfrentar os desafios das transições sociais, econômicas, tecnológicas e organizacionais 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 patrimônio maior. O Setor Elétrico sempre precisará dos melhores profissionais para atender às exigências dos consumidores e da sociedade.

Em todo país em desenvolvimento, os cenários de incertezas dificultam ações imediatas voltadas para o longo prazo. O Plano 2015 é um instrumento de planejamento que permite visualizar situações de expansão do sistema elétrico - Usinas, Linhas de Transmissão, Subestações e Redes de Distribuição - em cenários que contemplam desde a estagnação até a retomada do crescimento econômico de forma intensa, adicionando outras condicionantes, tais como fontes alternativas de energia, impactos no meio ambiente, co-geração e outros relevantes ao Setor Elétrico.

Como o homem está por trás de todo este planejamento, desde sua concepção até sua implementação, não se pode desvincular destes cenários de longo prazo as necessidades futuras de recursos humanos. Assim, o planejamento de recursos humanos também deve estar "sincronizado" com a expansão eletro-energética do sistema. Neste enfoque, o modelo apropriado para conciliar as funções de administração de recursos humanos é aquele preconizado no "Modelo Conceitual de Sistema de Recursos Humanos para as Empresas do Setor de Energia Elétrica - Projeto COGE SRH 05/83", e mostrado na Figura 1.1, envolvendo as funções:

Suprimento (FSU): externa ao Setor Elétrico

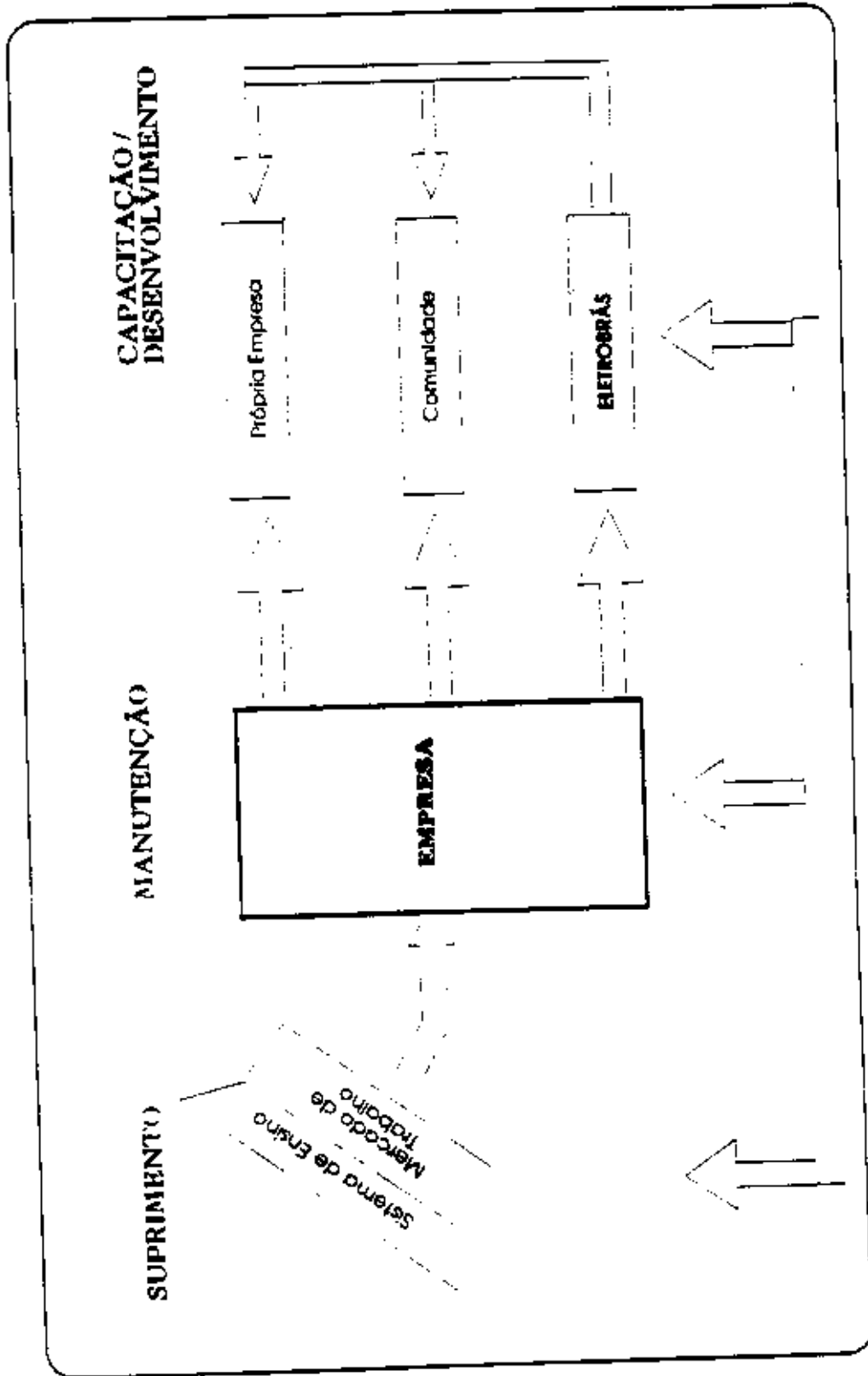
Manutenção (FMT): interna ao Setor Elétrico

Capacitação/Desenvolvimento (FCD): interna e externa ao Setor Elétrico

Estas funções representam um modelo tradicional de sistema onde a retroalimentação permite uma constante avaliação dos desvios e ações para adaptação às flutuações aleatórias que interferem no processo.

Antes de analisar as funções mencionadas é importante todavia averiguar as condições atuais do mercado de trabalho nacional.

FIGURA 1.1  
FUNÇÕES BÁSICAS DE RECURSOS HUMANOS



## 2. RETROSPECTIVA E SITUAÇÃO ATUAL DO MERCADO DE TRABALHO

A partir da década de 70, o Setor Elétrico dedicou-se à busca de profissionais de alto nível para a expansão de suas atividades. Uma das razões foi a formação dos colegiados regionais de operação e planejamento, que requeriam especialistas com alto grau de experiência e conhecimento para promover a integração elétrica brasileira. Nesta ocasião, as áreas de recursos humanos dirigiram suas ações para as universidades e empresas fora do Setor Elétrico na busca dos grandes talentos. Nestes 20 anos, o Setor Elétrico fez sua história com este contingente.

A crise dos anos 80 provocou uma descontinuidade no ritmo de absorção de mão de obra pelo Setor Elétrico, não só nas suas concessionárias como também no conjunto de empresas que suprem os mais diversos bens e serviços demandados pelo Setor Elétrico.

A falta de oportunidades de empregos neste período repercutiu de imediato nas universidades, reduzindo o interesse pelas profissões diretamente ligadas às atividades do Setor Elétrico, com a não renovação dos quadros, criando um outro problema para o Setor Elétrico, na medida em que reduziu o ritmo de contratações. A idade média das equipes foi gradativamente se elevando, tornando o Setor Elétrico mais conservador e resistente a mudanças organizacionais.

A baixa renovação do quadro de pessoal interrompeu o processo natural de transferência de experiências entre profissionais, influenciando negativamente o cenário de recursos humanos do Plano 2015, com a possibilidade, inclusive, de importação de serviços e contratação de mão de obra externa, a custos desconhecidos no momento.

Aliadas a estes fatos, algumas questões precisam ser colocadas no centro da discussão da administração de recursos humanos do Setor Elétrico. O fato de ele ser formado por um conjunto muito grande de empresas sob controle dos governos federal e estaduais dificulta a implantação de um modelo único de administração, mas a necessidade de criar-se um ambiente cooperativo intra e inter-empresas, para melhorar seu desempenho global, incentiva a convergência de forças e a unidade de base na busca de uma atuação mais eficaz.

Não resta dúvida que a atividade de treinamento e formação profissional pode se beneficiar de economias de escala incentivando a agregação de um maior número de empresas num projeto comum e integrado de desenvolvimento de pessoal. Exemplo tácito recai na operação integrada dos sistemas elétricos que vêm exigindo níveis de automação cada vez mais sofisticados e demonstrando uma maior uniformização de conhecimento das equipes das diversas empresas do Setor Elétrico.

A proposta dessa política comum deve contemplar uma certa estratégia de estabilidade no ritmo de renovação das equipes. O retorno de um crescimento sustentado vai exigir que se formule uma política de pessoal em que se assegure anualmente ao Setor Elétrico uma absorção de parcela de técnicos formados nos diversos níveis, com remuneração suficiente para atrair os melhores talentos nas universidades e nas escolas de formação de profissionais de nível médio.

Os próximos 25 anos não serão fáceis para o Setor Elétrico tendo em vista as dificuldades das empresas, das universidades e de todo o mercado de trabalho nacional.

**2.1. ANÁLISE RETROSPECTIVA**

Para se efetuar um planejamento de recursos humanos a longo prazo é necessário estabelecer indicadores que representem paradigmas para sua análise e projeção. Os mais tradicionais vinculam número de empregados com consumo de energia elétrica ou número de consumidores por empregado e são básicos para a definição da Função Suprimento (FSU), abordada mais adiante.

Os Gráficos do número de empregados do Setor Elétrico e do consumo de energia elétrica no Brasil, no período 1986/91, estão mostrados nas Figuras 2.1 e 2.2.

**FIGURA 2.1  
BRASIL - NUMERO DE EMPREGADOS**

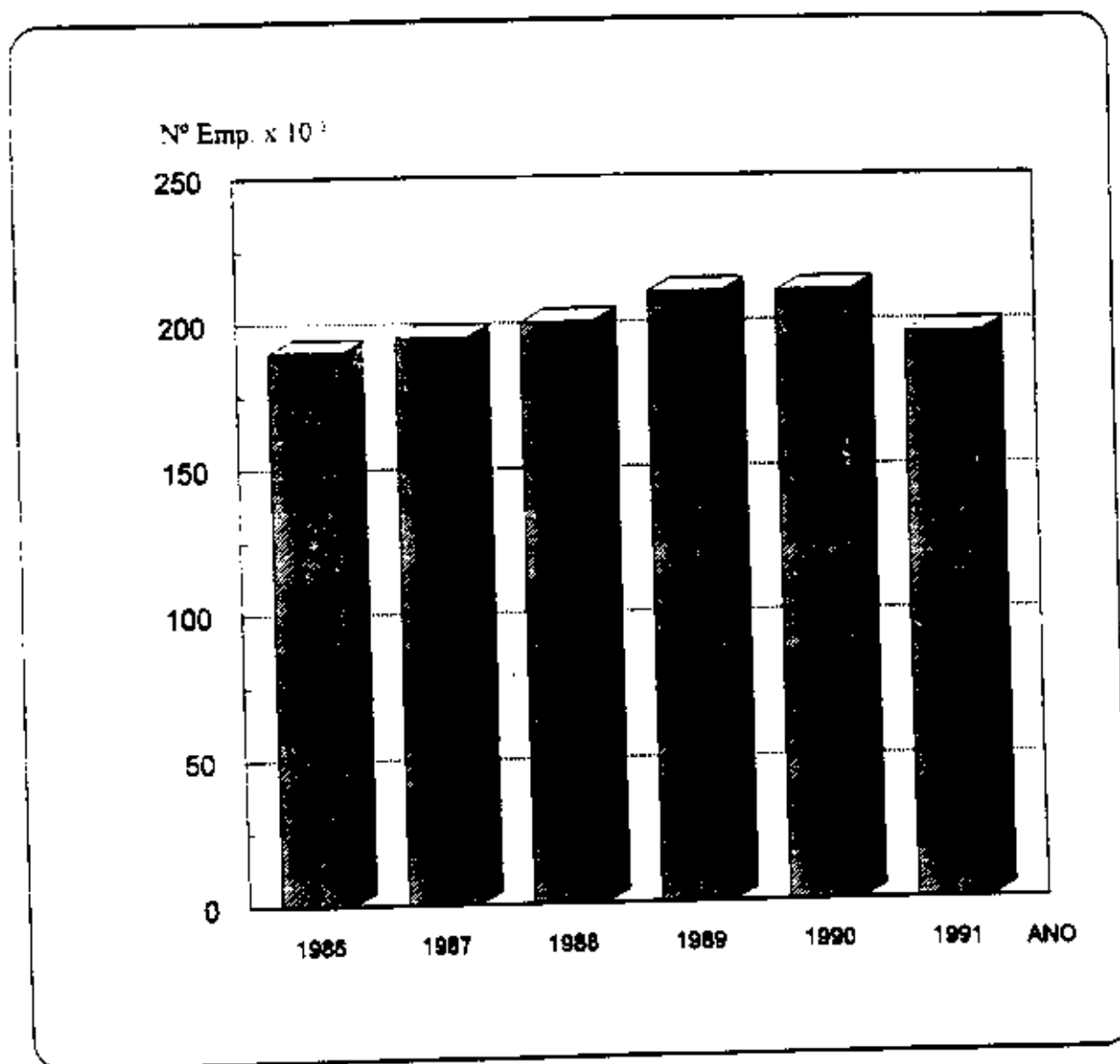
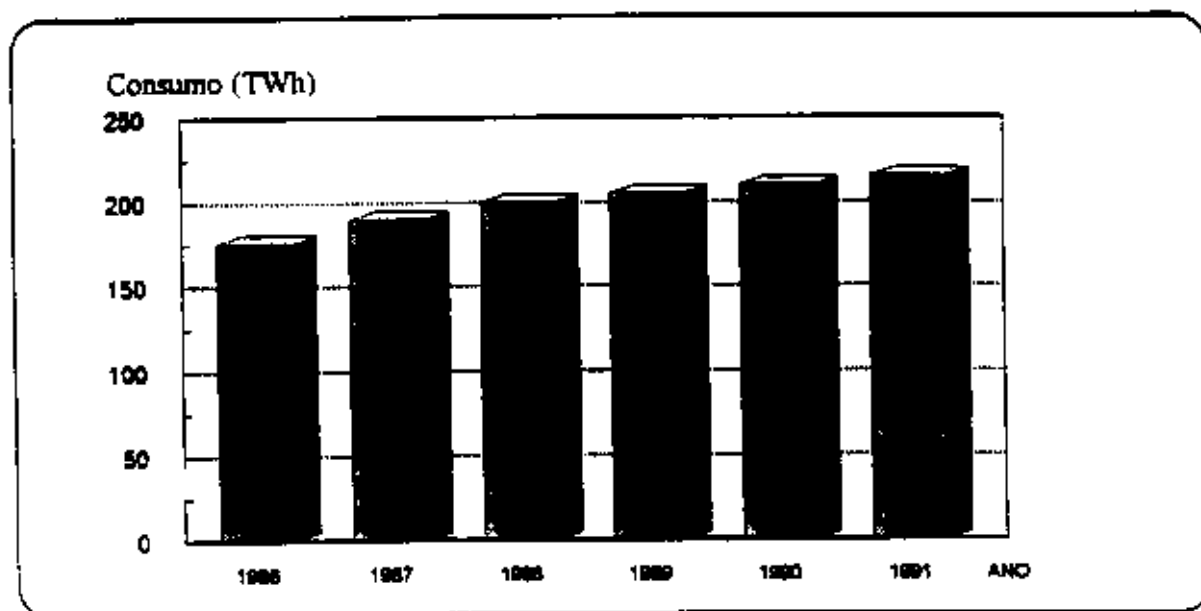


FIGURA 2.2

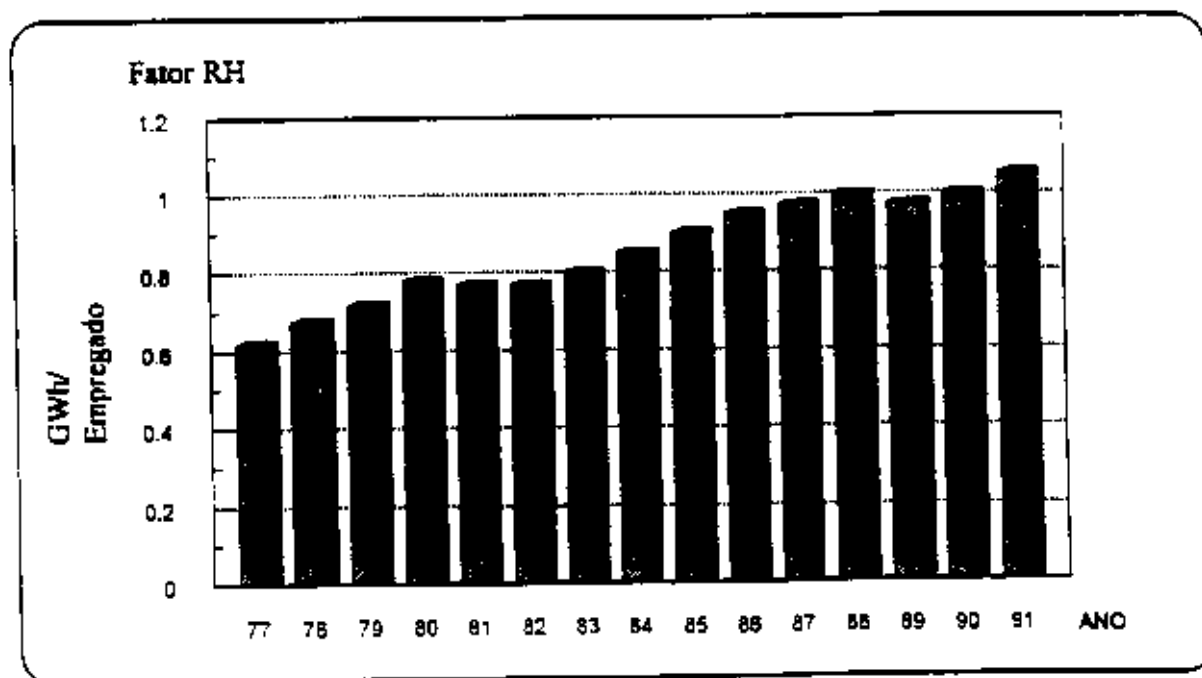
BRASIL - CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA



A associação do conteúdo dessas duas figuras caracteriza um indicador denominado Fator de Recursos Humanos - FRH (relação entre o consumo de energia elétrica e o número total de empregados do Setor Elétrico), cujo Figura 2.3 abaixo mostra sua evolução no período de 1977-91.

FIGURA 2.3

BRASIL - FATOR DE RECURSOS HUMANOS - FRH

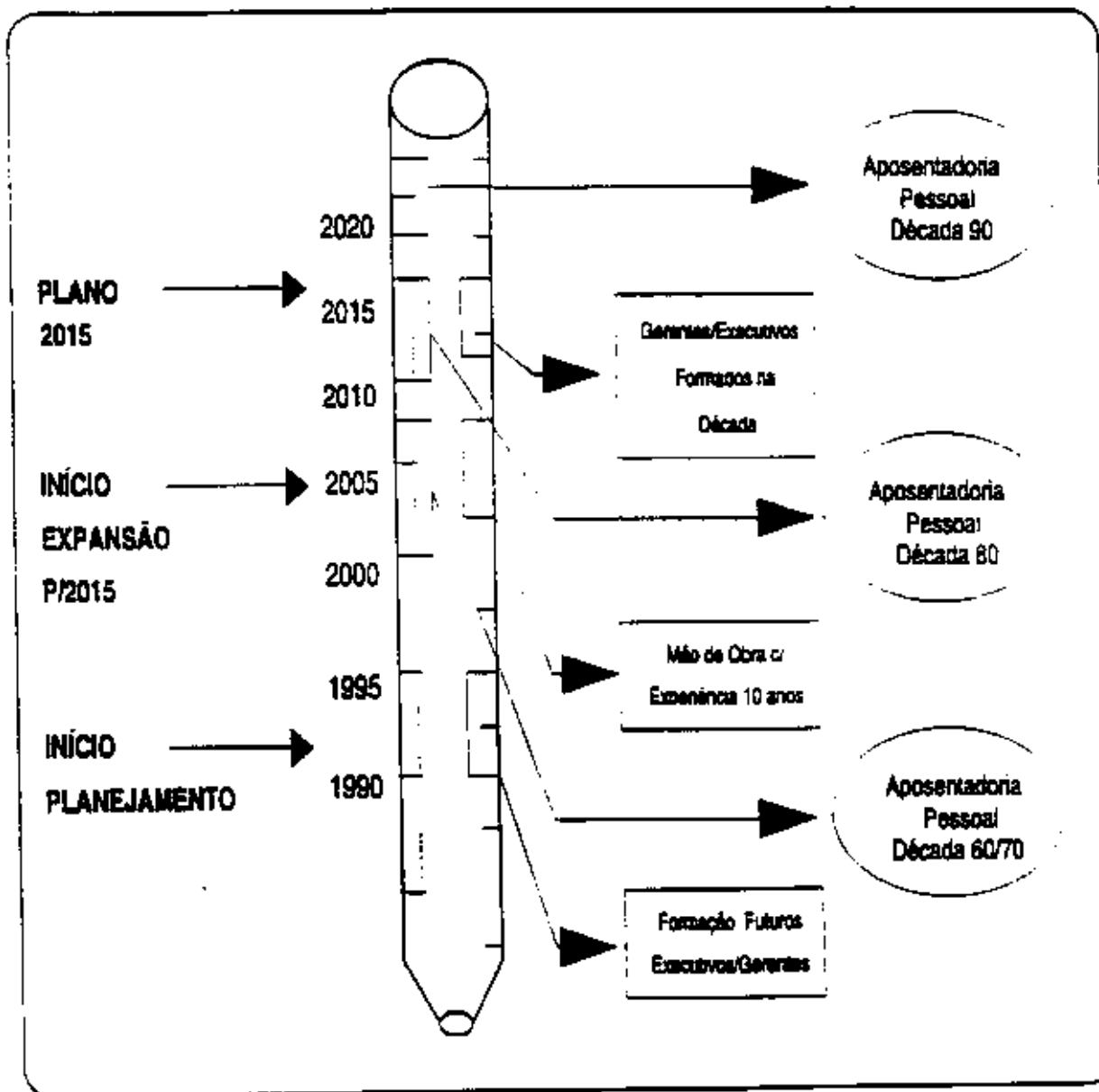


Pelo gráfico constata-se uma tendência de crescimento do FRH sinalizando um nível de produtividade futura significativamente superior aos atuais observados.

## 2.2 SITUAÇÃO ATUAL E TENDÊNCIAS

Uma reflexão sobre as disponibilidades de recursos humanos nos próximos 25 anos, considerando as funções estratégicas para gerentes, engenheiros e profissionais de nível superior, responsáveis pelas grandes mudanças energéticas do País está mostrada na Figura 2.4.

**FIGURA 2.4**  
**BRASIL - SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA E OS RECURSOS HUMANOS**  
**1990 / 2020**



Nessa figura estão mostrados, de um lado, aspectos relativos a expansão do sistema elétrico e do outro, situações importantes relativas aos recursos humanos para atendimento aos requisitos técnico-gerenciais das empresas de energia elétrica.

Assim, 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 se 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 formação dos futuros profissionais, pois, em torno do ano 2005, essa mão-de-obra estará com uma 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 Plano 2015.



### 3. FUNÇÕES BÁSICAS DE RECURSOS HUMANOS

#### 3.1 FUNÇÃO SUPRIMENTO

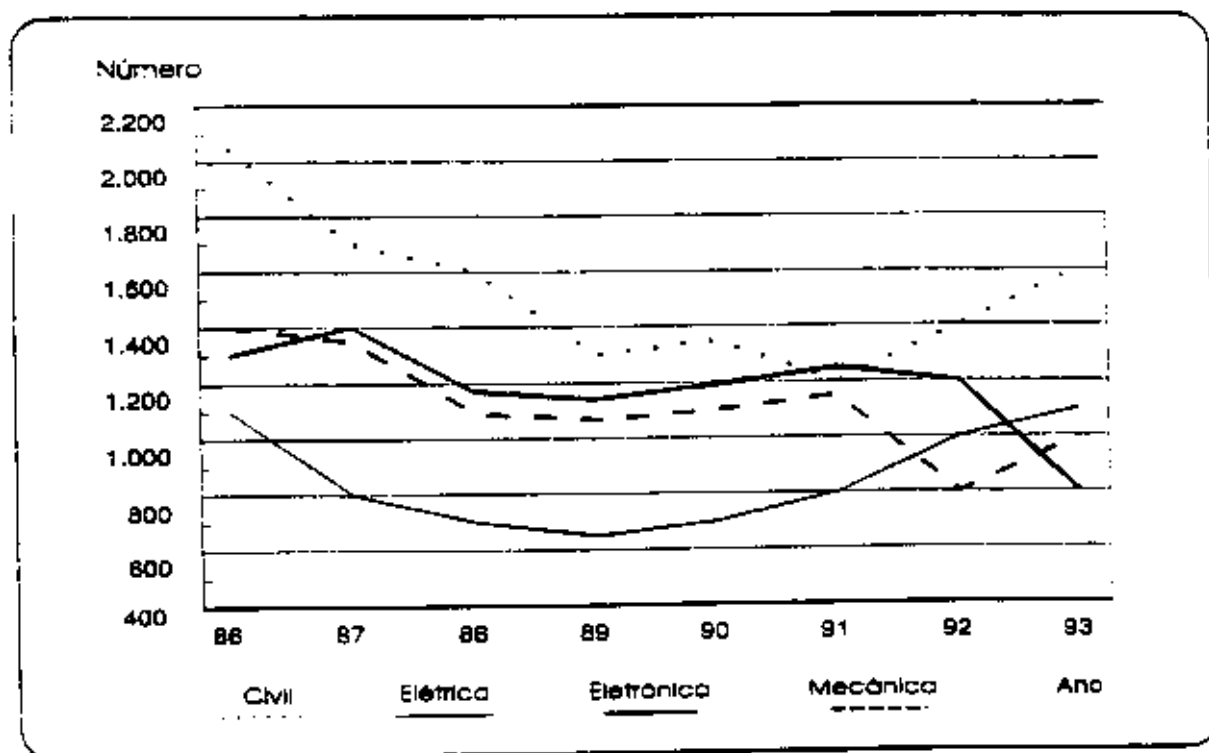
Nesta primeira função, a empresa busca no mercado de trabalho os recursos humanos que melhor atendam às suas reais necessidades. O sucesso dessa busca vai depender das condições do mercado de trabalho, levando-se em conta os contextos político, geográfico, social, econômico e outros vinculados ao momento e às condições que a empresa possa oferecer, bem como dos procedimentos de recrutamento.

A função Suprimento é bastante influenciada quando os índices de evasão e de repetência são elevados, refletindo uma baixa produtividade no ensino oficial. Estudos recentes realizados nos Estados Unidos, indicam que apenas 27% dos futuros empregos no ano 2000 comportarão trabalhadores sem o 2º grau completo. A educação tem que ser a base da industrialização e não sua consequência.

O Setor Elétrico, que é cliente do sistema oficial de ensino, além de enfrentar as dificuldades acima mencionadas, sofre de um mal maior: faltam candidatos em carreiras especializadas, notadamente a engenharia.

A título de exemplo, o trabalho "Formação de Engenheiros - Histórico e Perspectivas (período 1986 a 1993)", elaborado pela ELETROBRAS em 1990, através do Departamento de Desenvolvimento Empresarial-DGD, da Diretoria de Gestão Empresarial-DG, junto às principais entidades de ensino superior do País, aponta uma tendência declinante na formação de futuros engenheiros conforme mostra a Figura 3.1.

**FIGURA 3.1**  
**BRASIL - DISPONIBILIDADE DE ENGENHEIROS**



**3.1.1 Análise Preliminar**

Sob a ótica do indicador já denominado de "Fator Recursos Humanos - FRH" e com base nos valores de consumo previstos em dois (2) dos cenários do Plano 2015, pode-se estimar as necessidades de recursos humanos, supondo Fatores RH igual a 1; 1,5; 2 e 2,5, para o horizonte 2015 (nos dois outros cenários do Plano 2015, as necessidades de recursos humanos seriam significativamente superiores).

**TABELA 3.1**  
**BRASIL**  
**NECESSIDADE DE RECURSOS HUMANOS em 2015**

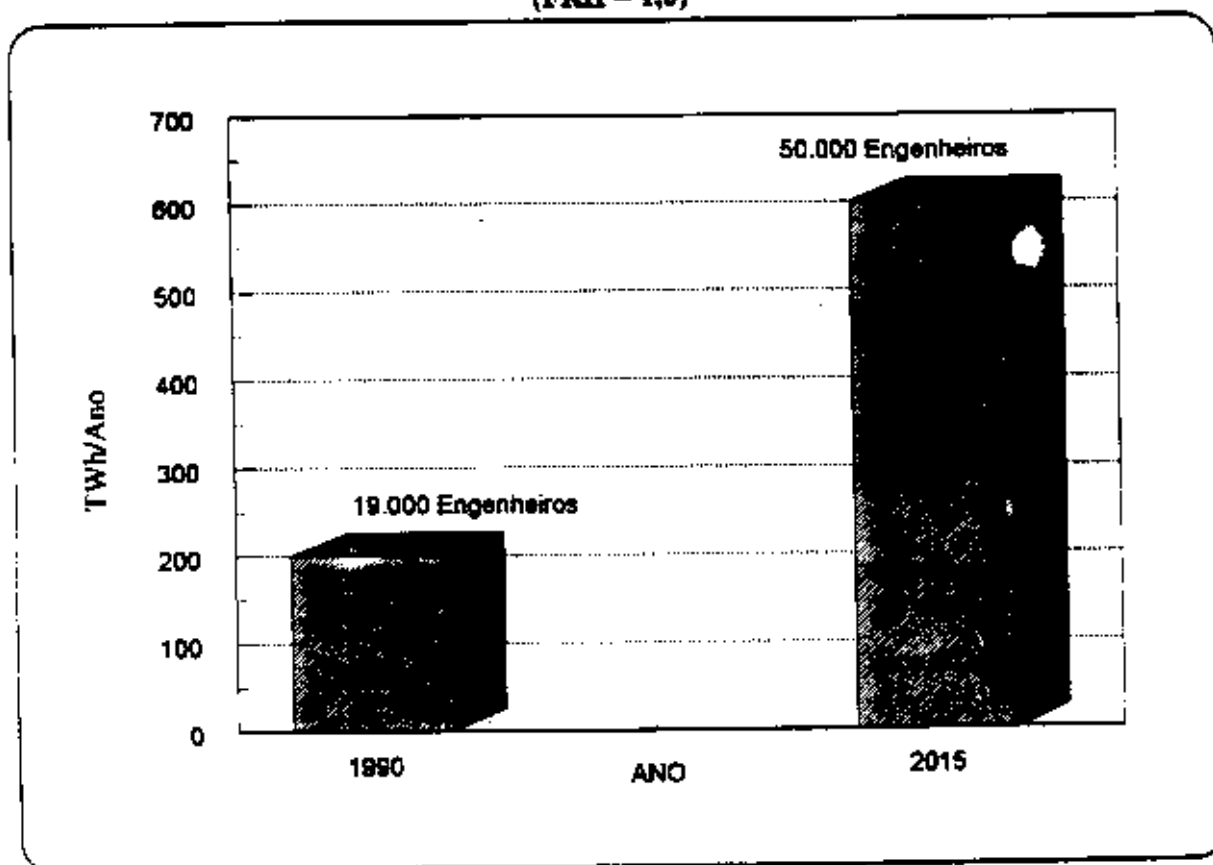
CENÁRIOS PROVÁVEIS	CONSUMO TW/ANO <sup>(1)</sup>	FRH							
		1,0		1,5		2,0		2,5	
		T	NS	T	NS	T	NS	T	NS
I	534	485	97	356	65	240	48	194	39
II	593	539	107	395	72	267	53	216	43

(1) Fonte: Plano 2015

Onde: T = Total de empregados - Fator 1.0 = 1.1 GWh/empregado  
NS = Total de Nível Superior

Tomando-se o número de profissionais existentes em 1991 e fazendo-se uma projeção linear (FRH = 1) com base no consumo de 600.000 GWh (cenário II), ter-se-ia quase que triplicar as necessidades de Recursos Humanos do Setor Elétrico, conforme mostra a Figura 3.2, situação vista como extremamente difícil dentro do contexto político-econômico do País.

**FIGURA 3.2**  
**BRASIL - ESTIMATIVA DA NECESSIDADE DE ENGENHEIROS**  
**(FRH = 1,0)**



A análise do Cenário I, na Tabela 3.1, também mostra que o Setor Elétrico deveria operar com um FRH superior a 2,5 em 2015 se quiser manter o quadro de empregados similar ao de 1991. Um FRH igual a 2,0, representando uma relação de 2.200 GWh/empregado, acarretaria um contingente de cerca de 240.000 empregados para o Setor Elétrico, o que representa um incremento de pessoal de cerca de 20% em relação a 1991.

Na hipótese provável de um FRH igual a 2,0, a demanda por empregados nos próximos 25 anos poderá situar-se entre 240.000 e 267.000 respectivamente, para os cenários I e II, indicando um maior contingente de profissionais de nível superior e, provavelmente, de engenheiros que, com base nos dados disponíveis em áreas de treinamento, correspondem a cerca de 50% dos profissionais deste nível.

Conforme podemos ver, tanto o número de empregados quanto o número de profissionais de nível superior, e em particular de engenheiros, atingem valores elevados no horizonte 2015. Essa situação torna-se preocupante ao se analisar o quantitativo de estudantes em formação nas universidades e as perspectivas de novos candidatos para as carreiras técnicas oferecidas pelo Setor Elétrico. As universidades deverão se adequar para tal potencial, inclusive direcionando seus cursos para as necessidades dos tempos atuais.

Estas avaliações poderiam variar para menos em função da introdução de novas tecnologias, novos processos de trabalho, aumento de produtividade, terceirização, programas de qualidade total (TQM), etc.

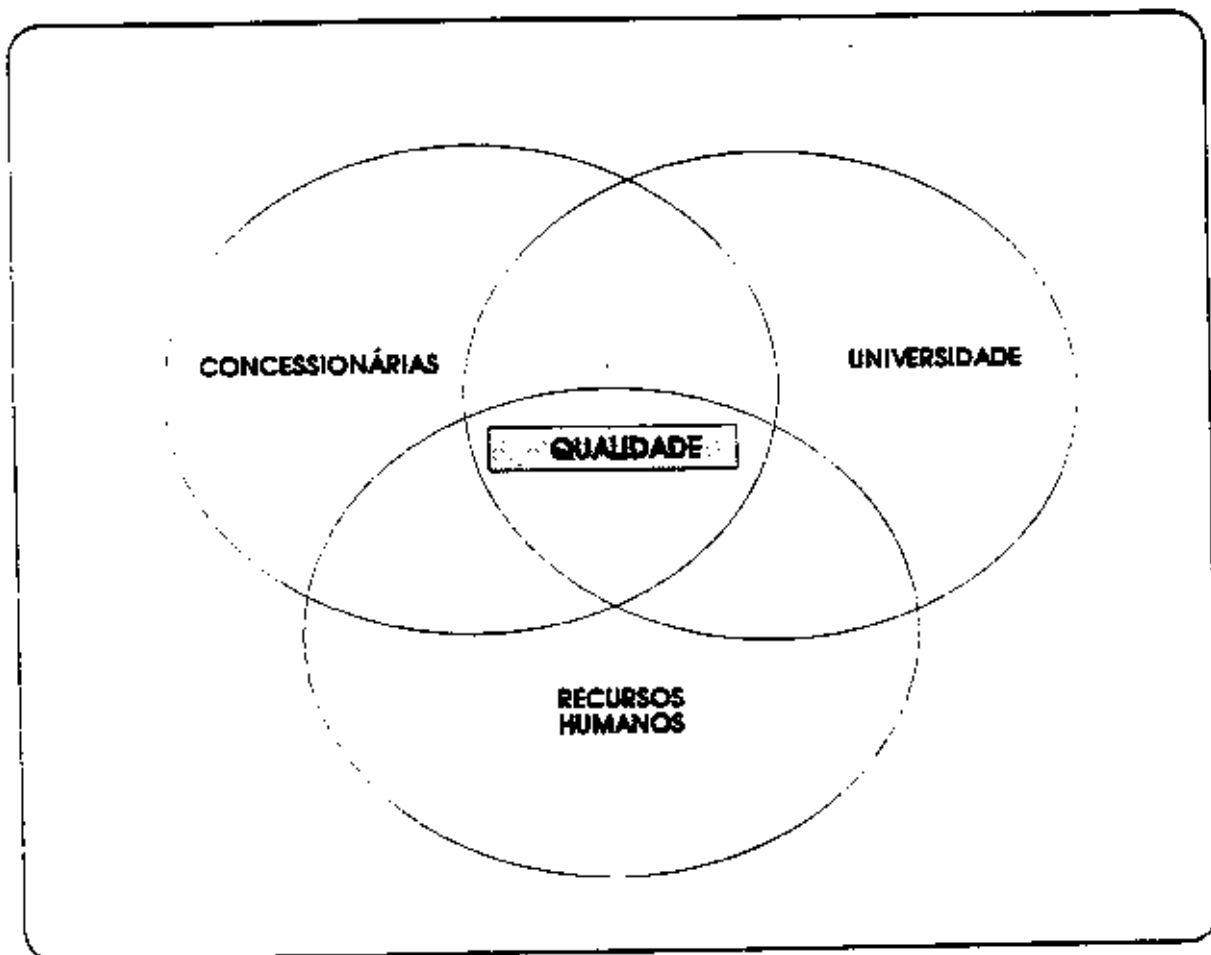
Entretanto, esse número ainda seria elevado frente as perspectivas de disponibilidade desses profissionais em futuro próximo, como mostrado nas projeções de formação das grandes universidades, bem como da estrutura da futura empresa de energia elétrica, conforme relatado a seguir.

A reversão do panorama atual do Sistema Oficial de ensino poderá ocorrer com o auxílio ou parceria do Setor Elétrico, através de estímulos para novas oportunidades de negócios e com o incentivo para contratação desses profissionais. Nesta parceria:

- . As empresas deverão contribuir para melhorar o ensino e equipar as escolas técnicas e universidades com laboratórios de pesquisa que, além de incrementar a parte prática dos cursos e sua adequação à realidade empresarial, implemente novas tecnologias de praticidade de curto e médio prazos. Da mesma forma, manter atualizados os acervos bibliográficos.
- . As empresas deverão apoiar a reciclagem de docentes, estimulando seu aprimoramento em eventos internos e externos do Setor Elétrico, além da constante troca de experiências de interesse comum.
- . As empresas deverão desenvolver ações junto às instituições de ensino, não só voltadas para seu marketing próprio, como também difundindo a importância da energia, seu uso eficiente, os cuidados ambientais, as preocupações com a sociedade e com o próprio consumidor, de forma a cativar futuros candidatos para o Setor Elétrico.
- . As empresas deverão apoiar os cursos de graduação e pós-graduação, inclusive com sugestões e introdução de mudanças curriculares, adequando-os às necessidades do Setor Elétrico, de forma a manter um elevado nível de qualidade na formação e especialização, reduzindo as necessidades de treinamento interno por ocasião da admissão do novo profissional.
- . As empresas e universidades deverão estimular a prática e conhecimento de conceitos de qualidade, produtividade, competitividade, que tenham reflexos nas atividades empresariais e na própria qualidade de vida dos cidadãos.
- . As empresas deverão rever e modernizar suas políticas de estágios, visitas técnicas para alunos de nível de graduação, pós-graduação, e para professores, aproximando os conceitos acadêmicos da realidade empresarial e estimulando o desenvolvimento de teses de aplicabilidade real.
- . As empresas deverão estimular convênios/acordos de cooperação com as universidades, garantindo uma prestação de serviço permanente que venha a manter integrados seus respectivos corpos funcionais.

Com base no exposto, não resta dúvida que devem ser cada vez mais incentivados e implementados convênios e acordos com as universidades, visando atender a função SUPRIMENTO e aproximar o Setor Elétrico dos centros de pesquisa e acadêmicos, atenuando as carências e identificando ações práticas para solução imediata de problemas, conforme visualizado na Figura 3.3, que apresenta uma integração com qualidade.

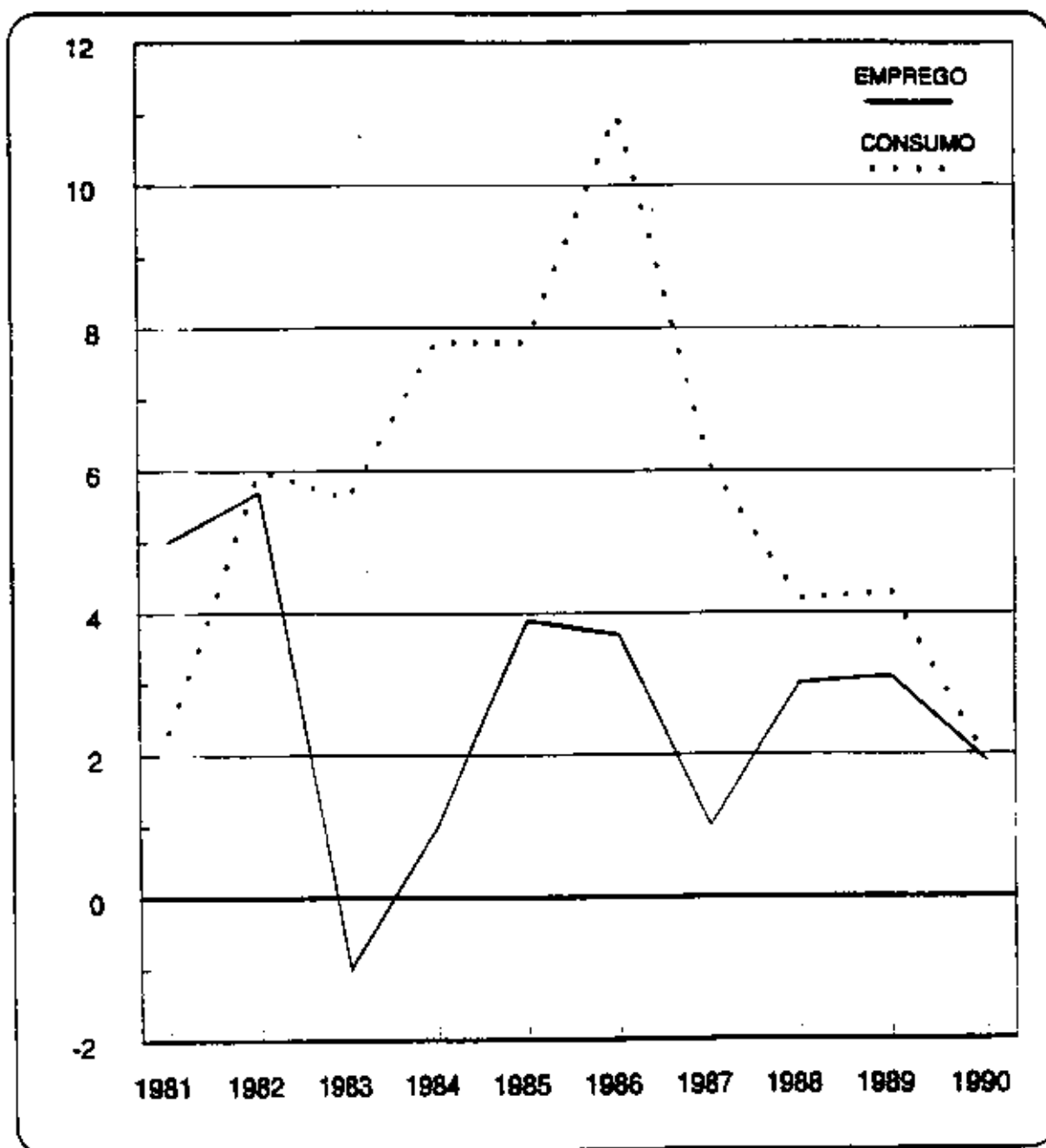
**FIGURA 3.3**  
**INTEGRAÇÃO COM QUALIDADE**



### 3.1.2 Análise da Produtividade e Prospecção do Mercado de Trabalho

Uma análise retrospectiva do crescimento do emprego no Setor Elétrico e do consumo de energia elétrica nos mostra que os anos 80, de uma maneira geral, apresentaram, quando comparados com a década de 70, um período de menores taxas de crescimento.

**FIGURA 3.4**  
**TAXAS DE CRESCIMENTO**  
**EMPREGO X CONSUMO**



Deve-se notar que apesar destes decréscimos de desempenho, o consumo de energia apresentou taxas de crescimento quase sempre superiores às do emprego (Figura 3.4), fenômeno que reflete, entre outros fatores, o aumento relevante da produtividade do trabalho combinada com o do consumo de energia.

Neste contexto, a elasticidade emprego/consumo<sup>(1)</sup> entre os anos de 1980 - 1990, apresenta valores menores que 1, ou negativos, com exceção dos anos de 1981 e 1990, que apresentam valores superiores a 1. Em outras palavras, este indicador está revelando que o atendimento ao consumo de energia elétrica nesse período foi possível com uma menor absorção de força de trabalho, ou mesmo com a sua redução (Tabela 3.2).

**TABELA 3.2**  
**ELASTICIDADE EMPREGO/CONSUMO**  
**SETOR ELÉTRICO**

ANO	NÚMERO EMPREGADOS	CONSUMO TW% <sup>2</sup>	TAXA DE CRESCIMENTO		ELASTIC. EMPREGO/CONSUMO
			EMPREGADO	CONSUMO	
1980	157.639	122	-	-	-
1981	165.630	126	5,07	2,70	1,88
1982	175.095	133	5,71	5,97	0,96
1983	172.788	140	(1,32)	5,26	(0,25)
1984	174.825	151	1,18	7,49	0,16
1985	181.681	162	3,92	7,50	0,52
1986	187.890	179	3,42	10,69	0,32
1987	189.644	190	0,93	6,08	0,15
1988	195.141	198	2,90	4,37	0,66
1989	201.130	208	3,07	4,59	0,67
1990	204.780	211	1,81	1,78	1,02

Utilizando-se para avaliação dos ganhos de produtividade o índice de variação do FRH (Energia consumida/nº empregado), aqui definido como Fator de Ganho de Produtividade Relativa a Pessoal (FGPS)<sup>2</sup>, observa-se no período 1980-90 um aumento médio na produtividade de trabalho no Setor Elétrico Brasileiro da ordem de 3,0% a.a. (Tabela 3.3).

- (1) Pode-se definir, no caso específico do Setor Elétrico, em que, o menos das perdas de energia, consumo = produção, a elasticidade consumo-emprego como  $[(de/e) : (dc/c)]$ , em que e = emprego e c = consumo. Este indicador mostra qual a variação percentual que ocorre no emprego dada a variação de 1% no consumo.
- (2) FGPS =  $FRH_t / FRH_{t-1}$ , onde  $FRH_t$  = Energia consumida dividida  $\rho$  pelo nº de empregados (ambos no período t) e  $FRH_{t-1}$  = idem (ambos RH no período t-1).

**TABELA 3.3**  
**FATOR DE GANHO DE PRODUTIVIDADE RELATIVA A PESSOAL**

ANO	NUMERO EMPREGADOS	CONSUMO TWh	FGPS <sup>7)</sup>
1980	157.639	122	1,05873
1981	165.630	126	0,97743
1982	175.095	133	1,00243
1983	172.788	140	1,06665
1984	174.825	151	1,06242
1985	181.681	162	1,03447
1986	187.890	179	1,07028
1987	189.644	190	1,05101
1988	195.141	198	1,01426
1989	201.130	208	1,01472
1990	204.780	211	0,99969

FGPS (MÉDIO) = 1,02888

(\*) Vide Apêndice

Na hipótese conservadora de manutenção deste ganho médio de produtividade no horizonte até 2015, pode-se estimar, com base nos valores de consumo de energia elétrica previstos nos Cenários do Plano 2015 (Tabela 3.4), as necessidades de recursos humanos, conforme Tabela 3.5 e Figura 3.5.

**TABELA 3.4**  
**BRASIL**  
**CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA - TWh**

Cenário	1995	2000	2005	2010	2015
I	234,2	279,9	365,5	444,1	534,1
II	238,5	313,2	409,2	495,3	593,0
III	260,3	342,8	443,4	547,2	661,9
IV	260,2	354,2	463,6	594,3	743,3

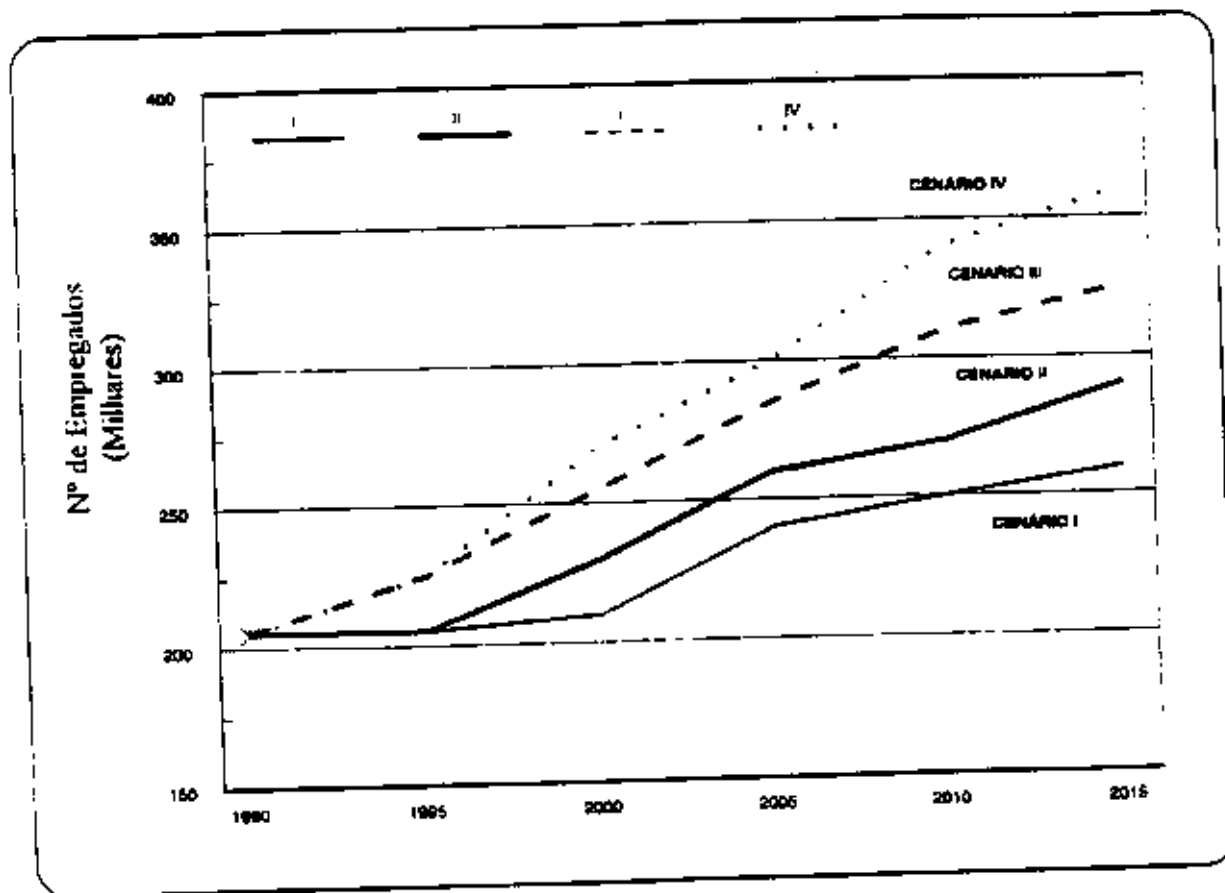
**TABELA 3.5**  
**BRASIL - NECESSIDADE DE EMPREGADOS**

Cenário	1995	2000	2005	2010	2015
I	202.639	210.047	237.892	250.698	261.500
II	206.360	235.037	266.335	279.601	290.338
III	225.222	257.350	288.595	308.899	324.072
IV	225.135	265.805	301.742	335.488	363.926



A análise dos Cenários mostra que, se mantidos os ganhos médios de produtividade dos últimos 10 anos, ou seja, 3,0% a.a. chegaremos na melhor das hipóteses (cenário IV) a um total aproximado de 360.000 empregados em 2015, representando, em relação a 1990, um acréscimo de 160.000 novos empregados para o Setor (incremento de 78%). Haveria também a substituição da quase totalidade dos atuais 200.000. Ressalta-se que os valores estimados na Tabela 3.5 teve como base os dados disponíveis de 1991, referentes a consumo e número de empregados.

FIGURA 3.5  
BRASIL - No. DE EMPREGADOS  
PLANO 2015



Na hipótese mais pessimista (cenário I) a previsão é que haja um acréscimo de 57.000 empregados no Setor Elétrico (aumento de 28% em relação a 1990). Neste caso, o crescimento do consumo de energia elétrica seria atendido em grande parte com ganhos relativos de produtividade.

Nos Cenários intermediários II e III, o Setor Elétrico necessitaria de 85.000 e 119.000 novos empregados, respectivamente.

Utilizando a metodologia contida no item 7 - Apêndice, envolvendo o aumento do consumo de energia elétrica e o ganho de produtividade relativa a pessoal (FCPS), pode-se concluir que em qualquer dos cenários chegar-se-a em 2015 com um FRH=2,04 GW/ Empregado, cuja evolução ao longo do tempo é mostrada na Tabela 3.6.

TABELA 3.6

	1995	2000	2005	2010	2015
FRH (GWh/EMPREGADO)	1,16	1,33	1,54	1,77	2,04

Estas avaliações contidas na Tabela 3.5 podem variar para menos se supusermos ganhos maiores de produtividade ao longo das próximas duas décadas, hipótese que não pode ser descartada, em função da prioridade assumida no país pela busca de uma melhor qualidade e produtividade, dentro de um processo amplo de introdução de novas tecnologias associadas à microeletrônica com repercussão tanto na produção, incluindo produtos e processos, quanto na própria forma de organização do trabalho, não só daquele diretamente ligado à produção, mas também aquele administrativo.

### 3.1.3 Demanda por Engenheiros

Na análise da estrutura ocupacional do Setor Elétrico, verificamos a existência de cerca de 20% de profissionais de nível superior, sendo que destes o número de engenheiros equivale a aproximadamente 50%. Na hipótese da manutenção desta atual estrutura no horizonte do Plano 2015, pode-se estimar, com base nos quatro Cenários projetados, a demanda por engenheiros:

TABELA 3.7  
NECESSIDADE DE ENGENHEIROS

Cenário	1995	2000	2005	2010	2015
I	19.542	20.257	22.942	24.177	26.150
II	19.901	22.667	25.685	26.964	29.034
III	21.720	24.809	27.832	29.790	32.407
IV	21.712	25.634	29.099	32.354	36.393

Desta forma, estima-se que para o ano 2015 poderemos ter desde um pequeno acréscimo do número de engenheiros no Setor Elétrico (cenário I) até uma necessidade adicional de cerca de 16.000 novos engenheiros (cenário IV), representando um acréscimo que varia de 28% a 78% em relação ao quadro existente em 1990, ou seja, atingiremos no ano 2015, na melhor das hipóteses, cerca de 36.000 engenheiros.

## 3.2 FUNÇÃO MANUTENÇÃO

Na segunda função de Recursos Humanos, a empresa procura preservar a ambiência e meios que garantam a estabilidade do desempenho de seus recursos humanos, direcionando seus esforços na

busca de melhores condições de trabalho, em termos de estruturação, procedimentos, competências, fluxos de informações, clima organizacional e na recompensa pelo trabalho, em conformidade com o seu contexto.

O homem tem duas classes gerais de necessidades: as materiais e as psicológicas. As materiais são atendidas mediante uma política salarial justa e competitiva e por meio de incentivos, que funcionam até como salários indiretos. Já os incentivos psicológicos são obtidos com estimulantes do ego do trabalhador e de acordo com o seu perfil, com sua estrutura básica de motivação, com a cultura em que está inserido, com as condições ambientais, promovendo sua alta estima.

O binômio quantidade - qualidade de recursos humanos, deve ser objetivo de permanentes incentivos de forma a não só garantir o número exato de profissionais para as atividades empresariais, como as condições para sua realização profissional e pessoal. Neste contexto, as funções SUPRIMENTO e MANUTENÇÃO são integradas, visando buscar os padrões de efetividade requeridos.

A avaliação de um dos indicadores também usados para medir um tipo de produtividade do Setor Elétrico é a relação número de consumidores/número de empregados, mostrado a seguir:

TABELA 3.8  
BRASIL - SETOR ELETRICO  
NÚMERO DE CONSUMIDORES E DE EMPREGADOS

ANO	Nº CONSUMIDORES x 1000	Nº EMPREGADOS	CONSUMIDORES/ EMPREGADO
81	18.573	167.392	110,9
82	20.167	175.699	114,7
83	21.592	175.249	123,2
84	22.865	178.687	127,9
85	24.244	186.433	130,0
86	25.888	190.116	136,1
87	27.193	193.511	140,5
88	28.124	198.714	141,5
89	29.637	210.212	140,9
90	30.927	208.319	148,4
91	32.321	194.207	166,4

Fonte - SIESE/GRIDIS/ELETRABRÁS

Pode-se observar, à exceção de 1989, um aumento crescente de valor na relação consumidor/empregado que também deverá manter-se até 2015.

Entretanto, observa-se que a relação número de consumidores/número de empregados não expressa bem a produtividade de uma empresa em ambiente de acelerada inovação tecnológica. A redução do número de empregados em relação ao de consumidores poderá ser ampliada, não só por qualquer melhoria interna, mas, também, em função de outros fatores, como grandes investimentos em tecnologia, contratação de serviços de terceiros, etc.

Neste enfoque, o aumento desse indicador só é possível se os recursos economizados com a folha de pagamento forem investidos em outros dispêndios. Em suma, isto significa que é necessário que as grandes empresas invistam, cada vez mais, em pesquisa, formação e desenvolvimento de seus recursos humanos para torná-los altamente motivados e especializados em suas funções.

Para a manutenção de recursos humanos altamente especializados, os executivos das grandes empresas no século XXI tratarão os empregados com um enfoque de gerenciamento de talentos pessoais.

Considerar o talento pessoal implicará em dar a cada um a visão total do negócio e a exata dimensão de sua participação, em permitir o questionamento das decisões empresariais e estar disposto a revê-las quando se fizer necessário; em incentivar a contribuição advinda de novas idéias e implementá-las, desde que viáveis, em permitir que cada um sinta-se importante e parte de uma equipe coesa e em reconhecer e premiar os méritos individuais e de equipe.

O trabalho do gerente deixará de ser apenas o estabelecimento de objetivos e avaliações de desempenho, para se transformar na criação do ambiente adequado para que as pessoas possam se auto-realizar. O gerente do século XXI deverá ter grande poder de comunicação com as pessoas, além de saber colocá-las em funções que permitam a utilização de seu potencial completo. Para este novo papel, três fatores serão primordiais: flexibilidade, inovação e orientação de pessoas.

A flexibilidade permitirá ao gerente compreender novas situações, identificar soluções, adaptar os esquemas existentes aos novos padrões exigidos, aprendendo a cada instante, sem perder a visão global.

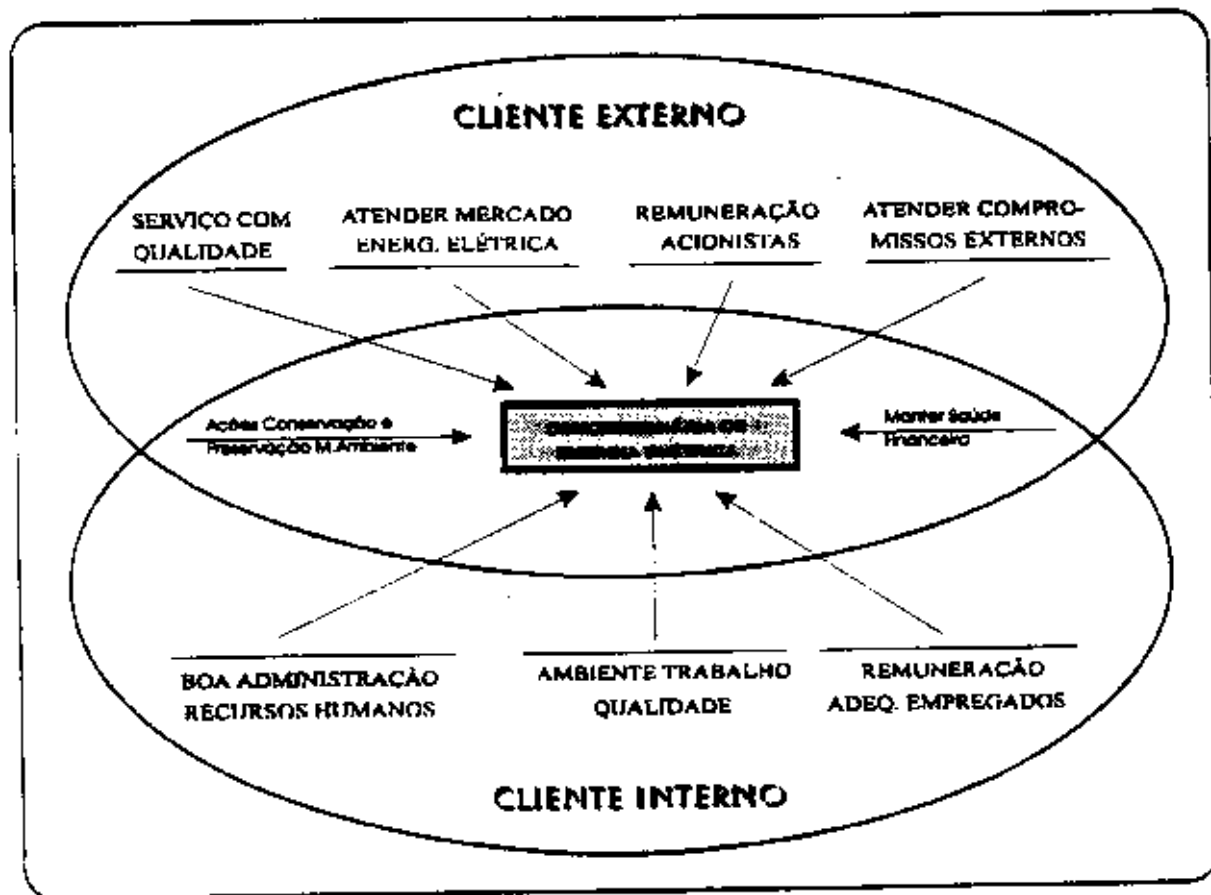
A mentalidade inovadora propiciará a identificação de idéias criativas que sejam viáveis, a convivência com o risco e a perspectiva de erro e a disposição de sempre refazer, porque o que é feito por pessoas, pode ser aperfeiçoado por pessoas.

A prática de orientar requererá detectar, nas pessoas, quais as habilidades que elas pretendem desenvolver e qual a melhor função para que isso ocorra. A orientação pessoal será chave para mobilizar o talento. A liderança gerencial, no século XXI, terá como desafio mudanças comportamentais e ambientais permanentes ou seja, gerenciar deixará de ser fazer coisas através de pessoas, para ser a administração dos talentos pessoais.

O século XXI exigirá, pois, muitas habilidades de negociação e a resolução de conflitos, pois será não só um período de rápidas mudanças, como também a era dos "conflitos perpétuos".

Neste enfoque, as empresas de energia elétrica deverão transitar do modelo organizacional inadequado, criado nas décadas de 50 e 60, para modelos cujo paradigma final é o cliente, quer como indivíduo e cidadão, quer como sociedade. Os objetivos de uma concessionária moderna e de seu quadro de pessoal deverão estar dirigidos conforme a Figura 3.6, a seguir:

**FIGURA 3.6**  
**VISÃO EMPRESARIAL - OBJETIVOS DE UMA CONCESSIONÁRIA MODERNA**



Este modelo orientado para organizar o ambiente, o cliente e os seus recursos humanos, representa um modelo holístico onde:

- para a organização: modernidade da gestão empresarial, adequação do organograma funcional, planejamento estratégico dicrômico, programa de qualidade e produtividade, marketing e outras ações de cunho empresarial e de valorização de pessoal.
- para o ambiente: cuidados, não só com o meio ambiente propriamente dito, como nas ações dirigidas para o relacionamento da empresa com seu ambiente externo, tais como: governo, instituições de classe, fornecedores e clientes e, fundamentalmente, as instituições de ensino.

- . para o cliente: ações dirigidas para o conhecimento de suas necessidades presentes e futuras e reconhecimento de sua importância no contexto organizacional, além da busca permanente na melhoria da prestação de serviços.
- . para os recursos humanos: reconhecimento da potencialidade humana e sua adequação às atividades, novo estilo de gerência, novos modelos de desenvolvimento de habilidades e crescimento profissional, remuneração condizente com seus resultados de produtividade.

Assim, a abordagem sistêmica da concessionária estaria voltada para a busca de resultado mediante a melhoria da qualidade de vida profissional e a atenção aos clientes. Enfrentar desafios e estar preparado para mudanças de posturas, costumes e culturas empresariais, será o desafio do profissional da concessionária do século XXI.

### 3.3 FUNÇÃO CAPACITAÇÃO - DESENVOLVIMENTO

Na terceira função, a de Capacitação e Desenvolvimento, a empresa busca o aperfeiçoamento dos indivíduos, dos grupos e da própria organização.

A função CAPACITAÇÃO/DESENVOLVIMENTO engloba o planejamento de carreira, o treinamento e as promoções por desempenho e por vários outros instrumentos que ofereçam ao empregado plena condição de realização pessoal e profissional.

Esta função é fundamental para as empresas interessadas em mão-de-obra saudável e produtiva, e surge como resposta positiva à ansia de crescimento e desenvolvimento dos empregados, pressionados por uma sociedade competitiva.

O desejo de ascensão do empregado é produto da sociedade sob a qual se vive e pela qual se é fortemente pressionado: o conceito de sucesso é atribuído em função da ascensão a níveis hierárquicos e funcionais superiores.

A influência dos valores sociais é tão grande no comportamento dos empregados que a empresa que não possui programas de desenvolvimento tenderá a perder os melhores. O "turn-over" em excesso enfraquece a instituição.

Os indicadores utilizados atualmente pelas empresas para expressar a ênfase na CAPACITAÇÃO/DESENVOLVIMENTO dos seus recursos humanos são:

a) % FORÇA DE TRABALHO DESLOCADA PARA TREINAMENTO (% FT) que representa, em percentual, o esforço da empresa em deslocar pessoal para treinamento. É calculado pela expressão:

$$\% \text{ FT} = \frac{\text{HHT}}{\text{TE} \cdot 1920} \cdot 100$$

Onde:

- HHT** = Total de homens-hora despendidos em atividades de treinamento.  
**TE** = Número total de empregados.  
**1920** = Número médio de horas por ano em que cada empregado se encontra disponível para o trabalho.

A Tabela 3.9, intitulada "Treinamento do Setor Elétrico" retrata, no período 1982 a 1991, através dos indicadores citados, o comportamento do treinamento do Setor Elétrico.

**TABELA 3.9**  
**BRASIL - TREINAMENTO DO SETOR ELÉTRICO**

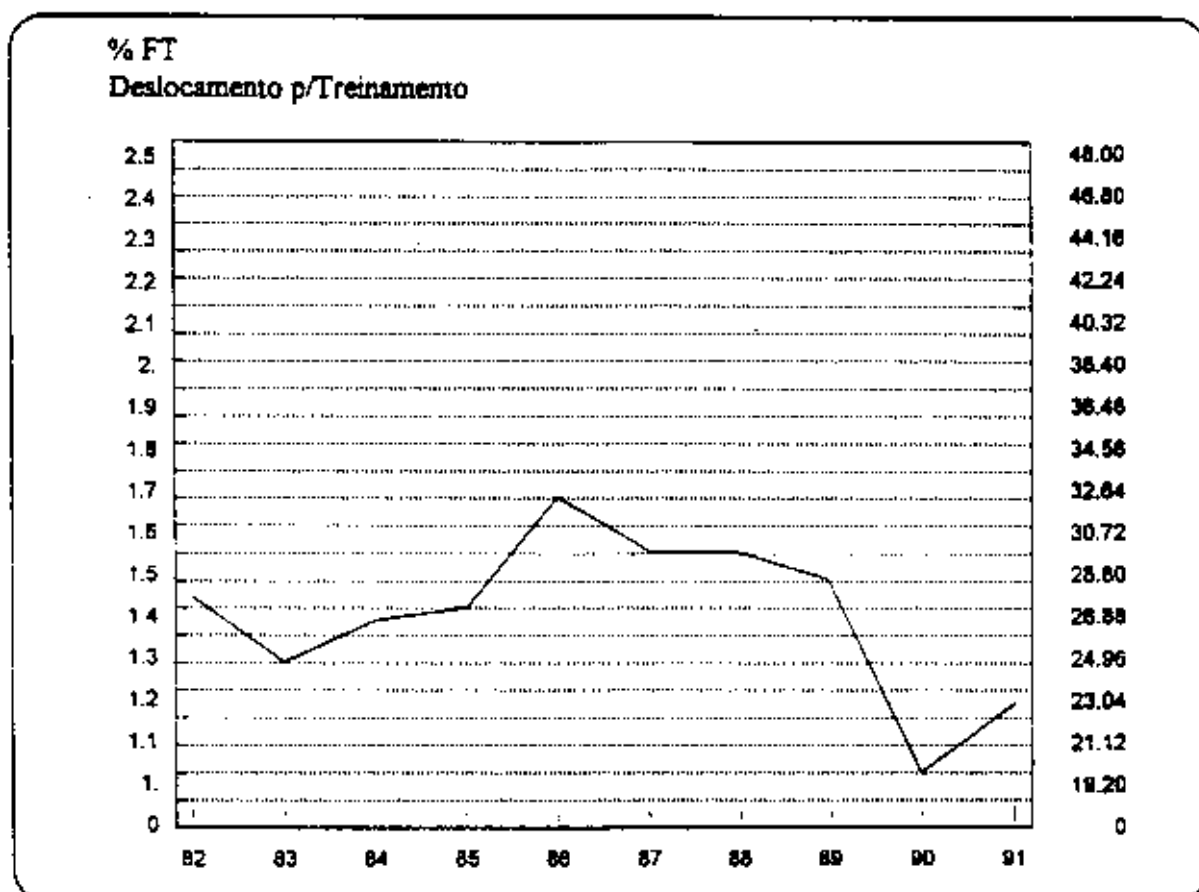
ANO	HHT	TE	(%)FT	HHT/EMP.	CUSTOS DIRETOS TREINAM.	US\$ EMP. (US\$)	% DE EMPREG. TREINADOS
82	4.659.194	169.153	1,4	27	6.558.634	40	*
83	4.194.759	167.738	1,3	25	9.164.118	55	*
84	4.510.852	171.809	1,3	26	10.384.818	60	*
85	4.791.382	179.228	1,3	26	12.198.010	68	*
86	5.985.117	184.086	1,6	33	12.517.413	68	*
87	5.648.090	183.902	1,6	31	18.121.883	100	*
88	5.006.337	163.053	1,6	31	19.566.360	120	21
89	5.850.328	201.077	1,5	29	26.219.557	130	35
90	3.753.749	198.975	0,98	19	12.156.718	61	32
91	4.101.159	191.548	1,12	21	14.408.219	75	37

Fonte: DGD/ELETROBRAS

\* - sem informações

Conforme pode-se visualizar no Figura 3.7, cada valor de % FORÇA DE TRABALHO DESLOCADA PARA TREINAMENTO corresponde a um número de horas de treinamento por empregado. Ou seja, 2% de FT corresponde a cerca de 40 horas de treinamento por empregado, valor considerado ideal como meta do Setor Elétrico.

**FIGURA 3.7**  
**BRASIL - INDICADORES DE TREINAMENTO (1982/91)**



Da análise dessa retrospectiva do Setor Elétrico, no período 82 a 91, observa-se na Figura 3.7 que, de 1983 a 1986, houve um incremento no treinamento, sendo que, neste último ano, o índice FORÇA DE TRABALHO DESLOCADA PARA TREINAMENTO atingiu seu valor máximo, ou seja 1,7%, representando 32 horas de treinamento por empregado, próximo às 40 horas consideradas ideais.

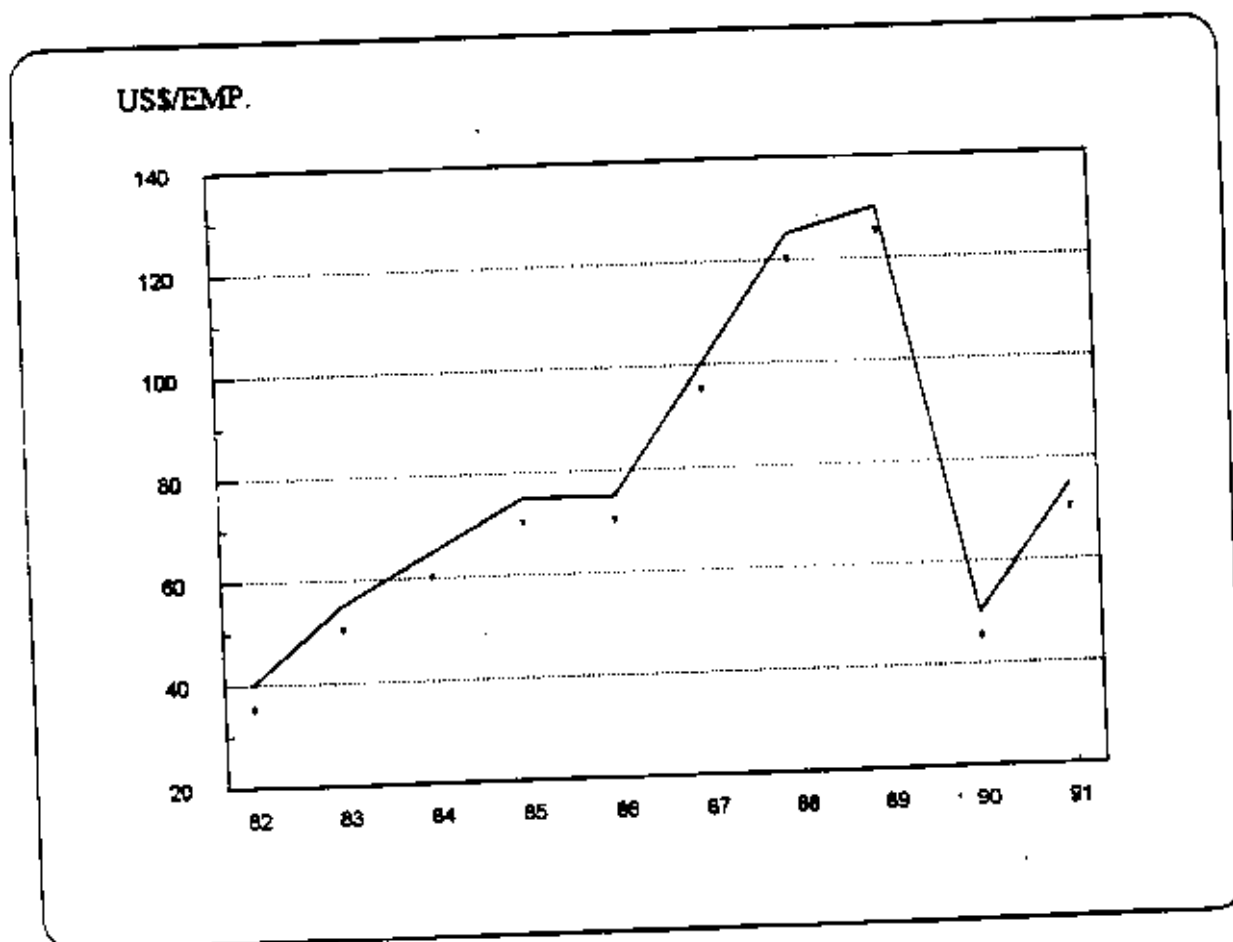
b) O INVESTIMENTO EM TREINAMENTO POR EMPREGADO (ITE), que exprime o esforço da empresa na liberação de recursos financeiros para o desenvolvimento de pessoal, englobando diárias, viagens, taxas de insumo, contratação de terceiros, uso de instalações, material didático, etc, cuja fórmula é expressa abaixo:

$$ITE = \frac{\text{CUSTO TREINAMENTO}}{\text{TE}}$$



O Figura 3.8, retrata o comportamento deste indicador no período de 82 - 91.

**FIGURA 3.8**  
**INVESTIMENTO/EMPREGADO NO SETOR ELÉTRICO**



Frente aos US\$ 400 em investimento em treinamento por empregado praticado mundialmente, a nossa maior cifra atingida (US\$ 130) é ainda modesta.

Em 85 e 86 o investimento global em treinamento foi um pouco superior a US\$ 12 milhões, valores novamente praticados em 1990, representando uma queda de 54% em relação a 1989, período considerado bom para o treinamento do Setor Elétrico.

A evolução de FORÇA DE TRABALHO DESLOCADA PARA TREINAMENTO pelo Setor Elétrico, por categoria, para o quadriênio 88/91, está indicado na Tabela 3.10, a seguir:

**TABELA 3.10  
FORÇA DE TRABALHO DESLOCADA PARA TREINAMENTO  
POR CATEGORIA**

ANO		88	89	90	91
<b>GERENCIAL</b>	<b>HHT</b>	N.D	361.240	265.261	279.017
	<b>T.E.</b>	N.D	12.444	18.249	12.735
	<b>F.T</b>	1,5%	1,5%	1,1%	1,1%
<b>SUPERIOR</b>	<b>HHT</b>	N.D	1.253.501	714.791	928.966
	<b>T.E.</b>	N.D	28.753	29.490	28.239
	<b>F.T</b>	2,2%	2,2%	1,2%	1,7%
<b>MÉDIO(*)</b>	<b>HHT</b>	N.D	1.902.359	1.258.369	1.507.819
	<b>T.E.</b>	N.D	81.833	73.075	70.899
	<b>F.T</b>	1,3%	1,2%	0,8%	1,1%
<b>OPERACIONAL(**)</b>	<b>HHT</b>	N.D	2.333.238	1.515.388	1.385.357
	<b>T.E.</b>	N.D	78.047	84.169	79.675
	<b>F.T</b>	1,6%	1,55%	0,93%	0,9%
<b>TOTAL</b>	<b>HHT</b>	5.006.337	5.850.328	3.753.749	4.101.159
	<b>T.E.</b>	163.053	201.077	198.975	191.548
	<b>F.T</b>	1,6%	1,5%	0,9%	1,1%

FONTE: DGD/ELETROBRÁS.

OBS: (\*) com 2º Grau  
(\*\*) não exige o 2º Grau  
N.D = não disponível

Analogamente aos valores apresentados na Tabela 3.9, observa-se que, pela Tabela 3.10, no triênio 88/90, o volume de treinamento de cada uma das categorias (Gerencial, Nível Superior, Nível Médio e Operacional) também diminuiu. Das quatro categorias analisadas, a maior participação em treinamento vem ocorrendo na categoria Nível Superior enquanto que a menor, no Nível Médio.

Nos dados anteriormente apresentados, deve-se observar que medir o valor do treinamento só pelos seus gastos não permite que se obtenha o custo/benefício do treinamento realizado. É necessário que se introduzam índices que correlacionem variáveis específicas de efetividade e qualidade com os gastos de treinamento.

Não sendo possível fazer isto já, deve haver um comprometimento para fazê-lo num prazo determinado.

Recentemente foi instituído pelo Governo Federal o Plano Especial de Melhoria da Eficiência do Setor Elétrico Brasileiro - PMS. Esse plano deu origem aos vários Programas de Melhoria da Eficiência Empresarial - PMEE das diversas concessionárias do Setor Elétrico que contemplam, dentre outros, indicadores relacionados aos recursos humanos.

É imprescindível, pois, que dentro do contexto empresarial, cada concessionária estabeleça metas que conduzam à melhoria dos indicadores relativos a recursos humanos. Assim, numa primeira etapa, cada concessionária deveria estipular no seu PMEE, para o indicador FORÇA DE TRABALHO DESLOCADA PARA TREINAMENTO, valores anuais da ordem de 1,8%, que correspondem a 35 horas de treinamento por empregado e investimentos em treinamento (custos diretos) da ordem de US\$ 250 por empregado.

Numa etapa posterior, o desejável para o indicador FORÇA DE TRABALHO DESLOCADA PARA TREINAMENTO seria 2,5%, que corresponde a 48 horas de treinamento por empregado e investimentos em treinamento da ordem de US\$ 400 por empregado.

Lembramos que esses 1,8% e 2,5% da Força de Trabalho deverão ser obtidos com a participação em ações de treinamento de 50% dos empregados, evitando com isso uma concentração de treinamento em um grupo reduzido de empregados.

Para tanto, as empresas do Setor Elétrico devem prever, anualmente, no seu orçamento, recursos para CAPACITAÇÃO/DESENVOLVIMENTO. O ideal seria vincular o investimento em treinamento em relação a um dos fatores: venda de energia, lucro, patrimônio, custeio, folha de pagamento, etc.

Em função das análises da situação atual e prospecção para o quantitativo de recursos humanos para 2015, a função CAPACITAÇÃO/DESENVOLVIMENTO deverá dar ênfase ao treinamento gerencial, ao treinamento em serviço, ao treinamento à distância, ao autodesenvolvimento, ao treinamento em informática, negociação, administração de conflitos, qualidade e produtividade, liderança, trabalho em equipe, e outros que visam não só a modernidade como a nova postura gerencial e de equipe antes da virada do século.

Os Programas Governamentais concebidos no final da década passada para situar o Brasil em nível dos países desenvolvidos, com destaque para o Programa Brasileiro de Qualidade e Produtividade -

PBQP, obrigará a uma busca permanente de racionalização e otimização de todos os tipos de recursos (humanos, financeiros, materiais, etc.) que somente poderão ser obtidos com essa postura gerencial.

É imprescindível, pois, a atuação imediata dos gerentes como vetor de disseminação das modernas técnicas na esfera técnico-administrativa, que irão levar toda a empresa ao atingimento do estabelecido nos seus Programas de Melhoria e Eficiência Empresarial.

Neste aspecto, programas de conscientização, sensibilização e capacitação desses profissionais devem ser calcados em novas diretrizes e estratégias até então de difícil implantação, mas conhecidas internacionalmente como medidas de sucesso empresarial.

Como estratégia permanente, a preparação sistemática de gerentes, seja oriundos do próprio quadro da empresa, ou eventualmente, recrutados no mercado de trabalho, permitirá preparar a empresa para novos desafios, implantando facilmente novas metodologias de trabalho e de gestão.

Uma nova postura deverá ser aplicada ao plano de carreira, abrindo perspectivas de carreiras separadas para técnicos e gerentes em potencial, evitando a transformação de excelentes técnicos em gerentes razoáveis.

Os planos de carreira deverão moldar-se à constatação de que as pressões de produtividade e competitividade ligam-se cada vez mais à compatibilidade entre características individuais e exigências funcionais. A motivação humana decorre em grande escala do sentimento de desafio que as pessoas percebem em suas tarefas. Carreiras, salários e funções, exigem cada vez mais motivações e aptidões coerentes.

Para a função capacitação/desenvolvimento gerencial, sugere-se a escolha de parcerias com Universidades, para desenvolver diagnósticos de longo prazo, visando a criação de programas gerenciais alicerçados nos traços característicos da cultura brasileira. Esta medida trata da busca de um estado gerencial próprio, tal como fizeram os Estados Unidos, o Japão, a Coreia, a Alemanha, a França, enfim todos os países desenvolvidos.

O processo de parceria entre Universidades e o Setor Elétrico reduzirá os espaços e manterá uma equipe qualificada para dialogar com a Universidade, tendo em vista sua interdependência e que um fator de orientação da Universidade e a própria experiência empresarial.

A visão regional da América Latina para os anos 2000, de acordo com o estudo feito pela Columbia University, com base nos dados de mais de 1500 gerentes de alto nível de 20 países, é que o líder deverá ter os seguintes atributos: habilidades em economia e política internacional, visão internacional no estilo gerencial da companhia, lealdade, tempo de casa e habilidades em informática. Esta visão continental também se adapta à empresarial.

Este novo gerente, através da disseminação de técnicas modernas de gestão, conduzirá seus subordinados a uma melhor integração, buscando constantemente gerência participativa, delegação de responsabilidade e horizontalização de tarefas na empresa. O conhecimento do negócio da empresa será transmitido da alta administração até a base da pirâmide funcional. As pessoas deverão ser preparadas para encarar as forças de mudanças, aceleradas-ininterruptas-inevitáveis, como oportunidades e não ameaças.

Transformar gerentes em grandes executivos para o Setor Elétrico, com visão holística e não mecanicista, será a prioridade do desenvolvimento gerencial. A visão do negócio permitirá uma adequada gerência de todo o processo. As novas circunstâncias exigirão novas idéias. O futuro não poderá ser calcado em regras de ontem.

No que diz respeito ao treinamento em áreas tecnológicas, será enfatizado o treinamento em serviço ("on-the-job training"), que se caracteriza por permitir ao treinando situar-se em condições semelhantes às que encontrará no local de trabalho. Os softwares de treinamento já possuem esta característica "conversacional". Só vencerão as pessoas preparadas para os novos tempos e capazes de ajudar a empresa a enfrentar os desafios da globalização e das inovações tecnológicas.

O treinamento a distância permitirá otimizar os recursos, levando as novas informações, com maior rapidez, a todo o Setor Elétrico, independentemente da situação geográfica, possibilitando uma isonomia de conhecimentos.

A prática do autodesenvolvimento deverá ser cada vez mais incentivada nas empresas, uma vez que as inovações tecnológicas não poderão ser repassadas em tempo hábil pelas instituições de ensino.

Nesse contexto, o gerente desempenhara o papel relevante de instrutor, incentivando sua equipe a utilizar todos os recursos disponíveis, como vídeos, livros e informática em geral.

Com a disseminação irreversível dos computadores na vida moderna, será imprescindível a permanente atualização em informática, já que, a médio prazo, a comunicação nas empresas será feita somente através de terminais de computador e até mesmo a integração das famílias com os setores produtivos, através de redes de computadores domésticos, poderá tornar-se uma realidade.

O treinamento dos gerentes em negociação deverá ser priorizado, face à sua transição de postura autoritária para um novo estilo participativo, tendo em vista as mudanças ocorridas na sociedade, nos sindicatos e associações de classe.

## 4. CONCLUSÕES

4.1 Como visto anteriormente nas três funções (Suprimento, Manutenção e Capacitação/Desenvolvimento), a qualidade da educação é fundamental durante o seu ciclo profissional. A nova função Recursos Humanos não deverá ser exclusividade de área específica nas organizações e sim praticada por todos, em especial por seus gerentes. As áreas de Recursos Humanos deverão ser apenas suporte dos quadros gerenciais.

4.2 Face aos aspectos abordados, verifica-se ainda que as empresas do século XXI deverão:

- Contar com colaboradores leais;
- Orientar-se para resultados;
- Manter gerências com habilidades técnicas, humanas e conceituais;
- Promover delegação e autonomia;
- Estimular decisões consensuais;
- Ter flexibilidade;
- Incentivar as inovações;
- Trabalhar em equipe;
- Identificar talentos;
- Valorizar o desenvolvimento do ser humano;
- Alicerçar o treinamento na cultura brasileira.

Finalmente programas de estágio no País e exterior deverão consolidar os conhecimentos e práticas empresariais, visando conhecimentos técnicos e destacando os desempenhos individuais.

4.3 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. O fazer bem e certo, pela primeira vez, será a tônica do trabalho. O aperfeiçoar, sempre o grande desafio. Fazer cada vez melhor será a filosofia (KAIZEN). O retrabalho estará condenado.

4.4 No seu relacionamento com as instituições de ensino, sugere-se que as empresas do Setor Elétrico elejam e preparem Universidades e Escolas Técnicas, para realizarem programas de cooperação de longo prazo, que contemplem os seguintes tópicos:

- Abrir linhas de financiamento de equipamentos didáticos;
- Incentivar Estágios de alunos e corpo docente;
- Garantir bolsas complementares para mestrado e doutorado em áreas de interesse do Setor de Energia Elétrica;
- Garantir número de matrículas em programas ou cursos avançados de interesse do Setor de Energia Elétrica;
- Financiar publicações técnicas;
- Financiar pesquisas de interesse do Setor Elétrico e de retorno rápido para as empresas, através de institutos especializados;
- Garantir aproveitamento pelas empresas de um número mínimo de formandos.

A flexibilidade necessária para que as organizações possam sobreviver ao ambiente de turbulenta mudança realmente só poderá ser alcançada na medida em que as pessoas se conhecerem e aprenderem a conhecer bem as outras, transformarem os desafios em oportunidades, não apenas de sobrevivência, mas principalmente, de avanço e desenvolvimento.

Se essa transformação, que começa do indivíduo em si, não acontecer, os fatos provavelmente tomarão rumos bastante difíceis em termos organizacionais e praticamente irreparáveis em termos humanos. Trata-se de uma opção que, provavelmente, deve ser feita já e mantida nos anos iniciais do século XXI, caso tais organizações tenham a intenção de se perpetuarem através do novo século que está por começar.

4.5 No mundo atual, as organizações vêm se orientando para o cliente e, para que tal fato ocorra, grandes mudanças deverão ser iniciadas e exigidas do pessoal que opera na linha de frente, ou seja, com contato direto ou indireto junto aos consumidores.

Os gerentes deverão estabelecer uma boa comunicação com seus subordinados, partilhando a visão da empresa e procurando saber do que eles necessitam para fazer desta visão uma realidade. Para serem bem sucedidos, não poderão mais tomar decisões isoladas e autocráticas. Ao contrário, cada gerente deverá ser um visionário, um empreendedor, um estrategista, um informante, um professor e um inspirador, valorizando a intuição, a emoção e a criatividade.

4.6 Pela análise efetuada no item 3.1.1, 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 48.000 o estimado de nível superior. Pela análise no item 3.2 o número de empregados em 2015 deverá situar-se entre 260.000 e 364.000 e mantendo-se o percentual de 10% de engenheiros chegaríamos a um total de engenheiros que variaria de 26.000 a 36.400.

4.7 No entanto são necessárias avaliações técnicas, inclusive com análise de regressão e correlação conforme proposto no "Critérios para Dimensionamento de Quadros de Pessoal - COGE SRH 01/82" para melhor identificar o quantitativo de recursos humanos para 2015.

4.8 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 mais significativas na razão capital/produto relacionadas, conforme dito anteriormente, a nova trajetória tecnológica, baseada na microeletrônica, devendo o Setor Elétrico, por essa via, se destacar mais pelo aumento de produtividade do que por criação de empregos, alcançando elevados níveis de produtividade, o que estaria mais de acordo com os objetivos do PBQP.

5. APÊNDICE

ESTIMATIVA DO TOTAL DE EMPREGADOS - 2015 - FGPS

Define

$$FGPS_t = \frac{MWhC_t}{NE_t} \div \frac{MWhC_{t-1}}{NE_{t-1}} \quad \text{OU} \quad FGPS_t = \frac{FRH_t}{FRH_{t-1}}$$

Onde

$FGPS_t$  = Fator de Ganho de Produtividade relativa a Pessoal no Período t

$FRH_t$  = MWh consumido  $\div$  N° empregados<sub>t</sub>

$FRH_{t-1}$  = MWh consumido  $\div$  N° empregados<sub>t-1</sub>

$MWhC_t$  e  $MWhC_{t-1}$  = MWh Consumido nos Períodos t e t-1

$NE_t$  e  $NE_{t-1}$  = Número de empregados nos Períodos t e t-1

Supondo n períodos, teremos, para cada um deles, um FGPS correspondente, a partir dos quais se pode obter um fator médio de ganho de produtividade relativa de pessoal nesses n períodos, ou seja,

$$FGPS_{1..n} = (\prod_{i=1}^{n-1} FGPS_{i..i+1}) = (FGPS_1 \times FGPS_{2..2} \times \dots \times FGPS_{(n-1)..n})$$

Onde:

$FGPS_{1..n}$  = Fator Médio de Ganho de Produtividade relativa a Pessoal

n = N° de Períodos retrospectivos



Assim, a projeção do número de empregados no período  $t + m$ , onde  $m = n^{\circ}$  de anos projetados, pode ser feita a partir do ganho de produtividade médio estimado, da seguinte forma:

$$\frac{MWhC_{t+m}}{NE_{t+m}} = \frac{MWhC_t}{NE_t} \times FGPS_M^n$$

Ou seja,

$$NE_{t+m} = \frac{MWhC_{t+m}}{MWhC_t} \times \frac{NE_t}{FGPS_M^n}$$

Onde:

$NE_{t+m}$  = Projeção do n<sup>o</sup> de empregados para o Período  $t + m$

$MWhC_{t+m}$  = Previsão do Consumo de Energia para o Período  $t + m$

$FGPS_M^n$  = Fator Médio de Ganho de Produtividade relativa de Pessoal acumulada por  $m$  Períodos

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Formação de Engenheiros - Histórico e Perspectivas - Período 1986 a 1993 - DG/DGD/ELETROBRÁS - 1990.
- [2] Modelo Conceitual de Sistema de Recursos Humanos para as Empresas do Setor de Energia Elétrica - COGE-SRH 05/83 - 1983.
- [3] Critérios para Dimensionamento de Quadros de Pessoal - COGE-SRH 01/82.
- [4] Morgado R.F, Pinto J.V.P - Programa de parceria entre a ELETROBRÁS e as Universidades Brasileiras - Seminário Brasil-Argentina - 1992.
- [5] Bastos C.P.S, Tavares E.P. - O Setor Elétrico, a Universidade e o novo Engenheiro, uma visão moderna - XI SENDI - 1992.
- [6] Anais do I Encontro de Coordenadores de Cursos de Engenharia Elétrica-Curitiba - 1992.
- [7] Plano Especial de Melhoria da Eficiência do Setor Elétrico Brasileiro - MINFRA/SNE - DNAEE - 1991.

## 7. EQUIPE

Participaram da elaboração deste trabalho os seguintes Técnicos:

José Donato Dias Filho - Coordenador  
Carlos Pinheiro dos Santos Bastos Neto  
Celso Lerner Neto  
Denilson S. Duarte  
Egberto Pinto Tavares  
João Vitor Pereira Pinto  
Luciano Carneiro Santiago  
Luiz Fernando Amaro do Couto  
Mario Moura Miranda  
Paulo Roberto P. Andrade  
Priscila M<sup>a</sup> Cavalcanti de Albuquerque  
Rogério Ferreira Morgado

Colaboraram, ainda, os seguintes profissionais:

Aloisio Ramos Guersoni	- CPFL
Eduardo de Souza Pereira	- ELETROBRÁS
Hermes Dorta Pessoa Filho	- CELPE
Joel Souza e Silva	- COPEL
Luís Sérgio Coelho de Sampaio	- EMBRATEL
Maria Tereza Avelar Baltar	- CHESF
Vanderlei Bagio Landgraf	- COPEL

### DIGITAÇÃO

Maria do Carmo Queiroz dos Santos - DGD/DGDA

### EDITORAÇÃO

Carmem Valéria da Fonseca Rodrigues - DPS/GCPS



PLANO NACIONAL  
DE ENERGIA ELÉTRICA  
1993-2015

# PLANO 2015

PROJETO 14  
Eficiência Energética Global

---

# PLANO 2015

## PROJETO 14

### EFICIÊNCIA ENERGÉTICA GLOBAL

INDICE

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
<b>2. CONSIDERAÇÕES SOBRE A EVOLUÇÃO DA INTENSIDADE ENERGÉTICA</b> .....	<b>2</b>
<b>3. EXPERIÊNCIA NO BRASIL</b> .....	<b>4</b>
3.1 Considerações Gerais Sobre a Política Energética (1970 - 1990) .....	4
3.2 Evolução da Intensidade Energética .....	5
<b>4. TENDÊNCIAS TECNOLÓGICAS POR USO FINAL DE ENERGIA ELÉTRICA</b> .....	<b>12</b>
4.1 Setor Industrial .....	12
4.2 Setores Residencial e Comercial .....	15
<b>5. CARACTERÍSTICAS E TENDÊNCIAS TECNOLÓGICAS DO SISTEMA ELÉTRICO</b> .....	<b>23</b>
5.1 Características do Sistema Elétrico .....	23
5.2 Tendências Tecnológicas .....	24
<b>6. COMENTÁRIOS FINAIS</b> .....	<b>26</b>
<b>7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>27</b>
<b>8. EQUIPE</b> .....	<b>30</b>

## 1. INTRODUÇÃO

O objetivo desta unidade é analisar a eficiência energética global do País nas últimas duas décadas com base nas profundas alterações da matriz energética e da economia brasileira. Além disso, são apresentadas as tendências tecnológicas dos usos finais de energia e do sistema elétrico, dando subsídios para identificar estratégias que contemplem o aumento da eficiência energética do País.

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

Existem alguns indicadores que podem mensurar a eficiência energética, tais como: relação entre consumo total de energia e o Produto Interno Bruto (PIB), relação entre o consumo de energia e a produção física de uma indústria, relação entre o consumo de energia e número de habitantes, etc.

Esses índices globais de eficiência energética são influenciados por mudanças estruturais na economia, caracterizadas por alterações nos padrões tecnológicos e no conteúdo energético do sistema produtivo como um todo. Além disso, deve ser considerada a adequabilidade do padrão de consumo de energia às necessidades básicas da população - no caso de países em desenvolvimento, em geral, verifica-se uma demanda reprimida de energia.

Outro ponto a ser observado refere-se às mudanças na matriz energética, pois a substituição entre energéticos conduz, necessariamente, a alterações na eficiência energética global. Isto ocorre devido a diferença entre as eficiências na utilização dos energéticos a nível de consumo final. Por exemplo, no caso da substituição de energéticos como lenha por energia elétrica, verifica-se um aumento da eficiência energética global. Quando esta energia elétrica é suprida a partir de usinas hidrelétricas, a substituição é ainda mais favorável, uma vez que a nível de energia primária não há consumo de combustíveis no processo de geração desta energia.

Além desta introdução, este relatório contempla mais cinco seções. A seção seguinte apresenta algumas considerações gerais sobre a evolução da intensidade energética nos países desenvolvidos. A seção 3 mostra as principais características da política energética no Brasil e a dinâmica da intensidade energética nos setores industrial, residencial e comercial. A seção 4 revela as tendências tecnológicas por uso final de energia elétrica, destacando as possibilidades de melhorar a eficiência energética no médio e longo prazos, tomando como referência as experiências acumuladas nos países desenvolvidos. Na seção 5 são apresentadas as tecnologias que podem ser utilizadas de modo a contribuir para o aumento da eficiência energética do sistema elétrico. Na última seção são apresentados os comentários finais.

## 2. CONSIDERAÇÕES SOBRE A EVOLUÇÃO DA INTENSIDADE ENERGÉTICA

No fim do século XX, a sociedade entrou na terceira fase da revolução industrial, caracterizada por mudanças em relação à importância dos recursos naturais e da mão de obra - as famosas vantagens comparativas. A tecnologia passa a desempenhar um papel fundamental nesta fase que é caracterizada pelo uso intenso de computadores, equipamentos eletrônicos, novos materiais e a biotecnologia. O impacto desta fase no consumo de energia, diferente ao da segunda fase, altamente intensiva, ainda não está claramente delineado, porém a tendência parece ser de menor intensidade energética ou de um aumento da eficiência energética global. Deve-se destacar que a eletricidade, devido a sua versatilidade e eficiência no seu uso e facilidade de controle, terá um papel estratégico, nesta fase, em termos de consumo final.

Durante a última década, outra característica da terceira fase da revolução industrial foi a diversificação de produtos, que gerou uma maior demanda de energia por unidade produzida. Por outro lado, a disseminação da automação combinada à racionalização nos processos de fabricação nas economias avançadas, que objetivou o aumento de produtividade e competitividade, possibilitou também a diminuição da intensidade energética.

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 produção ao uso final, bastante impactante ao meio ambiente.

O consumo de energia global nos países desenvolvidos na década de 80 cresceu 6%, enquanto que o Produto Interno Bruto (PIB) se elevou aproximadamente 30%, espelhando, desta maneira, um aumento da eficiência energética global. Tal melhoria está intimamente associada à política industrial que privilegiou setores não intensivos em energia e de tecnologia avançada (com alto valor agregado) - a ampliação da atividade de serviços e comércio.

A produção industrial destes países cresceu em ritmo semelhante ao do nível de atividade econômica. Entretanto, a participação do setor terciário no PIB aumentou, confirmando a tendência à terciarização característica marcante dos países desenvolvidos. Este modelo de desenvolvimento refletiu fortemente no consumo de energia elétrica, que apresentou um crescimento de 60% na década em questão.

Nos países da OCDE, entre 1979 e 1989, o consumo global de energia do setor industrial reduziu-se em 7.7%, enquanto que o consumo de energia elétrica cresceu 16.9%; já o consumo de petróleo diminuiu em 28.7%. Considerando que a produção industrial elevou-se em torno de 30% no período, podemos afirmar que a difusão de uso de eletrotecnologias nos países desenvolvidos foi um fator relevante para o aumento da eficiência energética.

Deve ser ressaltado entretanto que, em diversos países, esta mudança na matriz energética do setor industrial foi uma consequência das políticas energéticas implementadas.



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. Este processo trouxe consequências negativas para os países em desenvolvimento, 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.

Já nos países em desenvolvimento, durante a década de 80, o consumo global de energia cresceu cerca de 45% e o PIB aumentou em 38%. Ao contrário dos países desenvolvidos, a participação da indústria no PIB continua crescendo em função do não esgotamento do processo de industrialização.

Por outro lado, o ritmo de crescimento do setor terciário foi, em geral, inferior ao do setor industrial, indicando que o processo de terciarização ainda está incipiente.

Apesar das altas taxas de crescimento do consumo de energia global, a energia elétrica apresentou uma elevação ainda maior (113%) decorrente do crescente grau de industrialização e de urbanização nos países em desenvolvimento.

Deve ser lembrado ainda que um baixo índice de intensidade energética, medido a partir do PIB, de uma economia desenvolvida, não indica necessariamente uma ampla difusão de tecnologias de conservação de energia. Desse modo, a comparação entre a eficiência energética de países com diferentes estruturas econômicas e/ou estágios de desenvolvimento deve ser examinada com bastante cautela.

### 3. EXPERIÊNCIA NO BRASIL

#### 3.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE A POLÍTICA ENERGÉTICA (1970-1990)

Os anos antecedentes ao primeiro choque de petróleo foram marcados por altas taxas de crescimento econômico no País 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.

Com o choque de preços ocorrido em 1973, a participação do petróleo na pauta de importação 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.

Em meados da década de 70, implementou-se II FND (II Programa Nacional de Desenvolvimento) cujo objetivo principal foi completar a última etapa do processo de substituição de importações e superar a dependência externa relativa aos setores de insumos básicos e de bens de capital. A estratégia adotada consistiu em grandes esforços de investimento em setores industriais intensivos em capital e energia (petroquímica, metalurgia, siderurgia, etc.). Esses investimentos não se limitaram à produção para o mercado interno, mas promoveram também as exportações de bens intermediários.

Entre 1974 e 1979, observou-se um aumento significativo do consumo de derivados de petróleo (7,7% a.a.), com exceção da gasolina cujo consumo reduziu-se em 5% no período, pois o seu preço real foi majorado em torno de 100%, absorvendo a maior parte dos custos do petróleo importado. O crescimento da demanda dos principais derivados de petróleo pode ser justificado pelo crescimento da produção industrial (6,3% a.a.) e, conseqüentemente, da ampliação dos serviços de transporte de carga, num período de rápida expansão econômica (7,2% a.a.).

A demanda de energia elétrica cresceu em ritmo mais elevado (11,7% a.a.) em comparação a dos derivados de petróleo, refletindo a elevação do grau de urbanização e do grau de industrialização, bem como a alteração da estrutura industrial que passou a privilegiar a indústria de bens intermediários (intensiva em energia elétrica) e de bens de capital.

O início dos anos 80 foi caracterizado pela crise internacional tanto a nível econômico, decorrente da elevação brutal da taxa de juros no mercado internacional, quanto a nível energético, devido ao segundo choque de preços do petróleo.

Para enfrentar a crise energética, o governo adotou uma política de restrição do 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.

A segunda fase do Pró-Álcool objetivou a substituição da gasolina pelo álcool etílico na frota de automóveis de passeio. O programa apresentou resultados bastante favoráveis e no final da década de 80 o consumo anual desse energético chegou a 11 bilhões de litros e a sua participação na matriz energética atingiu 3,7% em 1990.

A política de preços adotada penalizou acentuadamente o óleo combustível, incentivando a sua substituição em larga escala pela energia elétrica. O principal fator que contribuiu para essa substituição foi a modificação dos preços relativos entre esses dois energéticos, além da implementação de tarifas especiais de energia elétrica.

O aumento do consumo de energia elétrica combinado a escassez de recursos para expandir o sistema passava a representar 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.

### 3.2 EVOLUÇÃO DA INTENSIDADE ENERGÉTICA

O nível de consumo de energia está associado ao modelo de desenvolvimento econômico de um país. A elevação do grau de industrialização e a ampliação dos serviços em geral de uma sociedade implica, necessariamente, no aumento do consumo de energia. Por outro lado, a melhor qualidade de vida e a crescente urbanização também contribuem nessa mesma direção. Entretanto, os vários processos de crescimento econômico dos países afetam diferentemente as suas matrizes energéticas em decorrência da estrutura industrial implementada, da qualidade dos serviços oferecidos, da disponibilidade de recursos energéticos e do padrão de vida da população.

No Brasil, a relação entre o consumo final de energia e a população cresceu em torno de 50% no período 1970 - 1990, passando de 0,705 tep/hab para 1,062 tep/hab (Tabela 3.1). Essa evolução reflete a transformação estrutural do País, do ponto de vista tanto do parque industrial construído e da ampliação dos serviços em geral, quanto do acesso crescente da população às diversas formas comerciais de energia.

TABELA 3.1  
INDICADORES DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

	Unidade	1970	1980	1990
Consumo Final de Energia/ População	(tep/hab)	0.705	1.007	1.062
Consumo Final de Energia/ Produto Interno Bruto(*)	(tep/mil US\$)	0.689	0.492	0.352

(\*) US\$ (1989)

Fonte: Balanço Energético Nacional.

Na década de 70, esse indicador (tep/hab) apresentou um crescimento bastante expressivo (cerca de 40%) devido à rápida elevação do nível de atividade econômica. Já nos anos 80, a evolução desse indicador (5,5%) espelha o desaquecimento da economia brasileira como um todo, considerando que as necessidades energéticas da sociedade ainda não foram atendidas satisfatoriamente. Essa questão fica mais evidente quando nota-se que a relação entre consumo total de energia e a população no Brasil é bastante inferior àquela verificada nos países mais desenvolvidos, a despeito das características culturais e climáticas existentes.

Entre 1970 e 1990, houve uma diminuição da quantidade total de energia consumida por unidade de produto (intensidade energética), ou seja, um aumento da eficiência energética global (Tabela 3.1). Uma razão desse aumento refere-se às mudanças substanciais da matriz energética brasileira caracterizadas pela progressiva redução da lenha e pela penetração da energia elétrica e de derivados de petróleo, nos últimos dez anos, e em menor escala, do álcool e do gás natural. O comportamento do consumo dos derivados de petróleo se manteve relativamente estável nos anos 70, com uma tendência declinante na década subsequente devido, principalmente, aos programas de substituição do óleo combustível e da gasolina.

Uma outra razão diz respeito ao próprio modelo de industrialização adotado no Brasil como já foi apontado na seção 3.1. A estratégia de desenvolvimento passou, por um lado, pela intensificação do uso da energia elétrica devido ao estímulo ao crescimento das indústrias de bens intermediários (intensiva em eletricidade) e de bens de capital e, por outro lado, pela ampliação do grau de urbanização. A substituição de diversas fontes energéticas por energia elétrica levou a uma melhoria na eficiência energética como um todo.

Entre 1980 e 1990, como pode ser observado na Tabela 3.1, houve um aumento da intensidade energética no País, que será comentado nesta seção quando da apresentação do setor industrial.

A seguir serão abordados os principais pontos sobre a evolução da eficiência energética nos setores residencial, industrial e comercial.

**RESIDENCIAL**

No início dos anos 70, a lenha era a mais importante fonte energética do setor residencial, participando com 80% do consumo total de energia. Nessa época, a eletricidade, o gás liquefeito de petróleo (GLP) e o querosene representavam, respectivamente, 10,3%, 5,4% e 1,9% do consumo global.

**TABELA 3.2**  
**INDICADORES DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA**  
**- SETOR RESIDENCIAL -**

	1970	1980	1990
Consumo Residencial de Energia Elétrica / População (MWh/hab)	0,087	0,192	0,319
Taxa de atendimento (%)	43	69	85
Taxa de urbanização (%)	56	68	75

Fonte: Balanço Energético Nacional.  
PNAD e Censo Demográfico - IBGE.

Com o crescente processo de urbanização do País - a taxa de urbanização cresceu de 56% em 1970 para 75% em 1990 (Tabela 3.2) - a lenha reduziu sensivelmente a sua participação no consumo de energia do setor residencial (28,5%), enquanto as do GLP e da eletricidade atingiram respectivamente 17,9% e 50,4%, passando esse último a ser a principal fonte deste setor. A lenha foi substituída pelo GLP no uso final cocção e o consumo da eletricidade cresceu, passando de 8.365 GWh para 47.999 GWh em 1990. Essa alteração na matriz energética do setor residencial levou a uma melhoria na eficiência energética, já que as eficiências do GLP e da energia elétrica são mais elevadas do que a da lenha.

O crescimento do consumo de eletricidade esteve intimamente associado à penetração dos principais eletrodomésticos. Na década de 70, as vendas desses equipamentos atingiam taxas anuais da ordem de 8%, justificada pela rápida expansão econômica, que refletia no aumento do poder aquisitivo da população. Além disso, as classes de renda média e baixa foram beneficiadas pelo crédito direto ao consumidor, facilitando a aquisição de bens duráveis.

Os dados do IBGE (Instituto Brasileiro Geográfico e Estatístico) revelam que o nível de penetração da televisão e da geladeira nos domicílios existentes no País em 1970 era de apenas 24,5% e 26,6%, respectivamente.

Na década de 80, as vendas dos principais eletrodomésticos cresceram a um ritmo menor que da década anterior devido ao crescimento menos acelerado do nível de atividade econômica, repercutindo diretamente no poder de compra da população.

De acordo com a Pesquisa de Posse de Eletrodomésticos e Hábitos de Consumo realizada em 1988 pelo PROCEL, os cinco equipamentos mais difundidos no País, entre os domicílios eletrificados, são: ferro de passar roupa (87,4%), televisão (87,3%), liquidificador (74,4%), geladeira de uma porta (72,4%) e chuveiro elétrico (67,6%).

Alguns eletrodomésticos grandes consumidores de energia ainda apresentam baixa penetração no setor residencial, como por exemplo: máquina de lavar roupa (27,8%), geladeira de duas portas (11,4%), freezer (9,4%), ar condicionado (5,7%) e máquina de lavar louça (1,7%). A maior difusão desses equipamentos deve requerer uma atenção especial quanto à incorporação de melhorias de eficiência energética nas tecnologias dos novos produtos, com reflexos sobre o crescimento da demanda futura de energia no setor residencial.

O baixo grau de difusão desses eletrodomésticos nas residências se deve à queda do poder aquisitivo da população nos últimos anos. É importante ressaltar que a tendência futura de penetração desses equipamentos depende em grande parte do aumento do poder de compra e da mudança no perfil de distribuição de renda, pois existe uma demanda reprimida de bens e serviços (dentre eles a energia) por uma grande parcela da população. Cabe lembrar a existência de uma classe alta, minoritária, que apresenta um padrão de consumo semelhante àquele verificado nos países desenvolvidos.

A relação entre o consumo de energia elétrica do setor residencial (MWh) e a população brasileira cresceu de 0,087 em 1970, para 0,192 em 1980, atingindo 0,319 em 1990 (Tabela 3.2). Esse aumento ocorreu, como mencionado anteriormente, devido ao crescente grau de urbanização e à difusão de eletrodomésticos nas residências. Outro fator importante nessa direção foi o elevado crescimento da eletrificação, representada pela taxa de atendimento de energia elétrica nas residências, que passou de 43% em 1970 para 85% em 1990.

### *INDUSTRIAL*

A evolução da intensidade energética (relação entre o consumo total de energia do setor industrial e o produto desse setor - Tabela 3.3) nos últimos vinte anos reflete o aumento do grau de industrialização, passando de uma fase da indústria basicamente de bens de consumo para uma fase que incorporou também a indústria de bens intermediário e de bens de capital, bem como as modificações na estrutura industrial no País. O consumo total de energia no setor teve um incremento de 5,8% a.a. entre 1970 e 1990 e o da energia elétrica de 9,1% a.a., enquanto o produto industrial apresentou um crescimento de 5,1% a.a. no período em questão.

O aumento da intensidade energética global de 1980 (0,564) para 1990 (0,765) se deve, principalmente, ao crescimento da produção de bens intermediários que são, em geral, intensivos em energia. Os setores de alumínio, siderurgia e química tiveram um importante papel nesse crescimento. Além disso, estes setores são eletro-intensivos, contribuindo, dessa forma, para o aumento da intensidade de energia elétrica no produto industrial (Tabela 3.3).

**TABELA 3.3**  
**INDICADORES DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA**  
**- SETOR INDUSTRIAL -**

	Unidade	1970	1980	1990
Consumo Total de Energia no Setor/Produto Industrial(*)	(tep/mil US\$)	0,671	0,564	0,765
Consumo Industrial de Energia Elétrica/Produto Industrial(*)	(GWh/mil US\$)	0,619	0,756	1,294

(\*) US\$ (1989)

Fonte: Balanço Energético Nacional.  
Conjuntura Económica

A Tabela 3.4 apresenta as taxas anuais de crescimento e a participação no consumo total dos principais energéticos do setor industrial durante o período 1970 e 1990.

**TABELA 3.4**  
**CONSUMO FINAL DOS ENERGÉTICOS NO SETOR INDUSTRIAL**

	Taxas de crescimento anual			Participação		
	80/70	90/80	90/70	70	80	90
Gás Natural	60.1	18.1	37.0	0.0	0.6	2.5
Lenha	- 2.4	4.4	0.9	20.8	6.8	8.1
Óleo combustível	9.6	- 6.6	1.1	24.2	25.1	9.8
Carvão Mineral	10.5	4.8	7.7	5.4	6.2	7.6
Electricidade	13.4	5.0	9.1	26.7	38.9	49.1
Outros	-	-	-	22.9	22.4	22.9

Fonte: Balanço Energético Nacional.

A evolução do consumo das diversas fontes de energia utilizadas no setor industrial foi bastante diferenciada. Ao longo dos anos 70, os energéticos que apresentaram taxas de crescimento mais elevadas foram o gás natural e a electricidade, enquanto houve uma diminuição do consumo da lenha. Na década de 80, o consumo do gás natural continuou a liderar o crescimento das principais fontes de energia e os energéticos tradicionais apresentaram taxas de crescimento da mesma ordem de grandeza, à exceção do óleo combustível cujo consumo foi sensivelmente reduzido.

A participação crescente do gás natural está relacionada a um aumento significativo da produção nacional de petróleo associado ao gás e as características desse energético, menos poluente e mais eficiente em comparação ao óleo combustível e ao carvão.

O aumento da participação da energia elétrica no consumo global do setor industrial decorreu, principalmente, do crescimento da produção de eletro-intensivos e da substituição de derivados de petróleo, em especial o óleo combustível, por eletricidade.

Uma questão a ser ressaltada é que o valor agregado das indústrias eletro-intensivas participa com apenas 5% do produto industrial, uma vez que essas indústrias referem-se à de bens intermediários, enquanto são responsáveis por quase 50% do consumo industrial de energia elétrica. Isto indica um alto índice da intensidade de energia elétrica no produto destas indústrias.

As indústrias eletro-intensivas trabalham com índices de eficiência semelhantes à média mundial, dadas as características da energia enquanto insumo. Houve uma redução da intensidade energética em alguns segmentos industriais (siderurgia e metais não ferrosos) decorrente da instalação de novas plantas e de alterações nos processos de produção. Por outro lado, existe um potencial de conservação destas indústrias no longo prazo à medida em que for utilizada a tecnologia de ponta disponível internacionalmente.

As demais indústrias utilizam, em geral, tecnologias de baixa eficiência no que se refere tanto ao processo produtivo, quanto aos equipamentos utilizados. O uso racional de energia não foi, portanto, uma preocupação destas indústrias, dada a disponibilidade da oferta de eletricidade, a pequena participação do custo desse energético na estrutura global de custo e, mais recentemente, a escassez de investimentos para modernização.

### COMERCIAL

Neste setor, verificou-se uma diminuição da intensidade energética (relação entre o consumo total de energia e o produto do setor) entre 1970 e 1990 (Tabela 3.5). O produto do setor terciário se tornou menos intensivo em energia como um todo em decorrência da redução do consumo de lenha e da utilização de equipamentos mais eficientes. Em particular, a intensidade de energia elétrica tendeu a se elevar, principalmente, ao longo da década de 80 (Tabela 3.5).

TABELA 3.5  
INDICADORES DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA  
- SETOR COMERCIAL -

	Unidade	1970	1980	1990
Consumo Total de Energia no Setor /Produto Terciário(*)	(tep/mil US\$)	0,346	0,276	0,299
Consumo de Energia Elétrica no Setor /Produto Terciário(*)	(GWh/mil US\$)	0,202	0,208	0,282

(\*) US\$ (1989)

Fonte: Balanço Energético Nacional



Desde o início da década de 70, a energia elétrica já era a fonte mais importante do setor comercial (participação de 80% em relação ao consumo total de energia), pois os usos finais mais relevantes como a iluminação e o condicionamento de ambiente são mercados cativos de eletricidade e representam, respectivamente, 44% e 20% do consumo total de energia elétrica no setor. Porém, nos últimos vinte anos, houve uma maior penetração dessa fonte de energia (a participação atingiu 90%) na medida em que o modelo arquitetônico dos grandes estabelecimentos comerciais passou a requerer uma quantidade de energia, em termos relativos (medidos em W por área construída), maior do que os pequenos e médios estabelecimentos.

O padrão arquitetônico dos edifícios modernos e "shopping-centers" é intensivo em energia elétrica. Uma pesquisa sobre o uso final da eletricidade na cidade de São Paulo revela que as novas e modernas edificações consomem mais que 200 kWh/m<sup>2</sup>/ano, em contraste com os estabelecimentos de médio e pequeno porte mais antigos cujo consumo típico é de 100 kWh/m<sup>2</sup>/ano e 30 kWh/m<sup>2</sup>/ano, respectivamente.

A tendência dos modernos edifícios construídos no Brasil tem sido a de utilizar materiais (fachadas de vidros, concreto, etc.) que demandam uma maior quantidade de energia por área construída, não aproveitando a iluminação e ventilação natural. Nesse sentido, é possível obter ganhos consideráveis em relação à eficiência energética a partir de projetos arquitetônicos que contemplem a eficiência. A esses ganhos, podem ser adicionados, o melhor desempenho energético decorrente da otimização do uso da energia elétrica nas construções existentes e da utilização de equipamentos mais eficientes.

O padrão das edificações nos países desenvolvidos é, também, intensivo em energia elétrica. Entretanto, novos projetos arquitetônicos se tornaram 10 a 20% mais eficientes do que a eficiência média das construções realizadas nos anos 70. Isto ocorreu devido à utilização de materiais de construção e às características específicas dos projetos que passaram a demandar uma menor quantidade de energia elétrica por área construída.

Outro ponto a destacar refere-se ao processo de terciarização das economias avançadas que é acompanhada por alguns países em desenvolvimento, em particular pelo Brasil. Entretanto, o crescimento do produto do setor terciário implica num crescimento mais que proporcional do consumo de energia elétrica devido à tendência atual dos projetos arquitetônicos e do padrão de conforto exigido pelos usuários dos serviços em geral.

## 4. TENDÊNCIAS TECNOLÓGICAS POR USO FINAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Como citado anteriormente, os fatores que influenciam a eficiência energética global são as mudanças estruturais na economia, alterações na matriz energética (substituição de energéticos, por exemplo, através do uso de eletrotecnologias) e uso eficiente da energia.

O incentivo ao desenvolvimento de tecnologias mais eficientes nos usos finais foi uma importante política adotada pelos países desenvolvidos. Estudo realizado em 1990 pelo "Rocky Mountain Institute" indicou que apenas nos cinco anos precedentes, o potencial de conservação de eletricidade havia dobrado, enquanto que o custo de conservação (custo da aquisição da tecnologia mais eficiente para o consumidor, representado em US\$/MWh conservado) caiu cerca de 2/3. Outro dado importante levantado foi que a maior parte das tecnologias mais eficientes era bastante recente, com menos de um ano de surgimento.

Tomando como base as tecnologias existentes no País e o padrão tecnológico de desenvolvimento a nível internacional, serão analisadas as potencialidades de melhoria de eficiência do uso da energia elétrica para o horizonte de médio e longo prazo nos setores industrial, residencial e serviços.

### 4.1 SETOR INDUSTRIAL

O setor industrial é caracterizado por uma grande diversidade de usos e processos de produção e a utilização de eletrotecnologias permite um importante aumento da eficiência energética.

Outra característica é a maior sensibilidade das indústrias quanto à economicidade das tecnologias, bem como à possibilidade de substituição ou competitividade dos energéticos.

Os principais usos finais são a força motriz e a eletrotermia (incluindo processos eletroquímicos), que respondem por cerca de 70% do consumo de energia elétrica, cabendo o restante aos usos iluminação, refrigeração e utilidades (por exemplo ar comprimido, soldagem).

A seguir são apresentados os principais usos finais, bem como suas tendências tecnológicas.

#### *FORÇA MOTRIZ*

A força motriz é o principal uso final da energia elétrica, com participação expressiva no consumo do País. Cerca de 50% da eletricidade consumida no setor industrial é utilizada para este fim.

O motor atua diretamente no acionamento de máquinas e movimentação de cargas, com elevada participação no setor industrial e, indiretamente, nos sistemas de refrigeração, condicionamento ambiental e ar comprimido. Cabe ressaltar que na automação, o motor é um equipamento importante no processo. Existe desta maneira, a longo prazo, a possibilidade do aumento da participação dos motores nos usos finais à medida em que houver uma disseminação da automação.

Este equipamento é responsável por uma das aplicações básicas da energia, o movimento, tendo sido alvo de estudos aprofundados nos países desenvolvidos no sentido de aumentar a eficiência.

Ao longo do tempo, paradoxalmente, a eficiência do equipamento foi reduzida devido à priorização da redução dos seus custos de fabricação. Entre outras medidas, a redução da quantidade de cobre e da qualidade nas chapas internas ocasionou efeitos negativos na eficiência do motor. Estas medidas fizeram com que o mesmo perdesse de 5 a 20% da eficiência média verificada nos anos 70.

Na Tabela 4.1, podem ser observadas as diferenças nos rendimentos dos motores produzidos no País. Comparando-se as linhas de produção padrão e a melhor tecnologia disponível internacionalmente, podem ser observadas economias de energia da ordem de 20% nos motores de potência inferior a 1 HP, de 8 a 15% de 1 HP a 40 HP e de 6% de 40 HP a 200 HP. Essa melhoria de eficiência está relacionada a qualidade e a tecnologia empregada nos componentes do equipamento. Como pode ser observado, quanto menor a potência do motor, maiores ganhos de eficiência podem ser obtidos.

**TABELA 4.1**  
**EFICIÊNCIA DE MOTORES**

HP	Standard	Efficiente	Melhor	Ind. de Eficiência	
	Brasil	Brasil	Tecnol.		
	(%)	(%)	Internac.	(A)/(B)	(A)/(C)
	(A)	(B)	(C)		
<1	68	75	83	0,90	0,82
1 - 10	76	86	88	0,88	0,86
10 - 40	87	90	94	0,96	0,93
40 - 100	90	92	95	0,97	0,95
100 - 200	91	94	97	0,97	0,94

Fonte: WEG (Brasil) e Energy Conservation Center (Japão).

Cabe lembrar que os rendimentos da linha de maior eficiência no Brasil correspondem atualmente aos equipamentos "standard" comercializados nos países desenvolvidos. Entretanto, devido a problemas de mercado, a produção de motores de maior eficiência pelos fabricantes nacionais é destinada, quase que, exclusivamente à exportação.

A utilização de material adequado na fabricação dos equipamentos, e o correto dimensionamento e uso dos mesmos, resultariam num expressivo potencial de conservação a ser alcançado num intervalo de médio prazo. Isto resultaria num importante aumento da eficiência no uso da energia elétrica. Nesta área, o CEPEL vem desenvolvendo projetos de etiquetagem e otimização do uso de motores.

Importantes ganhos de eficiência podem ser alcançados com o uso de equipamentos auxiliares, que em conjunto com os motores permitem uma redução do consumo e uma melhoria de qualidade do processo. Dentre esses equipamentos destacam-se os controladores de velocidade variável. A economia de energia decorrente do uso desses equipamentos depende do tipo de aplicação, mas pode ser superior a 20%, além de apresentar resultados positivos quanto à melhoria de eficiência do processo produtivo como um todo.

Além disso, o uso de tecnologias avançadas, como imã permanente e supercondutores, que se encontram em desenvolvimento em centros de pesquisa, permitirá a concepção de novos projetos otimizados de motores super eficientes.

### *PROCESSOS ELETROTÉRMICOS*

A eletrotermia é um aspecto importante no que diz respeito à eficiência energética global devido a existência de um nível de competitividade entre energéticos não observada tão evidentemente em outros usos finais.

Além disso, existem fatores favoráveis e relevantes ao uso da eletrotermia como: melhoria da qualidade do produto, aumento de produtividade, segurança de suprimento e impactos ambientais. Isto leva a uma previsão de incremento da sua aplicação na indústria a médio e longo prazos.

Os processos eletrodomésticos participam com cerca de 20% do consumo de eletricidade do setor industrial no País.

Algumas tecnologias podem ser citadas como: fornos a arcos a extra alta tensão, indução com frequência controlada por tiristores e transistores, laser, plasma, radio frequência, microondas, bombardeio eletrônico e iônico, leite fluidizado, ultravioleta e infravermelho. Estas tecnologias estão tendo seus usos difundidos em países desenvolvidos e podem trazer importantes aumentos de eficiência energética em diversos segmentos do setor industrial no País.

A tecnologia de utilização de plasma, por exemplo, é bastante promissora, consumindo cerca de 1/3 de energia elétrica, quando comparado ao forno a arco convencional.

Nas indústrias siderúrgicas, a operação de fornos elétricos a arco utilizando-se de sucata requer cerca de 25% menos energia que operando com material primário.

Deve ser ressaltado que a tendência da ampliação e/ou disseminação da reciclagem de materiais trará um aumento de eficiência a médio e longo prazos. Além do exemplo anterior, pode ser citado a reciclagem do alumínio que consome apenas 5% da energia necessária à sua produção primária. Esta tendência não é apenas de ordem tecnológica mas também estrutural (intra e intersetorial).

Estudos indicam que para o setor de alumínio, adotando-se uma eficiência média de 13.2 kWh/kg no ano 2000 (em comparação aos 15.9 kWh/kg atuais), a produção poderia crescer em 23% ou 225 mil t no País, com redução do consumo atual de energia elétrica da ordem de 100 GWh/ano. Foi considerado um índice de reciclagem, ou de produção de alumínio secundário de 10% nesta previsão. Cabe destacar que esse padrão de eficiência refere-se a melhor tecnologia disponível internacionalmente e já está sendo adotada em novas plantas.

A maioria dos fornos elétricos no País foi instalada nos últimos 15 anos e sua eficiência média pode ser considerada equivalente a dos países desenvolvidos. Entretanto, significativos ganhos de economia de energia podem ser alcançados através da otimização da operação e recuperação de gases para o pré-aquecimento de materiais primários ou na geração de calor. Estas medidas poderiam responder por aproximadamente 10% do potencial de conservação de energia elétrica para este uso final.

Além das eletrotecnologias citadas, deve ser ressaltado que estão sendo desenvolvidos importantes estudos em pesquisas e desenvolvimento para a bomba de calor. A geração de calor tem participação relevante no processo de diversos ramos industriais e este equipamento, de tecnologia já conhecida e relativamente simples, apresenta características altamente favoráveis à conservação de energia:

- aproveitamento de baixos gradientes de temperatura, potencializando ganhos de conservação;
- dois ciclos de operação (aquecimento e resfriamento), que possibilitam a geração de calor e frio ao mesmo tempo, aumentando a eficiência do uso da energia.

Esse equipamento permitirá, a longo prazo, a obtenção de ganhos elevados de eficiência energética, não só no setor industrial, quanto também nos setores residencial e serviços.

### **OUTROS USOS**

Em países desenvolvidos, o aumento da eficiência de equipamentos auxiliares tem sido um fator relevante para a redução da intensidade energética nos processos industriais. Isto pode ser exemplificado pelo contínuo desenvolvimento, bem como a disseminação, do uso de compressores, bombas e sopradores de alta eficiência.

### **4.2 SETORES RESIDENCIAL E COMERCIAL**

O consumo médio de energia elétrica por residência eletrificada era de 1240 kWh/ano em 1970, passando para 1580 kWh/ano em 1980 e atingiu 1730 kWh/ano em 1990. A intensificação do uso da eletricidade está diretamente relacionada com a evolução da renda familiar no País. As classes de renda mais elevadas apresentam um consumo de energia elétrica por residência seis vezes maior que as classes de renda mais baixas. Aproximadamente a metade das residências eletrificadas, com consumo médio inferior a 1.200 kWh por ano, respondem por apenas 16% do consumo de energia elétrica do setor residencial. Essas características espelham a grande concentração de renda no perfil de distribuição do consumo no País.

No caso do setor comercial, a relação entre o consumo de energia elétrica e o produto desse setor passou de 0,202 em 1970, para 0,282 em 1990. No período em questão, a taxa de crescimento do produto foi de 6,2% a.a., enquanto o consumo total de energia elétrica cresceu a taxa de 8,0% a.a.

Os principais usos finais dos dois setores são iluminação, refrigeração, condicionamento de ambiente e aquecimento de água. No setor residencial, o uso final mais relevante é a refrigeração (32%), seguido do aquecimento de água (26%) e da iluminação (23%). No setor comercial, a iluminação participa com 44% do consumo total, enquanto o condicionamento ambiental e a refrigeração participam com 20% e 17%, respectivamente.

## REFRIGERAÇÃO

No Brasil, cerca de 20 milhões de residências possuem refrigeradores, dos quais 86% são dos modelos de uma porta. O nível de penetração dos refrigeradores de uma e duas portas corresponde a 72,7% e 11,5%, respectivamente. A tendência é aumentar a participação relativa dos refrigeradores de duas portas no mercado cujo consumo típico de energia elétrica corresponde no mínimo ao dobro do consumo dos refrigeradores de uma porta.

A utilização de motores e compressores mais eficientes e a melhoria no sistema termodinâmico são fatores importantes para o aumento da eficiência no uso final.

A tecnologia mais avançada em termos de compressores é a do tipo rotativo que é utilizado nos países desenvolvidos. O uso desse tipo de compressor pode alcançar ganhos de eficiência de 15 a 20%. Porém o equipamento não é suscetível às variações de tensão, dificultando a sua utilização em regiões onde este fato ocorra.

As melhores tecnologias disponíveis comercialmente no Brasil utilizam menos 15 a 35% do consumo de energia elétrica dos modelos menos eficientes (Tabela 4.2). Isto se deve, basicamente, a utilização de sistemas de isolamento e compressores mais eficientes.

TABELA 4.2  
EFICIÊNCIA DOS REFRIGERADORES E FREEZERS NO BRASIL

	Eficiência Tecnológica			Índices de Eficiência	
	Maior	Menor	Média	(A)/(B)	(A)/(C)
	(A)	(B)	(C)		
Refr 1P [200-250 l]	380	440	410	0,86	0,93
Refr 1P [250-300 l]	335	490	435	0,68	0,77
Refr 1P [300-350 l]	450	590	520	0,76	0,86
Refr 2P [350-400 l]	930	1.140	1.050	0,82	0,89
Freezer [150-200 l]	455	685	570	0,67	0,80
Freezer [200-250 l]	505	790	690	0,64	0,73
Freezer [250-300 l]	565	685	645	0,82	0,88

Nota: Os valores das colunas (A), (B) e (C) estão expressos em kWh/ano.

Fonte: CEPEL.

Comparando as tecnologias dos refrigeradores produzidos nacionalmente (Tabela 4.2) com as dos países desenvolvidos (Tabela 4.3), pode-se verificar a existência de altos potenciais de redução do consumo desses equipamentos tanto para uma quanto para duas portas.

Nos freezers, as possíveis mudanças tecnológicas futuras são bastante semelhantes a dos refrigeradores. Considerando a tendência de melhorar a eficiência energética dos produtos, é possível se atingir grandes reduções no consumo de energia, como pode ser observado comparando-se os dados das Tabelas 4.2 e 4.3. Cabe ressaltar, entretanto, que esta comparação deve ser feita com cautela, devido às diferenças existentes entre as normas técnicas internacionais e as brasileiras.

**TABELA 4.3**  
**TECNOLOGIAS DE REFRIGERAÇÃO DOMÉSTICA EXISTENTE NOS**  
**PAÍSES DESENVOLVIDOS**

Tecnologias	Consumo de Energia Elétrica (kWh/ano)			
	Refrig 1P (200 l)	Refrig 2P (500 l)	Freezer (250 l)	
Média do Estoque - 1973	[A]	550	1.400	700
Média do Estoque - 1988	[B]	350	1.000	500
Média dos Equip. vendidos - 1988	[C]	270	800	400
Melhor Tecnol no mercado - 1988	[D]	90	550	180
Tecnologia mais avanzada	[E]	50	200	100

Índices de eficiência			
Comparação entre as tecnologias	Refrig 1P (200 l)	Refrig 2P (500 l)	Freezer (250 l)
(B) / (A)	0,64	0,71	0,71
(D) / (B)	0,26	0,55	0,36
(E) / (C)	0,19	0,25	0,25

Fonte: Norgard (1989).

No que se refere aos sistemas de refrigeração comerciais, as tecnologias existentes nos países industrializados são 30 a 40 % mais eficientes do que as empregadas no mercado nacional. A melhor eficiência está associada ao uso de motores e compressores de alto rendimento, bem como às alterações no "design" desses equipamentos e a introdução de novos componentes (portas de vidro ou plásticos especiais de proteção) para evitar o desperdício. Outra tecnologia importante é a da operação centralizada de vários compressores, objetivando a otimização do uso dos equipamentos.

## ILUMINAÇÃO

A iluminação representa cerca de 17% do total da energia elétrica consumida no País. No caso deste uso final, a maioria dos diversos tipos de lâmpadas fabricadas nacionalmente é similar aos produtos existentes nos países industrializados. A disponibilidade de tecnologia no mercado interno possibilita a obtenção de ganhos elevados de eficiência no curto, médio e longo prazos. Cabe ressaltar que as tecnologias mais eficientes, relativamente difundidas nos países desenvolvidos, apresentam uma baixa penetração no Brasil devido, principalmente, aos preços dos equipamentos e ao nível de renda nacional.

A Tabela 4.4 mostra a comparação entre a eficiência das principais lâmpadas usadas nas residências e nos estabelecimentos comerciais. As lâmpadas fluorescentes comuns e compactas são, em média, 50% e 80% mais eficientes que as incandescentes, respectivamente.

**TABELA 4.4**  
**COMPARAÇÃO ENTRE A EFICIÊNCIA DAS LÂMPADAS INCANDESCENTES**  
**E FLUORESCENTES**

Tipo	Potência ( W )	Economia de Energia em relação à incand. comum ( kWh / ano )	
		(1)	(2)
Incandescente comum	60	-	-
Incandescente eficiente	54	7	22
Fluorescente comum	26 (*)	32	124
Fluorescente nova geração	22 (*)	37	139
Fluorescente compacta	12 (*)	52	175

(\*) Inclui perdas no reator de 6 W para as lâmpadas fluorescentes comum e nova geração e de 3 W para as compactas.

Notas:

(1) - hipótese de 3 horas por dia (residencial)

(2) - hipótese de 10 horas por dia (comercial)

Fonte: PROCEL.

As lâmpadas incandescentes convencionais são a fonte de luz menos eficientes produzidas atualmente, pois quase toda a energia utilizada é transformada em calor. No Brasil, foram lançadas lâmpadas incandescentes 10% mais eficientes em 1986 (54W e 90W em substituição as de 60W e 100W). A tecnologia que permite esta maior eficiência está relacionada ao aumento da pressão interna da lâmpada, a melhor qualidade do filamento e do filme (material de revestimento interno do bulbo).

Em 1993, foi lançada comercialmente nos EUA, uma lâmpada incandescente 30% mais eficiente que a convencional. A tecnologia relacionada ao filme, apresenta perspectivas favoráveis quanto à sua difusão no mercado.



As lâmpadas fluorescentes são utilizadas em cozinhas e áreas de serviço nas residências e em áreas internas e externas dos estabelecimentos comerciais e industriais. As fluorescentes de 20 W e 40 W correspondem, em termos de iluminamento, as incandescentes de 60 W e 100 W, respectivamente. Além disso, as fluorescentes necessitam de reatores cujas perdas podem incrementar o consumo em 20 a 30%.

De acordo com a Pesquisa de Posse de Eletrodoméstico e Hábitos de Consumo do PROCEL, 26% dos domicílios eletrificados possuem lâmpadas fluorescentes. O grau de penetração desse tipo de lâmpada no setor residencial ainda é muito baixo em função do preço do conjunto lâmpada, reator e luminária. No entanto, a tendência é aumentar a penetração dessas lâmpadas nos domicílios eletrificados.

Uma outra tecnologia eficiente é a fluorescente nova geração que apresenta uma eficiência 20% superior a fluorescente comum (16 W e 32 W substituindo 20 W e 40 W). A produção das fluorescentes mais eficientes (400 mil) ainda é bastante reduzida quando comparada a das fluorescentes comuns (20 milhões).

As fluorescentes compactas são a tecnologia mais avançada em termos de lâmpadas fluorescentes (70% mais eficientes que as incandescentes e 40% mais eficientes que as fluorescentes comuns). As vendas anuais dessas lâmpadas atingem em torno de 400 mil unidades, representando, portanto, 0,1% de todas as lâmpadas incandescentes comercializadas anualmente no País. Mesmo nos países europeus, essa participação atualmente é pouco significativa (1%). Isto se deve ao preço elevado que, no caso do Brasil, corresponde a mais de 20 vezes o preço da lâmpada incandescente comum. Porém, a longo prazo, deverá ocorrer uma grande disseminação desta tecnologia e, atualmente, o seu uso está em processo inicial de difusão no setor de serviços nos países desenvolvidos.

Nos sistemas de iluminação de praças, avenidas e ruas, e em grandes estabelecimentos comerciais e industriais, são utilizadas lâmpadas incandescentes, mistas, vapor de mercúrio e vapor de sódio. Desses quatro tipos de lâmpadas, a vapor de sódio é a mais eficiente e a sua penetração deve ocorrer em grande escala na iluminação de ruas e avenidas, como observado atualmente nos países desenvolvidos. No Brasil, a utilização das lâmpadas de vapor de sódio tem sido difundida através de um programa específico promovido pelo PROCEL; atualmente estas lâmpadas correspondem cerca de 5% do total instalado na iluminação pública.

A Tabela 4.5 mostra a relação entre o grau de eficiência dessas lâmpadas. No caso da substituição das incandescentes por mistas e das mistas por vapor de mercúrio e por vapor de sódio podem resultar numa economia de energia da ordem de 20%, 40% e 60% respectivamente.

**TABELA 4.5**  
**EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM SISTEMAS DE ILUMINAÇÃO**

Tipo	Potência ( W )	Índices de eficiência em relação às tecnologias		
		Incandescente	Mistas	VM
Incandescente	200	-	-	-
Mista	160	0,80	-	-
Vapor de Mercúrio	92 (*)	0,46	0,58	-
Vapor de Sódio	62 (*)	0,31	0,39	0,67

(\*) Inclui perdas no reator de 12 W

Fonte: PROCEL.

Além das lâmpadas, dois importantes componentes (luminárias e reatores) podem influenciar no melhor desempenho dos sistemas de iluminação. De acordo com estudos, a utilização de luminárias reflexivas pode duplicar a eficiência luminosa (lúmens por Watt).

Em relação aos reatores, existem três tipos: convencionais, híbridos e eletrônicos. Os híbridos têm o dobro da eficiência dos convencionais e os eletrônicos são 30% mais eficientes que os híbridos.

Nos países industrializados, grande parte dos reatores comercializados são eletrônicos. A tendência mundial, incluindo também o Brasil, de redução dos preços de componentes eletrônicos acarretará uma ampla disseminação dos reatores eletrônicos a médio prazo.

Nos estabelecimentos comerciais, uma questão importante num sistema de iluminação eficiente refere-se ao adequado nível de iluminamento para os vários tipos de atividade. Por exemplo, o nível de iluminamento em áreas de passagem, áreas de recepção e "halls" deve ser inferior ao das áreas de trabalho (escritórios).

Pode-se estimar que, a médio e longo prazos, a utilização de sistemas de iluminação avançados permitirá grandes ganhos de eficiência energética. Entre os equipamentos que compõem estes sistemas podem ser destacados os "dimmers", detetores de presença e de luminosidade, e janelas de cristal líquido. No Japão, recentemente, foi lançado um sistema de corrente contínua de alta frequência para alimentar diversos tipos de lâmpada em série.

Além dessas tecnologias também começa a se difundir o uso, com fins mais decorativos, de lâmpadas conhecidas como dicróicas (que na realidade são halógenas acopladas a refletores dicróicos) que têm alta eficiência (cerca de 50% mais eficientes que as incandescentes). A tecnologia mais recente é a da miniaturização do transformador necessário ao seu funcionamento, permitindo a acoplagem do mesmo na rosca da lâmpada

Cabe lembrar o duplo efeito da utilização de lâmpadas mais eficientes, pois, além do melhor desempenho nos sistemas de iluminação propriamente dito, a carga térmica dos ambientes é reduzida e, conseqüentemente, é possível também diminuir o consumo de energia dos sistemas de condicionamento de ambiente

**CONDICIONAMENTO DE AMBIENTE**

No setor residencial, o consumo de eletricidade devido ao condicionamento de ambiente representa cerca de 3% do consumo total desse setor, sendo, portanto, o item de menor participação quando comparado com os principais usos finais (refrigeração, iluminação e aquecimento de água), levando em conta o perfil de consumo de todo o País. Em algumas cidades como Rio de Janeiro, Manaus e Porto Alegre, a estrutura de consumo por uso final se altera bastante, pois a participação do condicionamento de ar passa a ser relevante, especialmente nos meses mais quentes do ano.

A Pesquisa de Posse de Eletrodomésticos e Hábitos de Consumo realizada pelo PROCEL mostra que no Brasil 5,7% dos domicílios eletrificados possuem ar condicionado de janela. Essa participação tende a crescer substancialmente à medida em que o perfil da distribuição de renda melhora.

No setor comercial, o consumo de energia elétrica dos aparelhos de ar condicionado (individuais e centrais) representa em torno de 20% do consumo total do setor. Particularmente, para os edifícios comerciais, shopping-centers e supermercados com ar condicionado central, o consumo desses aparelhos chega a atingir cerca de 50% do consumo total de energia elétrica dos estabelecimentos.

Nos aparelhos individuais, os ganhos de eficiência estão associados à utilização de compressores e motores mais eficientes e a mudanças no sistema de refrigeração. Essas modificações podem levar ao aumento da eficiência de 10% a 35%, considerando a tecnologia disponível a nível internacional (Tabela 4.6).

**TABELA 4.6**  
**EFICIÊNCIA DOS APARELHOS DE AR CONDICIONADO DE JANELA**

	Brasil (A) BTU/hrs/W	EUA (B) BTU/hrs/W	Ind. de Eficiência (A) / (B)
Menor ou igual a 8.000 BTU	6,5 - 7,7	8,0	0,89
Maior que 8.000 BTU	7,7 - 8,0	12,0	0,65

Fonte: Geller (1991).

Algumas pesquisas analisaram a eficiência dos diferentes sistemas de ar condicionado centrais que podem ser utilizados em edifícios comerciais. A melhor tecnologia disponível, em termos mundiais, atinge um coeficiente de performance (COP) de 4,7, enquanto que a média das novas tecnologias nos países desenvolvidos se encontra em 2,5, o que representa um diferencial de 124%.

*AQUECIMENTO DE ÁGUA*

A análise referente ao aquecimento de água está ligada à utilização de chuveiros elétricos que são grandes consumidores de energia, sobretudo nos horários de ponta do sistema elétrico. De acordo com a Pesquisa de Posse de Eletrodomésticos e Hábitos de Consumo realizada pelo PROCEL, 68% das residências eletrificadas possuem chuveiros elétricos e o consumo médio desses equipamentos é de aproximadamente de 600 kWh/ano.

O potencial de conservação de energia elétrica relacionado à melhoria de eficiência dos chuveiros é muito limitado, considerando o elevado rendimento desses equipamentos (mais que 95%). Entretanto, é possível utilizar chuveiros de menor potência, visto que existem modelos cuja potência é superior a 6.000 W, quando a média dos modelos equivale a uma potência de 3.500 W. Além disso, deve ser utilizado adequadamente os diferentes níveis de aquecimento de água para cada estação do ano de acordo com a temperatura ambiente.

Melhores resultados quanto à economia de energia no médio e longo prazos podem ser alcançados com a utilização de bombas de calor para aquecimento de água, cuja eficiência é, atualmente, duas a três vezes maior que a dos chuveiros. Deve ser ressaltado que o equipamento permite também a geração de frio, que pode ser utilizado em sistemas de refrigeração ou condicionamento ambiental.

## 5. CARACTERÍSTICAS E TENDÊNCIAS TECNOLÓGICAS DO SISTEMA ELÉTRICO

### 5.1 CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA ELÉTRICO

A maior parte da energia elétrica produzida no País (95%) é de origem hidráulica. Além de ser uma fonte renovável, a geração hidrelétrica possui um alto rendimento, sendo uma das mais favoráveis tecnologias convencionais de geração.

O sistema elétrico apresenta características físicas peculiares como a forte ligação entre os três componentes: geração, transmissão e distribuição. Essas características levam a uma preocupação do Setor Elétrico, pois o dimensionamento do sistema como um todo deve contemplar as restrições técnico-econômicas de cada componente.

A preocupação com a eficiência pelo lado da oferta de energia elétrica, em termos tecnológicos e econômicos, é anterior a do uso final de energia (lado da demanda). 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 na análise das alternativas de expansão no médio e longo prazos com utilização de modelos que incluam o custo das perdas entre 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.

No Brasil, a geração térmica responde por apenas 5% da oferta de energia elétrica. Porém, nos sistemas isolados, essa forma de geração tem um papel fundamental, visto ser a principal fonte de eletricidade. Existem importantes potenciais de conservação de energia para geração térmica devido à obsolescência e da falta de manutenção dos equipamentos.

A longo prazo, o papel das térmicas no País pode se tornar mais relevante devido suas características de flexibilidade para instalação próxima aos grandes centros de consumo, utilizando tecnologias que contemplem não só a eficiência como também a questão ambiental. Do ponto de vista econômico, existe um "trade-off" importante a ser analisado entre o custo de capital e o custo de operação.

As perdas técnicas na transmissão e distribuição, em 1991, situaram-se em 13.6% no País. A parcela da distribuição corresponde a cerca de 60% desse percentual. Este valor, quando comparado ao Japão, onde as perdas de transmissão e distribuição atingem 5.7%, é elevado. 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.

## 5.2 TENDÊNCIAS TECNOLÓGICAS

Na geração de energia, as tendências de médio e longo prazos são de uma 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 e a intensificação do aproveitamento de pequenas centrais hidrelétricas e da co-geração, essas duas últimas em prazos mais curtos, permitirá uma maior oferta de eletricidade a nível localizado. Isto resultará em redução das distâncias e, conseqüentemente, das perdas nas redes.

Atualmente, a co-geração participa com apenas 3% do total da energia gerada no País. De acordo com estudos realizados, existe um potencial técnico e economicamente viável para duplicar essa participação no Brasil. Os maiores potenciais são encontrados nas indústrias sucro-alcooleiras, siderúrgicas e de papel e celulose.

A utilização de fontes renováveis pode resultar num aumento da eficiência energética global do País, além de provocar impactos ambientais quase nulos quando comparados com as fontes de energia convencionais. As fontes alternativas podem indicar uma tendência de uma pequena redução na centralização do sistema, diminuindo os pesados custos de extensão da rede para atender localidades remotas e as perdas técnicas associadas. Cabe lembrar que existem atualmente tecnologias para comunicação, controle e computação, as quais possibilitam a monitoração de redes relativamente complexas.

Em termos de geração térmica, existem novas tecnologias surgindo no mundo, que permitem, a partir de reaproveitamentos de gases (ciclos combinados) e do uso de turbinas a gás, um rendimento de até 55% em contraste com a eficiência de 35% no processo convencional.

Entre as diversas tecnologias de alta eficiência energética sendo desenvolvidas em países desenvolvidos, podemos citar:

- "Fuel Cell" (FC). Unidade geradora, de pequenas dimensões, que permite a transformação da energia química de combustíveis como gás natural, carvão gaseificado e metanol, diretamente em energia elétrica. Além disso, devido suas características de funcionamento, seu impacto ambiental é mínimo. No Japão começam ser produzidas as primeiras unidades comerciais com potência de 1 MW e eficiência em torno de 40%, estando prevista a produção comercial de unidades de 5 MW a partir de 1996. Pesquisas continuam sendo realizadas objetivando o desenvolvimento de FC's com eficiência de até 60%.

- Turbinas de cerâmica à gas. A utilização de componentes de cerâmica nas turbinas permite a obtenção de uma eficiência térmica superior a 42%. Esta tecnologia possibilita a operação a altas temperaturas (1.350°C), aumentando, dessa maneira, a eficiência na geração. Cabe ressaltar a existência de grande potencial de aplicação desta tecnologia em co-geração.
- Super Bomba de Calor. Projeto que tem por objetivo o desenvolvimento de bombas de calor de alta eficiência, com COP entre 6 e 8 (cerca de duas vezes o das convencionais). Entre os componentes desenvolvidos destacam-se compressores, evaporadores e condensadores de alta eficiência e novos fluidos para armazenamento de energia. Este equipamento permitirá a acumulação de grandes quantidades de energia no período fora de ponta do sistema elétrico para posterior aproveitamento.
- Supercondutividade. Desenvolvimento de materiais para a fabricação de fios supercondutores que permitirão sua aplicação em geradores e na transmissão e distribuição de energia. O uso dessa tecnologia na transmissão diminuiria as perdas em 90% em relação às dos condutores convencionais de 500 kV e a seção transversal seria reduzida a quarta parte. Deve ser citada a possibilidade de sua aplicação também na baixa tensão.

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.

Deve ser destacado que a qualidade do suprimento tem um papel importante para a 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 distribuída ao consumidor.

## 6. COMENTÁRIOS FINAIS

A intensidade do uso da energia descreve uma trajetória ascendente à medida que o processo de desenvolvimento evolui, uma vez que existe uma grande demanda por energia para se implantar a infraestrutura e indústrias de base. Após atingir um determinado nível de industrialização, a intensidade passa a decrescer devido, principalmente, ao pleno atendimento das necessidades básicas da sociedade e ao processo de produção de bens com maior valor agregado e menor conteúdo energético que incorporam avanços tecnológicos.

A questão que se coloca atualmente em termos de eficiência energética global é a da possibilidade dos países em desenvolvimento adequarem-se os seus modelos de crescimento, respeitando as características regionais, às restrições de recursos físicos e econômicos. Isto pode ser realizado a partir do uso de novas tecnologias e/ou da aplicação dos conhecimentos acumulados durante as últimas décadas nos países desenvolvidos. Nestes países, as mudanças estruturais intra e inter setoriais, a difusão de tecnologias de ponta e a substituição de energéticos possibilitaram o aumento da eficiência energética global.

A estratégia futura do Brasil deve contemplar um processo de crescimento menos intensivo em energia através de uma política industrial que incentive o aumento da eficiência energética e de implementação de instrumentos que promovam o uso racional de energia nos diversos segmentos da sociedade. Isto resultaria numa importante postergação dos investimentos do setor energético, cujas características são de capital intensivo e de longo prazo de maturação.

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

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 o consumidor optar entre as diversas oportunidades em termos de conservação, co-geração e substituição de fontes energéticas.

A existência de uma capacidade inventiva e inovadora da sociedade tem levado ao desenvolvimento de uma grande diversidade de tecnologias eficientes, o que nos induz a uma visão otimista quanto ao futuro. Estas tecnologias representam, analogamente, novos recursos energéticos que podem ser economicamente aproveitáveis, a medida em que haja escassez das fontes atuais. Devem ser avaliados os custos que serão incorridos pela sociedade para utilização das novas tecnologias, numa velocidade tal que atenda à questões de ordem estratégica, econômica e ambiental.



## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ABINEE - Associação Brasileira da Indústria de Elétrica e Eletrônica. Vendas Industriais de Aparelhos Eletrônicos Domésticos. Departamento de Estatística. São Paulo, 1988.
- [2] ALUCCI, M. Economia de Energia Elétrica em Edifícios Comerciais. Anais do Simpósio Nacional de Conservação de Energia nas Edificações. Universidade de São Paulo, junho de 1989.
- [3] ARAÚJO, J.L.H. Synthesis Report of Country Study. AIE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 1990.
- [4] BORGES. O Consumo de Energia na Fabricação do Alumínio. Conferência Internacional sobre Aplicação Industrial de Eletricidade. IEEE/INDUSCON. São Paulo, 1992.
- [5] CORDEIRO, M.L.R.. Qualidade Total em Empresas de Energia Elétrica. ELETROBRÁS/DOD. Rio de Janeiro, 1993.
- [6] DAVIS, G. R. Energy for Planet Earth. Scientific American. USA, setembro de 1990.
- [7] ELETROBRÁS. DODC/DOD/DO. Cenários de Conservação de Energia Elétrica e Investimento por Região Geográfica. Rio de Janeiro, 1991.
- [8] ELETROBRÁS. Plano 2015. Projeto 2 - O Setor Elétrico e a Economia Brasileira. Rio de Janeiro, dezembro de 1992.
- [9] ELETROBRÁS. Plano 2015. Projeto 3 - Perspectivas do Mercado e da Conservação de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, dezembro de 1992.
- [10] ELETROBRÁS. Relatório Anual - 1991. Ministério da Infra-Estrutura. Secretaria Nacional de Energia.
- [11] ENDDO Lighting Corp. High Frequency Constant Current Lighting System. Japão, setembro de 1992.
- [12] ECI. Energy Conservation Indicators. Commission of the European Communities. 1987.
- [13] ECC - Energy Conservation Center e JICA - Japan International Cooperation Agency. Energy Conservation Textbook, Vol 1 e 2. Japão, 1992.
- [14] FICKETT, A. P., GELLINGS, W. e LOVINS, A.B. Efficient Use of Electricity. Scientific American. USA, setembro de 1990.
- [15] FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS. Conjuntura Econômica. [vários números].
- [16] FUNDAÇÃO IBGE. Anuário Estatístico do Brasil. Rio de Janeiro. [vários números].

- [17] FUNDAÇÃO IBGE. Censo Demográfico. Rio de Janeiro, 1970 e 1980.
- [18] FUNDAÇÃO IBGE. Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios. [vários números]
- [19] Fuel Cell R&D in Japan. Fuel Cell Development Information Center. Japão, agosto de 1991.
- [20] FUNDAÇÃO PARA O DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO DA ENGENHARIA - FDTE. Análise de Projetos de Conservação de Energia Elétrica. São Paulo, 1991.
- [21] FUNDAÇÃO PARA O DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO DA ENGENHARIA - FDTE. Conservação de Energia Elétrica - Motores Elétricos e Acionamentos. São Paulo, 1985.
- [22] FUNDO MONETÁRIO INTERNACIONAL - FMI. Estatísticas Financeiras Internacionais. 1990.
- [23] FURTADO, A. As Grandes Opções da Política Energética Brasileira: O Setor Industrial de 80 a 85. Revista Brasileira de Energia, vol. 1, número 2, 1990.
- [24] GELLER, H. Efficient Electricity Use - A Development Strategy for Brazil. American Council for Energy - Efficient Economy. Washington DC, 1991.
- [25] GELLER, H. e ZYLBERSZTAJN, D. Energy Intensity Trends in Brazil. Annual Review of Energy, 1991.
- [26] GOLDEMBERG, J. e REDDY, A.K.N. Energy for Developing World. Scientific American. USA, setembro de 1990.
- [27] GUIMARÃES, E. Sistemas de Ar Condicionado. Anais do Seminário de Conservação de Energia no Condicionamento Ambiental. Rio de Janeiro, 1987.
- [28] JANNUZZI, G. e SCHIPPER, L. Electricity Conservation in the Brazilian Household Sector. Lawrence Berkeley Laboratory. 1990.
- [29] JWCA - Jorge Wilhelm Consultores Associados. Consumo de Energia nos Setores de Comércio e Serviços. São Paulo, 1988.
- [30] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Balanço Energético Nacional. Brasília. [vários números]
- [31] NEDO - New Energy and Industrial Technology Development. Creates New Energy. Japão, 1991.
- [32] NISSAN Motor Co. Energy Saving Activities. Murayama Plant. Japão, Novembro, 1992.
- [33] NORGARD, J. Low Electricity Appliances - Options for the Future in Electricity - Efficient End Use and New Generation Technologies and their Planning Implications. T. Johansson, B. Bodlund e R. Williams. EUA. 1989.

- [34] OHBAYASHI CORPORATION TECHNICAL RESEARCH INSTITUTE - Super Energy Conservation Building. Japão, 1992.
- [35] OECD - Organisation for Economic Co-operation and Development. National Accounts - Main Aggregates [1960 - 1989]. Vol.1, 1991.
- [36] OECD - Organisation for Economic Co-operation and Development. Energy Efficiency and the Environment. 1991.
- [37] OECD - Organisation for Economic Co-operation and Development. Energy Policies of IEA Countries. 1991.
- [38] OECD - Organisation for Economic Co-operation and Development. World Energy Statistics and Balances. [vários números].
- [39] PAGY, A. e GARCIA, V. Política Industrial e Energia - Quinze Anos Após o Primeiro Choque de Petróleo. ELETROBRÁS/DOD. Rio de Janeiro, agosto de 1990.
- [40] PAGY, A. e GARCIA, V. Política Industrial e Energia. PARFLIANOWITSCH, H. SHECHTER, H. J.. Eletrotermia - Uma Alternativa Energética para o Petróleo. Rio de Janeiro, junho de 1981.
- [41] PINHEL, A. e NAVEGANTES, L. M. Análise do Quadro Energético. ELETROBRÁS/DEUE. Rio de Janeiro, 1990.
- [42] PINHEL, A. e NAVEGANTES, L. M. Potencial e Estratégias de Conservação de Energia Elétrica na Indústria. Conferência Internacional sobre Aplicação Industrial de Eletricidade. IEEE/INDUSCON. São Paulo, 1992.
- [43] PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica. Estratégias de Conservação de Energia Elétrica - 1992/1995 - Usos Finais. Rio de Janeiro, 1992.
- [44] PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica. Panorama da Eletrotermia. Rio de Janeiro, 1989.
- [45] PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica. Pesquisa de Posse de Eletrodomésticos e Hábitos de Consumo. Rio de Janeiro, 1989.
- [46] RAMOS, F. A Conservação de Energia Elétrica e a Política de Exportação de Metais Básicos. São Paulo, 1989.
- [47] THE MOONLIGHT PROJECT - Japão, 1992.
- [48] UNCTAD - United Nations Conference on Trade and Development. Handbook of International Trade and Development. Genebra, 1989.
- [49] YODA, K. Japan's Energy Conservation Policy. UNEP Industry and Environment, abril de 1990.

## 8. EQUIPE

### COORDENAÇÃO:

Antonio Pagy - ADO

### EQUIPE TÉCNICA:

Antonio Carlos da Costa Pinhel - DOD/DODD

Lucia Maria S. R. Navegantes de Oliveira - DOD/DODD

### PARTICIPAÇÃO:

Moacyr Eduardo May Carmo - DOD/DODD

### EDITORACÃO:

Carmem Valéria da Fonseca Rodrigues - DPS/GCPS