

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

**Eletrobrás**   
Centrais Elétricas Brasileiras SA

PLANO NACIONAL  
DE ENERGIA ELÉTRICA  
1993-2015

# PLANO 2015

Volume IV

ESTUDOS BÁSICOS

REL  
621.31PL2015  
E39  
V.4/5  
e.2

33868

---

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

R.D.  
621.31 PL 2015  
E39  
v. 4/5  
e. 2

**PLANO 2015**

**VOLUME IV**

**ESTUDOS BÁSICOS**

<b>ELETOBRÁS</b>	
SERIE A	
ROT.	33868
DATA	20/10/95

**ELETOBRÁS**  
Abril de 1994

## **COORDENAÇÃO**

**Diretoria de Planejamento e Engenharia**

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

**Secretaria Executiva do GCPS**

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

### **INFORMAÇÕES**

TELEFAX: (021) 507-2351

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

---

**PLANO 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: Eugénio Miguel Mancine Scheleder

**CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A  
ELETROBRÁS**

**DIRETORIA**

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

---

---

# COORDENAÇÃO DO PLANO 2015

## 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/EDITORIAÇÃO  
DPS - Secretaria Executiva do GCPS

---

---

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

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

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

**REGIÃO/EMPRESA**

**REPRESENTANTE DAS EMPRESAS  
NO COMITÊ DIRETOR**

***REGIÃO NORTE***

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

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

***REGIÃO NORDESTE***

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

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

***REGIÃO SUDESTE/CENTRO-OESTE***

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

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

***REGIÃO SUL***

**CEEE  
CELESC  
COPEL  
ELETROSUL  
ENERSUL**

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

---

# RELATÓRIOS DO PLANO 2015

## VOLUME I - RELATÓRIO EXECUTIVO SÍNTESE

### VOLUME II - ESTUDOS BÁSICOS

<b>PROJETO 1</b>	METODOLOGIA E PROCESSO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO.
<b>PROJETO 2</b>	O SETOR ELÉTRICO E A ECONOMIA BRASILEIRA
<b>PROJETO 3</b>	PERSPECTIVAS DO MERCADO E DA CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
<b>PROJETO 4</b>	A OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA . POTENCIAL HIDRELÉTRICO . DERIVADOS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

### VOLUME III - ESTUDOS BÁSICOS

<b>PROJETO 4</b>	A OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA (Continuação) . CARVÃO MINERAL . ENERGIA NUCLEAR . RESÍDUOS DE CANA DE AÇÚCAR . BIOMASSA FLORESTAL . FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA: Solar, Eólica, Xisto, Oceânica, Hidrogênio, Resíduos Orgânicos, Turfa e Lignito. . INTERCÂMBIOS ENERGÉTICOS COM PAÍSES VIZINHOS
------------------	---

### VOLUME IV - ESTUDOS BÁSICOS

<b>PROJETO 5</b>	SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
<b>PROJETO 6</b>	SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
<b>PROJETO 7</b>	A QUESTÃO AMBIENTAL E O SETOR ELÉTRICO . FONTES DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA . PROJETOS HIDRELÉTRICOS DO PLANO DE EXPANSÃO . SISTEMAS DE TRANSMISSÃO
<b>PROJETO 8</b>	A QUESTÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

### VOLUME V - ESTUDOS BÁSICOS

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



PLANO NACIONAL  
DE ENERGIA ELÉTRICA  
1993-2015

# PLANO 2015

PROJETO 5  
Sistemas de Transmissão  
de Energia Elétrica



# PLANO 2015

## PROJETO 5

SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA

ÍNDICE

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1 Funções do Sistema de Transmissão .....	1
1.1.1 Rede de Transmissão .....	1
1.1.2 Rede de Sub-transmissão .....	2
1.1.3 Caracterização das Redes de Transmissão/Sub-transmissão .....	2
1.2 Considerações Sobre o Sistema Atual e Expansão a Médio Prazo .....	2
1.2.1 Sistema SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE .....	3
1.2.2 Sistema Interligado NORTE/NORDESTE .....	5
1.2.3 Sistemas Isolados da Região Norte e Centro-Oeste .....	6
1.3 Expansão de Transmissão e Postergação da Geração .....	7
1.4 Problemática da Compensação Reativa .....	9
1.5 Envelhecimento das Instalações do Setor Elétrico .....	10
1.6 Referências Atuais de Custos de Transmissão .....	11
<b>2. EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO A LONGO PRAZO .....</b>	<b>12</b>
2.1 Expansão dos Sistemas Regionais .....	12
2.1.1 Balanço Carga-geração .....	12
2.1.2 Pontos Receptores dos Futuros Elos de Interligação com o Norte .....	14
2.1.3 Localização de Usinas Termelétricas, Reversíveis e Outras, e sua Influência na Transmissão .....	16
2.2 A Expansão das Interligações entre Regiões .....	18
2.2.1 Configuração das Interligações .....	21
2.2.2 Análise dos Aspectos Tecnológicos .....	23
2.2.3 Influência das Interligações nos Sistemas Receptores .....	25
2.2.4 A Transmissão Vista como um Sistema Ponto-a-Ponto .....	26
2.2.5 Considerações Sobre a Interligação Sul-Sudeste .....	28
2.2.6 Aspectos Ambientais .....	31
2.3 Viabilidade da Interligação entre os Sistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste .....	35
2.4 Interligações Internacionais .....	36
2.5 Interação Geração-transmissão .....	36
<b>3. ASPECTOS DE ENGENHARIA E DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO .....</b>	<b>39</b>
3.1 Considerações Iniciais .....	39
3.2 Programas de Pesquisa Aliados a Grandes Projetos .....	40
3.2.1 Aproveitamento das Instalações Existentes .....	40
3.3 Descrição de Tecnologias .....	41

3.3.1	Transmissão em UAT-CA .....	41
3.3.2	Transmissão em Meio Comprimento de Onda .....	42
3.3.3	Sistemas Hexafásicos .....	43
3.3.4	Linhas de Potência Natural Elevada .....	44
3.3.5	Transmissão em Corrente Contínua .....	44
3.3.6	Novas Práticas para a Otimização de Linhas Aéreas de Transmissão .....	45
3.3.7	Compactação de Subestações .....	47
3.3.8	Fibra Ótica em Cabos Para-raios .....	48
3.3.9	Digitalização de Instalações .....	48
3.3.10	Desenvolvimento de Metodologias e Ferramentas Digitais .....	49
3.3.11	Utilização de Eletrônica de Potência em Sistemas de Corrente Alternada - FACTS .....	49
3.3.12	Suprimento de Pequenas Cargas através de Meios não Convencionais .....	50
3.3.13	Conexão Unitária .....	51
<b>4.</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>52</b>
<b>5.</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>54</b>
<b>6.</b>	<b>EQUIPE .....</b>	<b>55</b>

## 1. INTRODUÇÃO

Este relatório apresenta uma síntese dos estudos efetuados até o presente momento no que se refere aos aspectos de planejamento da expansão do sistema de transmissão.

### 1.1 FUNÇÕES DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

O sistema de transmissão de energia elétrica compreende toda rede que interliga as usinas geradoras às subestações da rede de distribuição.

Esse sistema é dividido tradicionalmente, para efeito dos estudos de planejamento e operação do sistema elétrico, em rede de transmissão e rede de subtransmissão.

#### 1.1.1 Rede de Transmissão

A rede de transmissão, levando em consideração a aleatoriedade da disponibilidade dos seus componentes, de capacidade de produção e de recursos energéticos primários e a aleatoriedade do consumo, tem como funções:

*1º - A distribuição espacial em grosso da energia gerada pelas usinas aos grandes centros consumidores e alimentação de eventuais consumidores de grande porte.*

Em termos de investimento global do setor elétrico, o ideal seria alocar-se as usinas geradoras o mais próximo possível dos centros de carga. No entanto, devido ao fato de um potencial hidrelétrico só poder ser explorado onde ele está disponível e às restrições ambientais para alocação de usinas térmicas, esta condição é de difícil cumprimento, originando esta função primordial da rede de transmissão.

*2º - Interligar usinas geradoras, bacias hidrográficas e regiões de características heterogêneas de modo a atender os desequilíbrios regionais entre produção e consumo.*

A energia elétrica possui a característica de ser muito flexível quanto à sua utilização, sendo, no entanto, de difícil estocagem a nível comercial, quando em grandes quantidades. Deste modo, só é viável estocá-la em sua forma potencial primária - combustível nuclear, acumulação de água, combustível fóssil, biomassa etc.

A escolha conveniente de instalações geradoras que acompanhem ao longo do tempo as variações da demanda de energia elétrica e a gestão ótima da utilização do estoque de fontes primárias é que permitirão o atendimento da demanda ao menor custo presente e futuro.

A rede de transmissão que interliga as usinas geradoras permite a gestão ótima dos estoques de energia primária. Como a energia elétrica não é estocável, esta gestão é feita através da priorização do uso do recurso primário com base no custo unitário mais baixo no momento, ou aquela cuja utilização implicará em menor custo de operação futuro (característica da energia armazenada nos reservatórios), para atendimento da demanda de energia que está ocorrendo.

A caracterização das funções da rede de transmissão é importante para estudos de seu dimensionamento e alocação de custos para efeito tarifário. No entanto, após a implantação da rede, principalmente quando esta é muito malhada, torna-se difícil classificar a função de cada linha de transmissão, porque tal função pode alterar-se ao passar dos anos.

### **1.1.2 Rede de Sub-Transmissão**

A rede de subtransmissão reparte espacialmente a energia recebida em grosso de subestações de transmissão entre as subestações de distribuição. Esta rede, derivada da rede de transmissão, tem a finalidade de transmitir energia às pequenas cidades ou grupamentos de cidades, ao interior de grandes centros urbanos e a consumidores industriais de grande porte.

### **1.1.3 Caracterização das Redes de Transmissão/Subtransmissão**

O sistema de transmissão brasileiro, devido à extensão territorial do País, se desenvolveu utilizando uma grande variedade de níveis de tensão. Esta variedade ocorreu porque a escolha de uma tensão é função da potência instantânea a transmitir e da distância entre as usinas geradoras e os centros de carga e da relação custo de implantação /benefício alcançado.

O sistema de transmissão está em constante expansão, o que torna difícil a caracterização das fronteiras existentes entre uma rede de transmissão e de subtransmissão. Pode-se caracterizar, por exemplo, a rede de sub-transmissão como sendo a que engloba as tensões de 69 a 138 kV. Tal classificação, no entanto, não é rígida porque a tensão de 138 kV, por ser de fronteira, pode ser enquadrada como sendo de transmissão.

## **1.2. CONSIDERAÇÕES SOBRE O SISTEMA ATUAL E EXPANSÃO A MÉDIO PRAZO**

O sistema elétrico brasileiro é constituído, basicamente, por dois grandes sistemas interligados, independentes entre si: os sistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, e por sistemas isolados localizados nas regiões Norte e Centro-Oeste do País.

### 1.2.1 Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste

O sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste caracteriza-se pelo grande número de usinas hidrelétricas de grande porte ligadas aos principais centros de carga da região através de linhas de transmissão em diversos níveis de tensão, que se superpõem entre si. A presença de uma gama tão extensa de níveis de tensão explica-se pela evolução histórica do sistema, visto que, de usinas de médio porte mais próximas às cargas, passou-se à construção das grandes usinas hidrelétricas, nas bacias mais longínquas, que hoje suprem a maior parte do mercado da região.

Cabe salientar que um decreto de padronização das tensões começou a vigorar a partir de 1973, passando-se a admitir formalmente para futuras expansões dos sistemas de transmissão em todo o País as tensões de 138, 230, 500 kV e acima. Exceções à regra são permitidas, desde que justificadas pela necessidade incontornável de reforçar os sistemas nas tensões não padronizadas.

Serão descritos, a seguir, os sistemas de transmissão existentes, nos seus diversos níveis de tensão, bem como a expansão prevista a médio prazo, no horizonte do Plano Decenal.

#### *Tronco de Transmissão de Itaipu*

O tronco de transmissão associado à usina de Itaipu está atualmente constituído por dois circuitos de 750 kV, Foz de Iguaçu-Ivaiporã-Itaberá-Tijuco Preto, com cerca de 900 km de extensão.

Conforme anteriormente mencionado, a subestação de Ivaiporã interliga-se com a rede de 500 kV da Região Sul, constituindo-se num forte elo de interligação elétrica entre as duas regiões.

Prevê-se, para futuro a complementação do tronco de Itaipu, com a instalação do 3º circuito de 750 kV de Foz do Iguaçu a Tijuco Preto e implantação de compensação série nos dois circuitos existentes. O sistema de corrente contínua, já concluído, constitui-se de dois elos de 600 kV c.c., interligando as estações de Foz do Iguaçu e Ibiúna.

#### *Rede de 500 kV*

O desenvolvimento dos grandes aproveitamentos hidrelétricos do rio Paranaíba, como São Simão, Itumbiara e Emborcação e, ainda, da usina de Marimbondo, no rio Grande, propiciou a construção de uma extensa rede de transmissão de 500 kV para suprimento às áreas Rio de Janeiro, Grande Campinas e Belo Horizonte, através das subestações de Cachoeira Paulista, Campinas e Neves, respectivamente. A usina nuclear de Angra, por sua vez, foi integrada ao sistema de 500 kV da área Rio, o qual interliga-se com a área São Paulo a partir da subestação de Tijuco Preto.

Com referência à expansão a médio prazo da rede de 500 kV, cabe destacar inicialmente a previsão da interligação da usina de Serra da Mesa a Emborcação por dois circuitos de 500 kV, com seccionamento intermediário na subestação de Samambaia, na área Brasília. A mais longo prazo, esse tronco de transmissão fará parte do sistema de escoamento das usinas do rio Tocantins. Por outro lado, no Estado de Minas Gerais, reforços são necessários à malha de 500 kV para escoamento das usinas de Nova Ponte, Miranda, Capim Branco e outras e suprimento à região de Ipatinga. Na área Rio, reforços são previstos para integração das novas usinas nucleares de Angra.

Mais especificamente na Região Sul, a configuração de 500 kV é parte integrante de um forte elo de interligação Sul-Sudeste, a partir da subestação de Ivaiporã, no tronco de 750 kV, de onde emanam linhas de transmissão para Londrina e usinas de Foz do Arica e Salto Santiago. A partir das usinas do rio Iguaçu, o Sistema de 500 kV estende-se aos centros de carga de Curitiba e Porto Alegre, passando pelos locais das futuras usinas de Itá e Campos Novo.

Cabe mencionar ainda, na Região Sul, a integração à malha de 500 kV das usinas de Itá, Segredo e Salto Caxias, bem como a implantação das linhas de transmissão Itá-Campos Novos, por razões de confiabilidade e Campos Novos-Blumenau, para reforçar o atendimento à área leste de Santa Catarina.

Destaque-se, também, que para viabilizar o intercâmbio de 900 MW com a Argentina, quando da conclusão definitiva da estação conversora, a futura usina de Garabi será interligada ao sistema de 500 kV da região.

#### *Rede de 440 kV*

No Estado de São Paulo, um sistema de transmissão de 440 kV, associada às usinas de Ilha Solteira, Jupia e Água Vermelha, destina-se a suprir um anel de 440 kV na área São Paulo, bem como aos centros de carga de Ribeirão Preto, Bauru, Araraquara e Grande Campinas.

A expansão da rede de 440 kV tem como finalidade o escoamento das usinas do Pontal do Paranapanema: Porto Primavera e Taquaruçu, passando as linhas de transmissão previstas por Assis e dirigindo-se às subestações de Sumaré e Santa Bárbara.

Cabe destacar, também, na área São Paulo, a futura integração das usinas termoeletricas de São José dos Campos e Paulínia à rede de 440 kV.

#### *Rede de 345 kV*

Uma rede de transmissão de 345 kV interliga as usinas do Rio Grande: Furnas, Estreito, Porto Colômbia, Volta Grande e outras aos centros de carga do Rio de Janeiro, São Paulo e Belo Horizonte, estendendo-se esse sistema, de forma radial, aos centros de carga de Vitória e Brasília e ao norte de Minas Gerais, neste caso para escoamento da energia da usina de Três Marias.

Por sua vez, um anel de 345 kV interliga os principais centros de carga na área São Paulo, e estes às subestações receptoras de Itaipu.

A médio prazo, são previstos esforços à malha de 345 kV para suprimento à área Juiz de Fora e ao norte de Minas, bem como ao anel de 345 kV da área São Paulo.

#### *Redes de 230 e 138 kV*

O suprimento ao Estado do Mato Grosso é constituído basicamente, por um tronco de transmissão radial de 230 kV em paralelo com um circuito de 138 kV, com cerca de 800 km de extensão a partir

das usinas de Cachoeira Dourada e Itumbiara. A usina de Manso, próxima a Cuiabá, deverá constituir-se na principal fonte de suprimento para a região, a médio prazo, juntamente com a complementação do tronco de 230 kV, possibilitando, inclusive, estender o sistema de 230 kV para atendimento a longínquos centros de carga no norte do Estado. Alternativamente à implantação da usina de Manso, reforços ao tronco de transmissão de 230 kV terão que ser antecipados, de modo a prover o Estado do Mato Grosso com energia adicional proveniente do sistema interligado Sul/Sudeste.

Ainda na Região Sudeste, cabe mencionar os sistemas de transmissão de 230 kV para atendimento à área Goiás/Brasília, à área leste de Minas Gerais e para escoamento das usinas do rio Paranapanema: Xavantes, Jurumirim, L.N. Garcez e outras. Vale salientar, outrossim, a existência de elos de interligação de 230 kV entre as Regiões Sudeste e Sul, os quais, em complementação ao tronco de transmissão de Itaipu, são responsáveis pelos intercâmbios regionais.

Na Região Sul, uma extensa rede de 230 kV interliga as usinas hidrelétricas dos rios Iguaçu, Passo Fundo e Jacuí e termoeétrica de P. Médici e Jorge Lacerda aos centros de carga da região. A médio prazo, prevê-se a interligação Campos Novos - Herval D' Oeste, em 230 kV, para suprimento de um extenso tronco radial de 138 kV que atravessa o Estado de Santa Catarina, bem como para aliviar o esgotamento das linhas de 230 kV, Salto Osório-Xanxerê. As termoeletricas de Jacuí e Candiota, na sua etapa inicial, interligar-se-ão aos sistemas de transmissão de 230 kV locais, esta última permitindo o atendimento a Pelotas e ao litoral sul do Rio Grande do Sul.

A antecipação de um módulo de 450 MW (com operação limitada a 225 MW) da conversora de 900 MW (50/60 Hz), a ser implantada em Garabi, interligada ao sistema de 230 kV local, permitirá a realização de intercâmbios entre Brasil e Argentina, antes da entrada em operação da UHE Garabi.

Este intercâmbio apresenta restrições de sistema no sentido Brasil-Argentina no período novembro a março de cada ano (período de cargas elevadas no oeste do Rio Grande do Sul devido à irrigação dos arrozais), e esta restrição será ampliada à medida que a UHE for sendo postergada.

O suprimento ao Estado do Mato Grosso do Sul foi inicialmente planejado através de um tronco radial de 138 kV, a partir da usina de Jupia e de um sistema de 230 kV a partir da usina de Salto Osório. Com o correr do tempo, no entanto, novas fontes de suprimento tornaram-se necessárias. Assim sendo, na hipótese da usina termoeletrica de Puerto Suarez, na fronteira com a Bolívia, ser a solução adotada, a integração seria em 230 kV ao sistema local. Como solução alternativa, prevê-se o atendimento à região através de um sistema de 230 kV a partir das usinas do Pontal do Paranapanema: (Rosana e Porto Primavera).

### **1.2.2 Sistema Interligado Norte/Nordeste**

Este sistema caracteriza-se por grandes complexos geradores situados nos rios São Francisco (Paulo Afonso, Itaparica e Sobradinho), Parnaíba (Boa Esperança) e Tocantins (Tucuruí) cuja energia é escoada por uma rede de transmissão nas tensões de 230 e 500 kV na direção dos centros de cargas regionais. Por particularidades próprias das regiões Norte e Nordeste, os centros consumidores situam-se nas capitais dos Estados e suas vizinhanças, na sua grande maioria localizadas no litoral.



No complexo gerador Paulo Afonso-Moxotó e Itaparica, com cerca de 5.800 MW instalados, originam-se troncos de 230 kV e 500 kV para o suprimento das cidades e capitais da Região Nordeste, bem como a interligação com a região Norte, integrando desta forma as usinas de Sobradinho (1.050 MW) e Boa Esperança (220 MW) ao sistema interligado.

A expansão desta rede no horizonte do Plano Decenal ocorrerá basicamente no tronco de 500 kV. Assim sendo, estão programados os terceiros circuitos neste nível de tensão no sentido de Recife e Salvador passando pelo sítio da hidrelétrica de Xingó (com 3.000 MW), último grande aproveitamento hidráulico desta região. Também está prevista a conversão do circuito duplo especial de 230 kV para um circuito simples de 500 kV no tronco de Fortaleza, associado a um reforço de 500 kV proveniente da expansão de geração da região Norte.

A expansão da rede de transmissão em 230 kV se destina a atender as regiões Oeste e Sul da Bahia e os Estados do Rio Grande do Norte e Paraíba, sendo que estes dois últimos passarão a ser atendidos na tensão de 500 kV a longo prazo.

Na Região Norte está programado o terceiro circuito em 500 kV entre Tucuruí (com 4.000 MW instalados) e Presidente Dutra e o segundo circuito neste nível de tensão entre as regiões Norte e Nordeste, ligando Presidente Dutra a Fortaleza. Estes eventos estão associados a uma nova fonte de geração a ser definida na Região Norte. Está programada também a duplicação do circuito em 500 kV que alimenta a cidade de Belém.

Em síntese, os grandes blocos de geração da Região Norte foram previstos principalmente para atendimento das cargas industriais eletrointensivas de Belém (PA) e São Luís (MA) e os seus excedentes para exportação para a Região Nordeste.

A área oeste do estado do Pará será incorporada ao sistema interligado Norte/Nordeste através de uma linha de 230 kV desde Tucuruí até Itaituba.

### 1.2.3 Sistemas Isolados da Região Norte e Centro-Oeste

São cinco os sistemas isolados das Regiões Norte e Centro-Oeste: Manaus, Mato Grosso, Acre-Rondônia, Amapá e Roraima.

Manaus é um sistema isolado com unidades térmicas. A substituição parcial de geração termelétrica a derivados de petróleo por geração hidrelétrica foi iniciada em 1989 com a UHE Balbina e se completará com a entrada em operação da UHE Cachoeira Porteira. A área de influência deste sistema é atualmente a cidade de Manaus e com a UHE Cachoeira Porteira se estenderá à margem esquerda do Rio Amazonas. Por outro lado, uma futura travessia subaquática do rio Negro para atendimento da localidade de Manacapuru, estenderá também a área de influência do Sistema Manaus às cargas da margem direita do rio Negro. O sistema de transmissão associado à UHE Cachoeira Porteira deverá ser constituído no trecho Porteira-Balbina por um circuito duplo de 230 kV, conversível para um circuito simples de 500 kV e no trecho Balbina-Manaus por um circuito adicional de 500 kV, operando inicialmente em 230 kV.

A área de influência dos sistemas isolados do Mato Grosso se localiza na região centro/norte do estado. Com a energização da linha de 230 kV Coxipó-Sinop, o atendimento a esta região estará equacionado até o horizonte do Plano Decenal, constituindo uma extensão radial do sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

O sistema Acre-Rondônia apresenta uma área de influência constituída pelas capitais destes Estados, Porto Velho e Rio Branco, e áreas de Rondônia, ao longo da rodovia BR-364, desde Abunã, passando por Porto Velho, até Vilhena, e ao longo do vale do rio Mamoré até Guajará-Mirim. Na atualidade esse sistema é constituído por subsistemas isolados, destacando-se que Porto Velho é suprido pela UHE Samuel (duas unidades em operação). Com a entrada em operação das três últimas unidades de Samuel será possível incorporar o suprimento às cidades de Ariquemes e Ji-Paraná. A UHE Ji-Paraná, com uma potência instalada de 512 MW, permitirá a inclusão de todas as cidades e regiões vizinhas ao longo da BR-364 ao sistema interligado associado às hidrelétricas Samuel e Ji-Paraná.

O aproveitamento do gás de Urucu se apresenta como outra fonte energética para o atendimento de alguns sistemas isolados das regiões Norte, em particular os estados de Amazonas, Acre e Rondônia.

O sistema Amapá é um sistema hidrotérmico com predominância de geração hidrelétrica a partir da UHE Coaracy Nunes. Sua área de influência compreende o centro-nordeste do estado do Amapá, destacando-se Macapá, capital do Estado, e a cidade de Porto Santana. Como obras previstas, neste sistema, no horizonte do Plano Decenal, destacamos a instalação de unidades à gás provenientes de Camaçari - Bahia, a serem instaladas em Santana, queimando óleo diesel e a terceira e última unidade de 30 MW da UHE Coaracy Nunes. Como reforço de transmissão está prevista a duplicação da linha de 138 kV que transporta a energia gerada na UHE Coaracy Nunes até a Região Metropolitana de Macapá.

O sistema Roraima, cujo mercado é constituído pela capital do Estado, Boa Vista e algumas localidades vizinhas, é um sistema isolado termelétrico. Está prevista, nesse sistema, a expansão da capacidade geradora térmica e, como alternativa de geração, deverão ser retomados os estudos para implantação de aproveitamento no rio Cotingo.

### **1.3 EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO E POSTERGAÇÃO DA GERAÇÃO**

A escassez de recursos que afeta a economia do País e, em especial, o setor elétrico, tem resultado em sucessivas postergações de usinas contempladas no programa decenal de geração.

Assim sendo, surge a necessidade premente de definir alternativas de transmissão, as quais, exigindo menor quantidade de recursos, no curto prazo, possam minimizar as precárias condições de suprimento resultantes da reprogramação de usinas, quando houver disponibilidade de energia no sistema interligado.

Um resumo do suprimento às áreas críticas do sistema é feito a seguir, com a descrição das alternativas de transmissão que estão sendo estudadas no âmbito do GCPS - Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos.

*SUPRIMENTO AO MATO GROSSO*

Como já mencionado, o Estado do Mato Grosso é atualmente suprido através de um tronco de transmissão composto por dois circuitos de 230 kV e um de 138 kV, que interliga o centro de carga de Cuiabá ao sistema de transmissão Sul/Sudeste/Centro-Oeste a partir das usinas hidrelétricas de Cachoeira Dourada e Itumbiara. O terceiro circuito de 230 kV está previsto a curto prazo.

A médio prazo, mostra-se necessária uma nova fonte de suprimento para a região, que garanta a continuidade do atendimento em regime normal ao mercado global do Estado. Nesse sentido, a usina de Manso tem sido considerada no programa decenal de geração, tendo em vista, entre outras características, a sua privilegiada localização em relação ao centro de carga de Cuiabá.

No entanto, alternativas de transmissão estão sendo estudadas para suprir a região em caso de um eventual atraso da usina de Manso.

*SUPRIMENTO AO MATO GROSSO DO SUL*

O atendimento ao Estado do Mato Grosso do Sul para os próximos anos está fundamentalmente calcado na implantação da usina termoeétrica de Puerto Suárez, na Bolívia, próxima a Corumbá. No entanto, tendo em vista as incertezas quanto ao andamento de complexas negociações internacionais para a construção da referida usina, faz-se necessária a elaboração de alternativas de transmissão.

Assim sendo, surge como eventual solução alternativa o suprimento ao Mato Grosso do Sul a partir das usinas do Pontal do Paranapanema, através de uma rede de transmissão de 230 kV. Mostra-se imprescindível, nesta hipótese, estabelecer uma data limite para o início das providências executivas para a construção da LT Rosana-Dourados, que integra esta alternativa, visto que, caso não haja uma tomada de decisão em tempo hábil, a região de Mato Grosso do Sul poderá sofrer cortes de carga, mesmo em condições normais de operação.

*SUPRIMENTO À ÁREA GOIÁS/BRASÍLIA*

A médio prazo, prevê-se o suprimento à área Goiás/Brasília a partir da usina de Serra da Mesa, através de dois circuitos de 500 kV até Brasília (subestação de Samambaia) e, posteriormente, de Brasília até o sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, em Emborcação.

No entanto, para fazer frente a constantes reprogramações da Usina de Serra da Mesa, torna-se imperativo elaborar alternativas de transmissão que permitam suprir a região com outras fontes de geração do subsistema interligado Sudeste/Centro-Oeste.

*SUPRIMENTO À ÁREA RIO*

A reprogramação das usinas nucleares de Angra II e III, bem como das usinas hidrelétricas da bacia do rio Paraíba do Sul, tem levado a um progressivo esgotamento dos sistemas de transmissão de suprimento à região.

Assim sendo, alternativamente às usinas em questão, propõe-se antecipar o sistema de transmissão associado ao Complexo de Angra, assim como reforçar o atendimento à área Rio a partir da subestação de Tijuco Preto. Tal procedimento permitirá escoar para os Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo o saldo de geração da Área São Paulo e de Itaipu, à medida em que o parque gerador da CESP evolui.

#### *SUPRIMENTO À REGIÃO OESTE DA BAHIA*

A curto prazo, prevê-se o suprimento à região Oeste da Bahia, a partir da subestação de Barreiras, 230/69 kV, distante cerca de 300 km da UHE Sobradinho.

A médio/longo prazos, entretanto, tendo em vista o elevado crescimento do mercado da região, impulsionado, principalmente, por projetos de irrigação, torna-se necessário elaborar alternativas de transmissão que permitam suprir a região através de outras fontes de geração.

Dessa forma, surge como possível solução o suprimento à região de Barreiras, a partir das Usinas do médio/alto Tocantins (UHE Lajeado, Foz do Bezerra, Serra da Mesa, etc), através de uma rede de transmissão em 230 kV.

#### *SUPRIMENTO À REGIÃO SUL DA BAHIA*

Para solucionar o problema de esgotamento do sistema de transmissão que supre a região Sul da Bahia, está prevista a construção da LT 230 kV Camaçari/Governador Mangabeira/Funil, necessária para evitar corte de carga na subestação de Funil, em condição normal de operação. A médio prazo será necessário o comissionamento do compensador estático da SE Funil, visando evitar corte de carga em condição de contingência. Mostra-se ainda necessário o suprimento à região Sul da Bahia, através de uma nova fonte de geração. Nesse sentido, a usina hidrelétrica de Itapebi está sendo considerada no programa decenal de geração. Um eventual atraso na data atualmente prevista para esta usina implicará na construção de um novo circuito 230 kV entre Gov. Mangabeira e Funil.

### **1.4 PROBLEMÁTICA DA COMPENSAÇÃO REATIVA**

A carência de recursos para o setor elétrico afeta, sobremaneira, a implantação de um adequado programa de compensação reativa em várias regiões do País e leva ao esgotamento dos sistemas de transmissão como resultado das sucessivas postergações das obras necessárias. Em consequência, o desempenho dos sistemas de transmissão nessas áreas fica sensivelmente prejudicado, acarretando o aumento das perdas, o incremento da circulação de potência reativa na rede e a deterioração do perfil de tensão.

A esse respeito, vale salientar que estudos realizados no âmbito do GCPS deram origem à Portaria nº 85 de 25/03/92, do DNAEE, instituindo a cobrança da energia reativa consumida para valores do fator de potência inferiores a patamares pré-estabelecidos. Tal procedimento terá um prazo de carência de 2 anos para os consumidores já existentes e aplicação imediata para os novos consumidores.

Ainda como consequência indesejável da precariedade da compensação reativa, cabe citar a inadequada utilização da geração térmica. Para contornar problemas de desempenho elétrico do sistema, recorre-se a despachos térmicos anti-econômicos, cujos custos vão onerar Empresas não envolvidas diretamente aos problemas em questão. Está sendo elaborada no âmbito do GCOI/GCPS, uma metodologia para atribuição de responsabilidades de geração térmica por razões elétricas.

No âmbito do GCPS estão sendo realizados estudos para as áreas mais críticas, quais sejam, área Goiás/Brasília, área Santa Catarina, área Rio Grande do Sul e área Rio/Espírito Santo e interligação Norte/Nordeste.

A implantação de um adequado programa de compensação reativa é imprescindível nas áreas afetadas considerando a relação benefício/custo desta solução alternativamente à geração térmica para fins elétricos.

### 1.5 ENVELHECIMENTO DAS INSTALAÇÕES DO SETOR ELÉTRICO

A partir do início da década de 60, ocorreu o rápido crescimento do parque elétrico nacional a fim de atender a demanda de energia elétrica, que na época era exigida pela política de industrialização recém adotada pelo País. Logo, uma parte bastante significativa das instalações de transmissão do Sistema Elétrico Brasileiro, está em operação há aproximadamente 25 anos, ressaltando-se que as empresas pioneiras do setor possuem componentes operando há mais tempo.

Por conseguinte, podemos considerar que o Sistema Elétrico Brasileiro encontra-se em fase adulta, próximo ao limiar de seu envelhecimento, tornando-se imprescindível a adoção de ações que propiciem o gerenciamento desse sistema para haver um retardamento desse processo, com extensão da expectativa de vida útil do mesmo.

Evidencia-se que as atividades de manutenção são primordiais como forma de prolongamento da vida útil dos equipamentos, destacando-se aqui, a manutenção preditiva como técnica moderna a ser adotada pelas empresas do setor objetivando o rejuvenescimento do sistema.

Assim, o Setor Elétrico defronta-se com uma problemática que o desafia no futuro próximo, quanto à eficácia da operação do sistema de transmissão, com a interação das instalações envelhecidas e/ou tornadas obsoletas pela evolução tecnológica, com os equipamentos de última geração que entrarão em operação nos próximos anos.

É recomendável que sejam empreendidas ações no âmbito do GCOI/GCPS, objetivando obter um diagnóstico realista da situação atual do sistema elétrico brasileiro, bem como propor medidas visando lidar com a problemática em pauta.

## 1.6 REFERÊNCIAS ATUAIS DE CUSTOS DE TRANSMISSÃO

Para utilização em estudos de curto e médio prazos, a ELETROBRÁS dispõe de um sistema de orçamentação de obras de transmissão a partir de premissas técnicas consensadas com as empresas públicas do Setor Elétrico e de insumos econômicos - preços de aquisição de equipamentos, materiais e serviços praticados por essas empresas - necessários à operacionalização desse sistema. São contempladas, portanto, as tecnologias de transmissão já de domínio do País.

É importante destacar que essas referências, baseadas em informações das empresas públicas, retratam a realidade de preços desse segmento do Setor Elétrico. Contudo, em futuro próximo, as fontes de obtenção desses insumos serão ampliadas com a inclusão de empresas privadas do Setor Elétrico, bem como com informações de custos de empresas de energia elétrica estrangeiras, principalmente no que tange a equipamentos e materiais.

No tocante aos estudos de longo prazo, os custos de transmissão resultam de procedimentos similares aos descritos acima, acrescidos de consultas e levantamentos efetuados junto a fontes externas ao setor elétrico. Dadas as peculiaridades e ineditismo de algumas das tecnologias consideradas nestes estudos, a mera derivação de preços unitários e quantitativos a partir de valores já conhecidos para as tecnologias convencionais conduziria a valores de confiabilidade reduzida, introduzindo nos custos globais dos sistemas de transmissão associados fatores de incerteza inaceitáveis. Para contornar esta situação, empenha-se a ELETROBRÁS em motivar a participação de fabricantes, construtores e consultores de sistemas de transmissão nas definições qualitativas e quantitativas de interesse, estabelecendo canais de informação que tem se mostrado de grande valia na elucidação de aspectos técnicos, conceituais e de custeio acerca de tecnologias viáveis, mas ainda não dominadas comercialmente.

As diversas alternativas que se apresentam em estudos de planejamento da transmissão devem ter suas características físicas devidamente cotejadas em análises técnico-econômicas. Assim, as referências de custos tornam-se importante ferramenta para os estudos, além de oferecer ao Setor Elétrico um instrumento de balizamento de custos.

A disponibilidade desses balizadores não implica todavia em sua utilização compulsória pelas empresas do Setor Elétrico, tendo em vista as peculiaridades organizacionais, áreas de atuação e características técnicas do sistema de cada uma.

## 2 EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO A LONGO PRAZO

Neste capítulo procura-se conceituar a questão da evolução a longo prazo do sistema de transmissão brasileiro enfatizando-se, numa visão abrangente, os aspectos qualitativos e estratégicos do problema.

De maneira geral, o cenário sobre o qual se situam as conclusões apresentadas a seguir pode ser caracterizado da seguinte forma:

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

### 2.1 EXPANSÃO DOS SISTEMAS REGIONAIS

#### 2.1.1 Balanço Carga-Geração

Numa perspectiva de longo prazo, as necessidades de expansão dos sistemas regionais podem ser identificadas ao se quantificar os requisitos de novas injeções de potência no sistema de transmissão. Essas injeções ficam caracterizadas, numa primeira abordagem, por meio da identificação dos déficits e dos superávits de potência nos diversos pontos da rede.

Com esses elementos identificam-se os pontos dos sistemas candidatos a receberem injeções de energia, seja como receptores de futuras interligações provenientes de parques geradores de natureza hidrelétrica, seja como candidatos à instalação de usinas termelétricas.

Os balanços carga-geração referem-se a condições estimadas de operação na ponta de carga do sistema brasileiro no período de 2000 a 2015 - análise feita de cinco em cinco anos - e objetivam dar uma perspectiva global da evolução da carga e da geração convenientemente agregadas por macropontos.

Este tipo de abordagem permite identificar as tendências desses macropontos e de suas agregações em macroáreas em termos de auto-suficiência ou não de geração, permitindo a visualização da necessidade de novas usinas ou de novas interligações.

Permite também identificar as tendências de direcionamento da geração de determinadas bacias hidrológicas ainda não exploradas, como é o caso das do Doce, Médio Tocantins, Jequitinhonha e dos rios da margem direita do Amazonas.

Na Região Sudeste, os macropontos de São Paulo, Rio de Janeiro, Belo Horizonte e Interior Paulista são os que apresentam maiores concentrações de carga e déficits de geração. A Tabela 2.1, a seguir, apresenta a participação desses pontos no mercado:

**TABELA 2.1**  
**REGIÃO SUDESTE - ANO 2015**

Macroponto	Percentual de participação da carga no mercado da região Sudeste
São Paulo	40
Rio	18
Belo Horizonte	12
Interior Paulista	10

Fonte: Nota Técnica CPTA/GP-002/89

Os pontos indicados acima são os candidatos a se tornarem receptores da energia proveniente da Região Norte. A participação de São Paulo é bastante expressiva se comparada à do segundo colocado o Rio de Janeiro. Belo Horizonte situa-se em terceiro lugar.

O macroponto "interior Paulista" apresenta um déficit bastante alto. Por se constituir de cargas distribuídas e próximas à geração do Paraná, em princípio não se caracterizaria como candidato a ponto de injeção de potência. Mesmo assim revela-se interessante a idéia de aproveitar possíveis folgas, a longo prazo, da malha de transmissão existente. Deve-se observar também que a área da Grande São Paulo apresentará sérias dificuldades para a implantação de novos terminais receptores de energia devido à exiguidade de áreas disponíveis, o que reforça a tese no sentido de localizá-los em pontos mais afastados da capital.

Na região Nordeste, os macropontos de Recife, Salvador e Fortaleza são os de maior concentração de carga, conforme mostra a Tabela 2.2, a seguir.



**TABELA 2.2**  
**REGIÃO NORDESTE - ANO 2015**

Macroponto	Percentual de participação da carga no mercado da Região Nordeste
Recife	40
Salvador	32
Fortaleza	13

Fonte: Nota Técnica CPTA/GP-002/89

Em relação ao porte das cargas, os macropontos de Recife e Salvador são os que se apresentam com maior vocação para se tornar pontos de injeção de potência. Há também a considerar a questão da instalação de complementação térmica na Região Nordeste, o que deverá pesar substancialmente nesses balanços.

Deve-se observar que Recife apresenta um déficit de potência maior do que Salvador, revelando-se, por essa razão, com maior possibilidade de tornar-se ponto receptor da potência proveniente da Região Norte. Considera-se, todavia, que, seria demasiado destinar para Recife também toda a geração térmica reservada para a Região Nordeste. Este problema também existiria caso se reservasse para Salvador um montante de geração térmica demasiadamente elevado, principalmente em virtude da dificuldade de absorver geração em horários fora da ponta de carga.

Quanto à Região Sul, não incluindo Itaipu, observa-se que a mesma tende a tornar-se auto-suficiente em termos de geração, não sendo previstos significativos aumentos dos intercâmbios com o Sudeste além dos decorrentes do aproveitamento da diversidade hidrológica entre regiões. A longo prazo, observa-se que a Região Sul tende a tornar-se exportadora de energia, dependendo do ritmo com que se explore o potencial de geração térmica propiciado pelo carvão.

### 2.1.2 Pontos Receptores dos Futuros Elos de Interligação com o Norte

#### *REGIÃO SUDESTE*

A menos de estudos e investigações mais aprofundados, visualiza-se a seguinte possibilidade: quatro pontos terminais no Sudeste localizados no Rio de Janeiro, São Paulo, Belo Horizonte e Interior Paulista (Bauru, Araraquara ou Ribeirão Preto), para os quais convergiriam os troncos oriundos das usinas do Xingu e, posteriormente, os oriundos da área geradora do Madeira e formadores do Tapajós.

Esta possibilidade traz, em si, inúmeras questões a estudar objetivando a economia dos sistemas de transmissão.

A sequência de implantação desses terminais, ou seja, a prioridade que se dará a um em relação ao outro, será também uma importante questão a estudar.

A consideração dos intercâmbios entre o Sul e o Sudeste e também a questão da instalação das termelétricas revela-se de grande importância para a definição da maior ou menor necessidade, em prazo mais curto, do terminal da Grande São Paulo.

Quanto à priorização dos terminais do Rio de Janeiro e de Belo Horizonte, deve-se considerar que a questão está muito relacionada com o desenvolvimento dos parques geradores próximos, notadamente os dos Rios Doce e Jequitinhonha. Se estas gerações se voltarem para Belo Horizonte, como é bastante razoável supor, ficarão reduzidos os déficits naquela área, o que favorecerá a implantação em primeiro lugar do terminal do Rio de Janeiro. É também bastante razoável supor a geração do Jequitinhonha direcionada para o Sul da Bahia.

Deve-se também considerar que a interligação existente das usinas do Grande com a área de Belo Horizonte apresenta grande tendência de vir a ser reforçada em período anterior ao da chegada do primeiro tronco de interligação com o Norte, uma vez que apresenta limitações já num horizonte mais curto. Este fato tenderia a desfavorecer a priorização do terminal de Belo Horizonte.

### *REGIÃO NORDESTE*

A luz dos estudos já desenvolvidos, prevê-se que para suprir o Nordeste deverão ser providenciadas ampliações importantes da interligação com a Região Norte. Estas ampliações poderão requerer, a longo prazo, um elo de grande capacidade e de tensão superior a 500 kv cujo terminal deverá localizar-se próximo a Recife ou a Salvador.

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

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

Cumpra observar que a interligação existente entre as regiões Norte e Nordeste deverá evoluir de forma que, por volta do ano de 2005, existirão três circuitos de 500 kV em operação. Em seguida, a expansão poderá evoluir para um quarto circuito de 500 kV, podendo também se mostrar necessário um nível mais elevado de tensão, o que caracterizaria um novo tronco de interligação nos moldes do que foi discutido acima. Por outro lado, deve-se considerar que essas expansões do sistema de transmissão poderão sofrer influência de novas fontes geradoras visualizadas para a Região Nordeste consistindo de carvão, biomassa florestal ou energia eólica.

### 2.1.3 Localização de Usinas Termelétricas, Reversíveis e outras, e sua Influência na Transmissão

Visto sob a ótica do planejamento da transmissão, o problema consiste em localizar usinas de características diversas de forma a minimizar as expansões da rede elétrica. Essas usinas podem ser classificadas da seguinte forma:

- Usinas nucleares, que apresentam grande flexibilidade quanto à localização, podendo, em tese, ser instaladas em qualquer ponto do sistema, resguardando-se os aspectos de infraestrutura e restrições ambientais;
- Usinas termelétricas a carvão mineral que deverão utilizar o carvão das jazidas localizadas na região Sul, nos Estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina, ou carvão importado de alta qualidade em outras regiões do país;
- Demais usinas termelétricas a derivados de petróleo, resíduo asfáltico ou gás natural, não se prevendo, todavia, a longo prazo, grandes unidades geradoras que se enquadrem nessa classificação;
- Usinas reversíveis de complementações de ponta e outras.

A utilização dessas usinas está associada a aspectos relativos a custos de investimento, custo do combustível e seu transporte, aspectos de integração ao meio ambiente e aspectos estratégicos. São normalmente planejadas para se situarem próximas aos centros de carga de forma a minimizar os investimentos em transmissão.

#### *USINAS NUCLEARES*

A localização das nucleares e o número dessas usinas a instalar em um determinado ponto são questões importantes para o planejamento da transmissão. Valendo-se da flexibilidade que proporcionam quanto à localização, procura-se situá-las próximas aos centros de carga para economizar em sistemas de transmissão.

Por comportarem potência expressiva, duas questões revelam-se muito importantes: a questão da disponibilidade e da confiabilidade dessas usinas e a questão da flexibilidade de poder variar o despacho ao longo do dia para acompanhar a curva de carga.

Sob o primeiro aspecto, as consequências para a transmissão decorrentes das taxas relativamente elevadas de indisponibilidade e de saída forçada das nucleares devem ser cuidadosamente analisadas, considerando-se, em particular, a necessidade de paralisações periódicas para troca de combustível. Essa questão, em princípio, remete a soluções em que várias dessas usinas fiquem concentradas em um ponto do sistema de forma a ter-se ampliada a disponibilidade do conjunto.

Sob o segundo aspecto, observa-se que, por se constituírem em usinas eminentemente de base, a concentração de várias num mesmo ponto obriga a dispor-se de cargas suficientemente elevadas de forma a absorverem a geração, notadamente em períodos fora da ponta de carga.

Deve-se considerar que a possibilidade da instalação de unidades nucleares de porte menor do que as de 1.300 MW previstas para Angra II e III, ressalvando-se a questão da economia de escala, permitiria maior flexibilidade para a transmissão.

#### *TERMELETRICAS A CARVÃO*

As termelétricas a carvão mineral construídas até o presente foram localizadas próximas às jazidas, situadas nos Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Situa-las fora dessas áreas, usando carvão nacional, não é viável, face à qualidade do carvão, o custo de transporte e armazenamento, restando entretanto a possibilidade de utilização de carvão importado de alta qualidade.

Considerações quanto a níveis mínimos de geração deverão ser de grande importância para o correto dimensionamento do sistema de transmissão regional.

#### *OUTRAS TERMELETRICAS*

Destacam-se as usinas a base de derivados de petróleo, existindo uma tendência de se utilizar unidades de porte cada vez maior, de forma a obter-se economia de escala, implicando nas mesmas restrições já indicadas para as nucleares de grande porte.

As usinas com combustível a base de resíduo asfáltico - RASF, devido a limitações de transporte do combustível, devem situar-se próximas às refinarias, as quais normalmente já se situam próximas aos centros de carga.

Usinas a gás natural poderão ser implantadas no sistema e localizadas junto à indústria operando em regime de co-geração. Deverão situar-se junto aos grandes centros de carga ou, caso venha a ser implantado o gasoduto da Bolívia para São Paulo, ao longo do seu percurso.

#### *USINAS REVERSÍVEIS E DE COMPLEMENTAÇÃO DE PONTA*

Tendem a reduzir os investimentos em transmissão uma vez que, no caso brasileiro, existe possibilidade de situá-las próximas aos centros de carga, atuando como geração complementar à geração de base. Propiciam aumento de confiabilidade podendo também ajudar no controle de tensão se os geradores forem operados como compensadores síncronos.

Essas usinas também permitem melhorar a distribuição da geração de usinas de base na curva de carga do sistema e poderão contribuir para aumentar a flexibilidade dos sistemas para receberem os grandes blocos de energia provenientes da Amazônia.

**OUTRAS USINAS**

Compreendem as usinas de aproveitamento da energia da biomassa, energia eólica ou energia solar. Apesar de se revelarem como inovações interessantes e de muitas perspectivas para o futuro, não são consideradas explicitamente nos estudos de transmissão por ainda não existirem estudos concluídos que assegurem a sua implantação. Assim, a consideração preliminar destas fontes é feita por meio de análises de sensibilidade das alternativas de transmissão frente a variações dos intercâmbios.

**2.2 A EXPANSÃO DAS INTERLIGAÇÕES ENTRE REGIÕES**

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

As Figuras 2.1 e 2.2, ilustram as principais áreas de geração da Região Norte, estando indicadas as distâncias dessas áreas aos principais centros de carga do País.

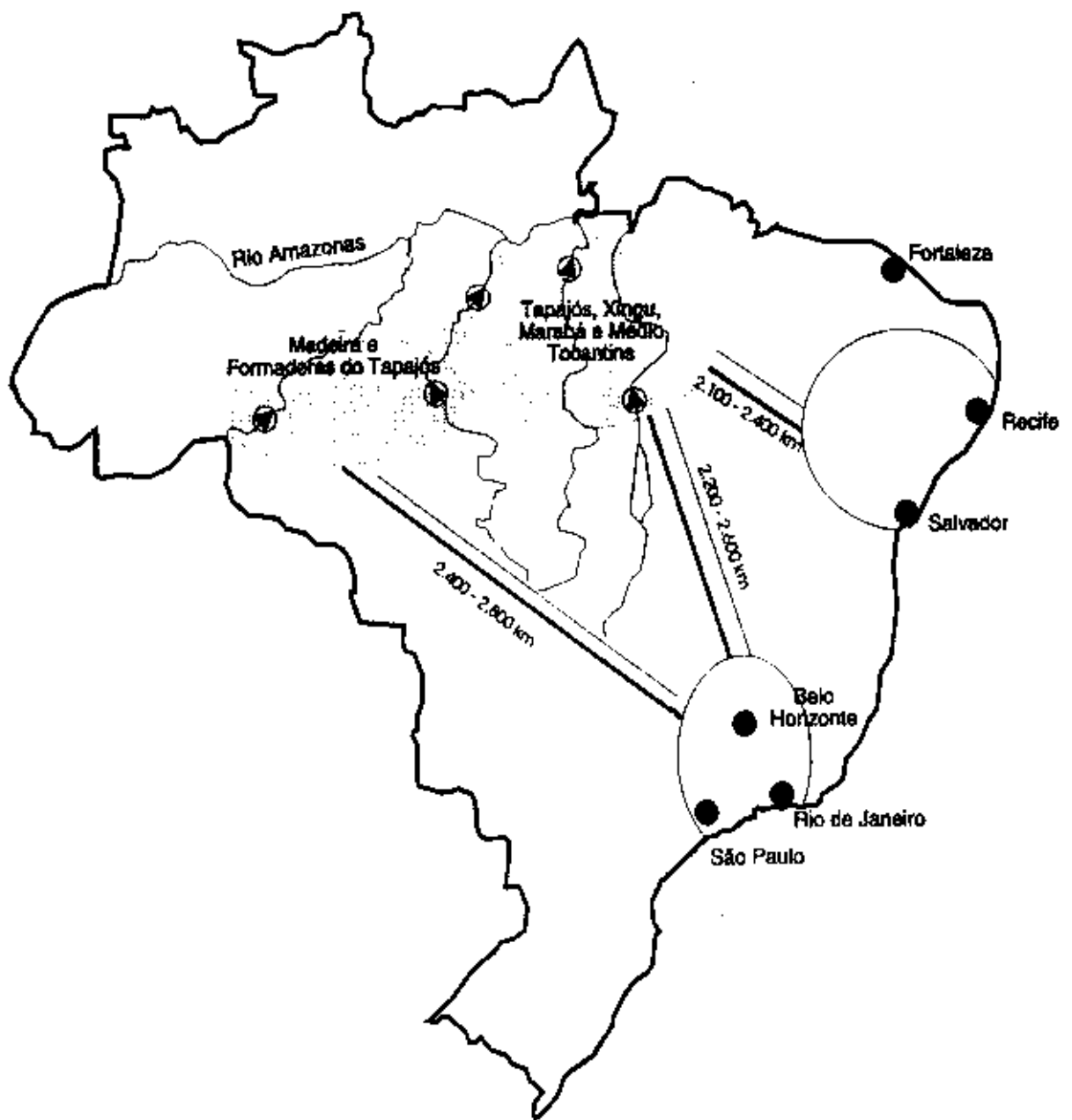
A Tabela 2.3, a seguir, apresenta uma estimativa das possíveis faixas de potência a serem atingidas pelas interligações regionais na sua configuração de longo prazo.

**TABELA 2.3  
INTERLIGAÇÃO**

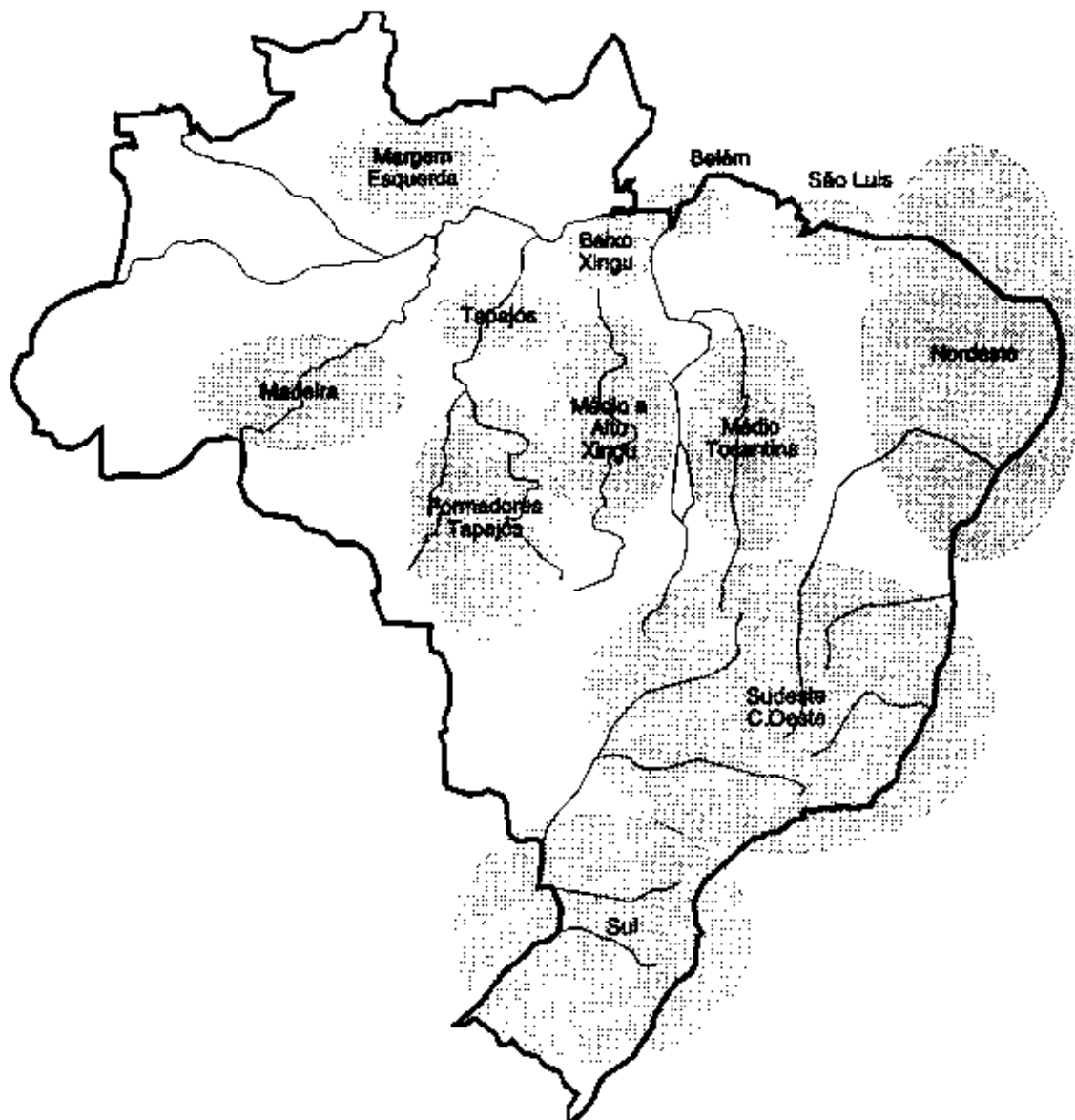
Norte-Nordeste	de 6.000	a	9.000 MW
Norte-Sudeste (via Marabá)	de 8.000	a	15.000 MW
(via Cuiabá)	de 5.000	a	10.000 MW
Sul-Sudeste	mantém-se em torno de		4.000 MW

Fonte: ELETROBRÁS - Departamento de Transmissão -DPT.

**FIGURA 2.1**  
**BRASIL - REGIÃO NORTE**  
Áreas de Geração  
Distâncias aos Centros de Carga



**FIGURA 2.2**  
**BRASIL**  
**Áreas Elétricas**



### 2.2.1 Configuração das Interligações

As hipóteses quanto à configuração das interligações entre as Regiões Norte e Nordeste e entre as Regiões Norte e Sudeste baseiam-se na idéia de que serão implantadas na Região Norte e na Área do Médio Tocantins redes coletoras que integrarão as usinas, às quais se conectariam os troncos de transmissão das interligações. Na Região Norte existiriam na sua forma mais ampla duas grandes redes coletoras: a das usinas do Xingu, a ser implantada em primeiro lugar, e das usinas do Madeira e formadores do Tapajós, a ser implantada a mais longo prazo. No que diz respeito ao escoamento da energia das usinas do Xingu e Médio Tocantins, são as seguintes as possibilidades:

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

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

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

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

A Figura 2.3, ilustra essas possibilidades.

A Tabela 2.4, a seguir, apresenta as diversas possibilidades de interligações com seus respectivos custos e perdas percentuais considerados nos estudos conjuntos de geração e transmissão para o Plano 2015.



**FIGURA 2.3**  
**TRONCOS DE TRANSMISSÃO DA AMAZÔNIA**  
Principais Possibilidades



**TABELA 2.4**  
**INTERLIGAÇÕES REGIONAIS**

INTERLIGAÇÃO	DISTÂNCIA DE INTERLIGAÇÃO EM LINHA RETA (KM)	CUSTO (US\$/kW)	PERDAS PERCENTUAIS	
			PONTO (%)	ENERGIA (%)
SUL-SE	900	400	3,8	3,0
SE-NE	1.000	444	4,2	3,2
SE-MÉDIO TOCANTINS	1.400	370	5,8	4,4
SE-ALTO XINGU	1.900	456	7,9	5,9
SE-BAIXO XINGU	2.250	540	9,4	7,1
SE-FORM. TAPAJÓS	2.000	480	8,3	6,2
SE-BAIXO TAPAJÓS	2.350	564	9,8	7,4
SE-PORTO VELHO	2.550	612	10,6	8,0
NE-M. TOCANTINS	1.150	304	4,8	3,6
NE-MARABÁ	1.550	372	6,5	4,9
NE-ALTO XINGU	2.000	480	8,3	6,2
NE-BAIXO XINGU	2.000	480	8,3	6,2
M. TOCANTINS-MARABÁ	600	144	2,5	1,9
M. TOCANTINS-ALTO XINGU	600	144	2,5	1,9
MARABÁ-ALTO XINGU	550	244	2,3	1,7
MARABÁ-BAIXO XINGU	450	108	1,9	1,4
MARABÁ-BELÉM	400	178	1,7	1,3
MARABÁ-SÃO LUIS	700	311	2,9	2,2
ALTO XINGU-F. TAPAJÓS	600	266	2,5	1,9
BAIXO XINGU-B. TAPAJÓS	500	120	2,1	1,6
BAIXO XINGU-M. ESQUERDA	650	289	2,7	2,0
F. TAPAJÓS-B. TAPAJÓS	550	132	2,3	1,7
F. TAPAJÓS-PORTO VELHO	700	311	2,9	2,2
B. TAPAJÓS-M. ESQUERDA	450	200	1,9	1,4

Ainda, deve-se observar que, face a restrições de natureza econômico-financeira, pode-se configurar um cenário em que os empreendimentos hidrelétricos de grande porte da Amazônia seriam deslocados mais para o futuro, antecipando-se, em contrapartida, os de médio porte, muito embora com custos unitários mais elevados. Nestas circunstâncias, prevê-se que as usinas de médio porte serão integradas ao sistema de forma coerente à configuração final em que as usinas de grande porte estarão incluídas.

### 2.2.2 Análise dos Aspectos Tecnológicos

Linhas de transmissão de grande extensão e de grande capacidade como as previstas para escoar a energia da Amazônia são inéditas no Brasil. No mundo, só existe paralelo na Comunidade de Estados Independentes - CEI (ex. União Soviética) que dispõe de linhas longas de grande capacidade, mesmo assim, apresentando derivações intermediárias para suprir cargas ao longo do percurso. Destacam-se também os projetos italiano e japonês de linhas para tensões na faixa de 1.000 a 1.200 kV.

No caso da transmissão da Amazônia, as distâncias envolvidas são cerca de três vezes as do projeto de Itaipu, havendo aí uma substancial diferença em termos de escala do problema, que apresenta um sem número de novos aspectos a considerar. Dentre esses está a questão relativa às perdas de energia que poderá conduzir a soluções com níveis de tensão acima do que atualmente se domina em termos tecnológicos.

Estudos já realizados mostraram a viabilidade técnica de se construir a interligação Norte-Sudeste adotando a tecnologia de transmissão em corrente contínua na tensão de 600 kV e também em corrente alternada na tensão de 1.050 kV. Estes são os balizamentos proporcionados por alternativas já bem dominadas em termos tecnológicos, cogitando-se, todavia, em ir mais além no sentido de soluções em corrente contínua nas tensões de 800 kV e em corrente alternada até 1.200 kV.

A seguir, são apresentados os principais aspectos sob a ótica do planejamento de longo prazo que poderão influir na escolha da tecnologia.

### *NÚMERO DE CIRCUITOS DOS TRONCOS DE TRANSMISSÃO*

O número de circuitos de um tronco de transmissão é intrinsecamente relacionado com a questão da confiabilidade do suprimento. De uma maneira geral, deve-se prever mais de um circuito para o tronco de forma que, caso haja perda de um deles, o suprimento não seja interrompido. Entretanto, devido às grandes distâncias envolvidas no caso da transmissão da Amazônia e aos custos daí decorrentes, poder-se-á incorrer, dependendo da solução adotada, em períodos prolongados em que não se disporá de mais de um elo de suprimento.

### *SECCIONAMENTO DE LINHAS*

O Seccionamento permite que se disponha de pontos intermediários ao longo dos troncos de transmissão aos quais pode-se conectar cargas ou usinas. O seccionamento permite o suprimento a cargas locais e enseja a inserção regional do sistema. Algumas soluções tecnológicas apresentam custos elevados ou mesmo impossibilidade nesse sentido. Tecnologias como a meia-onda e a corrente contínua têm vocação para se constituírem em sistemas ponto-a-ponto, muito embora na transmissão em corrente contínua já exista em operação no mundo sistemas multiterminais.

### *CHEGADA NAS REGIÕES RECEPTORAS*

A chegada de grandes blocos de potência em um mesmo ponto, consequência natural da adoção de troncos de alta capacidade, poderá resultar em problemas de absorção da potência pelo sistema receptor, prevendo-se a necessidade de linhas de menor tensão para distribuir a energia para os centros de carga regionais. No caso da existência de mais de um terminal de corrente contínua, deve-se ter o cuidado de se manter as condições operativas necessárias na rede de forma a evitar-se, devido à proximidade elétrica, fenômenos indesejáveis de interação entre sistemas múltiplos. Em particular, deve-se evitar o risco de propagação do mau funcionamento das válvulas inversoras com comprometimento de todo o sistema em consequência de flutuações de tensão provocadas por curtos circuitos próximos a um dos terminais.

## *VARIAÇÃO DOS FLUXOS DE POTÊNCIA PELAS INTERLIGAÇÕES*

Devido à característica dos reservatórios dos aproveitamentos hidrelétricos da Região Norte, de pequena capacidade de regularização, os fluxos nas interligações ficariam sujeitos a muitas flutuações em função da hidrologia que é muito variável na Região Amazônica. Prevê-se, inclusive, possibilidade de ocorrência de fluxos inversos e também a necessidade de desligar circuitos em períodos de baixa hidráulidade. Este fato pode ser um complicador para determinadas alternativas tecnológicas e deverá ser considerado na escolha destas.

## *SOLUÇÕES HÍBRIDAS*

Embora as alternativas estejam sendo estudadas de forma isolada, face à elevada concentração de potência a transmitir, existe a possibilidade, bastante plausível, da adoção de soluções híbridas. A possibilidade que se apresenta mais promissora é a aplicação de sistemas de corrente contínua em paralelo com sistemas de corrente alternada, podendo estar aí incluída a transmissão em meia onda. Existem dificuldades, por outro lado, na aplicação da transmissão em meia onda em paralelo com corrente alternada convencional. Finalmente, não se vê grande atratividade na aplicação de corrente alternada convencional em paralelo com transmissão hexafásica já que essas tecnologias apresentam características semelhantes.

### **2.2.3 Influência das Interligações nos Sistemas Receptores**

Os estudos realizados levam a concluir que o sistema de transmissão em extra alta tensão das Regiões Nordeste e Sudeste necessitarão de relativamente poucas expansões, desde que os terminais das interligações sejam convenientemente localizados tanto no espaço quanto no tempo. A entrada em operação desses terminais aportando grandes blocos de potência provocará efeitos importantes na rede elétrica, comentados a seguir:

- Redirecionamento dos fluxos de potência, com possibilidade de ocorrência de inversões de fluxos em linhas tradicionalmente carregadas num determinado sentido;
- Possibilidade de ocorrência de sobrecargas, com necessidade de eventuais reforços do sistema em pontos específicos;
- Aumento dos níveis de curto-circuito, com superação de equipamentos, efeito que poderá ser atenuado adotando-se configurações radializadas e abrindo-se convenientemente determinados anéis;
- Possível dificuldade da região Sudeste absorver toda a potência proveniente das interligações em situações de hidráulidade crítica em que as termelétricas estiverem gerando o máximo;

- Os futuros elos de alta capacidade de interligação com o Norte poderão ter diferentes graus de penetração no sistema da Região Nordeste dependendo do montante de potência a intercambiar.

### 2.2.4 A Transmissão Vista como um Sistema Ponto-a-Ponto

Análises paramétricas foram desenvolvidas com o objetivo de verificar as faixas viáveis de utilização das diversas alternativas que se apresentam para a transmissão da Amazônia.

A parametrização foi desenvolvida para diversos valores de potência, situados na faixa de 4.000 a 17.000 MW e distâncias de 2.000 a 2.700 km. Foram também levantados elementos que influenciam o custo e o desempenho das alternativas, bem como verificadas as sensibilidades à variação dos parâmetros mais importantes da transmissão.

Todo o espectro de interligações regionais e distâncias de transmissão considerados em estudos anteriores foram contemplados, cobrindo-se, dessa forma, todas as possibilidades cogitadas.

A Tabela 2.5, a seguir, apresenta as alternativas aventadas, entendidas como soluções tecnológicas para modalidades de transmissão diversas.

TABELA 2.5  
SOLUÇÕES TECNOLÓGICAS/ALTERNATIVAS PARA A  
TRANSMISSÃO DA AMAZÔNIA

Modalidades	Tensões (kV)	Modalidades	Tensões (kV)
Corrente alternada trifásica compensada	800	Corrente alternada hexafásica	317
	1.050		462
	1.200	Corrente contínua	600
Corrente alternada trifásica meia-onda	800		800
	1.050		
	1.200		

## PRINCIPAIS RESULTADOS

### TRANSMISSÃO EM CORRENTE ALTERNADA TRIFÁSICA

O grande problema reside no adequado dimensionamento da compensação reativa. Fluxos superiores a 110% da potência natural das linhas provocam a circulação de reativos em níveis muito elevados e dificuldades de controle de tensão, o que resulta na necessidade de pesada compensação reativa shunt, juntamente com uma compensação por capacitores série para viabilizar a estabilidade do sistema.

### *TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA*

Dos processamentos obtidos não se vislumbrou nenhum aspecto novo significativo em relação ao já conhecido e esperado com base na experiência do projeto de Itaipu. O aspecto mais controverso diz respeito ao critério de dimensionamento considerando a perda de um único pólo ou de um bipolo completo. Essa preocupação deve-se às grandes extensões das linhas que ficariam muito expostas a condições de falha.

### *TRANSMISSÃO EM MEIO COMPRIMENTO DE ONDA - TMCO*

Apresenta forte dependência da tensão no meio da linha com o carregamento. A compensação reativa deve ser concebida no sentido de corrigir o fator de potência da carga, de forma que fique anulada a circulação de potência reativa no terminal receptor. O carregamento máximo durante condição normal é limitado pelo carregamento de emergência. Levando em conta o nível máximo de sobretensão de 120% estabelecido nos critérios para a TMCO, tais características levam a um circuito adicional em relação às configurações correspondentes trifásicas convencionais. Outro aspecto a se considerar são as perdas relativamente elevadas que se verificam para fluxos abaixo de 50% da potência natural da linha.

### *TRANSMISSÃO EM CORRENTE ALTERNADA HEXAFÁSICA*

Tem comportamento semelhante ao da transmissão em corrente alternada trifásica convencional. Os requisitos de compensação capacitiva são, em média, da ordem de 30% superiores em relação à transmissão convencional. Observam-se dificuldades em obter a modulação dos circuitos à potência transferida tendo em vista o elevado valor da potência natural das linhas hexafásicas.

### *CUSTOS*

Reitera-se o caráter preliminar dos resultados tendo em vista o ineditismo de algumas soluções, o estágio inicial dos estudos e a simplificação das considerações, tendo-se analisado somente os custos de configuração final, não tendo sido considerado o escalonamento das instalações.

A Figura 2.4, a seguir, apresenta gráfico dos custos das diversas tecnologias em dólares por kW, cabendo os seguintes comentários:

- Para os sistemas hexafásicos, os custos das linhas são sobretudo superiores, indicando possibilidade de otimização. Contudo, devido a sua menor competitividade essa tecnologia apresentará dificuldade de competir com as demais, para as distâncias e potências consideradas.

- No caso da corrente contínua, dada a extensão das linhas de transmissão, o aumento da potência das conversoras, para atender o critério de perda de bipolo, não significaria expressiva elevação de custos, devendo essa possibilidade ser examinada tendo em conta ainda aspectos relativos à confiabilidade e à dinâmica do sistema.
- A operação das linhas de meia-onda, por apresentar perdas elevadas no caso de transporte de fluxos inferiores a 50% do SIL, poderá requerer o desligamento de circuitos, aumentando-se o fluxo nos circuitos remanescentes. Outra opção seria adotar um esquema híbrido com linhas em corrente contínua. Neste caso, estas se incumbiriam de assumir as maiores variações do intercâmbio.

A Figura 2.5 apresenta os custos de transmissão expressos em US\$/MWh para diferentes fatores de utilização dos troncos da rede elétrica, considerando um custo médio de transmissão da ordem de 700 US\$/KW, incluindo-se as perdas.

### 2.2.5 Considerações Sobre a Interligação SUL-SUDESTE

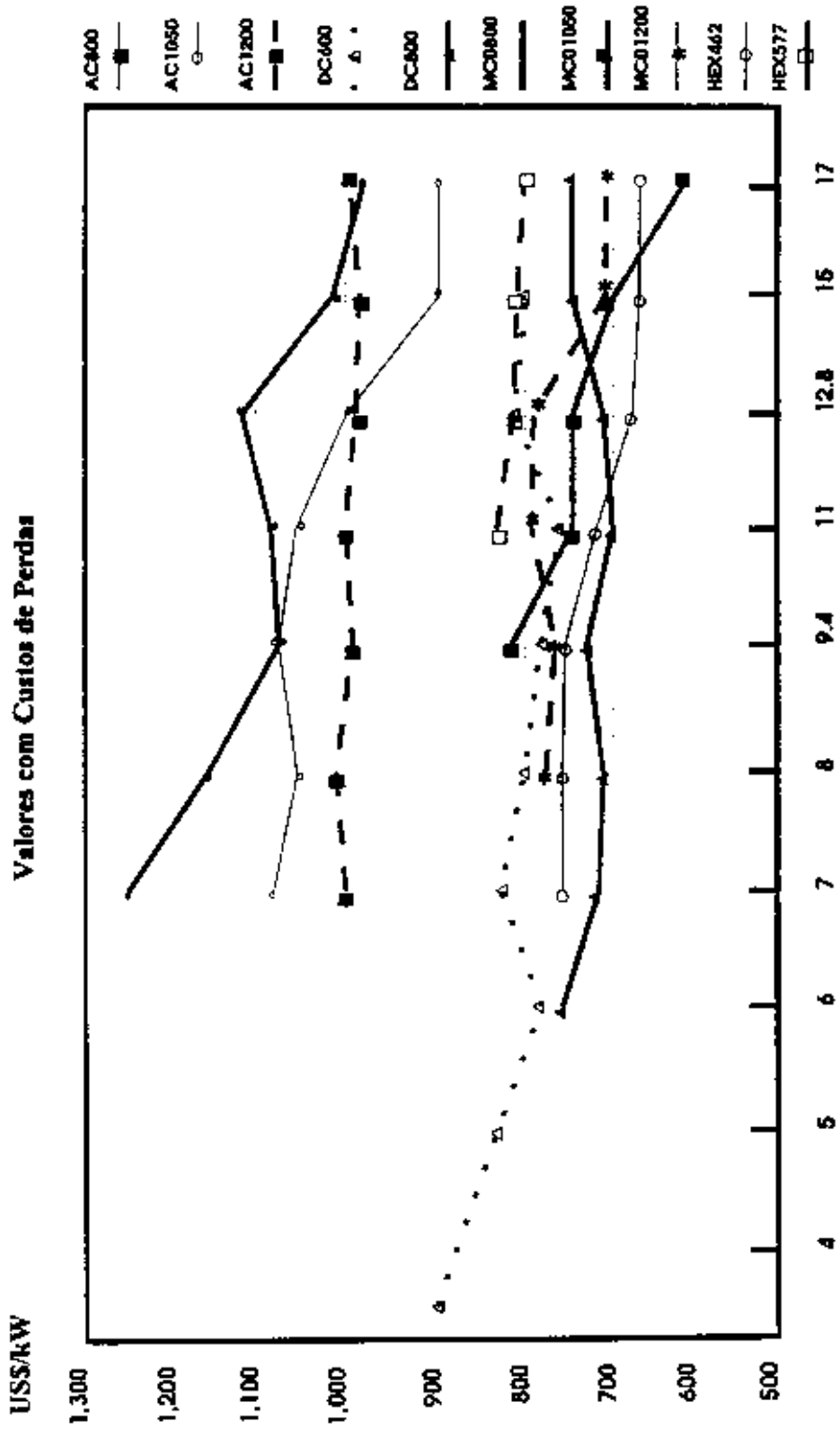
A Interligação Sul-Sudeste constitui-se pelo tronco de 750 kV de Itaipu e por elos mais fracos de 230 e 138 kV que se desenvolvem na divisa dos Estados de São Paulo e Paraná.

Os troncos de Itaipu foram dimensionados para transmitir a potência total da usina e também para permitir o intercâmbio entre as Regiões Sul e Sudeste, aproveitando as inúmeras folgas de transmissão. Em situações de período crítico no Sudeste, por exemplo, revelam-se particularmente grandes as disponibilidades desse tronco, ocasião em que pode-se maximizar o fornecimento do Sul para o Sudeste. No sentido do Sudeste para o Sul, o intercâmbio é direto de Itaipu para Ivaiporã.

A possibilidade de ampliação da interligação Sul-Sudeste, se assim considerada conveniente, irá requerer obras adicionais. Uma possibilidade revela-se particularmente interessante: a ligação Curitiba-São Paulo, que permitiria transmitir, fora do horário de ponta, energia excedente do Iguazu para o Sudeste via Curitiba. Uma outra possibilidade seria explorar a ligação Ivaiporã - Assis, de forma a utilizar o potencial de transmissão dos troncos existentes em períodos fora da ponta.

Com o crescimento da carga do Paraguai observar-se-á um aumento substancial das folgas na transmissão de corrente contínua de Itaipu. Essas folgas poderiam ser aproveitadas para transmitir saldos energéticos da região Sul, bastando, para tal, prever-se uma injeção adicional no barramento de 50 Hz da subestação de Foz do Iguazu. Esta injeção poderia ser proveniente, inclusive, do setor de 60 Hz de Itaipu. Isto permitiria transferir as folgas de transmissão da corrente contínua para o sistema de corrente alternada de 750 kV, com ganho na capacidade da interligação Sul-Sudeste. Esta possibilidade requererá a instalação de um conversor do tipo "back-to-back" na subestação.

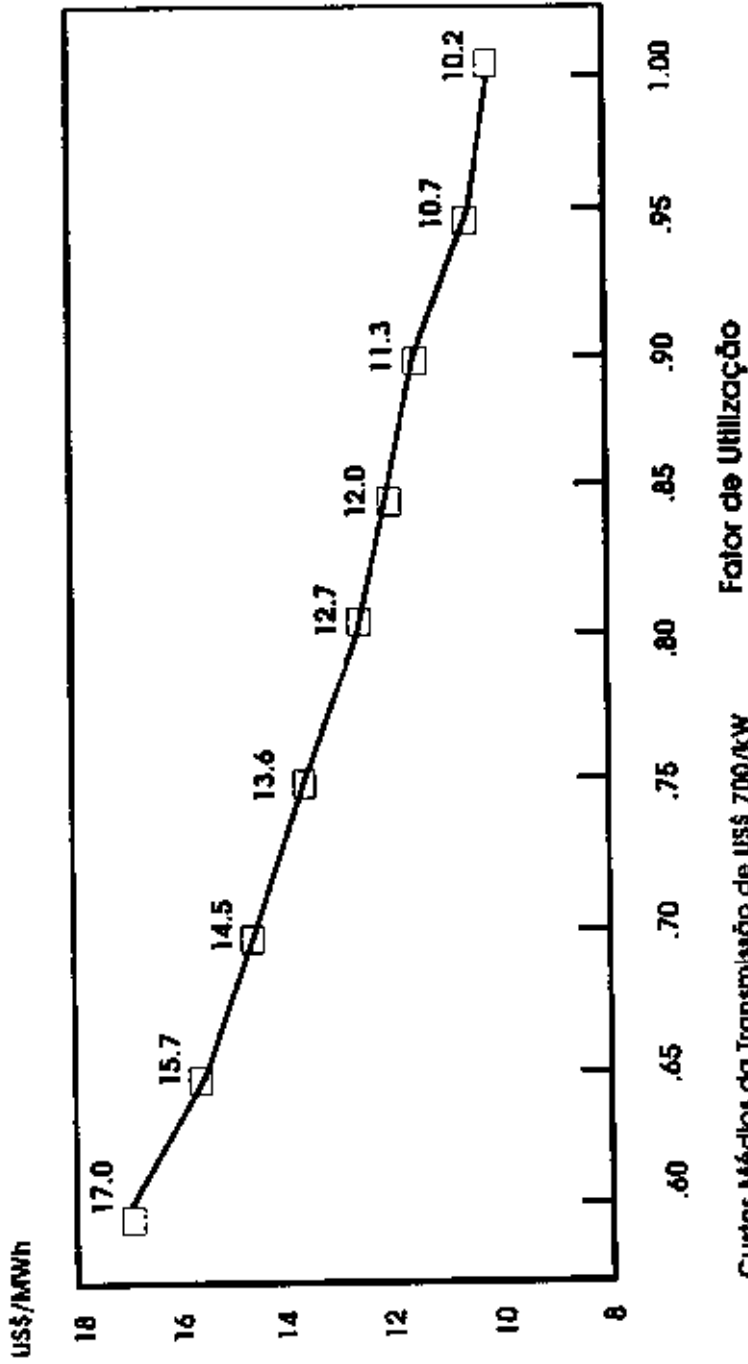
**FIGURA 4**  
**CUSTOS MÉDIOS POR POTÊNCIA**  
 Valores com Custos de Perdas



Custos Médios - Tronco de 2.400 Km  
 US\$ 1,00 = Cr\$ 959,64  
 Ref.: Dez/91



**FIGURA 2.5**  
**CUSTO DE TRANSMISSÃO**  
Em Função do Fator de Utilização



Custos Médios da Transmissão de US\$ 700/kW  
US\$ 1,00 = Cr\$ 989,64  
Ref.: Dez/91

### 2.2.6 Aspectos Ambientais

O texto abaixo é uma síntese do trabalho "A Questão Ambiental e o Setor Elétrico - Sistemas de Transmissão", apresentado detalhadamente no Projeto 7.

Tendo em vista as principais alternativas de expansão dos sistemas de suprimento, o trabalho destaca as características mais significativas de cada macro-região que poderá ser atravessada por sistema de transmissão de grande porte. Identifica para cada uma delas os potenciais impactos sócio-ambientais que deverão ser analisados de forma mais aprofundada no futuro, a medida que avancem os estudos e as definições acerca das alternativas de atendimento aos centros de carga, visando, a eliminação destes impactos ou, pelo menos, sua redução, através de alterações de rotas, possíveis pela flexibilidade locacional destes sistemas, ou pela adoção de alternativas técnicas existentes que possibilitam minimizar os efeitos elétricos, reduzir larguras de faixas e áreas de subestação. Dessa forma pretende-se demonstrar a relevância de se considerar na escolha da melhor estratégia de expansão não só os condicionantes sócio-ambientais de empreendimentos de geração, mas também aqueles ligados a transmissão associada.

Em qualquer das opções que se adote para suprimento de energia elétrica nas próximas décadas, haverá necessidade de se construir sistemas de transmissão para escoar grandes blocos de energia. Em qualquer destes casos a expansão dos sistemas de transmissão poderá acarretar interferências sócio-ambientais em escala regional, as quais são aqui apontadas de forma geral e preliminar.

Os cenários energéticos antevistos são geração hidrelétrica na Amazônia; geração térmica no Sudeste e Nordeste; geração térmica a carvão mineral e geração hidrelétrica remanescente na região Sul, cujos sistemas de transmissão associados atravessarão regiões de floresta amazônica, a área compreendida pelo leste do Pará e oeste do Maranhão(1) e as regiões Nordeste, Centro-Oeste e Sul.

Observa-se também que as subestações receptoras se localizarão na faixa litorânea do Nordeste e próxima aos grandes centros urbanos do Sudeste.

#### Principais características sócio-ambientais das regiões de possível interferência

As principais características sócio-ambientais das regiões acima são resumidas a seguir.

A região amazônica abriga as mais intocadas e exuberantes florestas tropicais do planeta. No entanto, as tentativas de interferência externa tem introduzido modificações profundas nesse ecossistema ocasionadas principalmente pelo desmatamento. A abertura de grandes vias de integração (Belém-Brasília, Cuiabá-Porto Velho, Cuiabá-Santarém e Transamazônica) e a implantação de grandes projetos de desenvolvimento reforçaram o movimento de ocupação das áreas livres pelos migrantes. Nesse sentido, deve-se considerar como exemplo os projetos de médio prazo de Garabi e de aproveitamento do gás da Bolívia: O primeiro, constituído por usina hidrelétrica brasileiro-argentina que comportará também uma interligação entre os dois Países; e o segundo constituindo-se na possibilidade de instalação de usina termelétrica ao longo do gasoduto Bolívia - São Paulo.

(1). Estes dois estados foram considerados à parte por não se enquadrarem, devido às suas características atuais em nenhuma das outras regiões apontadas.

O sudeste do Pará e oeste do Maranhão eram originalmente ocupados pela floresta amazônica. Atualmente são consideradas como algumas das áreas onde se concentram atividades de desmatamento. Essas regiões também detêm um triste índice de violência pela posse da terra, devido mais uma vez ao conflito entre colonos migrantes, garimpeiros, trabalhadores assalariados, população tradicional e índios.

Na região Centro-Oeste predominam os campos cerrados, caracterizados por vegetação de pequeno e médio portes. A agricultura é o principal segmento do setor primário. Na parte sudeste da região vem ocorrendo o aparecimento do complexo agroindustrial, com intensa utilização de máquinas e implementos.

Na região Nordeste predomina a caatinga, região semiárida com solos arenosos e por isso pouco férteis. Destacam-se, porém, nesta região algumas áreas com diversidade florística e terras férteis, a Zona da Mata e o vale do São Francisco.

Tanto a agricultura como a pecuária são atividades primárias expressivas na região Sul. Alternam-se na região grandes, médios e pequenos estabelecimentos rurais. Por outro lado, a grande expansão da área cultivada na década de 70 e a mecanização da produção têm conduzido a um esgotamento de terras produtivas e a uma crescente concentração fundiária. Os ecossistemas nativos encontram-se em muitos casos fragmentados e reduzidos a poucas áreas.

As áreas que cercam os grandes centros metropolitanos (Rio de Janeiro, São Paulo, Belo Horizonte, Recife e Salvador) constituem zonas de expansão urbana, onde se verifica, há várias décadas, intenso processo de transformação de usos agrícolas e pastoris em usos industriais, terciários e residenciais. Mais adiante destas periferias, rumo ao interior são caracterizadas também, porém em menor intensidade, pela conversão de usos do solo de atividades primárias para usos urbanos, em torno de cidades de menor porte, polarizadas econômica e socialmente pelas grandes metrópoles.

#### Potenciais impactos sócio-ambientais na implantação de troncos de transmissão

Os potenciais impactos sócio-ambientais causados pelos grandes troncos de transmissão de energia e que são antevistos de forma flagrante diferenciam-se entre si conforme a região de interferência.

Na região amazônica, os desmatamentos e interferências necessários à implantação de corredores e subestações importam impactos aos ecossistemas. A magnitude deste impacto poderá ser minimizada através de estudos aprofundados da floresta e através da localização preferencial destes empreendimentos em áreas já degradadas. Além das linhas e subestações, deverá ser levada em conta a infra-estrutura necessária à suas implantações e operação. No caso da Amazônia, as estradas de acesso contribuirão certamente com mais um impacto no ecossistema, pois, a partir delas, há uma tendência de penetração de frentes humanas migrantes, que provocam quase sempre impactos maiores que dos próprios empreendimentos. Através de um estudo sócio-econômico detalhado e da elaboração de um plano diretor de ocupação das margens das estradas, esta questão também pode ser equacionada.

Os impactos físico-bióticos dos troncos de transmissão e das subestações na região Centro-Oeste poderão ser expressivos, por interferirem predominantemente com o cerrado, a segunda maior formação vegetal do Brasil, ainda que menores que os que poderão ocorrer na região amazônica. Uma das formas de minimização desses impactos é a elevação da altura das torres. Como a vegetação do cerrado é caracterizada por ser de pequeno e médio porte, esta modificação não deve acarretar custos adicionais elevados. Desapropriação de terras, processos de servidão e interferências com áreas agrícolas mecanizadas são algumas das dificuldades previstas no meio sócio-econômico.

O leste do Pará e oeste do Maranhão são regiões que já se encontram consideravelmente impactadas. Os impactos físico-bióticos causados pela implantação de sistemas de transmissão terão menor gravidade do que nas regiões citadas anteriormente. Os maiores impactos poderão ocorrer no meio sócio-econômico relacionados a conflitos fundiários e interferências em áreas de garimpo, e relativos às frustrações de uma população já bastante atingida por empreendimentos anteriores.

Na região Nordeste o impacto poderá ocorrer nas áreas férteis do vale do São Francisco. A passagem da transmissão pelos vastos canaviais existentes na Zona da Mata poderá também necessitar de cuidados. Os conflitos por terra, a pobreza da população e a grande dependência regional por ações institucionais de desenvolvimento são os grandes fatores a serem levados em conta. As ações de inserção regional já conhecidas poderão minorar as carências desta população.

Na região Sul os ecossistemas nativos podem ser facilmente identificados e evitados por sistemas de transmissão por encontrarem-se muito fragmentados. A questão mais importante relaciona-se à interferência com o homem do campo em um contexto de pressão por terras, eventualmente envolvendo conflitos fundiários. A inclusão da participação da sociedade na tomada de decisões pode ser uma forma de equacionar esta questão.

A chegada dos grandes troncos aos centros de carga poderá causar impactos principalmente no meio sócio-econômico. Esses impactos estão relacionados a desapropriações, relocações de comunidades para instalação das subestações e chegadas de linhas. Estratégias de compensação social são formas eficazes de diminuição destes impactos.

Outro aspecto importante ligado à chegada aos centros de carga é uma possível interferência com a Mata Atlântica. Trata-se de ecossistema único no mundo e que tem sido objeto de intenso desmatamento. Uma identificação detalhada das manchas remanescentes de Mata Atlântica na etapa de planejamento anterior à escolha de corredores, possibilitará mudanças de rota e de localização de subestações evitando, conseqüentemente impacto ambiental grave.

No planejamento dos sistemas de transmissão existem algumas situações especiais que poderão ocorrer em qualquer das regiões do País e por isso estão aqui destacadas.

Conforme o Plano Diretor de Meio Ambiente do setor elétrico a implantação de empreendimentos em áreas indígenas deve ser primordialmente evitada, a fim de não ocasionar rupturas sócio-culturais. Caso não seja possível, a utilização de terras deve ser feita de forma a respeitar os direitos e a fragilidade das populações, além de prévia aprovação pelo Congresso Nacional.

As unidades de conservação também devem ser evitadas. Quando isto não for possível, a interferência deve ser feita dentro de uma estratégia de conservação e compensação ambiental, além do atendimento dos trâmites legais definidos na Constituição.

O abastecimento energético aos grandes centros consumidores no atual modelo de desenvolvimento não pode ser evitado. Por outro lado, é bem conhecido o quadro de carência de infra-estrutura, de violência e de deficiência sanitária das periferias dos grandes centros urbanos, onde usualmente são instaladas as subestações. Para que o fornecimento de energia seja feito com aceitação social e respeito ao meio ambiente é necessário que se considere as reivindicações de melhoria da qualidade de vida por segmentos cada vez maiores da sociedade.

### Conclusões e Recomendações

No exame das alternativas de expansão dos sistemas de transmissão nas próximas décadas, a seleção de corredores e subestações deverá levar em conta a minimização dos impactos sócio-ambientais associados.

O leste do Pará, o oeste do Maranhão e a caatinga do Nordeste, devido às suas características, constituem-se em regiões onde a implantação de empreendimentos poderá ser feita com menor impacto no meio físico-biótico.

O cerrado, apesar de rico do ponto de vista botânico, é menos diverso que as áreas florestadas da Amazônia ou do Sudeste, constituindo-se em área mais favorável do que estas últimas à implantação de corredores de transmissão.

Os impactos físico-bióticos terão maior expressão na Floresta Amazônica e na Mata Atlântica devido às fragilidades de seus ecossistemas e no caso da Mata Atlântica devido ao seu alto grau de extinção.

De uma maneira geral, é recomendável que as linhas de transmissão acompanhem estradas já existentes, onde naturalmente os ecossistemas já estão mais degradados, evitando a abertura de novas frentes de penetração.

É necessário que seja adequadamente enfocada a problemática social das regiões onde serão implantados os empreendimentos, minimizando-se os impactos e explorando-se as oportunidades de inserção regional.

O planejamento dos grandes sistemas de transmissão deverá considerar com especial atenção os acessos aos grandes centros urbanos. O impacto social inevitável deve ser compensado pela geração de benefícios à população atingida.

As reservas indígenas e unidades de conservação devem ser evitadas.

Para que se alcance o objetivo de atenuar aspectos negativos e maximizar benefícios gerados é necessária uma análise sócio-ambiental desde as etapas iniciais do planejamento do sistema de transmissão.

O licenciamento ambiental dos grandes troncos de transmissão e das subestações receptoras deverá ser programado com antecedência para que os cronogramas de implantação não sejam afetados.

Os custos decorrentes da incorporação dos aspectos sócio-ambientais ao planejamento, projeto, construção e operação dos empreendimentos de transmissão deverão ser incluídos nos respectivos orçamentos e explicitados em rubricas próprias, sendo apropriados também no plano de contas do DNAEE e incorporados à tarifa de energia elétrica.

### **2.3 VIABILIDADE DA INTERLIGAÇÃO ENTRE OS SISTEMAS NORTE/ NORDESTE E SUL/SUDESTE**

Estudos preliminares desenvolvidos revelam que a usina de Tucuruí deverá apresentar saldos de energia vertida turbinável em montantes expressivos.

O estabelecimento de uma interligação com a região Sudeste possibilitaria firmar parte dessa energia, utilizando-se da capacidade de armazenamento do sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Sob a ótica da transmissão, são visualizadas as seguintes possibilidades:

#### **Alternativa A**

Construção de linhas de transmissão interligando os sistemas do Norte e do Sudeste; as linhas partiriam da área de Marabá e Imperatriz e desenvolver-se-iam rumo ao sul, indo conectar-se às usinas do médio Tocantins - Serra da Mesa e Cana Brava - localizadas ao norte de Brasília;

#### **Alternativa B**

Construção de uma interligação Nordeste - Sudeste que passaria pelos sítios dos futuros aproveitamentos hidroelétricos do Jequitinhonha;

#### **Alternativa C**

Seria antecipada a construção de uma linha de grande capacidade pertencente à futura interligação das usinas da Amazônia com o Sudeste.

Com relação à Alternativa A, deve-se acrescentar que, em princípio, imagina-se utilizar o sistema de transmissão de integração das usinas de Serra da Mesa e Cana Brava ao Sudeste, sistema este previsto para entrar em operação no final da década;

Com relação à Alternativa B, observa-se que tem o mérito de servir não somente de ligação interregional mas também de possibilitar a conexão das futuras usinas do Jequitinhonha. Esta interligação foi objeto de estudos desenvolvidos pela ELETROBRÁS há mais de dez anos, quando imaginava-se aproveitar a diversidade hidrológica entre os sistemas do Nordeste e Sudeste, não tendo

sido visualizados benefícios que a justificasse, muito embora sem que tenham sido considerados os superávits de energia em Tucuruí.

## 2.4 INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS

A tendência de maior integração com os Países da América Latina deverá conduzir a projetos de aproveitamentos energéticos binacionais e de interligações internacionais que poderão possibilitar interessantes ganhos energéticos para o sistema brasileiro.

Nesse sentido, deve-se considerar como exemplo os projetos de médio prazo de Garabi e de aproveitamento do gás da Bolívia: O primeiro, constituído por usina hidrelétrica brasileiro-argentina que comportará também uma interligação entre os dois Países; e o segundo constituindo-se na possibilidade de instalação de usina termelétrica ao longo do gasoduto Bolívia - São Paulo.

A longo prazo visualizam-se os seguintes projetos:

- Interligação Brasil-Venezuela associada aos aproveitamentos do rio Caroni, na Venezuela. Este projeto permitiria interligar futuras usinas hidrelétricas venezuelanas de grande porte ao sistema coletor das usinas brasileiras da margem direita do Amazonas. O projeto permitiria aproveitar possível diversidade hidrológica existente entre os sistemas venezuelano e brasileiro, com ganhos substanciais de energia firme para ambos. As linhas de transmissão seriam de grande extensão, sendo necessário, inclusive, prever-se a travessia do rio Amazonas, representando este fato grande desafio para a Engenharia.
- Interligações com Argentina, Peru e Bolívia associadas a projetos de aproveitamento de gás natural daqueles Países.

## 2.5 INTERAÇÃO GERAÇÃO - TRANSMISSÃO

### *CONSIDERAÇÕES INICIAIS*

Nos estudos de expansão do sistema realizados no passado, a geração e a transmissão tiveram, na maior parte dos casos, tratamentos estanques. Esta prática, embora conceitualmente imperfeita era suficiente porque os custos de transmissão apresentavam-se bastante inferiores não sendo, pois, a transmissão, fator que normalmente pudesse provocar mudanças substanciais nas decisões referentes ao parque gerador. Naqueles casos, a transmissão era associada a usinas situadas a distâncias da ordem de 400 quilômetros das cargas. Em muitos casos, os projetos contemplavam redes elétricas de configuração radial cujo dimensionamento dependia tão somente da definição da potência a transmitir.

Com a perspectiva das interligações da Região Norte com as Regiões Nordeste e Sudeste, onde se configura a necessidade de transmitir grandes blocos de potência a grandes distâncias com custos de transmissão da ordem de 50% dos custos da geração, torna-se de grande importância a interação entre os estudos de expansão da geração e aqueles da expansão da transmissão. Isto também ocorre porque itens diversos do planejamento da transmissão dependem da geração, e vice-versa, conforme discutido adiante.

*CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE O SISTEMA BRASILEIRO*

O sistema elétrico brasileiro apresenta a peculiaridade de possuir um parque gerador predominantemente hidrelétrico, com sistemas regionais interligados de forma a aproveitar a diversidade hidrológica e de carga. Fica, assim, favorecido o estabelecimento de elos de interligação que permitem ganhos energéticos globais.

A partição do enorme potencial gerador da Região Norte pelas duas regiões importadoras Nordeste e Sudeste estará condicionada pelo custo da transmissão da energia. Deve-se também considerar que, após implantadas as interligações, os ganhos energéticos proporcionados pelas usinas térmicas independem da região onde se situarem. O planejamento do sistema elétrico brasileiro torna-se, pois, bem mais complexo, em virtude de que as otimizações estarão condicionadas não somente ao programa de usinas hidrelétricas, mas também da localização das termelétricas e dos custos da transmissão.

Uma das características do sistema brasileiro é o fato do atendimento da ponta de carga, em termos de geração, apresentar custo nulo, alterando-se este quadro somente quando aumentar significativamente o parque térmico. Os investimentos em geração são ditados pelas necessidades de energia, ficando a capacidade de ponta como mera decorrência, uma vez que as usinas possuem motorização suficiente.

No passado, o sistema de transmissão foi planejado considerando-se tão somente a operação para a ponta de carga, o que correspondia à situação mais crítica. Com o estabelecimento de pesados elos de interligação, como os planejados com a região Norte, a operação em outras condições de carga pode revelar-se mais crítica, fato que aumenta a complexidade dos estudos.

Observa-se, pois, que esses aspectos conduzem cada vez mais à necessidade de que as áreas de geração e transmissão desenvolvam esforços no sentido de darem um tratamento conjunto a toda esta problemática de planejamento.

*AS INTERLIGAÇÕES E O APROVEITAMENTO DA ENERGIA FIRME DAS USINAS DA AMAZÔNIA*

Devido a uma característica dos reservatórios da Região Amazônica, os aproveitamentos possuem pequena capacidade de regularização, apresentando, muito embora, intensas aflúncias nos períodos de hidraulicidade favorável.

Isto resulta em dificuldades para se firmar a energia afluyente, devendo-se promover a sua transferência com o armazenamento em outros reservatórios. Este papel será desempenhado pelas interligações. Em períodos de alta hidraulicidade seria enviada energia, permitindo a acumulação de água nos reservatórios do Sudeste e do Nordeste. Nos períodos de baixa hidraulicidade as usinas do Norte operariam com geração baixa, dispondo-se, porém, da energia acumulada anteriormente. Nesses períodos poder-se-ia utilizar as interligações para transferir eventuais saldos do Sudeste para o Nordeste, ou vice-versa, de forma a otimizar a operação. Assim, os elos de interligação revelam-se vitais para a viabilização dos empreendimentos hidrelétricos da Amazônia e o seu correto dimensionamento está intrinsecamente relacionado com a questão energética.



*ASPECTOS A RESSALTAR A RESPEITO DOS ESTUDOS*

A sistemática de trabalho para o estudo estabelece que, numa primeira etapa, sejam avaliados os balanços estáticos de geração e os intercâmbios médios, tarefa esta realizada com o auxílio do programa de computador DESELP.

Numa segunda etapa, procura-se detalhar a análise com o modelo de simulação a sistema equivalente (programa MSSSE e outros), chegando-se ao conhecimento do comportamento dos fluxos de potência, à quantificação de intercâmbios máximos e mínimos, perdas, despachos críticos de geração, etc.

A análise desenvolve-se no sentido de se cotejar os benefícios energéticos com os custos dos investimentos e perdas, incluindo-se aí os custos da transmissão.

Nesse processo, ressaltam-se os seguintes aspectos:

- Para os estudos de transmissão é importante conhecer como irá operar a interligação nas diversas situações de carga e hidrologia, não bastando o conhecimento dos valores médios de energia. Particular interesse existe no que diz respeito à quantificação das perdas e dos fluxos inversos, os quais podem influenciar na tecnologia utilizada na transmissão.
- As investigações no sentido de se conhecer as condições críticas de despacho são de grande importância para o dimensionamento dos elos, bem como para o conhecimento do problema da absorção da energia pelos sistemas receptores, notadamente em períodos de carga leve. Ênfase deve ser dada ao processamento de ciclos hipotéticos de carga diária, para ganho da sensibilidade do problema.
- É importante investigar se existirão restrições quanto à transferência de ponta em regimes de baixa hidraulicidade devido às flutuações de geração, variações de níveis a jusante dos reservatórios e outras limitações dessa natureza.
- São importantes os aspectos relativos à operação de nucleares no que se refere à confiabilidade e ao acompanhamento da curva de carga. Quanto às usinas de ponta e reversíveis, estas poderão influir no dimensionamento dos elos de interligação, devendo ser avaliada de forma mais precisa a sua necessidade, bem como, quantificados os montantes de geração.
- Deve-se buscar o aperfeiçoamento da representação da transmissão nos programas da área energética. Esta necessidade é decorrente da elevação dos custos de transmissão devido a perspectiva de instalação futura de linhas de grande capacidade e de grande extensão.
- Na avaliação dos custos de transmissão, para o estudo com o DESELP, diversas simplificações são assumidas devido às incertezas e à natureza generalista da análise. Basicamente, a avaliação consiste em identificar os blocos de geração e sua distância aos centros de carga, sendo os custos das interligações e os da integração das usinas traduzidos em valores de dólares por kW. Deve-se considerar que os custos resultam numa função da hipótese de utilização do parque gerador da Região Norte, podendo, devido ao efeito de economia de escala, sofrer elevação se admita um menor grau de aproveitamento daquele potencial.

### 3. ASPECTOS DE ENGENHARIA E DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO

#### 3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Dadas as características prováveis de expansão do parque gerador brasileiro, com fontes localizadas a grandes distâncias dos centros de consumo, a transmissão de energia elétrica adquire grande importância, não só em virtude dos grandes investimentos necessários, mas também como instrumento de viabilização dessa expansão.

Se por um lado, como decorrência dessa consideração, identifica-se a necessidade de domínio de tecnologia de transporte de energia a grandes distâncias, por outro, a escassez de recursos leva ao interesse de investigar também técnicas que permitam, com investimentos reduzidos, o aproveitamento máximo das instalações existentes ou programadas.

É com esta visão que os diversos órgãos de pesquisa e planejamento da transmissão têm atuado, estando em análise para possíveis aplicações no Brasil as seguintes técnicas:

- Transmissão em ultra alta tensão em corrente alternada (UAT-CA);
- Transmissão em meio comprimento de onda;
- Transmissão hexafásica;
- Transmissão em corrente contínua.

Além disso, a utilização de técnicas associadas a uma ou mais dessas modalidades de transmissão têm merecido a atenção de técnicos e pesquisadores, quais sejam:

- Linhas de potência natural elevada;
- Novas práticas para a otimização dos projetos de linhas de transmissão;
- Utilização de multiterminais em sistemas de corrente contínua;
- Compactação de subestações;
- Utilização de eletrônica de potência no controle de sistemas de corrente alternada (FACTS);
- Conexão unitária;
- Utilização de cabos para-raios com fibra ótica;
- Digitalização de instalações;
- Suprimento de pequenas cargas através de meios não convencionais;
- Desenvolvimento de metodologias e ferramentas digitais.

Cumpra-se notar que o domínio dessas tecnologias traz frutos não só para a concepção de grandes troncos de transmissão a longas distâncias, mas, também, para os sistemas de transmissão como um todo, já que vários aspectos dos programas tecnológicos objetivados não se restringem aos sistemas de longa distância.

### 3.2 PROGRAMAS DE PESQUISA ALIADOS A GRANDES PROJETOS

Quando se vislumbra alguma realização de engenharia de porte, onde grande quantidade de recursos será consumida, apresenta-se a oportunidade de desenvolver grandes projetos de P & D e promover saltos para um outro patamar de domínio tecnológico. Isso se dá porque uma pequena parcela dos custos previstos serão suficientes para desenvolver diversas atividades que poderão propiciar economias substanciais nos custos globais do investimento.

A fora os ganhos diretos no projeto em que se desenvolvem as atividades de P & D, esse tipo de abordagem propicia ganhos marginais importantes que refletirão nas atividades normais do setor, menos importantes se consideradas individualmente, mas muito significativas quando tomadas em conjunto.

É importante, no entanto, que o programa de pesquisa seja dirigido, obviamente, para a tecnologia que se pretenda usar. Caso contrário, a dispersão de esforços reduzirá os ganhos em termos de tempo e de domínio tecnológico e mesmo tornar inviável economicamente o programa de pesquisas. É importante, portanto, a definição, o mais cedo possível, das características mínimas do sistema futuro, de modo que haja tempo hábil para o desenvolvimento dessas atividades.

Este espírito norteou a criação da Comissão de Planejamento da Transmissão da Amazônia (CPTA), que vem desenvolvendo atividades de pesquisa básica - nas quais são estudados aspectos que independem da forma de transmissão empregada, ou que são importantes para a sua seleção - e pretende, após a definição do modo de transmissão que será empregado nos primeiros troncos da Amazônia, desenvolver intensa atividade de pesquisa aplicada.

#### 3.2.1 Aproveitamento das Instalações Existentes

Deve fazer parte do esforço de desenvolvimento tecnológico o conhecimento do comportamento do sistema de transmissão já instalado no Brasil. Este representa um excelente laboratório para a aferição de métodos de cálculo e verificação da adequação de certas soluções de engenharia. Os sistemas de corrente contínua em 600 kV c.c, os de corrente alternada em 750 kV, as linhas compactas da Região Norte e os diversos compensadores estáticos já em operação no Brasil constituem bons exemplos de instalações que se enquadram nessa categoria.

### 3.3 DESCRIÇÃO DE TECNOLOGIAS

São apresentados a seguir alguns comentários sobre cada um dos tópicos mencionados anteriormente.

#### 3.3.1 Transmissão em UAT-CA

Os sistemas de corrente alternada em tensões de até 800 kV - na denominada faixa de extra alta tensão - já atingiram um nível bastante razoável de maturidade tecnológica, existindo nesta tensão aplicações muito bem sucedidas em diversas partes do mundo (inclusive no Brasil).

Quanto a ultra alta tensão (1.000 kV e acima), diversos centros de pesquisa realizaram estudos para a sua utilização e mostraram, pelo menos em termos experimentais, ser inteiramente viável essa modalidade de transmissão de energia elétrica até, pelo menos, 1.200 kV.

A seguir são apresentados alguns exemplos de projetos de pesquisa para a utilização de sistemas em UAT e as respectivas tensões máximas estudadas.

ITÁLIA - ENEL	1.050 kV
EUA - BPA	1.200 kV
EUA - EPRI/GE	1.500 kV
EUA - AEP/ASEA	2.000 kV
CANADÁ - IREQ	1.500 kV
RÚSSIA	1.200 kV
JAPÃO - CRIEPI/TEPCO	1.100 kV

Desses projetos, somente o italiano, o soviético e o japonês chegaram ao ponto de definir uma linha de transmissão e os equipamentos associados em todos os seus aspectos, sendo que a Rússia já possui uma linha em operação. Os outros projetos listados na tabela acima, embora tenham estudado o comportamento de linhas em tensões superiores a 1.200 kV, foram interrompidos antes que fossem concluídos os desenvolvimentos necessários para a construção de equipamentos e para o detalhamento de uma linha de UAT. As razões para isso, dentre outras, encontram-se na dificuldade crescente de instalar grandes troncos de transmissão na América do Norte, devido a legislações cada vez mais restritivas, e na pouca atratividade de transportar num só circuito grandes blocos de potência.

No Brasil, tensões acima de 1.200 kV não parecem ser atraentes, pelo menos nas próximas décadas, pois independentemente dos problemas de confiabilidade advindos da concentração de grandes potências num só circuito, os crescimentos de carga e geração visualizados tornam desvantajosos os níveis muito elevados de tensão, do ponto de vista econômico.

A possibilidade de utilização de níveis de UAT no Brasil sugere a necessidade de envidar esforços de pesquisa que visem melhor conhecimento das técnicas de projeto, construção e operação inerentes a esse tipo de sistema.

Dentre os assuntos que merecem uma abordagem de pesquisa e desenvolvimento, ressaltam-se aqueles que poderão trazer, através de seu domínio, economias substanciais nos investimentos de implantação dos sistemas e na sua operação, tais como:

- corona em condutores;
- isoladores;
- isolamento;
- estrutura e fundações;
- condutores;
- equipamentos.

### 3.3.2 Transmissão em Meio Comprimento de Onda

A transmissão em meio comprimento de onda é técnica de operar a linha com os seus terminais defasados de  $180^\circ$  elétricos e, com isso, eliminar a necessidade de aumentar a compensação de reativos com o aumento do comprimento da linha de transmissão. No caso da frequência de 60 Hz, meio comprimento de onda representa cerca de 2.500 Km.

Sendo esta distância da mesma ordem de grandeza das existentes entre os possíveis aproveitamentos na hidrelétrica Amazônica e os prováveis pontos receptores, a transmissão em meio comprimento de onda torna-se uma opção cogitável para a transmissão da Amazônia.

A transmissão de energia em meio comprimento de onda é uma alternativa ponto a ponto, sem subestações intermediárias e dispensando compensações série e paralela. A defasagem angular próxima a  $180^\circ$  entre seus terminais, proporciona um forte elo de sincronismo.

Uma série de problemas específicos existentes, contornáveis segundo pesquisadores russos, que fizeram um completo desenvolvimento teórico-experimental sobre o assunto, refere-se à limitação da carga de regime acima da potência natural, curto-circuitos de várias modalidades e comportamento sob condições de oscilações eletromecânicas dos sistemas interligados.

A linha de meia onda se presta a uma operação radial, necessitando adaptações em caso de operação em paralelo com outras linhas de meia onda.

Sua utilização passa por um aprofundamento das pesquisas quanto a esses problemas inerentes, para o que será importante a transferência de tecnologia desenvolvida pelos russos.

A linha de meia onda pode ser encarada como um estágio inicial de transmissão em corrente alternada convencional na qual, somente após alguns anos de operação, seriam instaladas subestações intermediárias. Isso equivaleria ao adiamento dos investimentos nessas subestações, o que torna esse tipo de sistema mais atrativo.

### 3.3.3 Sistemas Hexafásicos

Trata-se de uma alternativa de compactação com a finalidade de aumentar a potência transmissível por uma dada faixa de passagem e para um determinado nível de isolamento. Para isso, emprega seis fases com tensões de módulos iguais e defasadas de  $60^\circ$ . Utiliza condutores, estruturas e equipamentos convencionais.

A linha de transmissão hexafásica apresenta como vantagem as seguintes características:

- 1 - Maior potência na mesma faixa de passagem, ou, alternativamente, para a mesma potência, tensões mais baixas, resultando em menores distâncias fase-fase e fase-terra e, conseqüentemente, estruturas menores e faixas mais reduzidas;
- 2 - A maior parte dos equipamentos utilizados é do tipo convencional, não requerendo inovações;
- 3 - Menor gradiente superficial dos condutores, permitindo o uso de condutores menores dentro dos limites aceitáveis de ruído audível e radiointerferência.

As principais desvantagens são:

- 1- O fato de ser uma técnica ainda não empregada comercialmente, o que a torna ainda sujeita a incertezas - a técnica de transmissão multifásica tem sido estudada nos EUA com a finalidade de atender a problemas de transmissão urbana em tensões relativamente baixas;
- 2- Requer soluções complicadas para a sua proteção, apresentando dificuldades na interligação com sistemas trifásicos.

Os estudos da CPTA ainda não se aprofundaram a ponto de se concluir pela economicidade de transmissões hexafásicas. Desta forma, investigações mais apuradas estão sendo realizadas, indicando que mesmo que esta não seja a alternativa mais atraente, para as necessidades brasileiras de transmissão a longa distância, tal tecnologia poderá ser empregada em linhas de transmissão urbanas.

### 3.3.4 Linhas de Potência Natural Elevada

São linhas de transmissão com feixes de condutores e disposição das fases não convencionais e que foram desenvolvidas pela equipe do Instituto Politécnico de Leningrado, liderada pelo Professor G. N. Alexandrov.

Devido às suas características de compactação e geometria, apresentam elevada potência natural, podem substituir vários circuitos em paralelo de linhas convencionais e não requerem a utilização de capacitores série.

Ainda não foi feita no Brasil uma análise mais aprofundada das características elétricas e mecânicas desse tipo de linha, bem como da estrutura de custos associada. No entanto, a sua atratividade aparente, no que tange ao transporte de energia em regiões congestionadas e com necessidades de altas densidades de potência (geralmente, linhas curtas), sugere que isso seja feito. Os limites de aplicação para grandes distâncias também deverão ser esclarecidos durante os estudos a serem realizados.

Além disso, as concepções pouco usuais de construção desse tipo de linha exigem estudos mais aprofundados sobre aspectos tais como manutenção, novos tipos de ferragens e de isoladores e problemas estruturais, antes de sua aplicação no Brasil.

Mediante um convênio entre o Brasil e a Rússia, a ELETROBRÁS vem envidando esforços para a transferência dessa tecnologia, já estando programado um estudo, com a construção de protótipo, para aplicação na tensão de 230 kV.

### 3.3.5 Transmissão em Corrente Contínua

A transmissão em corrente contínua tem se imposto no cenário mundial como uma alternativa válida para o transporte de energia elétrica devido a certas vantagens que apresenta quanto a alguns aspectos, tais como:

- Bom desempenho na transmissão por cabo;
- Linhas de transmissão construtivamente mais simples;
- Ligações assíncronas entre sistemas.

A operação de linhas de corrente contínua tem dado a oportunidade de se conhecer alguns problemas associados aos seus equipamentos. As informações disponíveis internacionalmente referem-se a vários equipamentos como dignos de menção quanto a defeitos.

- Transformadores conversores e reatores de alisamento;
- Buchas e isoladores;
- Filtros de CC/CA;
- Para-raios;
- Válvulas.

Todos esses equipamentos merecerão cuidadoso acompanhamento de seus desenvolvimentos. O sistema de corrente contínua de Itaipú em 600 kV c.c. (maior tensão de operação atualmente utilizada) é importante fonte de pesquisa para o aprimoramento dessa modalidade de transmissão.

#### *CONTROLES NA TRANSMISSÃO CCAT*

O sistema de controle desempenha papel fundamental na transmissão em corrente contínua e deve, cada vez em maior grau, influir na flexibilidade, na segurança e na confiabilidade do sistema integrado CC/CA.

#### *SISTEMAS MULTITERMINAIS DE CCAT*

Há poucos anos surgiu no cenário mundial, na Itália, o primeiro caso de derivação de uma linha de corrente contínua, mostrando ser possível a concepção de um sistema de corrente contínua multiterminal.

A sua aplicação no Brasil para a transmissão da Amazônia vem sendo estudada pela CPTA, pois, se for comprovada a sua viabilidade no País aumentaria significativamente a flexibilidade e atratividade dos sistemas de corrente contínua.

Diversos problemas tecnológicos são, no entanto, ainda contemplados e merecerão atenção especial. Entre eles, destacam-se os relacionados a seguir:

- Ligações de um dos terminais a sistemas fracos;
- Telecomunicações;
- Controles.

#### *SISTEMAS DE TRANSMISSÃO EM CC COM TENSÕES ACIMA DE $\pm 600$ kV*

A necessidade de minimizar o problema das perdas para grandes distâncias estimula a busca de utilização de tensões mais elevadas para a transmissão em corrente contínua. Há perspectivas de que a tecnologia de transmissão em corrente contínua até 800 kV c.c., estará disponível, dependendo da mobilização de um vasto programa de pesquisas, dentro dos próximos 5 a 10 anos. A CPTA está estudando esse assunto como uma das opções para a transmissão da Amazônia.

#### **3.3.6 Novas Práticas para a Otimização de Linhas Aéreas de Transmissão**

As novas concepções relativas a LT's aéreas têm acenado ao setor elétrico com grandes possibilidades de economia e confiabilidade no suprimento eletro-energético. As seguintes práticas não mutuamente exclusivas, inserem-se nesse quadro:



- 1 - compactação estrutural;
- 2 - recapacitação de sistemas de transmissão existentes;
- 3 - otimização de feixes das fases;
- 4 - elevação da tensão mecânica de esticamento dos condutores;
- 5 - implementação racional e sistemática de coleta de dados ambientais.

### *COMPACTAÇÃO ESTRUTURAL*

Estruturas mais compactas do que as convencionalmente usadas, pelo fato de terem intrinsecamente uma potência natural maior, resultam em potências transmitidas mais elevadas. O custo do MW transportado pode, portanto, ser reduzido. Além disso, propiciam uma melhor integração com o meio ambiente, com impactos (principalmente o visual), limitados a níveis mais aceitáveis. No caso de linhas de transmissão urbanas, com a dificuldade crescente de obter faixas de passagem, a busca de soluções de compactação se impõe como alternativa mais econômica à transmissão subterrânea.

### *RECAPACITAÇÃO*

Os estudos de recapacitação de LT's já em operação têm buscado, através do reisolamento das linhas, maior transferência de potência nas instalações já existentes. Além disso, sempre que os critérios de estabilidade de sistema e de queda de tensão não sejam infringidos, pode ser aumentada a transferência de potência pela mudança dos critérios de ampacidade das linhas. Para tal são necessários estudos estatísticos dos elementos meteorológicos regionais que indiquem uma certa folga na ampacidade dos circuitos.

### *OTIMIZAÇÃO DE FEIXES*

A experiência soviética de compactação, que mostra ser prevalente o dimensionamento dos subcondutores, incluindo aí o diâmetro de cada um deles e seu posicionamento físico no feixe, induz à convicção que esse tipo de pesquisa pode levar a grandes ganhos econômicos nos sistemas de transmissão.

### *ELEVAÇÃO DA TENSÃO MECÂNICA DE ESTICAMENTO DOS CONDUTORES*

Condutores aéreos tensionados em patamares mais elevados do que os adotados (18% da carga de ruptura do cabo) vêm se apresentando como tendo forte influência na redução dos custos estruturais, pois implicam um sistemático decréscimo nas flechas resultantes. Há que investigar, no entanto, as implicações que tais tensões mais elevadas têm no fenômeno vibratório eólico, de modo que soluções mitigadoras sejam adotadas, antes que haja comprometimento operacional.

### *CONDUTORES ALTERNATIVOS*

A utilização quase que exclusiva de condutores de alumínio com alma de aço no País vem sendo, de longa data, objeto de questionamentos.

A motivação fundamental reside no fato de que as condições climáticas brasileiras são mais amenas do que aquelas encontradas no hemisfério norte, já que neve e gelo não constituem problema mensurável e que as velocidades máximas de vento nunca atingem os níveis de tufões ou ciclones.

Neste aspecto, é relevante que condutores mais leves, com maiores relações alumínio/aço, ou mesmo outros tipos de condutores, como, por exemplo o de alumínio puro ou o de alumínio liga, tenham a sua utilização avaliada, uma vez que resultariam em menores esforços estruturais e a possíveis reduções do custo global das linhas de transmissão.

### *BANCOS DE DADOS AMBIENTAIS*

A quase totalidade dos estudos indicados acima devem, necessariamente, ser baseados numa intensa e extensa aquisição de dados ambientais locais.

Tais dados incluem investigações aprofundadas no que tange a:

- dados climáticos;
- poluição;
- características do solo;

e devem constituir um confiável banco de dados de onde parâmetros estatísticos relevantes possam ser extraídos.

### **3.3.7 Compactação de Subestações**

Mesmo que se considerem os notáveis progressos havidos nas últimas décadas quanto às concepções das subestações em EAT e UAT, tanto para CA como para CC, continua válida a afirmação de que persistem as possibilidades de evolução, no sentido estrito de torná-las mais econômicas e confiáveis.

Particularmente no que diz respeito a SE's externas, as alternativas de maior compactação podem ser buscadas através de inúmeras tomadas de posição que impliquem redução da área ocupada e, por consequência, decréscimos substanciais no custo inicial.

No caso de SE's blindadas em SF<sub>6</sub>, a confiabilidade pode evoluir com base no aperfeiçoamento dos métodos de ensaios exigidos pelas especificações e pela incorporação de sistemas de monitoração capazes de prevenir a ocorrência de falhas incipientes. Deve ser estudada a questão da compatibilização de projetos de diferentes fabricantes, buscando-se a padronização dos componentes.

No Brasil, seguindo a tendência mundial, essa tecnologia tem sido utilizada em subestações elevadoras de usinas hidrelétricas e em grandes centros urbanos, onde a questão do espaço é vital, mas a sua utilização em outros ambientes tem sido objeto de considerações.

### **3.3.8 Fibra Ótica em Cabos Para-Raios**

A utilização de fibra ótica em cabo para-raios, seja incorporada ao núcleo do cabo, ou espinada externamente, constitui a mais moderna modalidade de sistema de comunicação associado a sistemas de transmissão.

A grande vantagem de tais sistemas reside na sua alta confiabilidade na transmissão e recepção de sinais e na grande quantidade potencial de canais disponíveis.

Esta última característica indica a necessidade de que sejam mantidos contatos com o setor de telecomunicações, no sentido de viabilizar a co-utilização desse sistema para serviços públicos de telefonia e transmissão de dados. Isso poderia ser aplicado não só aos grandes troncos de transmissão visualizados, como também se estenderia, através dos sistemas de transmissão regionais, a diversas localidades.

### **3.3.9 Digitalização de Instalações**

A digitalização das instalações dos sistemas de potência constitui notável recurso para aprimorar seu desempenho no que tange a controle, proteção e medição. Com o emprêgo da tecnologia digital podem ser conseguidas expressivas melhorias na comunicação entre operador e sistema e, conseqüentemente, no despacho e na manutenção do sistema. Sua utilização no controle e na proteção e em várias outras funções das instalações de potência traz, entre outras vantagens em relação aos sistemas convencionais, maior velocidade, capacidade de processamento e flexibilidade, permitindo maior disponibilidade dos equipamentos.

Esse processo, em termos internacionais, parece ser inevitável, o que obriga a uma postura engajada por parte do setor elétrico brasileiro, para que este não venha a se encontrar, num futuro próximo, em flagrante descompasso com a indústria em geral.

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.

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 pilotos 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 SE DE PALHOÇA - 138 kV - e pela MALC/CEMIG, para a SE DE ITUTINGA - 345 kV. Pode-se concluir que existe no País base tecnológica para fornecimento de sistemas digitais para supervisão e controle de processos destinados à geração, transmissão e distribuição.

As experiências mundiais na área de digitalização vêm se processando de forma satisfatória no ambiente de subestações de concessionárias. Nos Estados Unidos, o EPRI - ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE - vem desenvolvendo, desde 1979, dois projetos de pesquisa independentes com o objetivo de fabricar e instalar sistemas que empregam a tecnologia de microprocessadores distribuídos.

Em alguns Países da Europa e nos EUA já existem vários sistemas de automação digitalizados em subestações de concessionárias, embora a proteção digital seja do tipo "stand alone". Há notícias de que no Japão a proteção digital já está integrada ao sistema de automação de subestações de transmissão.

### **3.3.10 Desenvolvimento de Metodologias e Ferramentas Digitais**

Embora hoje se disponha de programas suportes para múltiplas finalidades, como fluxo de potência, curto-circuito, transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos, programas de auxílio ao projeto de linhas e subestações e programas de análises de confiabilidade, nota-se um progressivo defasamento do setor elétrico brasileiro no que se refere a sistemas integrados. Tais ferramentas assumem grande importância para a sistematização das análises de sistemas elétricos em cenários diversos.

A maioria do ferramental atende às necessidades imediatas e futuras, dentro de um certo contexto. São entretanto necessárias algumas melhorias que permitam a análise de sistemas não convencionais. Por exemplo, a tendência de utilização cada vez maior de controles eletrônicos em sistemas de corrente alternada sugere a necessidade de simuladores analógicos com suficiente capacidade e desenvolvimento de modelagens digitais para a simulação e análise da viabilidade dessas novas concepções.

O desenvolvimento de novas metodologias e ferramentas digitais é fundamental para que o setor elétrico possa atingir um nível mais alto de proficiência no planejamento e na operação do sistema elétrico de potência, subentendendo-se que todo o esforço de informatização deva visar a realização de tarefas tecnicamente corretas, com menor custo.

### **3.3.11 Utilização de Eletrônica de Potência em Sistemas de Corrente Alternada - FACTS**

O desenvolvimento da eletrônica de potência colocou em pauta a possibilidade de controlar os fluxos de potência de linhas de corrente alternada, de maneira similar ao controle feito em sistemas de corrente contínua. O EPRI (Electric Power Research Institute), órgão de pesquisa na área de energia elétrica nos Estados Unidos, concebeu uma série de aplicações de equipamentos controlados eletronicamente para esse fim e batizou o conjunto de FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems).

Trata-se de um conjunto de práticas em que se utiliza os recursos da eletrônica de potência e que permite elevar a capacidade das linhas de transmissão, através da utilização de controles rápidos (ordem de 3 ms) de chaveamento eletrônico, desempenhado por tiristores. Reatores ou capacitores paralelos, "breaking resistors", capacitores série e defasadores, podem ser, teoricamente, chaveados quase que instantaneamente.

A idéia principal é a de controlar as variáveis da linha (impedância, ângulos e tensões) de acordo com as necessidades de transferência de potência, podendo-se chegar até o limite térmico da linha de transmissão, sem perda dos requisitos de estabilidade do sistema.

Embora haja necessidade de desenvolvimentos de componentes para a sua real implementação (um dos problemas tecnológicos a serem vencidos é a fabricação de tiristores de alta capacidade de corrente), a técnica de FACTS desponta como a grande novidade em termos de sistemas de potência, abrindo, para um futuro próximo, possibilidades de grandes melhorias na utilização de sistemas de transmissão. Cumpre, pois, a exemplo do que já ocorreu nos EUA, incorporar os controles de FACTS nos programas computacionais utilizados pelo planejamento.

Dois outros aspectos que devem ser destacados, em termos de desenvolvimentos necessários para a aplicação do FACTS, são o da constituição de centros de controle que operem em perfeita sintonia uns com os outros e o da utilização de micro processadores para fins de controle e proteção.

### 3.3.12 Suprimento de Pequenas Cargas Através de Meios Não Convencionais

A questão da inserção regional do empreendimento de transmissão de energia elétrica deverá assumir papel cada vez mais importante no planejamento dos sistemas futuros, obrigando, na análise de opções de tecnologias, à consideração de possibilidades de fornecimentos de energia localizados, colocando "vis a vis" geração local e o possível suprimento por meio de algum tipo de sangramento do tronco de transmissão passante, pois, tanto em corrente alternada como em corrente contínua, existe a possibilidade de retirar alguma energia desse tronco.

O suprimento de pequenas cargas a partir de troncos de transmissão em CA pode ser efetuado tanto a partir das linhas como das subestações seccionadoras. No caso das linhas, podem ser obtidos algumas centenas de kVA através do acoplamento capacitivo do cabo para-raios da linha com as fases. Esta modalidade de fornecimento de energia já é empregada no Peru e no Canadá.

A partir das subestações a energia pode ser retirada através do terciário dos transformadores, de divisores capacitivos, de transformadores de potencial capacitivos e de reatores, cada um com suas especificidades. Todas essas soluções são viáveis tecnicamente e dependem somente de análise de custos.

No caso da transmissão em corrente contínua é possível a extração de energia por meio de taps série-paralelos. A potência envolvida por tap está entre 1 a 5% da potência nominal do tronco de transmissão e o total de extração pode atingir a ordem de grandeza das perdas do tronco. Os equipamentos necessários para esta técnica são do tipo convencional, não exigindo nenhum esforço adicional de desenvolvimento. O limite inferior da potência utilizável pode ser um fator limitante para o emprego dessa modalidade de aproveitamento. O desenvolvimento da comutação forçada no suprimento de cargas deve ser acompanhado, pois pode representar um avanço substancial nesse campo.

Naturalmente a aplicação de uma dessas técnicas de suprimento passa pela comparação econômica com alternativas de geração local.

### 3.3.13 Conexão Unitária

Trata-se do aproveitamento da possibilidade de ligar a saída do gerador diretamente à estação conversora e com isso eliminar toda uma série de equipamentos intermediários.

O esquema de conexão unitária, dentro do escopo da transmissão em corrente contínua, consiste numa opção de otimização que pode trazer vantagens técnicas e significativa redução no custo das instalações das conversoras. Com esse arranjo pode-se ainda obter otimizações de projeto e de operação das usinas, devido à possibilidade de utilizar múltiplas frequências de geradores e, portanto diferentes rotações de máquinas, levando a ganhos energéticos que podem ser atrativos, principalmente em hidrelétricas com grandes flutuações no nível de água. O problema merece pesquisa a nível de aquecimentos e vibrações dos geradores, devido às harmônicas. O custo de geradores com rotações variáveis também constitui uma questão importante de pesquisa.

#### 4. CONCLUSÕES

A seguir são apresentados os aspectos conclusivos de maior destaque referentes ao planejamento do sistema de transmissão.

- Para determinadas regiões do País, sensivelmente dependentes da implantação de usinas formalmente incluídas no programa de geração a médio prazo, mostra-se imprescindível avaliar técnica e economicamente alternativas de transmissão capazes de compensar o atraso das usinas e que permitam o suprimento com energia proveniente de outras partes do sistema.
- A carência de compensação reativa em vários pontos do sistema afeta o desempenho da rede de transmissão, provoca o aumento das perdas e resulta na necessidade de despachos antieconômicos de geração térmica. Assim sendo, faz-se necessária a implantação de um adequado programa de compensação reativa, para o qual, tendo em vista sua baixa relação custo/benefício, devem ser canalizadas, prioritariamente, eventuais recursos financeiros disponíveis no Setor Elétrico. Nesse contexto, a Portaria do DNAEE Nº 85 de 25/03/93, estabelecendo a cobrança da energia reativa aos consumidores que apresentem fatores de potência inferiores a determinado patamar contribuirá para reduzir os problemas apontados.
- Atenção especial deve ser dada ao problema do envelhecimento das instalações de transmissão existentes que, numa perspectiva de longo prazo, apresentarão sinais de esgotamento, devendo-se configurar no futuro uma grande necessidade de investimentos para substituição de equipamentos em final de vida útil. A esse respeito, enfatiza-se a importância do papel das áreas de manutenção, devendo-se buscar o aperfeiçoamento das técnicas adotadas, particularmente no sentido da manutenção preditiva.
- Esforços devem continuar sendo desenvolvidos no sentido de se dispor, com o maior grau de precisão possível, dos custos relativos às diversas alternativas de interligação com a Região Amazônica, de forma que possam subsidiar os estudos de expansão do sistema. Deve-se buscar um aprofundamento dessa matéria, de forma compatível com o exigido pelos estudos de geração e transmissão.
- Deve ser aperfeiçoada a representação da transmissão nos modelos de estudo da expansão da geração. Por outro lado, deve-se ampliar os estudos de transmissão de forma a considerar as situações operativas das interligações nas diversas condições de hidráulicidade que se configurarem. Para tal, deve-se investir em modelagem do sistema, atentando-se particularmente para os aspectos "complexidade do processamento, envolvendo tempo e memória requerida e precisão necessária dos resultados".

- Carece de algumas definições a expansão do sistema no período de 2003a 2007, não se situando este período propriamente no escopo do chamado planejamento de longo prazo. Projetos de médio prazo devem ser analisados, entre eles a interligação entre os sistemas Norte/Nordeste e Sudeste/Sul e também possíveis antecipações de usinas de menor porte da Região Amazônica juntamente com o sistema de transmissão associado.
  
- Esforços devem ser desenvolvidos no sentido de se analisar alternativas de transmissão para mais de um cenário, de forma a testar-se a flexibilidade das soluções. Nesse sentido, os estudos da CPTA - Comissão de Planejamento da Transmissão da Amazônia - são de grande valia, notadamente no que dizem respeito à seleção de tecnologia de transmissão, estudos interativos entre geração e transmissão e modelos computacionais para análise de cenários.
  
- Devem prosseguir os estudos de transmissão da Amazônia que permitem o encaminhamento de questões tecnológicas relativas à transmissão de grandes blocos de potência a grandes distâncias, questões relativas à integração ao meio ambiente e também relativas ao planejamento do sistema como um todo.
  
- Deve-se procurar agilizar os estudos de transmissão, que somente se viabilizam uma vez configurados o mercado e o parque gerador. Quando se considera mais de uma hipótese de mercado e diversas alternativas de geração o problema torna-se crítico. Neste sentido, devem ser aperfeiçoados os programas computacionais existentes tornando-os mais automatizados e de uso facilitado. Nos programas devem ser embutidos recursos gráficos que facilitem a interpretação dos resultados além de rotinas que liberem o usuário de procedimentos repetitivos e muito prolongados.
  
- Ainda no que diz respeito à transmissão da Amazônia, a simples extrapolação das tecnologias de 500 e 750 kV C.A. e do +-600 kV C.C. poderão resultar em custos elevados. Deve ser levada em conta a experiência mundial quanto a soluções em EAT e UAT. Acordos de colaboração com entidades estrangeiras, bem como o desenvolvimento de pesquisas próprias das diversas tecnologias aplicáveis são os caminhos recomendáveis para que se possa chegar às melhores soluções no futuro.



## 5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] GCOI/SCM - Diagnósticos das Instalações do Sistema Elétrico Brasileiro.
- [2] Haig, R. - "O Estado Atual do Sistema Elétrico Brasileiro".
- [3] Nota Técnica nº 005/87 - A Nova Estrutura de Custos Modulares de Subestações para o Setor Elétrico.
- [4] Relatório Final do Grupo de Trabalho de Custos Modulares de Subestações - GTCM - Dezembro/87.
- [5] Plano Decenal de Transmissão das Regiões Norte, Nordeste, Sudeste e Sul - Período 1991-2000.
- [6] Notas Técnicas GTEI Sobre Estudos do Sistema Interligado Norte/Nordeste.
- [7] Relatório Consolidado de Etapa de Pré-Seleção de Tecnologias - CPTA.
- [8] Nota Técnica CPTA/GP - 003/91 - Análise do Comportamento dos Fluxos Interregionais Resultantes de Simulações com o Modelo MSSSE - Julho/1991.

## 6. EQUIPE

### COORDENAÇÃO

JÚLIO CESAR GUDMARÃES PRAÇA

### EQUIPE TÉCNICA

Américo Baptista Filho  
Antonio Clebens Lisboa  
Carlos Eduardo de Oliveira Coutinho  
Dirceu Pacheco de Toledo  
Ernani Carneiro Campello  
Fabio Teivelis  
Joaquim Pedro da Rocha Mello  
Joel Cardoso Natividade  
José Carlos Sili Salomão  
José Guilherme Dantas Lucariny  
Lilian Laubenbacher Sampaio  
Paulo Roberto Franco Felix  
Pedro Martin  
Roberto Nogueira Fontoura Filho  
Ronaldo Vieira Souto  
Stenio Alvarenga Filho

### COLABORADORES

Toda a equipe técnica do DPT e os representantes das Empresas que compõem o Comitê Técnico para Estudos do Sistema de Transmissão - CTST e Comissão para a Transmissão da Amazônia - CPTA do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS.

Agradecimentos a Edson de Oliveira, pela elaboração das figuras e a Cátia Garrido da Silva Mendes e Maria Ivete Ramos Cardoso, pelos trabalhos de digitação.

Um agradecimento especial à Margaret de O. F. Ganef Ribiero, pelo excelente trabalho de consolidação e arrumação do texto final.

### EDITORACÃO

Carmem Valéria da Fonseca Rodrigues - DPS/GCPS.



PLANO NACIONAL  
DE ENERGIA ELÉTRICA  
1993-2015

# PLANO 2015

PROJETO 6  
Sistemas de Distribuição  
de Energia Elétrica

---

# PLANO 2015

## PROJETO 6

*SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA*

## ÍNDICE

<b>1. INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
<b>2. EVOLUÇÃO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....</b>	<b>2</b>
2.1 Mercado.....	2
2.2 Evolução do Sistema Físico.....	3
2.3 Índices de Continuidade.....	3
2.4 Custos Marginais de Distribuição.....	6
<b>3. FATORES QUE DEVERÃO INFLUENCIAR A DISTRIBUIÇÃO NO HORIZONTE ATÉ 2015.....</b>	<b>7</b>
<b>4. ESTRATÉGIAS.....</b>	<b>10</b>
4.1 Pesquisa e Desenvolvimento de Novas Tecnologias.....	10
4.2 Evolução no Modelos e Ferramentas para o Planejamento.....	11
4.2.1 Modelos e Análise de Custos para a Tomada de Decisões.....	12
4.2.2 Estimativa dos Custos das Imperfeições no Fornecimento para o Consumidor.....	13
4.2.3 Informatização.....	14
4.2.4 Mapeamento e Cadastramento do Sistema.....	14
4.3 Aperfeiçoamento da Qualidade.....	15
4.4 Conservação de Energia Elétrica.....	17
<b>5. EQUIPE.....</b>	<b>21</b>

---

## 1. INTRODUÇÃO

O objetivo deste Projeto 6 é avaliar as principais tendências de desenvolvimento dos sistemas de distribuição no horizonte do Plano 2015.

Por sua natureza, a distribuição é o segmento do setor elétrico que faz, na maioria das vezes, a interface com o consumidor final. Deste modo, a análise de linhas estratégicas de desenvolvimento para este segmento deve refletir hipóteses quanto às características futuras do consumidor, seu nível de exigência, sua distribuição geográfica, etc. Também devem ser feitas hipóteses quanto a uma possível concorrência da eletricidade com outros energéticos, quanto a cenários de desenvolvimento econômico e políticas de eletrificação. Todas as linhas estratégicas sugeridas devem estar direcionadas a garantir níveis crescentes de qualidade do serviço e de economicidade dos sistemas de distribuição.

De início são apresentados os principais quantitativos, disponíveis a nível macro, relacionados à evolução histórica da distribuição. São fornecidos dados relativos ao mercado, continuidade, custos marginais e evolução do sistema físico.

Em seguida, são comentados alguns fatores que deverão influenciar a evolução dos sistemas de distribuição e discutidos os impactos dos cenários econômicos delineados no âmbito do Plano 2015. Em função das hipóteses e cenários analisados, são apresentadas as principais linhas estratégicas que deverão nortear a expansão da distribuição, incluindo a conservação de energia.

## 2. EVOLUÇÃO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Este item apresenta a evolução recente dos sistemas de distribuição através de quantitativos como mercado, evolução do sistema físico e custos marginais.

### 2.1 MERCADO

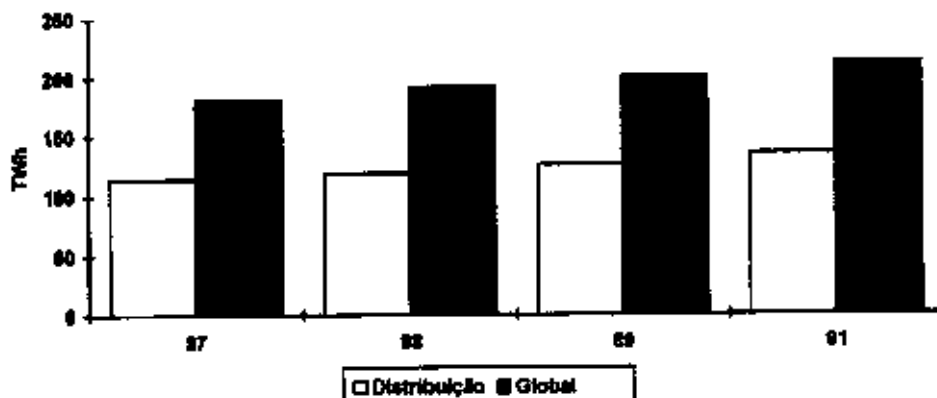
A evolução do mercado de distribuição no período 1987-91 é apresentada no Tabela 2.1 e nas Figuras 2.1 e 2.2 a seguir.

**TABELA 2.1**  
**CONSUMO FATURADO DE DISTRIBUIÇÃO E GLOBAL - TWh**

Ano	1987	1988	1989	1990	1991	Taxa Média (%)
Nível B	58	61	65	70	73	5,9
Nível (A4 + B)	102	108	115	120	125	5,2
Global	181	192	201	204	213	4,2

Fonte: Plante - Mercado (dados do nível B incluem Consumo Rural)

**FIGURA 2.1**  
**CONSUMO DE ENERGIA**



## 2.2 EVOLUÇÃO DO SISTEMA FÍSICO

O Tabela 2.2, a seguir, mostra a evolução do sistema físico (principais indicadores), em todo o País.

**TABELA 2.2**  
**BRASIL**  
**EVOLUÇÃO DO SISTEMA FÍSICO DE DISTRIBUIÇÃO**

	1987	1988	1989	1990	1991	Taxa Média (%)
Extensão Rede MT (km)	286.075	302.597	321.316	340.595	357.625	5,7
Extensão Rede BT (km)	285.018	296.651	313.887	329.581	346.720	5,0
Nº Trafos (Unid)	553.765	582.052	618.869	660.333	705.236	6,2
Potência Trafos (MVA)	29.916	30.998	33.312	35.410	37.641	5,9
Nº Postes (MIL)	14.089	14.764	15.577	16.387	17.255	5,2
Circuito Secundário (m)	514	510	507	499	491	--
Potência Média Trafos ((KVA)	54	53	54	54	53	--

Fonte: Dados consolidados referentes às informações fornecidas pelas concessionárias à ELETROBRÁS para o cálculo do Custo Marginal de Distribuição.

Pelos diferentes valores das taxas de crescimento do número de transformadores e do comprimento das redes secundárias no período, verifica-se que o valor médio do comprimento do circuito de baixa tensão tende a diminuir, refletindo um adensamento das cargas.

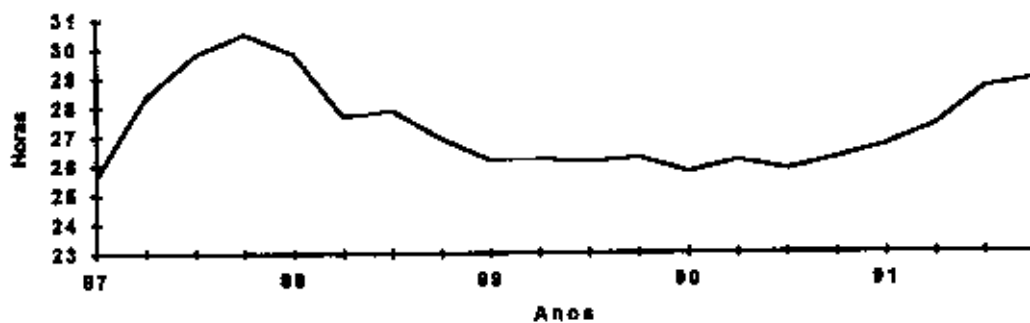
Já a potência média dos transformadores de distribuição manteve-se praticamente estável, situando-se em torno de 54 kVA.

## 2.3 ÍNDICES DE CONTINUIDADE

Neste item são apresentados os indicadores DEC (Duração Equivalente por Consumidor), FEC (Frequência Equivalente por Consumidor) e DM (Duração Média) do sistema de distribuição a nível Brasil. As Figuras 2.3, 2.4 e 2.5, apresentadas a seguir, mostram os valores desses indicadores, coletados anualmente, a nível trimestral, bem como sua evolução ao longo do período 1987/1991 para o Brasil.



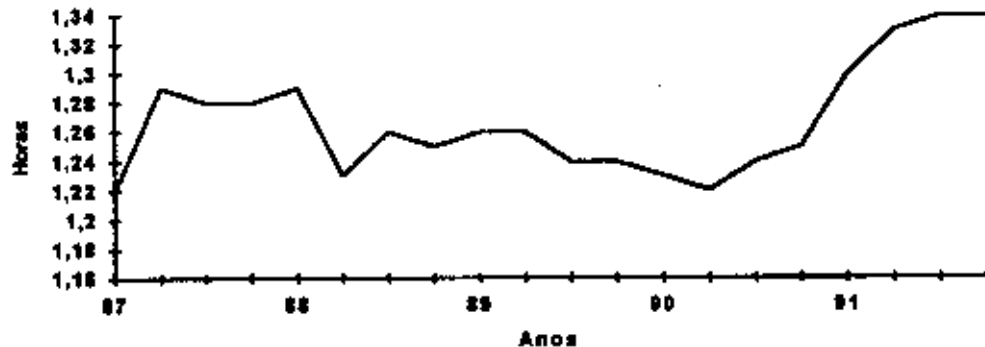
**FIGURA 2.3**  
**BRASIL**  
**EVOLUÇÃO DO DEC**



**FIGURA 2.4**  
**BRASIL**  
**EVOLUÇÃO DO FEC**



**FIGURA 2.5  
BRASIL  
EVOLUÇÃO DA DM**



Considerando que o DEC é constituído do FEC e DM através da relação:  $DEC = FEC \times DM$  observou-se que os comportamentos dos índices possuem 3 fases distintas:

- o longo do ano de 1987 o valor do DEC subiu cerca de 19%, principalmente devido à evolução do FEC (+13%), indicando a deterioração das condições operacionais do sistema;
- do início de 1988 ao final de 1990, o DEC foi reduzido em aproximadamente 12%, decorrente de uma melhoria no FEC e na DM, ou seja, tanto as condições operacionais do sistema como o tempo médio de reparo melhoraram no período;
- no início de 1991, observou-se uma deterioração de todos os índices, com valores crescentes para o DEC, FEC, e DM.

Através da correlação entre o DEC (hora) e o faturamento (TWh), pode-se calcular de forma simplificada a energia não distribuída (END), ou seja, a energia que não foi faturada devido às interrupções no fornecimento de energia elétrica.

No período de 1987 a 1991 a END acumulada representou 0,32% do total da energia faturada na distribuição, ou seja, cerca de 1,987 TWh, conforme o Tabela 2.3 a seguir.

**TABELA 2.3  
BRASIL  
ENERGIA NÃO DISTRIBUÍDA (TWh)**

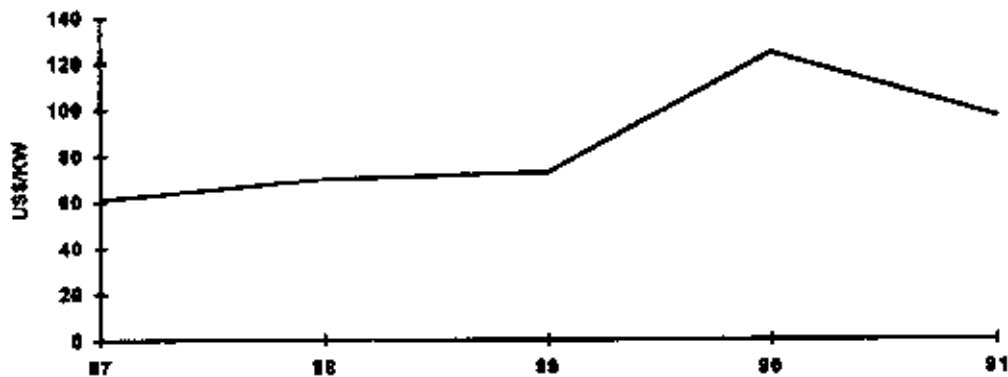
Ano	DEC Horas	Energia Faturada na Distribuição	
		TWh	END (*) TWh
1987	30,52	114	0,399
1988	26,92	119	0,367
1989	26,27	126	0,379
1990	26,25	130	0,391
1991	28,93	136	0,451
<b>TOTAL</b>		<b>625</b>	<b>1,987</b>

(\*)END = ENERGIA FATURADA x (DEC)/(8760 -DEC)

## 2.4 CUSTOS MARGINAIS DE DISTRIBUIÇÃO

A Figura 2.6 abaixo ilustra a evolução dos custos marginais de distribuição (MT + BT) nos últimos 5 anos.

**FIGURA 2.6**  
**BRASIL**  
**CUSTOS MARGINAIS DE DISTRIBUIÇÃO**



Obs: Valores históricos referidos a junho de cada ano. Para 1991, considerou-se valores estimados.

No período 1987/1991 verifica-se um crescimento médio geométrico anual de 11,7%.

Em 1990, notadamente, verifica-se um crescimento expressivo para 125 US\$/kW. Com o Plano Collor I, decretado em 15 de março de 1990, o mercado passou a conviver com uma substancial redução de liquidez e com grande queda do ativo circulante no país. No entanto, face às distorções ocasionadas por diversos fatores, entre eles, o ágio, os custos dos materiais/equipamentos continuavam a aumentar em ritmo mais lento. Ao se realizar a tomada de preços referida ao mês de junho de 1990, e estando as taxas de câmbio congeladas, a conversão dos custos para US\$ provocou uma explosão nos valores dos custos unitários de investimentos, sem aumento significativo nos demais parâmetros que compõem o custo marginal de Distribuição.

### 3. FATORES QUE DEVERÃO INFLUENCIAR A DISTRIBUIÇÃO NO HORIZONTE ATÉ 2015

A evolução tecnológica dos Sistemas de Distribuição não se faz de forma rápida. O estado da arte mundial no que diz respeito à tecnologia da Distribuição alcança níveis de maturidade consideráveis e o seu avanço se dá em forma incremental, com saltos qualitativos visando a redução de custos e melhorias na qualidade do serviço.

No caso brasileiro, inúmeras escolhas técnicas para as redes de Distribuição que foram feitas há muitos anos ainda influenciam os padrões de construção e montagem. A penetração de novas tecnologias se dá de forma gradual, em função dos altos investimentos envolvidos. Entretanto, os avanços observados no campo da informática aplicada e das telecomunicações permitem prever para o futuro uma evolução gradual e segura, no sentido do aperfeiçoamento do controle da operação, das metodologias e ferramentas do planejamento, e do relacionamento com o consumidor final, garantindo níveis de confiabilidade e economicidade crescentes.

Como fatores que deverão influenciar o desenvolvimento dos sistemas de Distribuição no horizonte até 2015 podem ser citados:

- O adensamento dos grandes centros urbanos - O Projeto 3 deste Plano 2015 ("Perspectivas do Mercado e da Conservação de Energia Elétrica") projeta a evolução da taxa de urbanização, no período 1990 a 2015, de 74,4% para 83,9%. Este fato deverá intensificar o processo de adensamento dos centros urbanos (já experimentado nas últimas décadas), com o crescimento vertical acentuado das cargas indicando a expansão dos sistemas subterrâneos de Distribuição em substituição às redes aéreas. O congestionamento do subsolo urbano (já observado em algumas cidades brasileiras) tenderá a agravar-se, implicando em custos crescentes para a expansão e aumento da capacidade dos sistemas existentes. A diminuição do espaço físico disponível na superfície das grandes cidades trará ainda dificuldades adicionais para a localização das novas subestações e passagem de linhas de subtransmissão para atendê-las.
- Requisitos crescentes quanto à qualidade do fornecimento - A crescente penetração da informática em todas as atividades econômicas (inclusive nas residências), a utilização de equipamentos mais sofisticados (acionamentos eletrônicos de motores, linhas de produção automatizadas, etc.) e a legislação de proteção ao consumidor, se refletirão em exigências dos consumidores por padrões mais elevados no que se refere à qualidade da energia elétrica fornecida, e ao atendimento comercial e serviços técnicos prestados.
- Possibilidades de um "mix" energético mais complexo - A disponibilidade de outros energéticos (gás natural, etc.), de uma forma competitiva com a energia elétrica, e o aperfeiçoamento de novas tecnologias de geração (por exemplo, ciclo STIG com gaseificação da biomassa), incentivando a co-geração e a autoprodução, colocará novos desafios para a área de Distribuição, como a redução de custos e desperdícios, maior confiabilidade e a modernização do sistema.
- Preocupação com o meio ambiente -As pressões ambientais deverão favorecer a penetração da eletricidade como "energia limpa", com participação crescente na matriz energética (ver Projeto 3 do Plano 2015), pressionando as taxas de crescimento do mercado da Distribuição. Por outro lado, o advento de legislações específicas de proteção ambiental poderá criar dificuldades adicionais para a localização de novas subestações e passagem de linhas e redes (conservação de matas, poluição visual e sonora, etc.).

- Preocupação com a segurança - A redução do espaço útil nos grandes centros urbanos implica em preocupação crescente com o nível de isolamento das redes/equipamentos em operação. Verifica-se uma preocupação crescente com a revisão de normas de segurança envolvendo não apenas os materiais instalados nas redes mas também a utilização adequada das instalações por parte do pessoal, sobretudo, responsável por atividades de operação/manutenção.
- Eletrificação do meio rural - Conforme pode ser verificado no Tabela abaixo, do total de 5.834.188 propriedades rurais cadastradas no Brasil em dezembro/90, somente 25,4% são eletrificadas.

*Percentual de propriedades rurais eletrificadas por região em 1990 :*

Norte	1,8 %
Nordeste	11,1 %
Centro-Oeste	28,2 %
Sudeste	47,0 %
Sul	61,7 %
Total Brasil	25,4 %

O desenvolvimento de Programas de irrigação (como o Programa Nacional de Irrigação cujo horizonte vai até 1996), com o apoio de órgãos externos de financiamento (BIRD, BID, etc.), aliado à necessidade de ampliar o atendimento às propriedades rurais, deverá inserir os programas de eletrificação rural num contexto mais amplo nos planos do Setor Elétrico. A visão da eletrificação rural como um meio (e não como um fim), contribuindo para a melhoria da produtividade, a expansão da agro indústria e a criação de empregos no campo, deverá predominar no futuro.

Com relação ao impacto dos cenários previstos para o plano 2015 sobre os sistemas de Distribuição, pode ser verificado que em todos os quatro cenários o consumo residencial é o que mais ganha participação com relação à estrutura atual, seguido do consumo comercial. O cenário I, com a hipótese de prolongamento da crise, sinaliza uma maior penetração do setor de serviços até o ano 2000, e nos cenários II, III, e IV, apesar do maior peso do setor industrial relativamente ao cenário I, os setores residencial e comercial também ganham participação no consumo total. Após o ano 2000, predomina o processo de terceirização da economia, com taxas de crescimento mais elevadas nos dois últimos cenários citados.

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

No que diz respeito às perspectivas regionais, o Projeto 2 deste Plano 2015 "O Setor Elétrico e a Economia Brasileira" considera que as regiões Norte, Nordeste, e Centro-Oeste apresentarão taxas de crescimento da economia superiores à média nacional (o crescimento demográfico também é superior). Face às características atuais predominantes dos sistemas de distribuição

nestas regiões (redes aéreas e densidades de carga em geral não muito elevadas), estas taxas de crescimento deverão, de início, se refletir numa expansão horizontal acentuada com a construção de novas subestações e alimentadores. Já para as regiões Sudeste e Sul, o crescimento da renda per-capita acarretará em aumento na densidade de carga e maiores exigências quanto à qualidade do fornecimento, implicando em predominância de investimentos, ampliação da capacidade instalada e reforma/melhoria das redes.

Além dos fatores expostos anteriormente, também o maior nível de informação/conscientização da população sobre a utilização da eletricidade contribui, de forma significativa para o crescimento das exigências, por parte dos consumidores, de uma maior qualidade no fornecimento da energia elétrica.

## 4. ESTRATÉGIAS

### 4.1 PESQUISA E DESENVOLVIMENTO DE NOVAS TECNOLOGIAS

O desenvolvimento tecnológico deve ser considerado como elemento essencial para prover a operação dos sistemas de distribuição de forma mais eficiente, buscando aperfeiçoar a qualidade dos serviços prestados aos consumidores de energia elétrica.

Deve-se incentivar a pesquisa e o desenvolvimento no setor elétrico no intuito de capacitar os sistemas de distribuição com processos de trabalho, mão de obra qualificada, materiais e equipamentos.

Segundo o relatório do Comitê de Distribuição de Energia Elétrica-CODI, intitulado "Estudo Prospectivo e Diretrizes Gerais Para a Distribuição de Energia Elétrica", de 24.11.1992, são propostas algumas estratégias de atuação:

1. As concessionárias de energia elétrica deverão desenvolver esforços conjuntos com fornecedores de bens e serviços, centros de pesquisa e universidades, visando reduzir a defasagem tecnológica, hoje existente.

Além do estreito relacionamento concessionária/fornecedor, as concessionárias de energia elétrica não deverão poupar esforços no sentido de prover o desenvolvimento tecnológico do seu quadro funcional especializado, sobre as tecnologias disponíveis no Brasil e no exterior,

2. Priorização das ações de desenvolvimento tecnológico, com ênfase nas áreas de automação, informatização e demais segmentos que necessitam de estudos especializados.

3. Organizar e promover a inovação tecnológica na área de distribuição, estimulando a criatividade do setor e preparando a distribuição para a concorrência internacional entre fornecedores;

4. Estabelecimento de ações voltadas ao fortalecimento de atividades inerentes a normas/padrões e à qualificação/certificação de materiais e equipamentos, visando o aprimoramento dos padrões tecnológicos vigentes no País.

Neste sentido, as entidades responsáveis pela elaboração e aprovação de normas técnicas, deverão preocupar-se com a especificação de materiais e equipamentos de distribuição, buscando eficiência tecnológica, competitividade e custo. Para tal, deverá ser incentivado o programa de qualificação de materiais e equipamentos para redes de distribuição de energia elétrica - PROQUIP, o qual deve ser considerado como um importante instrumento.

5. Incentivar os investimentos em P & D, considerados de pequeno porte se comparados aos demais, como forma de buscar novas tecnologias que visem à redução dos custos de uma maneira geral (padrões, equipamentos etc), criando condição para o estabelecimento de competitividade entre fabricantes de materiais/equipamentos para o Setor de Distribuição.

Acredita-se que, através de um esforço conjunto das concessionárias de distribuição de energia elétrica para adoção destas ações estratégicas, ter-se-á um reflexo de crescimento gradativo no processo de inovação tecnológica.

No caso particular de sistemas de supervisão, gerência e controle, a partir da década de 70, com o avanço da microeletrônica foram desenvolvidas algumas aplicações em automação de rede de distribuição, objetivando a qualidade de serviços prestados aos consumidores e feitos diversos estudos técnico-econômicos, por parte da CEEE (RS), CPFL (SP), CESP (SP), ESCELSA (ES),

CEMIG (MG), e centros de pesquisas, inclusive o CEPREL, e a Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Tais estudos concluíram, em graus diferentes, pela viabilidade técnico-econômica cada vez maior para implantação desses sistemas, refletindo consideráveis ganhos em qualidade e confiabilidade dos serviços prestados. Os ganhos apresentarão reflexos diretos na arrecadação das concessionárias.

A partir dos estudos realizados, algumas concessionárias já implantaram sistemas de supervisão e controle computadorizados, porém, ainda a níveis de programas-piloto.

A orientação desta linha de ação é pesquisar a seqüência ótima para a evolução da automação dos sistemas de distribuição, passando pela digitalização das plantas/cadastro, motorização das chaves de operação, softwares operacionais e sua interligação ao sistema de automação da transmissão.

Relativamente ao fornecimento a áreas com densidades de carga mais elevadas, as principais tendências que podem ser delineadas, além do aumento dos níveis de automação do sistema, são: utilização do isolamento em SF<sub>6</sub>, desenvolvimento de subestações cada vez mais compactas, ampliação das redes subterrâneas em substituição as redes aéreas, e utilização de cabos pré-reunidos.

Para áreas rurais, pode ser vislumbrada a ampliação do uso do sistema MRT e condutores com fio zincado, a utilização de religadores mecânicos e subestações simplificadas, e uma crescente participação de postes de madeira tratada.

Algumas concessionárias pesquisam ainda a utilização de capacitores série nos alimentadores aéreos, objetivando a melhoria nos níveis de tensão, e o emprego de condutores protegidos, para reduzir a taxa de falhas nas redes aéreas.

Quanto aos equipamentos de medição, o desenvolvimento tecnológico se dá nos medidores eletrônicos que permitem, entre outros aspectos, uma maior precisão, o registro de inúmeros dados de interesse da concessionária referentes ao fornecimento ao cliente (permitindo o desenvolvimento e aplicação de novas tarifas), e a transferência direta das informações para o faturamento (através de leitura remota ou conexão de um equipamento de aquisição de dados portado pelo leiturista). Deve ser citada ainda a utilização de medidores para créditos pré-adquiridos (por exemplo através de "cartões inteligentes" - cartões com um "chip" de memória que registra o crédito).

## **4.2 EVOLUÇÃO NOS MODELOS E FERRAMENTAS PARA O PLANEJAMENTO**

O planejamento dos sistemas de distribuição é uma importante área porque muitas das decisões tomadas durante sua elaboração são irreversíveis por muitos anos à frente e envolvem grandes volumes de recursos. Desta forma, é essencial que os projetos sejam selecionados e planejados cuidadosamente, procurando-se assegurar um desenvolvimento otimizado e consistente, e também garantir o melhor uso dos recursos disponíveis.

A decisão de se fazer uma obra e posterior execução acaba influenciando a expansão do sistema a que ela está vinculada durante toda a sua vida útil. Assim sendo, é razoável que se vislumbre um horizonte de tempo de médio/longo prazo para elaboração do planejamento em Distribuição, objetivando evitar o risco de considerar-se soluções econômicas e com substituição de obras de inadequada frequência, adotando-se assim, soluções de expansão não otimizadas em termos de economicidade para o longo prazo.



No planejamento dos sistemas de distribuição verifica-se uma tendência para o desenvolvimento e utilização de itens considerados fundamentais:

- modelos e análise de custos para a tomada de decisões;
- estimativa dos custos das imperfeições no fornecimento para o consumidor (também conhecido como "custo da não qualidade");
- informatização;
- mapeamento e cadastramento do sistema.

#### 4.2.1 Modelos e Análise de Custos para a Tomada de Decisões

A grande variação na dispersão geográfica e na densidade da carga pode levar a disparidades substanciais na qualidade de fornecimento dos sistemas de distribuição. Entretanto, as concessionárias de serviço público tem o dever de tratar todos os seus consumidores em bases teoricamente iguais e, desta forma, é importante buscar-se o melhor compromisso entre os custos de distribuição e o conceito de tratamento equânime.

Com este objetivo, a ótica do planejamento dos sistemas de distribuição deve ser a do mínimo custo econômico para a sociedade, abrangendo para a concessionária o custo de fornecer a energia e os custos dos inconvenientes causados ao consumidor pelas imperfeições do serviço. Esta abordagem implica em atribuir a cada projeto ou programa de obras uma função de custos incorporando investimentos, custos de operação e manutenção (perdas etc), e os custos das imperfeições para o consumidor (interrupções, quedas de tensão, harmônicos, etc.). Os custos citados são descontados no horizonte de estudo utilizando uma taxa que deve refletir a escassez de recursos, a política de investimentos do governo/concessionária, os custos de capital, etc.

As principais escolhas técnicas de engenharia precisam ser definidas "a priori", com a análise técnica e econômica dos melhores padrões, equipamentos, e critérios a serem adotados para a expansão futura do sistema. Definidas as escolhas, os estudos de planejamento utilizam modelos para representar o sistema de distribuição que variam conforme o horizonte estudado, os dados disponíveis, etc. Estes modelos estão em contínuo aperfeiçoamento, com a busca de algoritmos e simulações que permitam representar com a maior fidelidade possível o comportamento operacional e a expansão do sistema, buscando o melhor compromisso entre os custos associados à modelagem e a confiabilidade dos resultados produzidos.

A impossibilidade do conhecimento detalhado dos sistemas de distribuição num horizonte mais amplo de tempo, impõe o aparecimento de modelos geométricos e estatísticos que não se apoiam fundamentalmente nos aspectos topológicos das redes (traçados no campo, cargas, diagramas unifilares etc.). Substitui-se a análise comportamental das variáveis no campo por um conjunto de parâmetros específicos que possuem valores estáveis quando analisados num conjunto de redes pertencentes a zonas de ação com formas geométricas semelhantes. Com estes procedimentos, evita-se utilizar recursos tradicionalmente considerados nas análises detalhadas das redes e de difícil manipulação, tais como, fluxo de potência e programas de distribuição de carga, que além da extensa base de dados, necessitam de um cadastro permanentemente atualizado para fazer face às constantes modificações introduzidas pelas obras nas redes de Distribuição. Introduce-se, desta forma, conceitos estatísticos para a realização do planejamento dos sistemas de distribuição.

Neste contexto, verifica-se uma tendência em desenvolver o chamado Plano Global de Expansão de Sistemas de Distribuição, que, basicamente, consiste em planejar de forma agregada o sistema

em termos de área de concessão da Empresa, e procurando compatibilizar os diversos planejamentos localizados com este plano global.

Também constata-se a importância em se desenvolver planos de expansão do sistema primário e secundário de forma coerente, para que o planejamento se torne o mais harmonioso possível.

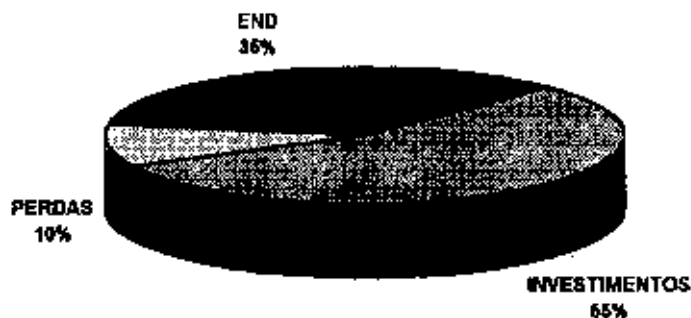
Todas as considerações anteriores deverão ainda permitir à distribuição vincular os níveis de investimentos a níveis de qualidade de serviço prestado aos clientes. Desta forma, será possível estimar os prejuízos para o sistema (em termos de deterioração da qualidade do produto fornecido) diante de eventuais restrições financeiras que venham a ser implementadas.

Os sistemas de informações que fornecem dados básicos para o planejamento, como os que produzem os custos de investimentos (em geral custos modulares), também deverão ser aperfeiçoados com a melhoria nos processos de coleta e atualização dos custos unitários de materiais e equipamentos e estimativas dos custos de mão de obra.

#### 4.2.2 Estimativa dos Custos das Imperfeições no Fornecimento para o Consumidor

O desenvolvimento tecnológico torna os consumidores de energia cada vez mais exigentes com a qualidade e continuidade do produto que recebem das Empresas Concessionárias. Desta forma, um dos fatores considerados na função de custos citada no item anterior para caracterizar uma estratégia de investimento é o custo das imperfeições no fornecimento, destacando-se aquele referente à energia não distribuída - END, ocasionada por interrupções acidentais. Estudos realizados recentemente deixam claro a importância da participação da END numa função global de custos constituída pelas parcelas referentes a "investimentos, perdas e energia não distribuída". A Figura 4.1, ilustra a contribuição percentual de cada item na função global.

**FIGURA 4.1**  
**PARTICIPAÇÃO PERCENTUAL DOS COMPONENTES**  
**INVESTIMENTOS, PERDAS E END**



Fonte: Estudos feitos pela "Electricité de France" - EDF para a ELETROBRÁS.

A estimativa do valor unitário a ser utilizado para o cálculo da END (custo por kWh interrompido) não é tarefa fácil. Esta estimativa envolve o cálculo dos prejuízos causados aos consumidores que varia em função da profundidade (demanda interrompida) e tempo de duração da interrupção. A maioria dos usuários é mais sensível à frequência de interrupções e, deste modo, a valoração da END pode ainda considerar, além dos fatores citados, a quantidade anual de interrupções como parâmetro de cálculo.

Outra fonte de imperfeições para o consumidor são as flutuações de tensão. Para efeito de cálculo do custo deste tipo de imperfeição, pode ser considerado, por exemplo, que este varia com o quadrado da diferença entre o valor da tensão observado no ponto de fornecimento e a tensão nominal. Esta hipótese deve considerar uma faixa de variação não muito ampla pois valores elevados de flutuação implicam em paradas forçadas ou danos à máquinas e equipamentos, o que equivaleria a uma interrupção.

As metodologias para o cálculo do custo das imperfeições de fornecimento representam (e deverão representar cada vez mais no futuro) objeto de pesquisa por parte de concessionárias e universidades, face a sua importância como parâmetro para o planejamento.

#### 4.2.3 Informatização

O rápido avanço tecnológico dos equipamentos de informática a custos cada vez mais reduzidos, leva a uma participação crescente destes equipamentos nas atividades de planejamento. O desenvolvimento de bases de dados mais complexas para os sistemas de distribuição e modelos para simular as condições operacionais e analisar alternativas de expansão implicam numa utilização crescente dos "mainframes", para sistemas que necessitam de elevado tempo de processamento (gerenciamento, etc) e microcomputadores, de utilização cada vez mais intensa. Estes últimos, com capacidade de processamento cada vez maior, possibilitarão às concessionárias descentralizarem as suas atividades de planejamento, criando facilidades para o desenvolvimento de estudos detalhados de curto/médio prazos diretamente pelos seus órgãos regionais, cabendo ao órgão central a responsabilidade pelos estudos de maior abrangência geográfica e horizonte mais amplo.

#### 4.2.4 Mapeamento e Cadastramento do Sistema

A análise operacional e o planejamento da expansão e dos reforços nas redes dependem da disponibilidade de dados sobre a configuração física e elétrica do sistema situados sobre mapas com localização geográfica e topografia da área ( de preferência vinculados a algum sistema de coordenadas).

Estes mapas podem ser digitalizados em computador com a utilização de "softwares" especialmente desenvolvidos para esta finalidade, e podem ser compartilhados com outras concessionárias de serviços públicos (água, gás, etc.) evitando surpresas desagradáveis quando da execução das obras. A base de dados elétrica pode ser superposta nestes mapas computadorizados com a utilização de "softwares" como o CAD ("Computer Aided Design") e posteriormente estes podem ser impressos ("Plotters" ou similares) automaticamente, com o operador escolhendo a área desejada, o grau de detalhe da topografia, o sistema elétrico a ser marcado, a escala e o formato.

Os sistemas de informação necessários para a atualização dos mapas em função da dinâmica observada nas redes de distribuição (extensões, reformas, etc.) deverão ser cada vez mais aperfeiçoados com a utilização de redes de microcomputadores nos órgãos regionais interligados ao computador central. Da mesma forma, será mantida uma interface do cadastro atualizado de

consumidores (localização, consumo, curva de carga, etc.) com os mapas, permitindo uma maior confiabilidade no dimensionamento e cálculo das cargas para a simulação operacional do sistema.

### 4.3 APERFEIÇOAMENTO DA QUALIDADE

Há algum tempo que o setor elétrico brasileiro, vem se preocupando constantemente em manter um fornecimento adequado de energia a seus clientes.

Baseado em estudos que consideram as experiências de diversas concessionárias, foram publicadas pelo DNAEE em 1978, as portarias nº 046 - "Índices de Continuidade" e nº 047 - "Níveis de Tensão", a serem respeitadas pelas empresas de distribuição de energia elétrica.

Deve-se observar que mesmo anteriormente à criação do PBQP - "Programa Brasileiro de Qualidade e Produtividade", no ano de 1990, o setor elétrico já vinha desenvolvendo ações voltadas para a qualidade, através da participação em diversos programas a nível nacional, como: "PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia"; "PROQUIP - Programa de Qualificação de Materiais e Equipamentos para Redes de Distribuição de Energia Elétrica; "PROSUP - Programa de Desenvolvimento Integrado do Suprimento do Setor de Energia Elétrica", entre outros.

Existe uma crescente disposição das concessionárias de distribuição em proporcionar um serviço de qualidade cada vez maior, direcionando-o para confiabilidade e adequabilidade do fornecimento de energia aos seus clientes. A implantação de programas estratégicos onde a qualidade do produto "Energia Elétrica", deve ser objeto de contínua preocupação por parte das Empresas.

Além do aprimoramento na qualidade da administração, que irá implicar num aumento da produtividade e competitividade das empresas ainda no médio prazo, haverá um aumento acentuado no grau de exigência dos clientes com relação à qualidade dos serviços e do produto energia elétrica. A qualidade do produto energia elétrica deverá ser aprimorada, incluindo a sua conformidade e restaurabilidade.

Diferentes problemas quanto à qualidade do produto energia elétrica podem ser observados, entre eles pode-se citar:

- distorção harmônica;
- amplificação de sobretensões transitórias em bancos de capacitores de baixa tensão de consumidores;
- desligamento de equipamentos eletrônicos dos consumidores (acionamentos eletrônicos de motores, linhas de produção automatizadas, etc.) devido a subtensões transitórias ou chaveamento de bancos de capacitores nas concessionárias;
- sobrecarga no neutro de instalações comerciais devido a harmônicos;
- "flicker" de tensão causado por fornos a arco ou outras cargas especiais;
- transitórios de tensão causados por chaveamentos nos consumidores.

Para as empresas de energia elétrica a má qualidade de seu produto acarreta: perda de faturamento, aumento das perdas técnicas, danos e diminuição na vida útil dos materiais e equipamentos; e necessidade de novos investimentos.

Para os clientes implica em: perda do nível de conforto; perda de produção; danos e diminuição das vidas úteis dos materiais e equipamentos; menor produtividade e necessidade de novos investimentos.

Observa-se que a qualidade da energia elétrica é pré-requisito básico para que os esforços no sentido de se obter conservação tenham êxito. Não se concebe investimentos em melhoria de eficiência energética nos processos produtivos sem que se tenha garantida uma qualidade adequada da energia elétrica fornecida.

Para o curto/médio prazos, no que concerne ao produto energia elétrica, é fundamental que as empresas se preparem para as conseqüências de uma mudança de natureza das cargas, isto é, de eletromecânicas para eletroeletrônicas. Assim, além da correta especificação (projeto), da construção, operação, manutenção, e da adequada qualidade dos seus elementos constituintes, a qualidade do fornecimento da energia elétrica dependerá dos efeitos que cargas não lineares, causadoras de distúrbios, possam afetar o sistema elétrico e às demais cargas por ele atendidas.

Uma proposta de ações para aprimorar a qualidade da energia elétrica, implica em estudos para:

*Melhorar:*

- a topologia do sistema
- os tipos de linha
- e aumentar o uso de pára-raios
- a coordenação da proteção
- o atendimento do sistema
- o controle de bancos de capacitores
- o despacho de carga
- a alocação de reativos
- a coordenação entre banco de capacitores e energização de transformadores

*Instalar:*

- compensador estático
- filtros passivos
- filtros ativos

*Rever:*

- normalização
- tarifação.

No que se refere aos clientes estas ações seriam:

*Melhorar:*

- o sistema de aterramento
- o projeto dos circuitos alimentadores
- e aumentar o uso de pára-raios
- a planta para evitar ressonância

*Instalar:*

- reguladores de tensão
- controladores de fator de potência
- condicionadores de linha
- fonte ininterrupta de energia (ups)
- compensador estático

*Rever:*

- normalização

Com a implantação de programas direcionados a processos de melhoria de qualidade nas Concessionárias de Energia Elétrica, obter-se-á sem dúvida, maior grau de satisfação junto aos

seus clientes com relação a qualidade da energia ofertada, acarretando com isso, um fortalecimento da imagem social e política da empresa.

#### 4.4 CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Conservação de Energia Elétrica pode ser entendida como a utilização de uma menor quantidade de energia para obtenção de um mesmo serviço, como também uma mesma quantidade de energia visando um aumento na capacidade de fornecimento através do uso racional dessa energia, obtido pela eliminação de desperdícios, seja pela minimização de perdas no sistema, pela mudança de hábitos de consumo, como também pela utilização de equipamentos mais eficientes e/ou pelo aprimoramento dos processos produtivos.

Logo, a conservação de energia deverá ser preconizada como instrumento eficaz de planejamento, quando da definição das ações estratégicas, a serem adotadas pelas Concessionárias de Energia Elétrica, nos próximos anos.

Devido a escassez de recursos e as significativas taxas de crescimento, previstas para atender ao mercado consumidor de energia elétrica das concessionárias, os investimentos do Setor demandados pelo sistema de distribuição deverão ser priorizados, procurando uma economia de recursos e visando a gradativa recuperação e redução das perdas no período em estudo.

Ressalte-se que, parte desta economia de recursos pode ser obtida com a adequação dos investimentos mediante a utilização de programas de conservação de energia, tanto ao nível de sistemas como sob a ótica do consumidor final.

Através de uma avaliação econômica, a atratividade de um programa de conservação deve ter um enfoque sob três óticas distintas: país, setor elétrico e consumidor final.

Do ponto de vista do País, deve ser confrontado o custo para implementar um programa de conservação com o custo necessário para a expansão do sistema elétrico, direcionando a alocação ótima de recursos entre expandir o sistema e conservar energia. No custo para conservar energia, é incluída também, a participação de investimentos da sociedade, considerada como consumidor final.

Pela ótica do setor elétrico, a comparação é feita através de análise de custo-benefício, onde os custos para executar um programa de conservação estão associados à redução de faturamento da Concessionária. Por sua vez, os benefícios do programa, referem-se ao investimento evitado para a expansão do sistema, ou seja, é feita uma postergação de recursos para as obras de expansão.

Com o enfoque voltado para o consumidor, deve ser feita uma análise sobre a rentabilidade do programa, comparando os investimentos realizados pelo consumidor, necessários à implementação de medidas de conservação, com a respectiva redução na despesa com energia elétrica.

A implementação de algumas medidas de conservação dar-se-á de maneira mais lenta e gradual, obtendo uma resposta mais satisfatória a médio prazo, quando os programas de conservação implementados deverão ser mais direcionados para as atividades inerentes a legislação, incentivos e financiamentos.

As perspectivas de conservação de energia elétrica foram estimadas com base em parâmetros técnicos-econômicos. Os parâmetros técnicos, que determinam o potencial de conservação, referem-se à elevação da eficiência energética dos equipamentos e dos processos industriais e à melhor utilização da energia por parte dos consumidores. Estes parâmetros foram estimados, tendo como referência as tecnologias mais eficientes disponíveis comercialmente no mercado

nacional (curto e médios prazos), e no mercado internacional (longo prazo). O instrumental teórico utilizado para projetar os parâmetros técnicos foi a curva logística, que tradicionalmente é usada para avaliar a penetração de inovações tecnológicas.

Os parâmetros econômicos considerados (evolução do mercado de energia elétrica, crescimento das vendas de equipamentos elétricos, etc.), influenciam tanto o ritmo de penetração de novas tecnologias quanto às mudanças de hábitos de consumo relacionados com o uso mais racional de energia.

A partir da metodologia descrita acima, considerando a aplicação de algumas medidas de conservação a nível do consumidor, é possível obter uma economia de energia na ordem de 10% a 13% do total do consumo de energia elétrica para o ano de 2015, perfazendo 64 TWh a 124 TWh, mostrado na Figura 4.2.

O PROCEL-Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, no seu "Relatório de Estratégias de Conservação de Energia Elétrica para o período 1992-1995", prevê para o período em questão, esforços direcionados para condução de 08 estratégias básicas de abordagem para o uso final: força motriz; processos eletrotérmicos industriais; iluminação nos setores residencial e serviços; refrigeração no setor residencial; condicionamento ambiental nos setores residencial e serviços; iluminação pública; edificações e promoção/difusão.

É também de responsabilidade da Secretaria Executiva do PROCEL a participação em projetos especiais de curto prazo, constantes do programa de trabalho do biênio 92/93, inerentes à conservação de energia nos Sistemas de Distribuição, quais sejam:

- Melhoria da eficiência dos sistemas isolados da região Norte, aumentando assim, a confiabilidade e a disponibilidade desses sistemas, basicamente através da instalação de bancos de capacitores nas redes e da redução de perdas comerciais;
- Compensação de reativos nos sistemas de distribuição, objetivando a redução de perdas nos sistemas das regiões sul e sudeste;
- Medição para redução de perdas em consumidores, mediante o desenvolvimento e uso de medidores de baixo custo, objetivando reduzir perdas devidas à: ausência de medidores para faturamento de energia em consumidores; fraude de energia a nível de consumidor; e as perdas inerentes ao próprio medidor.

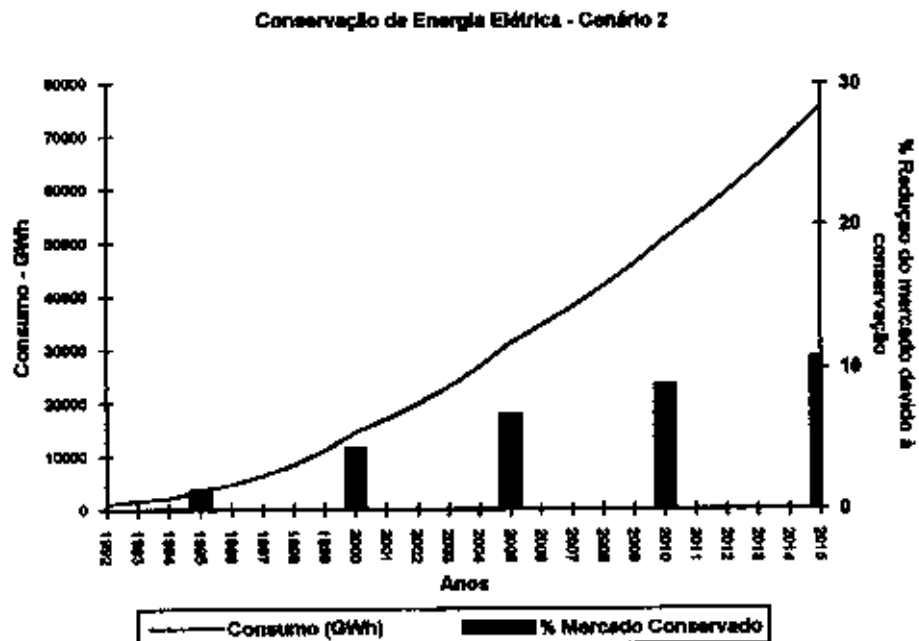
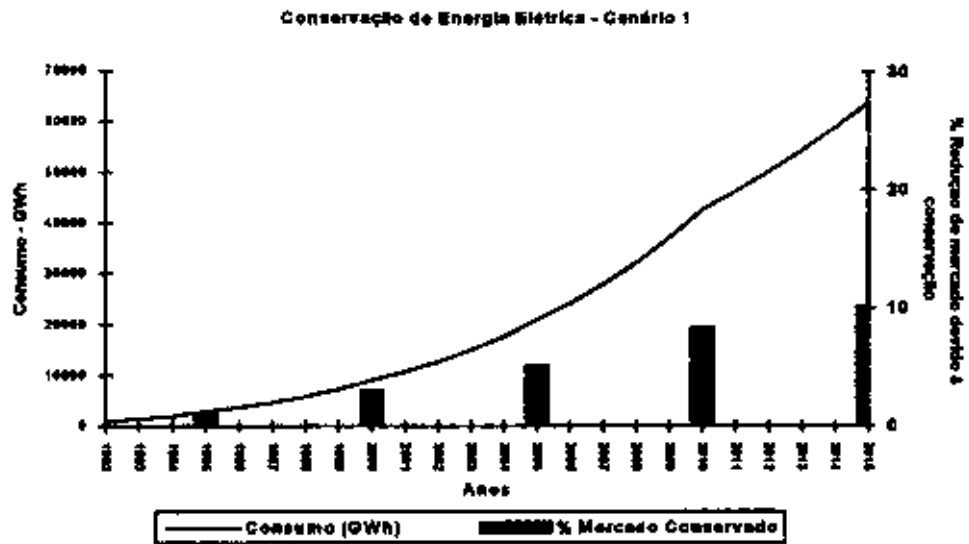
Para a implantação de projetos de médio e longo prazos, com aspectos de conservação de energia nos Sistemas de Distribuição, as seguintes ações poderiam ser consideradas:

- Reavaliar critérios de carregamento para o planejamento e operação dos sistemas, onde poder-se-á obter um maior aproveitamento da capacidade nominal dos equipamentos e condutores instalados nas redes;
- Revisar critérios de projeto referente aos principais componentes, com ênfase nas especificações técnicas de alguns equipamentos, no sentido de estabelecer indicadores de eficiência energética;
- Estudar modelos para expansão ao menor custo global (destacando o custo das perdas de energia), incluindo a continuidade do serviço e a qualidade de energia fornecida aos clientes (conforme já abordado no item 4.2).

Finalizando, o setor elétrico como importante agente para o desenvolvimento do País, deve preocupar-se com a busca de soluções racionais para o suprimento de uma demanda crescente de energia, não obstante o período recessivo que o País atravessa. Assim sendo, deve-se incentivar o uso racional de energia elétrica, uma vez que a conservação também é interessante

economicamente para o setor, isto porque a tarifa praticada é bastante inferior aos custos marginais de expansão do setor elétrico, que são crescentes.

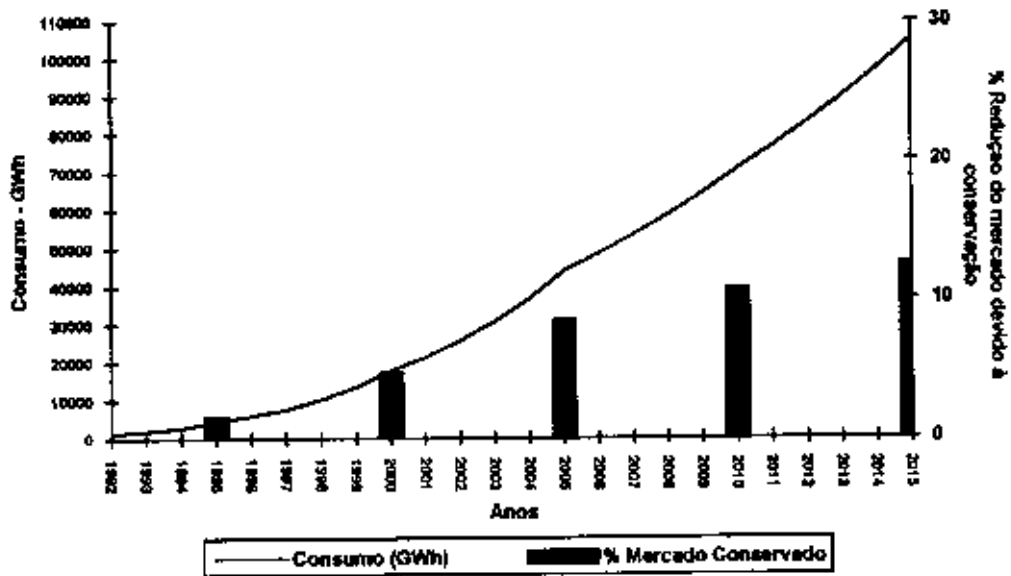
**FIGURA 4.2**  
**CENÁRIOS DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**



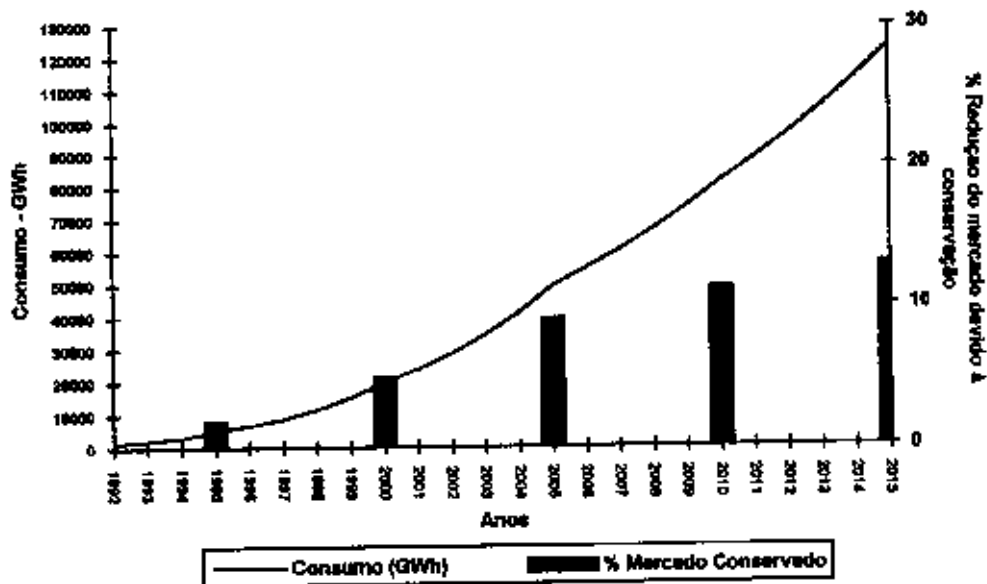


**FIGURA 4.2 (Continuação)**  
**CENÁRIOS DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**Conservação de Energia Elétrica - Cenário 3**



**Conservação de Energia Elétrica - Cenário 4**




## 5. EQUIPE

Moacyr Eduardo May Carmo - Coordenador  
Nilo César de Oliveira  
Alexandre Gomes Amêndola  
Marcos Luis Rodrigues Cordeiro  
Lucia Navegantes

### EDITORAÇÃO

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



PLANO NACIONAL  
DE ENERGIA ELÉTRICA  
1993-2015

# PLANO 2015

PROJETO 7  
A Questão Ambiental e o Setor Elétrico  
● Fontes de Geração de Energia Elétrica

---

# PLANO 2015

## PROJETO 7

A QUESTÃO AMBIENTAL E O SETOR ELÉTRICO

FONTES DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

## APRESENTAÇÃO

O tratamento das questões sócio-ambientais não é fato novo para o Setor Elétrico brasileiro. Ocorre há muitos anos, alcançando por parte de algumas empresas resultados apreciáveis no tocante sobretudo a alguns componentes dos sistemas físico-biótico, mas segundo um enfoque predominante que poderia ser caracterizado como de correção de problemas acarretados pela implantação de empreendimentos específicos. Ou seja, de uma maneira geral, ações pontuais e definidas a posteriori.

A busca de um tratamento setorial abrangente, integrado e de natureza preventiva das questões sócio-ambientais é recente e quase simultânea à elaboração do último plano de expansão de longo prazo, o PLANO 2010, concluído em dezembro de 1987. Assim, os primeiros documentos gerais de planejamento setorial no campo sócio-ambiental datam do 2º semestre de 1986 e marcam, a partir de então, uma gradual porém expressiva mudança de enfoque, cujos resultados já começam a se mostrar.

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

O Plano fundamenta-se em três princípios básicos:

- viabilidade sócio-ambiental, que aponta para a necessidade de que os estudos de inventário e viabilidade - que orientam em última análise a decisão de se realizar ou não um empreendimento - atendam aos seguintes requisitos: a) incorporem variáveis que expressem o amplo espectro de impactos sociais e ambientais associados aos empreendimentos; b) satisfaçam a um conjunto de restrições tidas como relevantes pelo Setor Elétrico e pela sociedade no campo sócio-ambiental (como por exemplo, a não destruição de certos valores culturais ou de áreas de especial importância ecológica); e c) indiquem uma geração de benefícios líquidos (impactos positivos menos impactos negativos) satisfatória ou aceitável;
  - inserção regional, que postula um equilíbrio maior entre objetivos nacionais ou setoriais e interesses regionais ou locais, que poderá ser favorecido por meio de uma estratégia que considere as repercussões sócio-ambientais dos empreendimentos elétricos dentro de uma ótica regional, bem como sua adequada inserção através da maximização não apenas dos benefícios líquidos diretos ou setoriais mas também de potencialidades extra-setoriais da região em que o empreendimento é implantado; e
  - processo decisório, onde postula-se que a viabilização dos empreendimentos do Setor Elétrico, no tocante aos aspectos sócio-ambientais, dependerá cada vez mais de um adequado e oportuno relacionamento com outras instituições e com a sociedade.
-

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

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

Em síntese, o II PDMA é o instrumento em vigor que contém a política ambiental do Setor Elétrico e foi com base nos princípios básicos e diretrizes nele postuladas que foram desenvolvidos estes estudos básicos para subsidiar a elaboração do PLANO 2015.

Com todas as limitações que, reconhecidamente, ainda apresentam, os resultados contidos nestes estudos traduzem, em última instância, mais uma etapa de desenvolvimento do conhecimento e domínio das questões sócio-ambientais por parte do Setor Elétrico.

Numa avaliação global dos resultados alcançados dois aspectos merecem destaque. Em primeiro lugar a maior ênfase dada à fonte hidráulica, dada sua expressiva, senão dominante, participação na expansão planejada e, por fim, as restrições impostas, pela ausência de uma base de informações ambientais sobre os projetos, à utilização do instrumental metodológico disponível para uma avaliação ambiental de projetos, de fontes de geração de alternativas de expansão e, enfim, do próprio PLANO 2015.

Feitas estas considerações, os estudos básicos desenvolvidos estão consolidados em três subprojetos.

O primeiro deles tem como objetivo principal a identificação dos impactos sócio-ambientais causados pela utilização das fontes convencionais (hidráulica, carvão mineral, nuclear, derivados de petróleo e gás natural) e outras não convencionais (biomassa, solar, eólica, oceânica e resíduos orgânicos) na geração de energia elétrica. Neste sentido, complementa o conjunto de estudos, também desenvolvidos como subsídio ao PLANO 2015, acerca das fontes de suprimento e que enfatizam sobretudo os aspectos econômicos-energéticos e tecnológicos.

Algumas das fontes consideradas têm hoje pequena expressão no suprimento das necessidades energéticas do País. Suas reservas, potencial teórico de geração e atuais custos de aproveitamento sugerem, a priori, que, nas próximas décadas, continue pequena sua importância na estrutura de

oferta. Na maioria dos casos, é reduzidíssima a experiência efetiva de operação de plantas de geração não convencional. Tampouco estão disponíveis projetos específicos, concebidos para as condições brasileiras, que possam servir de base para a presente análise. No entanto, as fontes não convencionais têm sido discutidas pela sociedade como alternativas ambientalmente mais favoráveis de suprimento aos mercados. Tendo em vista o caráter estratégico do PLANO 2015, é importante avaliar suas vantagens, suas perspectivas de utilização e a pertinência de se estimular seu estudo e viabilização comercial.

Para dar resposta à questão ambiental, este projeto apresenta inicialmente um resumo das principais fontes de geração consideradas, as interferências sócio-ambientais específicas de cada uma e finalmente, conclusões e recomendações onde estão expostos os avanços obtidos, bem como as dificuldades metodológicas e processuais encontradas no desenvolvimento do estudo e sugerem aprimoramentos que deverão ser buscados pelo Setor Elétrico.

O segundo subprojeto aborda especificamente a fonte hidráulica. Esta fonte foi objeto de um subprojeto específico, conforme já mencionado, pelo fato de que a expansão do sistema gerador no horizonte do PLANO 2015 se baseará predominantemente no potencial hidrelétrico remanescente. Apresenta-se uma metodologia para a avaliação sócio-ambiental dos projetos hidrelétricos que busca captar a totalidade dos aspectos sócio-ambientais a eles associados. Contém, ainda, a determinação de parâmetros e procedimentos para uma estimativa de custos sócio-ambientais dos projetos.

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

---

## ÍNDICE

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2. A ATUAL AGENDA AMBIENTAL E A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA .....</b>	<b>2</b>
2.1 Alterações Atmosféricas .....	2
2.1.1 O Aquecimento Global (efeito estufa) e as Emissões de CO <sub>2</sub> .....	3
2.1.2 Deposição Ácida e outros Impactos relacionados a Emissões de SO <sub>x</sub> e NO <sub>x</sub> .....	7
2.1.3 A Destruição da Camada de Ozônio .....	9
2.1.4 Impactos relacionados a Emissões de Material Particulado .....	10
2.2 Tratamento das Emissões Aéreas .....	11
2.3 Legislação Ambiental e Padrões de Emissão Aérea .....	12
2.4 Outras Interferências Potencialmente Associadas à Geração de Energia Elétrica .....	15
2.4.1 Mobilização de Áreas, de Recursos Hídricos e Florestais .....	15
2.4.2 A Contaminação de Corpos Hídricos e de Solos e seu Tratamento .....	19
2.4.3 Material Radioativo .....	23
2.4.4 Riscos de Acidentes .....	24
2.4.5 Interferências Sócio-Econômicas .....	25
<b>3. FONTES PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E SUAS INTERFERÊNCIAS SÓCIO-AMBIENTAIS .....</b>	<b>26</b>
3.1 Carvão Mineral .....	26
3.2 Nuclear .....	29
3.3 Derivados de Petróleo .....	30
3.4 Gás Natural .....	31
3.5 Hidráulica .....	32
3.6 Biomassa Florestal .....	33
3.7 Bagaço de Cana .....	35
3.8 Solar .....	36
3.9 Eólica .....	37
3.10 Oceânica .....	38
3.11 Resíduos Orgânicos .....	40
3.12 Síntese .....	41
<b>4. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES .....</b>	<b>44</b>
4.1 Conclusões .....	44
4.2 Recomendações .....	45
4.3 Considerações Finais .....	47
<b>5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>48</b>
<b>6. EQUIPE .....</b>	<b>50</b>



## 1. INTRODUÇÃO

Com a valorização da questão ambiental a nível mundial, vem ganhando crescente atenção a implantação e operação de atividades que possam acarretar a liberação de poluentes na atmosfera e em outros componentes dos ecossistemas, contribuindo, dependendo do caso, para a ocorrência de fenômenos cujas conseqüências não se limitam à escala local. Efeitos climáticos, como o aquecimento global (efeito estufa), a deposição (ou chuva) ácida e a destruição da camada de ozônio, por isso, têm sido objeto nos últimos anos de grande número de estudos pela comunidade científica mundial. A saturação dos corpos d'água doce, o empobrecimento dos solos e a destruição da cobertura vegetal, por outro lado, têm chegado, em algumas regiões, a níveis que comprometem a quantidade e qualidade dos recursos naturais disponíveis para uso sustentado pelas diversas atividades humanas. Além destes, o risco de acidentes em operações de mineração, transporte e transformação, principalmente as que utilizam combustíveis e substâncias tóxicas, vêm causando temores e demandando maiores cuidados no tocante à segurança das instalações e na concepção geral de projetos.

Este estudo tem como objetivo principal a identificação dos impactos sócio-ambientais causados pela utilização das fontes convencionais (hidráulica, carvão mineral, nuclear, derivados de petróleo e gás natural) e outras não convencionais (biomassa, solar, eólica, oceânica e resíduos orgânicos) na geração de energia elétrica. Neste sentido, complementa o conjunto de estudos, também desenvolvidos como subsídio ao PLANO 2015, acerca das fontes de suprimento e que enfatizam sobretudo os aspectos econômico-energéticos e tecnológicos.

Algumas das fontes aqui consideradas têm hoje pequena expressão no suprimento das necessidades energéticas do país. Suas reservas, potencial teórico de geração e atuais custos de aproveitamento, abordados no Projeto 4 do PLANO 2015, sugerem, a priori, que, nas próximas décadas, continue pequena sua importância na estrutura de oferta. Na maioria dos casos, é reduzidíssima a experiência efetiva de operação de plantas de geração não convencional. Tampouco estão disponíveis projetos específicos, concebidos para as condições brasileiras, que possam servir de base para a presente análise. No entanto, as fontes não convencionais têm sido discutidas pela sociedade como alternativas ambientalmente mais favoráveis de suprimento aos mercados. Tendo em vista o caráter estratégico do PLANO 2015, é importante avaliar suas vantagens, suas perspectivas de utilização e a pertinência de se estimular seu estudo e viabilização comercial.

O capítulo 2, apresenta um resumo dos principais tópicos que passaram a integrar a agenda ambiental nos últimos anos, caracterizando, para os fenômenos em questão, as repercussões e as causas atualmente identificadas. Procura-se destacar, dentre estas, a contribuição da geração de energia elétrica. No capítulo 3, são apresentadas, para cada uma das fontes de geração consideradas, interferências sócio-ambientais específicas. Finalmente, o capítulo 4, destina-se à formulação de conclusões e recomendações.

## 2. A ATUAL AGENDA AMBIENTAL E A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Quatro temas têm dominado, no plano internacional, a agenda de discussão sobre a deterioração da qualidade ambiental nos últimos anos: o efeito-estufa, a deposição ácida, a destruição da camada de ozônio e a perda de biodiversidade. Isto se deve ao fato de que o atual estado de conhecimento sugere que suas repercussões ultrapassam fronteiras nacionais e poderão comprometer a saúde dos seres humanos e a estabilidade das condições de vida no planeta. Os três primeiros, relacionados a alterações da atmosfera, são tratados no primeiro item deste capítulo. Os problemas relativos à biodiversidade, bem como outros de repercussão, em geral, mais localizada – como a mobilização de áreas e de recursos hídricos, a contaminação de corpos hídricos e dos solos e as interferências sócio-econômicas – são abordados no item 2.4.

### 2.1 ALTERAÇÕES ATMOSFÉRICAS

A queima de combustíveis ocorre em diversos processos que fazem parte do cotidiano da sociedade, como as atividades industriais, de transporte, de geração de energia elétrica, domésticas, etc.. Todos estes processos liberam gases e resíduos líquidos e sólidos que podem eventualmente causar efeitos negativos aos ecossistemas e à saúde humana. Na discussão que se segue, ênfase será dada às emissões das usinas elétricas, mas se fará, sempre que possível, uma comparação com o total emitido pelo conjunto de outras atividades relevantes, para se ter uma idéia da magnitude do problema e da participação relativa da geração de energia elétrica.

Qualquer tipo de usina termelétrica libera cerca de 2/3 do calor produzido para uma fonte fria (mar, rio, lago ou torres de resfriamento) com pequeno aumento de temperatura da água de circulação, ocasionando impacto ambiental normalmente de pequena magnitude. Estas usinas, com exceção das nucleares, emitem ainda subprodutos decorrentes do processo de queima do combustível. Dentre estes, destacam-se:

- óxidos de carbono;
- óxidos de enxofre;
- óxidos de nitrogênio;
- metano;
- material particulado;
- metais e outros elementos químicos.

Depois de emitidas, as substâncias poluentes poderão, mediante processos químicos, ser transformadas em poluentes secundários, tais como o ozônio troposférico e partículas finas de sulfatos e nitratos. Este conjunto de emissões, dependendo dos montantes envolvidos, desestabiliza o equilíbrio químico da atmosfera.

A questão geral da saturação e das perdas ocasionadas ao meio ambiente ganha contornos de maior complexidade e urgência quando as emissões de poluentes não se constituem apenas num problema localizado, apresentando implicações de âmbito mundial e ultrapassando as fronteiras daqueles Países onde se encontram as fontes poluidoras. Neste sentido, três fenômenos vêm preocupando especialmente o meio científico e a opinião pública mundial: o efeito estufa, a chuva ácida e a destruição da camada de ozônio.

### 2.1.1 O Aquecimento Global (efeito estufa) e as Emissões de CO<sub>2</sub>

O chamado "efeito estufa" é um aquecimento da atmosfera terrestre, adicional ao que se verifica "naturalmente" e que permite a ocorrência de vida no planeta. A luz solar penetra na atmosfera e é absorvida em parte pela Terra. A outra parte é reemitida em direção ao espaço em forma de energia calorífica com comprimento de onda maior (radiação infra-vermelha). Os chamados "gases estufa" dióxido de carbono, óxido nítrico, metano e outros presentes na atmosfera absorvem parte desta irradiação e reirradiam grande parte em direção à Terra, aumentando a temperatura da atmosfera e da superfície terrestre.

Embora as estimativas atualmente disponíveis apresentem níveis de incerteza consideráveis, apontam para aumentos da temperatura média do planeta de cerca de 1° C até 2025, ou cerca de 0,3° C por década, na hipótese da continuação do atual ritmo de emissões. Admitindo a introdução de políticas de controle de emissões, este ritmo pode ser reduzido a entre 0,1 e 0,2° C por década, segundo o "Intergovernmental Panel on Climate Change". Outras fontes, como o "World Resources Institute", estimam que a temperatura da Terra poderá se elevar de 1,5 a 4,5° C até o ano 2030.

Considera-se que as conseqüências mais negativas deste aquecimento global sejam, muito provavelmente, a variabilidade e a imprevisibilidade dos padrões climáticos, refletindo-se em situações extremas (secas, ciclones, tempestades tropicais, etc.) e no aumento geral do nível do mar, em conseqüência do aumento do volume da massa líquida (pela elevação de sua temperatura média) e ao derretimento do gelo das calotas polares, provocando inundação de zonas costeiras e insulares. Alguns especialistas acreditam que este efeito já é perceptível e que seria responsável pelas grandes secas que ocorreram recentemente na América do Norte e na África, pelas inundações de 1987/88 em Bangladesh e por desastres climáticos semelhantes em várias partes do mundo. Outros, porém, acreditam que ainda não há provas suficientes do aquecimento global e que, de qualquer modo, este seria um processo muito lento.

O efeito estufa é alimentado pela queima de combustíveis fósseis (derivados de petróleo, gás e carvão mineral), por emissões industriais (sobretudo de clorofluorcarbonos e halos usados em aerossóis, sistemas de refrigeração, etc.), pela queima de madeira como resíduo dos desmatamentos e queimadas (atualmente muito intensos nas regiões tropicais), pela fermentação de produtos agrícolas (em particular no cultivo do arroz sob irrigação e no trato digestivo do gado ruminante) e pelo uso de fertilizantes. A Tabela 2.1, apresenta a estrutura de contribuição dos diferentes gases à formação do efeito estufa, indicando as atividades a que estes gases predominantemente se associam. Destaca-se o papel do CO<sub>2</sub>, responsável por metade do aumento do aquecimento terrestre. A quantidade atual de carbono em forma de CO<sub>2</sub> na atmosfera é de 735 Gt. Estima-se que, nos últimos 200 anos, a

concentração de CO<sub>2</sub> na atmosfera tenha aumentado 27% em decorrência principalmente da queima de combustíveis fósseis. Metade deste aumento ocorreu nos últimos 30 anos.

**TABELA 2.1**  
**GASES CAUSADORES DO EFEITO ESTUFA E SUAS RESPECTIVAS FONTES**

GASES	CONTRIBUIÇÃO (%)			FONTE
	A	B	C	
Dióxido de carbono mudança no uso	50	56	56	Queima de combustíveis fósseis e de biomassa, desmatamento e do solo
Freon (CFC)	15	24	23	Sprays, ar condicionado, refrigeradores
Metano (CH <sub>4</sub> )	10	11	14	Decomposição bacteriana da matéria orgânica em áreas alagáveis
Óxido nítrico (N <sub>2</sub> O)	10	6	7	Fertilizantes, conversão de terras para uso agrícola, queima de combustíveis fósseis e de biomassa
Ozônio	10	-	-	Descargas atmosféricas, "smog" urbano
Outros	5	3	-	-

Fontes: Estimativa A: Mintzer, I., "Communications on energy. Is the heat on?" in Energy Policy, Feb. 1988.

Estimativa B: Shine K., Derwent R., Wuebbles D., and Morcrette, J-J., "Radiative Forcing of Climate" in Climate Change - The IPCC Scientific Assessment, Cambridge: Cambridge University Press, 1990.

Estimativa C: Comissão de Desenvolvimento e Meio Ambiente da América Latina e Caribe/Banco Interamericano de Desenvolvimento/Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento, Nossa Própria Argentina, 1990.

O desmatamento tropical pela queima da biomassa, visando o uso agrícola da terra ou a formação de pastos, é também responsável pelo crescente aumento de CO<sub>2</sub> na atmosfera. As florestas contêm de 20 a 100 vezes mais carbono por unidade de área que as plantações e pastos. Com a queima, o carbono originalmente contido na vegetação e nos solos é liberado para a atmosfera na forma de dióxido de carbono. Somente uma quantidade relativamente pequena de carbono é redistribuída na terra ou levada pelos rios.

A emissão global de dióxido de carbono de origem biológica, derivada essencialmente do desmatamento dos trópicos, foi estimada entre 1 e 2,6 bilhões de toneladas de carbono em 1980. As melhores estimativas disponíveis são de 1,6 bilhões de toneladas de carbono, ou seja, cerca de 25 % das emissões totais mundiais de CO<sub>2</sub>. A América Latina foi responsável por 40 % do total destas, correspondendo 20 % ao Brasil, 7 % à Colômbia, e cerca de 3 % cada para o Peru, Equador e México. Cabe, porém,

destacar que estimativas sobre o desmatamento e, particularmente, sobre sua contribuição para as emissões são notoriamente imprecisas.

A Tabela 2.2 apresenta a contribuição percentual de diferentes Países e regiões do mundo para as emissões de CO<sub>2</sub> em 1987, quando atingiram um total de 5,7 bilhões de toneladas. Destaca-se que a América Latina contribuiu com apenas 5,2 % das emissões mundiais de CO<sub>2</sub> geradas por queima de combustíveis fósseis (carvão, derivados de petróleo e gás natural). Tendo em conta que, no Brasil, apenas 9 % da capacidade instalada para geração de energia elétrica é de origem térmica, a contribuição das suas emissões de CO<sub>2</sub> não se constituem em fator relevante, em termos de "causadoras" do aquecimento global da atmosfera planetária.

**TABELA 2.2**  
**EMISSIONES DE CO<sub>2</sub> NO MUNDO PROVENIENTES DA**  
**QUEIMA DE COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS - 1987**

PAÍS OU REGIÃO	%
URSS e Europa Oriental	25,7
América do Norte	24,8
Europa Ocidental	14,7
Japão e Oceania	10,5
China	10,3
América Latina	5,2
Outros	8,8
Total: 5,7 bilhões de toneladas de CO <sub>2</sub>	

- Fontes: 1. Holdren, J.P., "Global Environmental Issues Related to Energy Supply: The Environmental Case for Increased Efficiency of Energy Use", Department of Energy and Resources, University of California, Berkeley, 1987.  
2. Shine, K., Derwent, R., Wuebbles, D., and Morcrette, J-J., "Radiative Forcing of Climate" in Climate Change - The IPCC Scientific Assessment, Cambridge: Cambridge University Press, 1990.

Dentre as diversas atividades econômicas dos Países desenvolvidos, o Setor Elétrico destaca-se como principal responsável pelas emissões de CO<sub>2</sub>, conforme dados constantes da Tabela 2.3, referentes a 1984. Salienta-se que tal preponderância não se verifica no caso da América Latina e da Ásia, onde o setor de transportes e a indústria, respectivamente, constituem as atividades mais poluentes. No caso da América Latina, a participação da energia hidráulica (cerca de 80 %) contrasta com sua expressão na estrutura de oferta de energia elétrica mundial (20 %).

Já dados para 1985 apontam que o Setor Elétrico, que consumiu nos Países desenvolvidos 21 % do total de combustíveis fósseis (10,6 bilhões de toneladas de carvão equivalente), foi responsável por 26 % do total de emissões de CO<sub>2</sub>. Conforme mostra a Tabela 2.4, deste total, 74 % se devem à combustão de carvão, principal fonte fóssil utilizada para geração de energia elétrica nestes Países. Os derivados de petróleo e o gás natural responderam respectivamente por 14 % e 12 % do total de emissões.

**TABELA 2.3**  
**EMISSIONES DE CO<sub>2</sub> POR REGIÃO E POR SETOR ECONÔMICO EM 1984 (%)**

Setor econômico	Ásia	África	A. Latina	OECD	CMEA	Total
Indústria	38	28	23	23	21	24
Transportes	11	20	32	24	8	18
Eleticidade	26	40	19	28	43	32
Uso próprio do Setor Elétrico	3	1	15	8	11	8
Outros	21	11	12	17	17	17

Notas:

1. Uso próprio do Setor Elétrico: perdas na distribuição e conversão de energia secundária.
2. A região da África inclui 17 Países mais o Irã e Argélia (dados de 1982).
3. A região da Ásia inclui 15 Países mais a China (dados de 1980) e Taiwan (dados de 1984).
4. A América Latina inclui 16 Países da América do Sul e Central mais o México (dados de 1982).
5. Os dados da OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development) incluem 25 Países.
6. Os dados da CMEA (Council for Mutual Economic Assistance) correspondem a 7 Países.
7. Alguns Países não foram considerados ou foram considerados parcialmente: Argélia, Libéria, Líbia, África do Sul, Irã, Coreia e Síria.

Fonte: Iansiti, E. and F. Niehaus, "Impact of energy production on atmospheric concentration of greenhouse gases", in IAEA Bulletin, Feb. 1989.

**TABELA 2.4**  
**CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS E EMISSIONES DE CO<sub>2</sub> PELA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NOS PAÍSES DESENVOLVIDOS, 1985**

Combustível	Consumo de combustível para produção de energia elétrica (%)	Emissiones de CO <sub>2</sub> (%)
Derivados de petróleo	17	14
Gás natural	20	12
Carvão	63	74
Total	2,2 x 10 <sup>9</sup> tce	5,8 x 10 <sup>9</sup> t CO <sub>2</sub>

Nota: tce = tonelada de carvão equivalente

Fonte: Riedle, K., "Economic and ecological aspects of renewable and fossil power generation", Jan. 1990

Tendo em vista que a maior parte da energia elétrica no Brasil é proveniente de usinas hidrelétricas, sendo a participação das termelétricas a carvão de apenas 2 % da capacidade instalada para geração,

vê-se que a contribuição do Brasil para o "efeito estufa" é proveniente sobretudo do desmatamento e da utilização dos derivados de petróleo. Por outro lado, a utilização de álcool como combustível em veículos automotores faz com que sejam minimizadas as contribuições brasileiras. Existem poucas estimativas para as contribuições dos outros gases estufa (NO<sub>x</sub>, CH<sub>4</sub> e Clorofluorcarbonos). No Brasil, a contribuição do metano para o aquecimento global, de uma maneira geral, pode ser significativa tendo em vista o tamanho do rebanho bovino e as práticas agrícolas.

Uma vez que o CO<sub>2</sub> é um dos gases causadores do "efeito estufa" é possível que o Brasil venha a sofrer restrições ao tentar usar o seu potencial térmico a carvão para a geração de energia elétrica.

### 2.1.2 Deposição Ácida e outros Impactos relacionados a Emissões de SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>

A deposição ou "chuva ácida", que se caracteriza pela diminuição do pH das chuvas, é um fenômeno fortemente relacionado com a emissão de óxidos de enxofre (SO<sub>2</sub>) e de óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>) para a atmosfera. O grau de acidez das chuvas para limites considerados além dos que naturalmente resultam da presença de CO<sub>2</sub> na atmosfera, pode ser produzido por fontes naturais e antrópicas. Dentre as fontes naturais destacam-se as erupções vulcânicas, a decomposição aeróbica de compostos orgânicos, as descargas elétricas atmosféricas e as névoas litorâneas salinas. Quanto às fontes antrópicas destacam-se as refinarias de petróleo, usinas termelétricas, fundições e fábricas de ácido sulfúrico, bem como os motores de combustão, produtores de quantidades significativas de óxidos de nitrogênio.

Mais comum em áreas de alta densidade industrial e, conseqüentemente, de poluentes, a chuva ácida é a causa principal da morte das florestas em muitos Países da Europa. Estão afetadas 60 % das florestas na área da antiga Tchecoslováquia, 50 % na República Federal da Alemanha, 38 % na Áustria e 38 % das coníferas da Suíça. Outro de seus efeitos é a dissolução de elementos tóxicos presentes na natureza. Concentrações elevadas de metais, como alumínio (Al), manganês (Mn), zinco (Zn), cádmio (Cd), chumbo (Pb), cobre (Cu) e níquel (Ni) têm sido encontradas em lagos acidificados localizados em Países do hemisfério Norte.

O dióxido de enxofre, SO<sub>2</sub>, é um gás solúvel em água, que no processo de formação da chuva reage com a água em suspensão, diminuindo seu pH. Além de sua contribuição para a formação da "chuva ácida", quando em concentrações no ar ambiente acima dos níveis máximos de concentração recomendados para poluentes, 80 µg/m<sup>3</sup> (ver Tabela 2.5), pode ocasionar problemas respiratórios na população, afetar a flora e a fauna, causar diminuição da visibilidade e corrosão de materiais.

A decomposição da matéria orgânica e as erupções vulcânicas são fontes naturais importantes de SO<sub>2</sub>. No entanto, é a queima do carvão e dos derivados de petróleo a fonte principal de poluição neste caso. Na Europa cerca de 85 % do total das emissões é proveniente da queima do carvão. Nos Estados Unidos as usinas termelétricas a carvão foram responsáveis por 68 % do total da emissão de dióxido de enxofre no ano de 1987. Na América Latina e no Brasil, dada a pequena participação da geração térmica a carvão na estrutura de oferta de energia elétrica, as emissões de SO<sub>2</sub> constituem problema de significado relativamente reduzido. No Brasil, o aumento do uso do carvão no futuro tampouco alterará significativamente este quadro frente aos problemas a serem enfrentados no mundo desenvolvido.

Nos Estados Unidos e em vários Países da Europa, onde já estão sendo exercidos controlos rigorosos nas emissões de dióxido de enxofre, os óxidos de nitrogénio (NO<sub>x</sub>) estão se tornando agora os maiores responsáveis pela poluição do ar, pois a deposição ácida produzida por eles está se aproximando daquela produzida pelo dióxido de enxofre.

TABELA 2.5  
PADRÕES DE QUALIDADE DO AR ESTABELECIDOS PELA RESOLUÇÃO CONAMA 003/90

Poluente	Padrão amostragem	Tempo de Amostragem (h)	Concentração (µg/m <sup>3</sup> )
Partículas totais em suspensão	Primário (1)	anual	(a) 80
		24 h	(b) 240
	Secundário (2)	anual	(a) 60
		24 h	(b) 150
Fumaça	Primário	anual	(c) 60
		24 h	(b) 150
	Secundário	anual	(c) 40
		24 h	(b) 100
Partículas inaláveis	Primário/Secundário	anual	(c) 50
		24 h	(b) 150
SO <sub>2</sub>	Primário	anual	(c) 80
		24 h	(b) 365
	Secundário	anual	(c) 40
		24 h	(b) 100
CO	Primário/Secundário	8 h	(b) 10.000
		1 h	(b) 40.000
O <sub>3</sub>	Primário/Secundário	1 h	(b) 160
NO <sub>x</sub>	Primário	anual	(c) 100
		1 h	(b) 320
	Secundário	anual	(c) 100
		1 h	(b) 190

Notas:

1. Concentrações de poluentes que, ultrapassadas, poderão afetar a saúde da população.
2. Concentrações de poluentes abaixo das quais se prevê o mínimo efeito adverso sobre o bem-estar da população, assim como o mínimo dano à fauna, à flora, aos materiais e ao meio ambiente em geral.

- (a) concentração expressa pela média geométrica anual
- (b) concentrações máximas que só podem ser atingidas uma vez ao ano
- (c) concentração expressa pela média aritmética anual

Fonte: Diário Oficial da União de 16/08/90.



Os óxidos de nitrogênio ( $\text{NO}_x$ ) podem se formar na natureza como consequência de erupções vulcânicas e relâmpagos, porém seu maior volume é de origem antrópica. Neste caso, eles são formados durante a reação de combustão fundamentalmente pelo nitrogênio existente no ar atmosférico, que é utilizado para promover a queima de qualquer combustível fóssil. Esta reação é acelerada em condições de alta temperatura. Dependendo da sua concentração no ar, podem provocar o agravamento das enfermidades pulmonares, cardiovasculares e renais, a perda de coloração das pinturas, a diminuição da visibilidade atmosférica, a redução do crescimento das plantas e a queda prematura das folhas e, ainda, contribuir para a formação de chuvas ácidas. São ainda considerados a causa principal de misturas fotoquímicas de neblina e fumaça ("smog") que se formam principalmente em locais onde as condições meteorológicas são desfavoráveis à dispersão de poluentes, como por exemplo a cidade de Londres, onde esse tipo de poluição já causou inúmeros transtornos. Entretanto, ressalta-se que não é a geração térmica de energia elétrica a maior responsável pela emissão de  $\text{NO}_x$ , mas sim a queima de combustíveis fósseis pelos veículos automotores.

Além de formar ácidos, como no caso do dióxido de enxofre, os óxidos de nitrogênio geram ozônio ( $\text{O}_3$ ), especialmente na presença de hidrocarbonetos. O ozônio na atmosfera superior é benéfico à vida por atuar como uma blindagem às radiações ultravioletas emitidas pelo sol (ver item 2.1.3). Já ao nível do solo, uma alta concentração é prejudicial à saúde e ao meio ambiente, sendo o principal componente da mistura de neblina e fumaça ("smog") encontrada nas grandes cidades, danificando também as plantas e vários materiais, da borracha aos têxteis, acelerando o processo de formação de chuvas ácidas e podendo causar problemas respiratórios.

No Brasil não existem registros sistemáticos de ocorrências de chuvas ácidas. Entretanto, têm sido registradas na Região Sudeste e Sul, embora de forma pontual e sem continuidade. As suas ocorrências e prováveis fontes específicas estão sendo objeto de pesquisas.

### 2.1.3 A Destruição da Camada de Ozônio

A zona da atmosfera entre 20 e 30 km de altura é denominada ozonfera ou camada de ozônio. Tem a propriedade de absorver as radiações ultra-violetas solares, protegendo a superfície terrestre e os seres vivos de seus efeitos prejudiciais. A destruição desta camada, constatada em anos recentes, constitui grande preocupação. Sobre a vegetação, por exemplo, a incidência dos raios ultra-violetas poderá fazer diminuir a fotossíntese, reduzindo consideravelmente a produção de alimentos. Sobre os oceanos, rios e lagos a incidência destes raios destruirá microorganismos básicos à sobrevivência dos peixes e outros habitantes destes ambientes, rompendo a cadeia alimentar. Sobre o ser humano, além destes efeitos indiretos, a incidência de raios UV pode causar sérias lesões dermatológicas e o aumento da incidência do câncer de pele, danos à visão através da formação de catarata e a redução da capacidade imunológica em geral.

A redução do ozônio ocorre principalmente na baixa estratosfera, durante o mês de setembro, quando a luz solar retorna ao Polo Sul. Reduções de mais de 50% de ozônio total já foram observadas nestas ocasiões. Os dados mostram que, após a redução máxima em final de setembro ou início de outubro, a camada de ozônio se recupera em algumas semanas, ocorrendo o desaparecimento do vortice polar.

Verificou-se recentemente que a falha detectada na camada de ozônio no Polo Sul se expandiu além das fronteiras antárticas e já atinge a Nova Zelândia, a Argentina e o Chile. De acordo com estudos da NASA, a redução de ozônio nestas regiões, nas últimas décadas, foi três vezes superior ao previsto.

Não há indícios de que a camada de ozônio tenha diminuído em latitudes tropicais. No entanto, a extensão da falha preocupa crescentemente na medida em que possa atingir regiões de maiores densidades populacionais.

A maior ameaça à camada de ozônio terrestre são os clorofluorcarbonos (CFC), em geral designados de "gás freon". Estas substâncias foram sintetizadas no final da década de 30, passando a ser usadas, em grande escala, a partir de 1960. Por não serem inflamáveis, explosivos ou tóxicas, nem possuírem cheiro desagradável, foram consideradas totalmente inofensivas durante várias décadas, sendo utilizadas nos sistemas de refrigeração, em diversos setores da indústria química e eletrônica, e nos vaporizadores e produtos de limpeza, inclusive os de uso doméstico, conforme indica a Tabela 2.6. Está indicado ainda que 75 % das emissões de CFCs em 1988 tiveram origem em Países desenvolvidos. No caso específico do Brasil, pode-se dizer que o consumo é de menos de um por cento e a produção menor ainda do total mundial de produtos químicos controlados nos termos de acordos relativos à camada de ozônio.

Estudos realizados no Instituto Max Planck, na Alemanha, concluíram que fenômenos naturais que ocorrem na atmosfera, como as erupções vulcânicas, e as queimadas realizadas nos Países tropicais também contribuem para o aparecimento dos "buracos de ozônio".

Este fenômeno, mesmo não estando vinculado a atividades de produção de energia elétrica, foi considerado na presente análise devido a sua importância na agenda de discussão sobre a deterioração da qualidade ambiental.

**TABELA 2.6**  
**PRODUÇÃO E CONSUMO DE CFC NO MUNDO, 1988**  
**(EM 1000 TONELADAS)**

REGIÃO	REFRIGERAÇÃO	ESPUMAS	AEROSÓISSOLVENTES E AG. QUÍMICOS DE LIMPEZA	TOTAL
USA	123	106	17	355
EUROPA OCIDENTAL	34	109	119	317
JAPÃO	45	37	12	182
RESTO DO MUNDO	140	67	68	285
MUNDO	342	319	216	1139

Fonte: King, K. and M. Munasinghe, "Incremental Costs of Phasing Out Ozone Depleting Substances", The World Bank, Environment Working Paper nº 47, Sept. 1991.

Nota: "Refrigeração" refere-se, principalmente, a geladeiras e aparelhos de ar condicionado. Os sistemas de refrigeração de usinas termelétricas não utilizam CFC.

### 2.1.4 Impactos relacionados a Emissões de Material Particulado

O material particulado em suspensão, emitido por chaminés industriais (inclusive as das usinas termelétricas), se em elevadas concentrações pode afetar o meio ambiente pelos efeitos decorrentes de sua deposição nos bens materiais, nas plantas, no sistema respiratório de pessoas e animais, influir no micro-clima e prejudicar a visibilidade atmosférica, entre outros.

A queima de combustíveis fósseis também libera ao meio ambiente outros materiais denominados elementos-traço ou menores. Estes elementos apresentam-se em concentrações da ordem de partes por milhão (ppm), sendo que para alguns deles a ordem é de partes por bilhão (ppb). Esses elementos menores, metálicos ou não, tais como: arsênio, bário, cádmio, cobre, chumbo, manganês, mercúrio, níquel, vanádio e zinco, podem ser, dependendo da concentração, prejudiciais ao meio ambiente e à saúde humana, sendo que a quantidade emitida, quer sob forma sólida, líquida ou gasosa, depende diretamente das características químicas do combustível e das condições operacionais das usinas.

## 2.2 TRATAMENTO DAS EMISSÕES AÉREAS

Visando a manutenção de padrões satisfatórios de qualidade ambiental, são conduzidos pelo Setor Elétrico brasileiro programas de monitoramento visando aquilatar os reais impactos associados à utilização de combustíveis fósseis e controlar o desempenho dos equipamentos de sistemas de proteção ambiental, propiciando a necessária base científica, fundamento da tomada de decisão para a adoção de soluções tecnológicas adequadas que reduzam os possíveis efeitos ambientais. Os programas de monitoramento podem subsidiar também operações de transferência de cargas entre usinas do sistema interligado, sempre que for previsto e/ou constatado que os padrões de qualidade do ar da região de influência serão comprometidos em função de condições climáticas adversas.

As emissões de dióxido de enxofre, óxidos de nitrogênio e material particulado podem ser reduzidas em grande parte em uma usina termelétrica através da utilização de vários processos tecnológicos. Todos estes processos, porém, apresentam limitações técnicas e exigem altos investimentos.

Os métodos empregados atualmente para reduzir as emissões de dióxido de enxofre ( $\text{SO}_2$ ) têm seguido rotas tecnológicas diferenciadas, relativas aos estágios do processo de geração de energia elétrica, tais como:

- na pré-combustão: redução do teor de enxofre do combustível;
- durante a combustão: através do tratamento a seco ou úmido dos gases resultantes da combustão.

Destacam-se no Setor Elétrico brasileiro, as ações da ELETROSUL e da CEEE, no sentido de estudar e desenvolver alternativas de redução do teor de enxofre no combustível na etapa pré-combustão através do entendimento com as empresas fornecedoras, visando a produção de combustível com baixo teor de enxofre. Esta rota tecnológica acompanha a tendência mundial que é a de evitar o tratamento pós-combustão dos gases devido aos altos custos de implantação e de operação, à falta de confiabilidade operacional desses processos e à necessidade de utilização de materiais especiais para evitar a corrosão dos equipamentos e sistemas de geração.

Para redução das emissões de  $\text{NO}_x$ , uma das tecnologias disponíveis a nível internacional é a combustão convencional com queimadores de baixo  $\text{NO}_x$ . Baseia-se esta tecnologia na utilização de queimadores tangenciais de chama difusa que diminuem a formação de  $\text{NO}_x$  devido ao melhor controle da temperatura dentro da câmara de combustão. Também está sendo utilizada, no exterior, a combustão convencional com desnitrificação. Esta tecnologia, ainda em fase experimental, apresenta custos significativos, estimados entre 5 e 9 % do custo total da usina.

Para a remoção de material particulado, o equipamento mais utilizado no mundo, principalmente em usinas termelétricas a carvão, é o precipitador eletrostático. A grande maioria destes equipamentos opera na faixa de eficiência de 90 a 99,8 %, dependendo, além das características do próprio equipamento, das características das cinzas volantes. A experiência brasileira com precipitadores eletrostáticos já é significativa, pois praticamente todas as usinas termelétricas a carvão no país os utilizam.

Para a retenção dos elementos menores, nas emissões aéreas, não existe uma tecnologia específica. Quando estes elementos se encontram associados ao material particulado, os filtros para retenção das partículas também retêm estes microelementos; quando se volatilizam, somente lavadores de gases são capazes de retê-los, embora não sejam utilizados especificamente para este fim. Conforme o sistema de filtros utilizados, entre 1 a 10 % da quantidade liberada poderá vir a ser dispersada na atmosfera, juntamente com os óxidos de enxofre e nitrogênio e dióxido de carbono.

Ao contrário do que acontece com as outras emissões decorrentes do processo de queima de combustíveis fósseis --  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ , material particulado e metais -- não há meio prático e econômico hoje conhecido no mundo para evitar e/ou controlar as emissões de  $\text{CO}_2$ , produto inerente ao processo de combustão. Os avanços tecnológicos no sentido de buscar uma solução tem sido conduzidos para o aumento da eficiência das usinas no processo de geração.

### **2.3 LEGISLAÇÃO AMBIENTAL E PADRÕES DE EMISSÃO AÉREA**

A implantação de centrais térmicas no Brasil é regida pelos preceitos estabelecidos na legislação ambiental vigente, especialmente a que trata dos padrões de emissão aérea. Estes constituem atualmente um dos principais fatores limitantes para o pleno aproveitamento do potencial energético do carvão mineral nacional.

O Governo Federal instituiu, através da Resolução CONAMA 005, de 1989, complementada pela Resolução CONAMA 002, de 1990, o Programa Nacional de Controle da Qualidade do Ar - PRONAR. Como complementação do PRONAR, a Resolução CONAMA 008, de 1990, estabeleceu, a nível nacional, limites máximos de emissão de poluentes do ar (padrões de emissão) para processos de combustão externa. Para novas fontes fixas com potência nominal total igual ou inferior a 70 MW, o limite máximo de emissão é de 1500 g/milhão de kcal para partículas totais e até 5000 g/milhão de kcal para  $\text{SO}_2$ . Para a faixa superior a 70 MW, para partículas totais o limite estabelecido é de 800 g/milhão de kcal e, para  $\text{SO}_2$ , 2000 g/milhão de kcal. Nesta resolução, os padrões estabelecidos tomaram como referência a legislação dos Países desenvolvidos, conforme apresentado nas

Tabelas 2.7 e 2.8. No entanto, na sua formulação não foram levados em conta a tecnologia disponível no País e o grau de comprometimento da qualidade do ar.

**TABELA 2.7**  
**COMPARATIVO DE PADRÕES DE EMISSÃO PARA COMBUSTÍVEL SÓLIDO**  
**DIÓXIDO DE ENXOFRE (SO<sub>2</sub>)**

PAÍS	PADRÕES DE EMISSÃO	
	mg/Nm <sup>3</sup> (1)	mg/kcal (2)
Alemanha Ocidental		3,06
Canadá		1,08
C.E. Européia		
> 300 MW	400	
entre 100 e 300 MW	1.200	
< 100 MW	2.000	
E.U.A.		2,16
Espanha	2.400	
França - Zona Norte	3,96	
Holanda		0,96
Brazil, Res. CONAMA 008/90		
< 70 MW		5,0
> 70 MW		2,0

**Notas:**

1. Unidade que expressa a quantidade de poluente por Normal-metro cúbico de gás liberado.
2. Unidade que expressa a quantidade de poluente por quilo-caloria de combustível queimado. Esta quantidade pode ser também expressa em g/milhão de kcal (como na Resolução CONAMA 008/90).

Fonte: Adaptado de CEEB/COPESUL/ELETROSUL/SNIEC - Proposta para Controle Ambiental dos Poluentes Aéreos (SO<sub>2</sub> e material e Geradores de Vapor a Carvão Mineral - 1988.

**TABELA 2.8**  
**COMPARATIVO DE PADRÕES DE EMISSÃO PARA COMBUSTÍVEL SÓLIDO**  
**MATERIAL PARTICULADO**

PAÍS	Unidades Existentes		Novas Unidades	
	mg/Nm <sup>3</sup> (1)	mg/kcal (2)	mg/Nm <sup>3</sup>	mg/kcal
Alemanha Ocidental	125		50	
Austrália			250	
Bélgica			350	
Canadá				0,180
Dinamarca			150	
E.U.A		0,180		0,054
França		1,000		0,150
Grécia			150	
Holanda			125	
Inglaterra			115	
Japão				
> 200.000 Nm <sup>3</sup> /h	100		100	
entre 40.000 e				
200.000 Nm <sup>3</sup> /h	200		200	
< 40.000 Nm <sup>3</sup> /h	300		300	
baixa qualidade		800		800
Suécia				0,062
Brasil (CONAMA 008/90)				
< 70 MW				1,5
> 70 MW				0,8

**Notas:**

1. Unidade que expressa a quantidade de poluente por Normal-metro cúbico de gás liberado.
2. Unidade que expressa a quantidade de poluente por quilo-caloria de combustível queimado.  
Esta quantidade pode ser também expressa em g/milhão de kcal (como na Resolução CONAMA 008/90).

Fonte: Adaptado de CEEE/COPEL/ELETROSUL/SNIEC - Proposta para Controle Ambiental dos Poluentes Aéreos (SO<sub>2</sub> e material particulado) de Usinas Termelétricas e Geradores de Vapor a Carvão Mineral, 1988.

Estes padrões estão referidos a emissões na fonte e não à qualidade do ar no ambiente, aumentando consideravelmente o custo de controle das emissões gasosas e, conseqüentemente, os custos de implantação de novas usinas termelétricas, em especial as convencionais. Deve ser observado que, nos Países industrializados, o controle de emissões foi assumido em decorrência de uma qualidade do ar já degradada. Tal fato, constatado através de redes de monitoramento ambiental operadas pelos órgãos fiscalizadores, justificou tecnicamente a absorção de custos adicionais referentes à redução de emissões atmosféricas na fonte. Já no caso brasileiro, o estabelecimento de padrões de emissão não contou com um diagnóstico efetivo da qualidade do ar. Muito menos foram avaliadas as repercussões econômicas e as limitações técnicas relacionadas ao controle de emissões na fonte.

A criação de uma rede nacional de monitoramento da qualidade do ar sob a responsabilidade dos estados está prevista pelo PRONAR e possibilitará o inventário de fontes e emissões e a capacitação laboratorial e de recursos humanos dos órgãos ambientais. Esta capacitação é essencial para que se possa quantificar o efetivo comprometimento da qualidade do ar no Brasil, definir padrões cabíveis de emissão, identificar a participação de diferentes setores de atividades na degradação da qualidade do ar e estabelecer as medidas necessárias para que estes atendam aos padrões fixados.

## 2.4 OUTRAS INTERFERÊNCIAS POTENCIALMENTE ASSOCIADAS À GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

### 2.4.1 Mobilização de Áreas, de Recursos Hídricos e Florestais

De forma geral, sabe-se que a área mobilizada para a obtenção do combustível e para a implantação de usinas geradoras difere substancialmente dependendo da fonte empregada. A comparação entre alternativas de suprimento de energia elétrica requer portanto uma avaliação da mobilização de áreas e dos impactos sobre o uso do solo, a cobertura vegetal e os sistemas hidrológicos acarretados por cada tipo de tecnologia em estudo. Têm importância na escolha de opções de geração tanto critérios econômicos, como custos de aquisição e liberação de áreas, quanto impactos ambientais, como interferências na paisagem local, sobre o regime dos rios e sobre a fauna e a flora.

A mobilização de áreas deve receber especial importância quando a geração de energia elétrica compete diretamente com o uso agrícola. Na avaliação do espaço requerido para diferentes plantas ou sistemas elétricos, os seguintes aspectos devem ser principalmente levados em conta:

- o espaço físico requerido pela planta em si;
- a possibilidade de usos compartilhados (no caso de geração solar e eólica, por exemplo); e
- o uso alternativo da terra.

A Tabela 2.9 apresenta estimativas da área requerida para a implantação de centrais de geração elétrica por tipo de fonte. As usinas que utilizam combustíveis fósseis e energia nuclear para geração de eletricidade ocupam, dependendo da tecnologia utilizada, entre 100 e 300 m<sup>2</sup>/MW (excluindo-se os requisitos da mineração e da disposição de rejeitos). Os sistemas que utilizam fontes renováveis de energia, comparados de forma equivalente, em termos de capacidade instalada, com as plantas a energia nuclear e a combustíveis fósseis, requerem áreas significativamente maiores: 30.000 m<sup>2</sup>/MW para usinas termosolares e 75.000 m<sup>2</sup>/MW para sistemas eólicos continentais. Mesmo admitindo que nos sistemas eólicos apenas 1 % da terra é usado para a instalação de turbinas e equipamentos auxiliares, sendo possível o uso do solo por parte de outras atividades, como a pecuária e a agricultura, eles ainda requerem muito maior área se comparados com tecnologias que utilizam, por exemplo, a queima de gás. A Figura 2.1 apresenta graficamente a magnitude da área ocupada por usinas que utilizam diferentes fontes.

**TABELA 2.9**  
**VALORES APROXIMADOS DE MOBILIZAÇÃO DE ÁREA POR FONTE**

Fonte	m <sup>2</sup> /MW	
Gás	74	(1)
Combustíveis fósseis e nuclear	300	
Hidrelétrica (pequena escala)	15.100	(2)
Hidrelétrica (grande escala)	22.100	(2)
Termosolar	de 24.700 a 29.400	
Solar fotovoltaica	50.300	
Eólica (não continental)	59.000	(3)
Eólica (continental)	73.700	(3)
Biomassa	de 4 a 7 milhões	(4)

**Notas:**

1. A tecnologia considerada é a de Ciclo Simples.
2. Os dados apresentados não são referentes a usinas brasileiras.  
Para UHEs brasileiras pode-se considerar uma faixa entre 17.000 m<sup>2</sup>/MW (Xingó) e 2.580.000 m<sup>2</sup>/MW (Samuel), não se considerando Sobradinho e Balbina.
3. Uso múltiplo.
4. Nos valores de área mobilizada estão incluídas as áreas de cultivo.

Fonte: Adaptado de Senior Expert Symposium on Electricity and the Environment, Key Helsinki, Finland, May 1991.

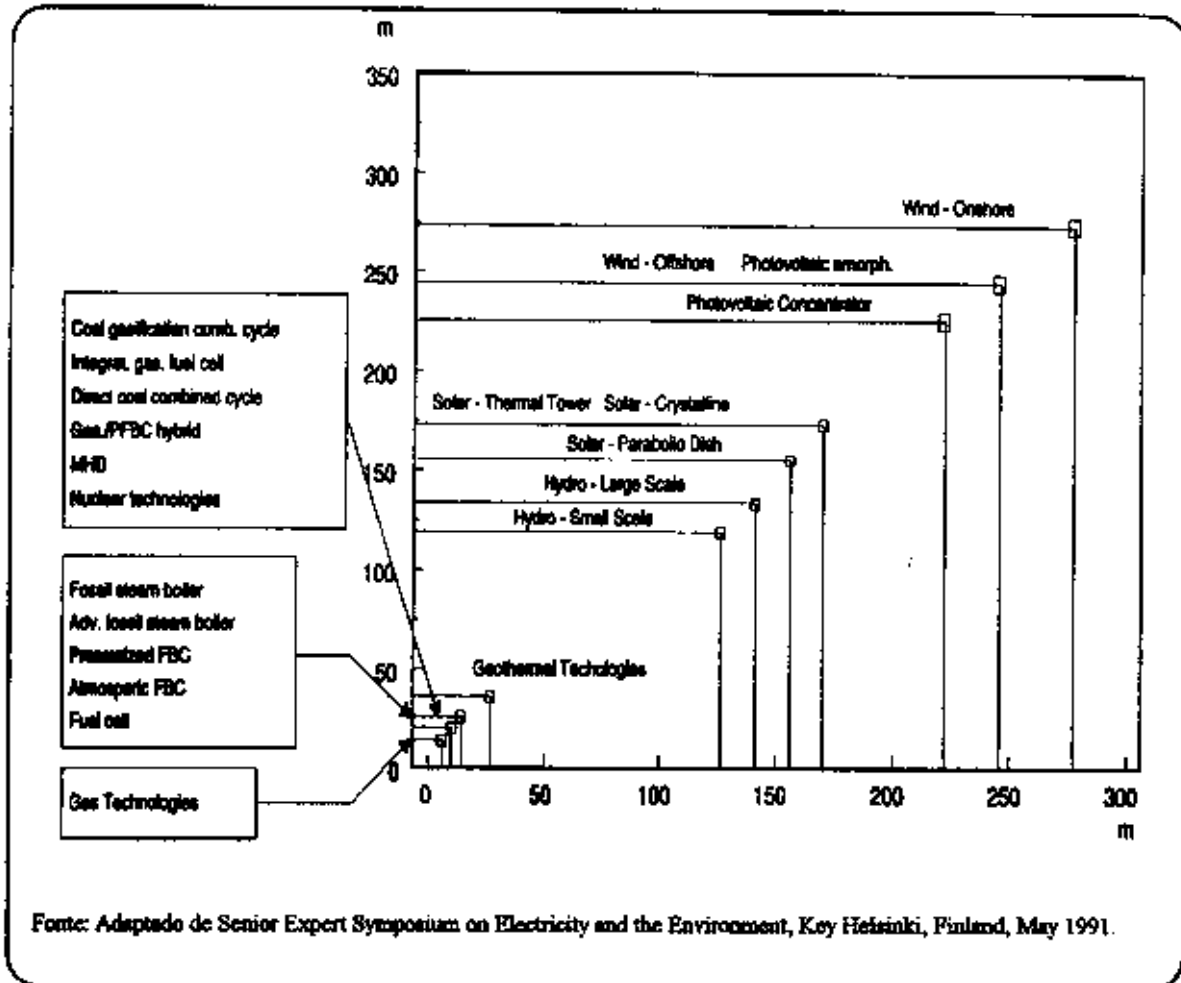
Sabe-se que a área mobilizada para a produção de biomassa é muito maior do que a requerida para a obtenção de qualquer outro combustível utilizado na geração elétrica para uma potência de geração equivalente. Isto pode acarretar conflitos de interesse no que diz respeito ao uso do solo, dependendo da disponibilidade de terras na região onde se fará a implantação do projeto.

No tocante à mobilização de recursos hídricos, destacam-se principalmente as usinas hidrelétricas embora as termelétricas também apresentem demandas nesse sentido, decorrentes quer do uso da água nos processos de obtenção e transformação do combustível, quer relativas ao despejo de efluentes da mineração e geração, conforme abordado no item seguinte. No entanto, pelos volumes requeridos na geração de base hidráulica, assume importância primordial a análise dos usos concorrentes de outros setores de atividade como o saneamento básico, a navegação, a irrigação e o controle de cheias.

As mudanças na ocupação dos solos, em especial a destruição da cobertura vegetal, e as alterações nos sistemas hidrológicos podem ocasionar a perda da capacidade de regulação dos fluxos d'água e dos microclimas; a perda dos habitats naturais que propiciam a contínua variação física, genética e ecológica, essencial ao processo de evolução biológica; e, eventualmente, alterações nos fluxos inter-regionais de sedimentos, nutrientes e espécies e desequilíbrios do clima, dos solos e da oferta ecológica em escala supra-regional. Assim, os impactos sobre a flora e a fauna e, de maneira geral, sobre os ecossistemas ocasionam não somente a perda de recursos, espécies ou elementos específicos, mas também a alteração de funções reguladoras e a perda de sistemas de apoio vital, com importância que, em muitos casos, transcende a escala local.



**FIGURA 2.1**  
**ÁREA MOBILIZADA POR DIFERENTES TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR MEGAWATT**



Estes sistemas e funções são complexos e pouco compreendidos. O pouco que se sabe acerca de seus efeitos ambientais e econômicos a longo prazo indica o papel central da biodiversidade e das interconexões dos diferentes processos na manutenção das capacidades reguladoras em níveis continentais. Ou seja, independente de seu valor como recurso econômico, fundamental para a provisão de elementos economicamente valiosos, a biodiversidade é a base do funcionamento e da resiliência dos ecossistemas e possivelmente da manutenção das condições de habitabilidade do planeta.

Segundo estimativas mais conservadoras, existem no planeta de 5 a 10 milhões de espécies, ao passo que outras estimam esta quantidade em até 30 milhões. Destas, somente cerca de 1,7 milhão foram identificadas. Mais de 35% das espécies identificadas encontram-se nos trópicos, mais especificamente nas florestas tropicais úmidas. As predições quanto à taxa de extinção variam enormemente. As mais extremadas apontam para taxas de extinção que atingem 20 a 50% de todas as espécies existentes até o final deste século, causadas basicamente pela destruição de habitats naturais.

Estima-se que a extinção das espécies nas florestas tropicais na América Latina talvez totalize 10 % por volta do ano 2000, com perda de inúmeras espécies, muitas delas desconhecidas pela ciência

As taxas atuais de extinção nos Países desenvolvidos são baixas em comparação com as das florestas tropicais. Isto se deve não só à menor diversidade natural, mas também, em grande parte, ao fato de que um grande número de espécies já desapareceu por força da exploração agrícola e da industrialização no passado. Hoje, estes Países não possuem parcelas significativas de ecossistemas pouco alterados.

É importante assinalar que a América Latina tem feito um grande esforço para conservar amostras representativas de seus ecossistemas naturais e de sua biodiversidade, criando um sistema de áreas protegidas (parques, reservas, santuários) que abrange 81 milhões de hectares. Porém, a região carece dos recursos necessários para a conservação e administração efetiva dessas áreas, arriscando com isso muito de seu patrimônio. Segundo o anuário estatístico do IBGE/1991, o Brasil partilha deste esforço com áreas protegidas da ordem de 20 milhões de hectares (cerca de 2,4 % da superfície do país) e busca resolver os problemas de capacitação institucional e financeira através do Programa Nacional do Meio Ambiente, objeto de um empréstimo do Banco Mundial.

Por isso, tem merecido grande atenção, sendo de particular relevância na discussão da hidreletricidade, as perdas de cobertura vegetal através do desmatamento. Em geral, o desmatamento pode ter um impacto forte e imediato, produzindo altos níveis de erosão, perda de nutrientes e inundações. A prazo mais longo, poderá afetar o microclima e a disponibilidade de recursos hídricos, inclusive para a geração de eletricidade.

Nas regiões em desenvolvimento, a taxa anual média de desmatamento nos anos 80 foi estimada em 0,53 % para a África, 0,58 % para a Ásia e 0,61 % para a América Latina e Caribe. Nesta última região, as taxas de desmatamento são da ordem de 0,54 % ao ano na América do Sul, 1,6 % ao ano na América Central e 0,4 % ao ano no Caribe. Os fatores que aceleram o desmatamento na América tropical incluem a pressão para preparar mais terras para a agricultura, a especulação agrária, o desenvolvimento da criação de gado para fins comerciais e o aumento populacional. A agricultura migratória é responsável por 35 % do desmatamento na América Latina e no Caribe, em comparação com a taxa registrada de 49 % e 70 % na Ásia e na África, respectivamente. O aumento anual do desmatamento tem sido considerado alarmante nos Países da bacia Amazônica, principalmente nas áreas de avanço da fronteira agrícola. O desmatamento na Amazônia brasileira foi, em média, de 22 mil km<sup>2</sup> ao ano no período 1978/88, sendo de maior gravidade nos Estados do Pará e Mato Grosso. No entanto, esta média tem se reduzido nos últimos anos, conforme se vê na Tabela 2.10.

O desmatamento que poderá ser acarretado pela formação de reservatórios para geração de energia elétrica é de pouca expressão relativa face a estes valores. Na mesma Tabela 10 vê-se que, de um total de 415 mil km<sup>2</sup> desmatados (ou cerca de 10 % da área original florestada na Amazônia Legal), o desmatamento acarretado pela formação de reservatórios de hidrelétricas, no período 1978/90, foi responsável por pouco mais da centésima parte disso (4,8 mil km<sup>2</sup>). Até o ano 2000, 8.773 km<sup>2</sup> poderão estar ocupados por reservatórios de usinas hidrelétricas na Amazônia Legal, correspondendo a 0,2 % da sua superfície total. Das usinas constantes da versão preliminar do Plano Decenal de Geração 1993/2002, apenas Cachoeira Porteira e Ji-Paraná, com reservatórios de 700 km<sup>2</sup> e 512 km<sup>2</sup>, respectivamente, estarão situadas em área de floresta tropical úmida, elevando para 6 mil km<sup>2</sup> a área desmatada para propiciar a geração de energia elétrica.

TABELA 2.10  
EXTENSÃO E ÁREA DE DESMATAMENTO NA AMAZÔNIA LEGAL BRASILEIRA

		Amazônia Legal	Florestas inundadas por reservatórios de hidrelétricas	Total
Área desmatada (10 <sup>3</sup> km <sup>2</sup> )	01/78	152,1	0,1	152,2
	04/88	372,8	3,9	376,7
	08/89	396,6	4,8	401,4
	08/90	410,4	4,8	415,2
% da área originalmente florestada	01/78	3,6	0,0	3,6
	04/88	8,7	0,1	8,8
	08/89	9,3	0,1	9,4
	08/90	9,6	0,1	9,7
Desmatamento médio anual (10 <sup>3</sup> km <sup>2</sup> )	78/88	21,6	0,4	22,0
	88/89	18,1	1,0	19,1
	89/90	13,8	0,0	13,8

Nota: Área original de florestas na Amazônia Legal: 4,275 x 10<sup>6</sup> km<sup>2</sup>.

Fonte: Adaptado de Comissão Interministerial para Preparação da Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento - CIMA, "O Desafio do Desenvolvimento Sustentável", Relatório do Brasil para a Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento. Brasília, Setembro de 1991.

#### 2.4.2 A Contaminação de Corpos Hídricos e de Solos e seu Tratamento

Todos os processos de geração termelétrica são integrados por atividades de queima de combustível em caldeiras (ou, no caso da nuclear, pela fissão em reatores), trocas de calor demandando sistemas de refrigeração, e tratamento de águas e outros líquidos de processo, gerando subprodutos cujo grau de poluição depende dos sistemas de controle empregados. Em sua operação normal os efluentes líquidos são provenientes de:

- *Sistemas de refrigeração:* A água usada nos sistemas de refrigeração pode ser utilizada uma só vez e descartada (circuito aberto) ou recircular o fluido refrigerante, que liberará calor à atmosfera numa torre de refrigeração, seca ou úmida (circuito fechado), com purgas periódicas. O calor liberado por estes sistemas provoca efeitos térmicos em grau variado no meio ambiente.

- *Sistema de tratamento de água:* As impurezas concentradas que são retiradas da água durante o seu tratamento também são elementos poluidores, bem como os produtos que intervêm no processo regenerativo dos trocadores iônicos da desmineralização.

- *Outros efluentes poluidores:* São constituídos pelas purgas eventuais da caldeira, limpeza de equipamentos, drenagem pluvial, esgotos sanitários, efluentes de laboratórios e pequenos derrames e vazamentos de caráter acidental.

No caso do carvão, entretanto, destacam-se como fontes de efluentes líquidos poluidores:

- *A drenagem do estoque de combustível:* A ação da chuva sobre os estoques de combustível oxida a pirita (composto de ferro e enxofre) gerando uma drenagem altamente poluidora, com elevados teores de sólidos em suspensão e baixo pH, o que favorece a lixiviação dos elementos menores associados ao carvão, num processo similar ao que ocorre nos rejeitos da mineração.

- *O arraste hidráulico e a disposição final das cinzas:* A água usada para extrair as cinzas do fundo da caldeira pode apresentar, além dos sólidos em suspensão, alteração de pH e elementos dissolvidos, antes contidos nas cinzas. A disposição das cinzas em aterros também apresenta potencial poluidor, pois as cinzas tanto podem ser arrastadas pelas águas superficiais, quanto lixiviadas pela água da chuva percolada, arrastando para o lençol freático substâncias eventualmente tóxicas, que, por esse meio, podem atingir mananciais de abastecimento rural ou urbano.

Os resíduos sólidos são constituídos principalmente por:

- *Poluentes resultantes dos sistemas de controle de poluição hídrica e atmosférica:* Conforme mencionado acima, os processos de tratamento existentes geram subprodutos que incorporam os poluentes removidos dos gases e dos líquidos de processo. Uma unidade de dessulfurização de gases, por exemplo, gera gesso como subproduto da remoção do  $SO_2$ .

- *Cinzas:* As cinzas podem provocar um impacto ambiental negativo sobre vegetais e animais. Alguns elementos podem ser tóxicos para as plantas e para homens e animais que delas se alimentam. Seus efeitos se dão tanto no local de deposição como em locais distantes, devido à ação das chuvas. No entanto, as cinzas podem ter também uma ação benéfica, neutralizando o solo ácido e fornecendo alguns micronutrientes em falta, dando margem portanto ao seu aproveitamento por parte da agricultura. Estes resíduos podem ser também utilizados na construção civil, em adição ao cimento, na pavimentação de estradas e na produção de tijolos.

- *Atividades ligadas à obtenção do combustível:* No caso do carvão e da nuclear, destacam-se também as atividades ligadas à obtenção do combustível. As repercussões dependem, em natureza e intensidade, das tecnologias de mineração adotadas. Alterações são potencialmente evidenciadas no solo e nos corpos d'água, em decorrência de: disposição inadequada de materiais sólidos considerados como rejeitos da mineração; águas acidificadas de drenagem de minas; águas de arraste e lixiviação de substâncias presentes nas pilhas de rejeitos; e efluentes líquidos com alta concentração de sólidos provenientes de várias fases de beneficiamento do combustível bruto. Quanto aos rejeitos da mineração de urânio, devem ser considerados seus efeitos radioativos. Cabe lembrar também as profundas alterações de relevo e paisagem decorrentes da mineração.

Os processos mais utilizados no controle da poluição decorrente dos efluentes líquidos e resíduos sólidos de usinas termelétricas a combustíveis fósseis e, principalmente, a carvão são os indicados a seguir:

- *Processos unitários básicos de tratamento:*

- . **Sedimentação:** Este processo pode ser realizado em bacias ou em decantadores retangulares, circulares ou lamelares. O efluente transportador de sólidos, a drenagem do pátio de carvão e o lodo do tratamento de água passam por este processo, possibilitando, mediante a remoção de sólidos, a obtenção de um efluente de boa qualidade, que pode ser reutilizado.
- . **Ajuste de pH e precipitação química:** O processo de tratamento de efluentes líquidos por precipitação química utiliza o fato de que a solubilidade dos metais é função do pH. Este processo é o mais usado nos Países desenvolvidos, seguido pelo de absorção em carvão ativado. Para reduzir os custos de operação de termelétricas, tem sido investigada a possibilidade de reutilizar os efluentes ou misturá-los com outros para permitir a mútua neutralização. A técnica mais utilizada é a de misturar o efluente da drenagem do carvão com o efluente transportador de cinzas que, em geral, tem pH elevado (bem superior a 7,0). O longo tempo de permanência na bacia de cinzas permite a efetiva neutralização do efluente e insolubilização e precipitação dos metais tóxicos.
- . **Reutilização dos efluentes:** O uso eficiente dos recursos hídricos existentes pode ser melhorado pelo método de cascata, no qual a água flui de um processo que exige boa qualidade do líquido para um que aceita menor qualidade. A reutilização da água tem como principais vantagens a redução do número de unidades de tratamento e a consequente redução do volume total de água tratada.
- . **Sistema de extração de cinzas por via úmida:** A parcela de cinzas eventualmente não comercializada é retirada por via úmida, juntamente com a cinza pesada, formando o efluente transportador de cinzas. A utilização eficiente deste sistema depende do grau de recirculação dos efluentes; da neutralização mútua de efluentes ácidos e básicos na bacia de sedimentação; do dimensionamento do sistema; e das características geotécnicas do local selecionado para a implantação do sistema.
- . **Tratamento do efluente do processamento de água industrial:** O lodo residual, constituído das impurezas presentes na água bruta captada do rio e concentradas nas descargas de fundo do clarificador e na lavagem dos filtros, é decorrente do processamento de água industrial e geralmente coletado e aduzido ao poço de lama, de onde vai à bacia de decantação.
- . **Tratamento do efluente da desmineralização de água:** As soluções usadas na desmineralização de água são tratadas num tanque de neutralização onde é dosada soda ou ácido até pH neutro, antes da descarga no corpo receptor. O ciclo de regeneração geralmente tem um espaçamento de 12 a 24 horas.
- . **Tratamento do efluente de limpezas químicas (caldeiras, condensadores, tubulações, etc.).** A frequência das limpezas químicas é menor que uma vez por ano. As soluções usadas nestas limpezas (comumente ácido clorídico) são coletadas e enviadas às bacias de decantação de cinzas, para neutralização.
- . **Tratamento dos esgotos sanitários:** O sistema de esgotos implantado numa usina termelétrica é compatível com a população servida, obedecendo às normas brasileiras que regem o assunto. Fossas e sumidouros são a solução mais comumente adotada.

- Tratamento da purga do sistema de refrigeração: A purga do sistema de refrigeração por torre apresenta importante potencial poluidor. O tratamento em separado deste efluente faz-se necessário quando cromatos são utilizados como anticorrosivos, pois o cromo apresenta-se na forma hexavalente, que é altamente tóxica aos seres vivos. O tratamento do efluente para remoção do cromo utiliza o processo de redução-precipitação. O efluente resultante deste tratamento possui teores mínimos de cromo (na forma trivalente) e sua qualidade permite que ele seja utilizado como água de reposição no sistema transportador de cinzas, ou mesmo lançado no corpo de água receptor. Quando não se utiliza cromo no sistema de refrigeração, o tratamento da purga é mais simples. Fosfatos e zinco são utilizados como anticorrosivos e a eliminação do efluente dá-se por simples precipitação a pH elevado. Este efluente pode ser utilizado como água de reposição no sistema transportador de cinzas, desde que na purga deste último (se houver) exista tratamento para remoção dos metais. A tendência atual é eliminar os cromatos do sistema de refrigeração e utilizar uma única unidade de tratamento para os efluentes das purgas do sistema refrigerante, do sistema transportador de cinzas e da drenagem geral da usina.

O primeiro esforço no sentido de mitigar os impactos ambientais decorrentes da disposição de resíduos sólidos é sempre dirigido no sentido de analisar suas potencialidades como matéria-prima para utilização em outros processos industriais. No caso das cinzas, por exemplo, destacam-se cada vez mais seus usos na fabricação e incorporação ao cimento, por suas propriedades pozolânicas. Também estão sendo feitas pesquisas de utilização da cinza em blocos de construção, como base de estradas e misturada ao concreto asfáltico, no pavimento. Em Países como a Inglaterra, as empresas termelétricas chegam a montar subsidiárias encarregadas exclusivamente de pesquisar, divulgar e comercializar as cinzas para diversos propósitos.

A parcela de resíduos não colocados no mercado demanda um local de disposição final onde seu potencial poluidor seja controlado. São os chamados aterros industriais controlados. Para a escolha de locais destinados a disposição final de cinzas são avaliadas as condições dos aquíferos superficiais e subterrâneos, as características topográficas, geológicas e geotécnicas, tipo, características e quantidade de cinzas e fatores sócio-econômicos e culturais, visando minimizar os impactos ambientais e paisagísticos.

Já a construção de usinas hidrelétricas promove interferências na qualidade da água o que ocorre tanto em empreendimentos isolados como em barramentos seriados na mesma bacia hidrográfica. Dependendo do uso do solo na bacia hidrográfica e da cobertura vegetal da área a ser alagada, as interferências podem variar de intensidade e apresentar diferentes graus de complexidade para o tratamento das questões decorrentes.

As interferências no ambiente aquático manifestam-se através da instabilidade, não natural, dos fatores físicos e químicos e na estrutura e equilíbrio das comunidades aquáticas. São frequentemente observados: mortandade de peixes, crescimento exagerado de algas e macrófitas aquáticas, anoxia e eutrofização das águas, liberação de gás, etc. Dentre as principais consequências destas transformações, destacam-se as, a seguir, indicadas:

- interferência na operação/manutenção das obras civis e dos equipamentos, devido às alterações na agressividade da água, acelerando os processos de corrosão, incrustação e entupimento;
- interferência na saúde pública, devido ao favorecimento de condições para a veiculação de doenças e ao desenvolvimento das populações de vetores;
- interferências com as comunidades biológicas da bacia hidrográfica, principalmente com as dos rios tributários que possam ser priorizados como áreas de conservação; e
- interferências com os demais usos da água na bacia, como, por exemplo, o abastecimento às comunidades de jusante dos empreendimentos.

### 2.4.3 Material Radioativo

Os efeitos sobre o meio ambiente decorrentes da geração de energia elétrica utilizando a fonte nuclear são objeto de grande controvérsia. Reconhece-se que, no que diz respeito às emissões até aqui discutidas, a energia nuclear é, sem dúvida, menos poluente do que a energia termelétrica a combustíveis fósseis. Não produz  $\text{CO}_2$ ,  $\text{SO}_2$  e  $\text{NO}_x$ , nem emite metais pesados. Compara-se também favoravelmente à opção hidrelétrica no tocante à mobilização de áreas, de recursos hídricos e florestais. No entanto, na análise da opção nuclear, constituem questões controvertidas a possibilidade de ocorrência de acidentes de grandes proporções (examinados no item seguinte) e o acondicionamento dos resíduos radioativos de forma segura e controlada, em caráter permanente.

Os rejeitos radioativos, sejam eles gerados no ciclo de produção de energia elétrica, na indústria, na agricultura, nos laboratórios, nos hospitais, etc., são comumente divididos, para efeito de gerenciamento, em três categorias distintas: de baixa, média e alta atividade.

Os efluentes gasosos e líquidos de uma central nuclear são de baixa atividade. Os gasosos que possam conter atividade em suspensão são normalmente filtrados antes de serem liberados para o meio ambiente. Os gases nobres que são retirados do sistema primário de um reator a água pressurizada têm sua liberação propositalmente retardada para permitir um decaimento substancial de atividade. Os efluentes líquidos são filtrados e/ou evaporados antes de sua liberação controlada, quando são diluídos na água de circulação. O tratamento dado aos efluentes não visa apenas a obediência aos limites estabelecidos por lei mas, prioritariamente, a manter as emissões tão baixas quanto razoavelmente possíveis, seguindo a filosofia de proteção adotada.

Os rejeitos de média atividade resultam do tratamento dado ao refrigerante primário e aos efluentes liberados. Compreendem os filtros, as resinas, a lama dos evaporadores, etc., que concentraram a radioatividade retirada dos efluentes e do refrigerante. São concentrados e solidificados em betume ou cimento para serem armazenados, juntamente com os resíduos sólidos, dentro de recipientes especiais de aço e estocados provisoriamente na usina.

Os rejeitos de alta atividade são, na realidade, os elementos combustíveis usados. A rigor, não são rejeitos, pois contêm ainda uma grande quantidade de material fissil ( $U_{235}$  e plutônio) e são constituídos quase que totalmente de  $U_{238}$ , material fértil que poderá eventualmente ser utilizado em reatores rápidos super-regeneradores, caso estes se façam disponíveis no futuro. Para reaproveitamento deste material, torna-se necessário o seu reprocessamento, o que hoje só é realizado em alguns poucos Países. Onde o reprocessamento não é realizado em escala industrial, como no Brasil, o combustível é estocado em piscinas especiais dentro da área da usina. Esta área tem acesso controlado, blindagem apropriada, ventilação especial, atendendo a todos os requisitos de segurança e proteção ambiental exigidos internacionalmente. Um sistema compacto de estocagem, que vem sendo adotado em muitos Países, inclusive no Brasil, permite a armazenagem de todos os elementos combustíveis utilizados durante a vida útil da usina. Tendo em vista, no entanto, que a armazenagem local em cada usina tem caráter provisório, torna-se necessário o desenvolvimento a longo prazo de uma solução de caráter definitivo.

#### 2.4.4 Risco de Acidentes

Ao longo das várias etapas do ciclo de obtenção de combustível e produção de energia elétrica, a partir da maior parte das fontes primárias, há o risco de ocorrência de acidentes de grandes proporções. No tocante às usinas térmicas, as ocorrências referem-se em geral a explosões e incêndios das instalações e a derrames de combustível. Já quanto às usinas hidrelétricas, os acidentes são basicamente relacionados ao galgamento ou rompimento da barragem e ao agravamento da onda de cheia a jusante do reservatório. No período de 1969 a 1986, registraram-se eventos particularmente no uso de carvão, de derivados de petróleo, de gás natural e de energia nuclear.

Na análise da opção nuclear, a possibilidade de ocorrência de acidentes de grandes proporções, tanto na operação da usina como na estocagem de rejeitos radioativos, destaca-se como fator de grande importância e controvérsia. Por esta razão, desde os primeiros projetos concebidos e executados nesta área, uma grande atenção tem sido dada à segurança e proteção do público e do meio ambiente. Nas usinas ocidentais, uma fração substancial dos custos de implantação se deve ao projeto de sistemas de engenharia de segurança e à adoção de medidas e construção de barreiras para se obter a proteção requerida. Apesar do bom recorde de segurança até hoje demonstrado pelo setor nuclear, acidentes como o de "Three Mile Island" (sem conseqüências radiológicas) e de "Chernobyl" (com 31 mortes imediatas e sérias conseqüências radiológicas) dão margem a expressivos movimentos contrários à expansão da energia nuclear no mundo. Em um caso específico, como na Áustria, tais movimentos geraram um plebiscito cujo resultado impediu a entrada em operação de uma usina já construída. Note-se, no entanto, que a Áustria importa energia elétrica de seus vizinhos, grande parte obtida a partir da geração nucleoeletrônica, ficando evidente a chamada síndrome "nimby" ("not in my back yard"), particularmente expressiva na discussão pública desta forma de geração.



### 2.4.5 Interferências Sócio-Econômicas

A implantação ou expansão dos empreendimentos para a geração de energia elétrica acarretam em geral, repercussões sócio-econômicas expressivas, positivas e negativas, sobre a região onde são implantados. Por serem obras de grande porte, atraem grandes contingentes de trabalhadores, particularmente na etapa de implantação da obra. Isto acarreta maior pressão sobre os serviços locais e, em especial, sobre os de suprimento público, para cujo atendimento os órgãos responsáveis frequentemente não estão preparados e encontram dificuldade em adaptar-se. Destacam-se neste caso, os serviços de educação e saúde. Por outro lado, este impacto tem um aspecto positivo, uma vez que faz com que ocorra um efeito multiplicador na geração de emprego e renda, ainda que temporário. No caso da geração térmica, ocorre também mobilização de mão-de-obra, mas em caráter permanente, nas diversas etapas do ciclo de obtenção do combustível, especialmente no caso do carvão, do urânio e da biomassa florestal.

A mobilização de área, de recursos hídricos e florestais, comentada anteriormente, dependendo das circunstâncias e condições de implantação do empreendimento, a par de impactos de importância ecológica, têm repercussões sobre atividades produtivas locais, como a agricultura, atividades extrativas florestais e minerais, a pesca e outras atividades econômicas dependentes dos recursos hídricos. Mais significativamente, poderá ser requerida a relocação de populações, implicando em elevados custos de indenização, reassentamento e/ou equacionamento dos problemas correlatos, como ainda em custos imponderáveis, como rupturas sociais e perdas culturais, de difícil internalização. Tais efeitos são potencialmente relevantes também no caso da geração eólica e alguns tipos de térmicas para níveis de geração mais elevados do que aqueles até agora empregados, níveis estes compatíveis com aqueles alcançados pelas hidrelétricas.

Cabe destacar que a tendência que tem se verificado em anos recentes, de discussão dos projetos de energia elétrica com os grupos sociais direta ou indiretamente interessados e a ênfase na negociação de medidas compensatórias nos casos em que não é possível a reparação equivalente de perdas incorridas, constitui um mecanismo adequado de resolução de conflitos de interesse. Neste processo de discussão e negociação deverão estar incorporados tanto populações atingidas quanto órgãos públicos e representantes do setor privado vinculados a atividades produtivas na região de implantação. Estes, portanto, complementam a ação dos órgãos de licenciamento ambiental no diálogo com as concessionárias acerca da adequação do projeto.

### 3. FONTES PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E SUAS INTERFERÊNCIAS SÓCIO-AMBIENTAIS

Considera-se neste capítulo tão somente as implicações sócio-ambientais de um conjunto de fontes que, com distintas aplicações e prioridades, poderão constituir alternativas de expansão do parque gerador brasileiro. Além da energia de origem hidráulica e das fontes térmicas convencionais -- carvão mineral, nuclear, derivados de petróleo e gás natural -- foram consideradas outras fontes, usualmente classificadas como "não convencionais": biomassa (biomassa florestal e bagaço de cana), solar, eólica, oceânica e resíduos orgânicos. Os dados de reservas de combustível, de potencial energético e de custos de geração constam do Projeto 4 do PLANO 2015.

#### 3.1 CARVÃO MINERAL (\*)

O carvão mineral é um recurso energético abundante e economicamente atrativo para a geração de energia elétrica. No entanto, seu aproveitamento acarreta uma série de impactos do ponto de vista sócio-ambiental que requerem crescente atenção visando o seu adequado equacionamento.

Um outro aspecto a ser considerado é o da preparação da indústria nacional para o atendimento das encomendas de equipamentos, sendo requerida a definição oportuna das alternativas tecnológicas a serem adotadas, em especial no tocante ao controle ambiental.

O carvão mineral consumido em sua forma bruta (ROM) pode tornar-se competitivo para geração de energia elétrica quando utilizado diretamente nas regiões de mineração, como no caso da região Sul. Para o suprimento das regiões Norte e Nordeste, face ao alto custo de transporte do carvão nacional, a alternativa mais natural a ser avaliada corresponde à utilização de combustível importado, de maior poder calorífico e de baixos teores de enxofre e cinzas, compatível com a utilização de unidades de maior porte, com tecnologias mais econômicas, por exemplo, a carvão pulverizado.

A utilização do carvão para fins energéticos está associada a diversas atividades, como a mineração, o beneficiamento, o transporte e a estocagem do combustível, desenvolvidas em geral sob a responsabilidade de outros setores da economia que não o elétrico. Algumas destas atividades acarretam repercussões sócio-ambientais importantes.

A implantação ou expansão de usinas térmicas a carvão poderá ter repercussões sócio-econômicas positivas e negativas sobre a região, conforme apontado em itens anteriores. Estas repercussões se tornam mais expressivas quando próximas aos locais onde ocorre o ciclo de obtenção do combustível e o processo de geração. No entanto, são os impactos de natureza físico-biótica, sobre ecossistemas e sobre a saúde humana, que vêm suscitando maior interesse e preocupação da sociedade quando se considera esta alternativa de suprimento.

(\*) Na elaboração das questões sócio-ambientais, contou-se com a colaboração da equipe do sub-projeto "Carvão Mineral - Prospecção de seu uso na termaltricidade" do Projeto 4 do PLANO 2015.

Os impactos sócio-ambientais decorrentes da utilização do carvão mineral para fins energéticos ocorrem tanto no ciclo de obtenção do combustível como na fase de geração. As alternativas do ciclo de obtenção do combustível, como a mineração, o beneficiamento, o transporte e a estocagem do combustível acarretam repercussões sócio-ambientais importantes e são desenvolvidas, em geral, sob a responsabilidade de outros setores da economia.

As repercussões físico-bióticas destas atividades dependem, em natureza e intensidade, das tecnologias adotadas. No ciclo de extração do carvão, algumas mineradoras gaúchas, catarinenses e paranaenses, estão implementando programas ambientais que representam um significativo esforço no sentido de mitigar os impactos sobre o meio ambiente. Alguns dos custos decorrentes da incorporação de tecnologias mais avançadas, para se reduzir estes impactos, diluem-se na própria atividade de mineração. Outros, como o custo de recuperação da área minerada, atingem montantes às vezes superiores ao valor da terra na região.

Dentre os principais impactos oriundos da utilização do carvão na atividade de geração de energia elétrica, devem ser destacados os que se relacionam com as emissões aéreas, tratadas e/ou liberadas para a atmosfera. Estas emissões constituem-se de gases ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ ) e de material particulado. Dentre os gases, destacam-se pelas quantidades emitidas o  $\text{CO}_2$  e  $\text{SO}_2$ . As concentrações de hidrocarbonetos (HC), monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrogênio ( $\text{NO}_x$ ) fotoquímicos nas plumas de termelétricas eficientes são baixas, só produzindo impactos ambientais quando a pluma se soma à produzida por cidades com grande densidade de tráfego de automóveis.

O impacto na qualidade do ar decorrente destas emissões dependerá de diversos fatores: a composição do combustível queimado; o processo de queima ou remoção pós-combustão; e, ainda, as condições de dispersão dos poluentes (altura da chaminé, relevo, meteorologia).

Somam-se às emissões aéreas, de maneira expressiva:

- os efluentes líquidos de várias origens, que são recirculados, tratados, e/ou descarregados nos corpos receptores, poluindo os corpos hídricos de superfície e o lençol freático; e
- os resíduos sólidos, dispostos no ambiente e/ou parcialmente liberados (material particulado em suspensão) junto com os efluentes gasosos.

Além destes impactos devem ser também considerados os relacionados a:

- liberação de calor para a atmosfera, devido às emissões de gases quentes, e para o ambiente aquático, devido ao sistema de resfriamento do vapor d'água;
- alterações na paisagem local e no relevo, devido à instalação dos equipamentos de geração de energia e dos sistemas de controle;
- alterações das características do solo, devido à deposição dos particulados e à disposição final de cinzas e poeiras coletadas pelo precipitador;
- repercussões sobre a saúde da população; e
- impactos sócio-econômico e culturais, em especial sobre a demanda de serviços públicos da região de implantação.

Os impactos das emissões gasosas das termelétricas no Sul do Brasil estão sendo avaliados através de programas de monitoramento na área de influência das usinas em operação.

Os resultados do monitoramento da qualidade do ar, relativos a todas as atividades industriais/econômicas desenvolvidas na região da cidade de Tubarão - SC, onde está sendo implantada a Usina Jorge Lacerda IV, junto ao Complexo Jorge Lacerda com potência instalada de 482 MW, demonstram que a maior média de concentração de  $\text{SO}_2$  foi de  $35 \text{ ug/m}^3$  no ano de 1989. Já na região do município de Charqueadas, área de influência da UTE Jacuí, onde encontra-se em operação a UTE Charqueadas com potência de 72 MW, a maior média detectada foi de  $14 \text{ ug/m}^3$ , também no ano de 1989.

Na área prevista para a implantação do complexo termelétrico Candiota III, os estudos de avaliação da qualidade do ar, integrantes do EIA/RIMA, indicaram concentração média anual de  $\text{SO}_2$  de  $4,2 \text{ ug/m}^3$ , no ano de 1988. Estes estudos levaram em consideração além da Usina Candiota II, em operação nesta área com potência instalada de 446 MW, as fábricas de cimento existentes na região.

Como pode-se observar, essas concentrações médias de  $\text{SO}_2$ , estão muito aquém do padrão de qualidade de  $80 \text{ ug/m}^3$ , concentração essa que, segundo a legislação, se ultrapassada poderá afetar a saúde, a segurança e o bem estar da população, bem como ocasionar danos à flora e à fauna, aos bens materiais e ao meio ambiente em geral. Ressalta-se que as concentrações medidas referem-se a áreas de máximo impacto a partir da localização das referidas usinas em operação, sendo que a qualidade do ar medida é resultado das emissões aéreas de todas as unidades industriais da região avaliada.

Na atual situação, o atendimento aos padrões brasileiros de emissão atmosférica por parte das novas usinas termelétricas a carvão implica na introdução de tecnologias de elevado custo de implantação, operação e manutenção, sem garantia de sua adaptabilidade ao carvão nacional.

Tomando-se como base o carvão mineral do Rio Grande do Sul, que apresenta menor poder calorífico e maior volume de cinzas, embora com menor teor de enxofre em relação ao de Santa Catarina, para atender os padrões estabelecidos pelo PRONAR, seriam necessárias eficiências de coleta em torno de 99,5% para o material particulado e de cerca de 80% para  $\text{SO}_2$ . Hoje trabalha-se com eficiências entre 98 e 99% para a captação de material particulado em precipitadores eletrostáticos. Esta tecnologia é razoavelmente conhecida, sendo possível atingir os 99,5% pretendidos. A maior dificuldade é o atendimento ao padrão de emissão de  $\text{SO}_2$  nas unidades convencionais a carvão pulverizado. Neste aspecto, pode-se considerar como alternativas os processos de dessulfurização dos gases de combustão e a redução pré-combustão.

Os processos de dessulfurização dos gases de combustão são os mais utilizados no exterior na adaptação de usinas termelétricas instaladas em locais onde as emissões de  $\text{SO}_2$  geram concentrações acima dos padrões de qualidade do ar. A tecnologia usual é a de cal/calçário, via úmida, atingindo níveis de eficiência da ordem de 90%. É um processo relativamente complexo, porém com tecnologia dominada e comercialmente disponível, embora a custo elevado. Este processo é um dos que melhor se adapta às condições do carvão nacional para termelétricas de maior porte. Assim, para uma potência instalada de 350 MW, o custo de implantação desses dessulfurizadores é da ordem de US\$ 150 milhões e, as despesas mensais com operação e manutenção são estimadas em US\$ 2,9 milhões, para 70 % de fator de capacidade da usina. Estes elevados custos sugerem que a introdução desta técnica no Brasil seja precedida de estudos criteriosos de viabilidade.

A redução pré-combustão, feita durante os processos de obtenção e beneficiamento, é outra alternativa para uso nas usinas termelétricas a carvão já existentes ou em implantação, devendo ser estudada como solução visando a redução de níveis de emissão de  $SO_2$ , antes da adoção do processo de dessulfurização.

Já para as novas unidades até 250 MW, a alternativa de dessulfurização em leito fluidizado é a solução mais indicada e, portanto, a rota tecnológica mais promissora para viabilizar a expansão termelétrica a carvão mineral, apesar de ainda apresentar alto custo operacional.

Deve-se ressaltar que, a possibilidade de utilização do carvão importado nas regiões Sudeste, Norte e Nordeste, devido a seu baixo teor de enxofre e de cinzas e alto poder calorífico, acarretará menores custos no controle dos impactos ambientais do que o carvão nacional.

O futuro da termelétricidade a carvão no Brasil, a ampliação do parque gerador e a base tecnológica a ser adotada dependem basicamente de:

- uma reavaliação da adequação dos atuais padrões de emissão, tendo em vista a concentração de fontes poluidoras e sua efetiva contribuição para a degradação da qualidade do ar na região pertinente;
- uma melhor aproximação com os órgãos ambientais federais e estaduais com vistas a aprimorar e tornar mais eficaz o processo de licenciamento de empreendimentos; e
- uma orientação das atividades do Setor no sentido de possibilitar a sua capacitação em áreas onde a carência de informações e tecnologia é maior, visando um aprimoramento dos processos de planejamento e operação da geração termelétrica.

### 3.2 NUCLEAR

A energia nuclear, em produção comercial há apenas cerca de quatro décadas, já é hoje a segunda maior fonte para a geração de energia elétrica em Países industrializados e a terceira maior fonte a nível mundial.

No Brasil, a primeira utilização desta fonte de energia na geração comercial se deu através da central de Angra I que iniciou sua operação em 1985, com uma capacidade de geração de 657 MW (ou 626 MW líquidos).

A utilização da energia nuclear passa, no momento, por uma profunda crise. A origem desta crise não se deve somente, como tem sido frequentemente afirmado, às baixas taxas de crescimento do mercado de eletricidade observadas nos Países desenvolvidos e às dificuldades dos Países em desenvolvimento obterem os fundos necessários ao financiamento destas centrais. Existem razões outras, ligadas à evolução dos custos e aos movimentos de opinião pública relativos aos riscos associados a esta fonte energética, que se fazem sentir principalmente na definição de alternativas de expansão da oferta. Cabe ressaltar, no entanto, que vem sendo reavaliada a sua oportunidade também em face à crescente preocupação da sociedade com o efeito estufa e outras emissões poluentes associadas à queima de combustíveis fósseis.

Dentre os impactos sócio-ambientais decorrentes da utilização da fonte nuclear na geração de energia elétrica, em condições normais de operação, destacam-se:

- a poluição das águas superficiais e subterrâneas no ciclo da mineração;
- a liberação de emissões gasosas, de baixa atividade, para a atmosfera;
- a liberação de efluentes líquidos, de baixa atividade, para o meio aquático;
- a interferência nos ecossistemas aquáticos decorrentes do aumento de temperatura e da liberação de cloro residual empregado como biocida para evitar incrustações no sistema de água de circulação, no caso da usina utilizar água do mar no seu sistema de refrigeração;
- a alteração do uso do solo, nas áreas de mineração, da usina e nas destinadas ao depósito de rejeitos radioativos;
- os impactos sócio-econômicos e culturais, em especial sobre a demanda de serviços públicos durante a construção da usina; e
- o efeito psicológico relacionado ao risco de acidentes radioativos.

Todas as emissões são controladas, sobretudo sob o aspecto radiológico, com vistas a manterem-se abaixo dos valores máximos estabelecidos em normas internacionais e pelos órgãos de controle ambiental. Os tipos de rejeitos radioativos e as modalidades de tratamento foram considerados no item 2.4.3 deste capítulo.

A aceitação pública desta fonte de energia e dos riscos de acidente a ela associados tem condicionado e continuará a condicionar no futuro qualquer programa de implantação de usinas nucleares no Brasil e em outros Países. O assunto torna-se agora muito mais crítico em face dos novos preceitos constitucionais segundo os quais os empreendimentos nucleares necessitam, para a sua implantação, de prévia aprovação do Congresso Nacional. Mesmo assim, algumas constituições estaduais, como as dos estados do Rio Grande do Sul e Bahia, não permitem a implantação de usinas nucleares em seus territórios.

A adequada inserção regional do empreendimento e o planejamento de contingência, num contexto participativo, são pré-requisitos para a viabilização destas usinas. Deverão envolver programas de esclarecimento da população quanto aos aspectos ambientais e de segurança das usinas nucleares, o reforço da infraestrutura física regional e a capacitação institucional de agências que atuam na área.

### **3.3 DERIVADOS DE PETRÓLEO**

A geração termelétrica a derivados de petróleo utiliza atualmente sobretudo o óleo diesel e o óleo combustível. No Brasil, o óleo diesel é utilizado normalmente em grupos geradores diesel e turbinas a gás nos sistemas isolados da Região Norte e em pequenas centrais disseminadas no território nacional. O óleo combustível tem sido empregado em centrais convencionais a vapor, também nos sistemas isolados e como complementação térmica nos sistemas interligados.

A utilização de resíduos asfáltico (RASf) e de vácuo (RESVAC) para a geração térmica está sendo analisada pelo Setor Elétrico visando a sua participação na expansão da geração térmica. Dispõe-se atualmente de RASf nas refinarias do Rio de Janeiro, Curitiba e São Paulo e de RESVAC nas refinarias de São Paulo, Belo Horizonte e Manaus.

Os impactos sócio-ambientais provocados pela utilização de derivados de petróleo na geração de energia elétrica são bastante significativos, podendo destacar os que se relacionam com:

- a liberação para a atmosfera de produtos da combustão: CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, grãos e poeira, e compostos orgânicos complexos como poliaromáticos e policíclicos;
- a liberação de calor para a atmosfera, devido às emissões de gases quentes, e para o ambiente aquático, devido ao sistema de resfriamento do vapor d'água;
- a possibilidade de contaminação das águas em função da ocorrência de vazamentos e acidentes;
- a deposição de resíduos sólidos, especialmente no caso de utilização de RASf e RESVAC;
- alterações na paisagem local e no relevo, devido à instalação dos equipamentos de geração de energia e dos sistemas de controle;
- a possibilidade de ocorrência de vazamentos e acidentes ocasionando a liberação de gases para a atmosfera;
- as alterações de características do solo, devido à deposição dos particulados;
- as repercussões sobre a saúde da população; e
- os impactos sócio-econômicos e culturais, em especial sobre a demanda de serviços públicos durante a construção.

A emissão de grandes quantidades de gases, partículas e resíduos na geração torna necessária a utilização de equipamentos de controle, que podem representar cerca de 20% do custo total da usina.

Não foram aqui considerados os impactos associados às atividades de obtenção, beneficiamento e transporte do combustível, tendo em vista a pequena expressão da demanda do Setor Elétrico face aos requisitos totais do País. Assume-se portanto que seja desprezível a contribuição do Setor Elétrico para a geração de impactos bem como para os custos de seu equacionamento.

### **3.4 GÁS NATURAL**

O gás natural vem sendo considerado, no cenário mundial, uma fonte energética "limpa", no sentido de que o produto da sua combustão não produz efeitos tão nocivos sobre o meio ambiente quanto os de outros combustíveis de uso corrente como o petróleo e o carvão. Assim, apesar das reservas mundiais serem bem menores do que as dos outros combustíveis fósseis, novas tecnologias vêm sendo desenvolvidas visando otimizar sua utilização, especialmente na geração de energia elétrica, a fim de torná-la mais competitiva.

Os impactos sócio-ambientais decorrentes do aproveitamento do gás natural, não são relevantes se comparados com os provocados pela queima de outros combustíveis fósseis, podendo citar os que se relacionam com:

- a liberação para a atmosfera de produtos da combustão: CO<sub>x</sub> e NO<sub>x</sub>;
- a liberação de calor para a atmosfera, devido às emissões de gases quentes, e para o ambiente aquático, devido ao sistema de resfriamento do vapor d'água;
- as alterações na paisagem local e no relevo, devido à instalação das torres de prospecção, do gasoduto, dos equipamentos de geração de energia e dos sistemas de controle;
- a possibilidade de ocorrência de vazamentos e acidentes no sistema de transporte, ocasionando a liberação de gases para a atmosfera; e
- os impactos sócio-econômicos e culturais, em especial sobre a demanda de serviços públicos durante a construção.

Tais impactos possíveis tendem a ocorrer de forma muito menos intensa do que no caso dos derivados de petróleo e do carvão, sendo esta fonte, por isso, considerada pouco agressiva ao meio ambiente. Produz quantidade reduzida de gases e partículas e não produz resíduos sólidos e líquidos.

### 3.5 HIDRÁULICA

A energia elétrica de origem hidráulica é a de maior expressão na estrutura de oferta brasileira, correspondendo a 92 % da capacidade instalada e a 97 % da energia gerada em 1990. Apresentando a dupla vantagem de constituir uma fonte de energia renovável e ambientalmente "limpa", representou historicamente importante papel nos processos de industrialização daqueles Países que dispuseram de potenciais aproveitáveis.

O potencial hidrelétrico brasileiro inventariado e estimado, é de 129 GWano, equivalentes a 1.130 TWh (bilhões de kWh) por ano, de energia firme, dos quais pouco mais de 20 % correspondem a usinas em operação ou construção. A maioria (75 %) dos empreendimentos em operação estão instalados nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. Embora a maior parte dos empreendimentos previstos na versão preliminar do Plano Decenal de Geração 1993/2002 situem-se nestas mesmas regiões, mais próximos, portanto, dos principais centros consumidores, cabe destacar que, dos cerca de 100 GWano por aproveitar, cerca de 64 % encontram-se nas bacias do Amazonas e Tocantins.

Os impactos sócio-ambientais decorrentes da implantação de usinas hidrelétricas alteram, muitas vezes de forma significativa, os sistemas físico-biótico, sócio-econômico e cultural dos locais e regiões em que as usinas são instaladas. Desconsiderando-se o risco de acidentes de grandes proporções, os principais impactos são:

- a transformação do rio em um lago artificial, com consequências no fluxo de sedimentos, no equilíbrio dos recursos hídricos e na qualidade da água, acarretando repercussões potenciais sobre outros usos do recurso hídrico;
- o alagamento de áreas, podendo levar à perda de produção agropecuária e de jazidas minerais;
- a inundação de áreas vegetadas comprometendo a flora e a fauna;



- as interferências com populações locais, com populações indígenas e com outros grupos étnicos, envolvendo, em muitos casos, o remanejamento destes;
- a submersão de sítios arqueológicos ou de interesse histórico e paisagístico;
- o alagamento de infra-estrutura local e regional (equipamentos de serviços urbanos, estradas, etc.); e
- as demandas acarretadas sobre os serviços públicos da região, principalmente durante o período de construção, em decorrência de fluxos migratórios associados à obra e eventuais problemas de saúde pública.

Os impactos potenciais associados à implantação de usinas hidrelétricas são detalhados no item 2.3. São hoje objeto de programas e ações preventivas, mitigatórias e compensatórias que tendem a ser definidas através de negociações entre as concessionárias de energia elétrica e populações atingidas, grupos de interesse, órgãos públicos atuantes na região de implantação, em adição aos órgãos de licenciamento ambiental.

### 3.6 BIOMASSA FLORESTAL

A crise do petróleo e a atual perspectiva do esgotamento de recursos não renováveis, tornou crescente o interesse por outras fontes energéticas. Os Países desenvolvidos optaram por priorizar, até pouco tempo atrás, a energia nuclear e o já tradicional uso do carvão mineral, ao mesmo tempo em que investiam na pesquisa para a utilização de outras fontes "alternativas". Os Países em desenvolvimento também têm demonstrado interesse na utilização destas fontes, dentre elas a biomassa, tanto florestal, como a proveniente de resíduos de outras atividades econômicas, tal como o bagaço de cana.

A tecnologia de aproveitamento da biomassa é relativamente nova e tem como principal vantagem a exploração de um recurso natural renovável. Saliente-se porém, que, no Brasil, no que tange à biomassa florestal, desconsidera-se o aproveitamento de florestas nativas, pois elas são tidas como remanescentes de inestimável valor ecológico.

No Brasil, na geração de energia elétrica a partir da biomassa florestal está sendo considerada a utilização de florestas energéticas, isto é, projetos de reflorestamento em áreas degradadas e onde não haja competição com outros usos prioritários do solo, utilizando-se tecnologias de cultivo com a finalidade específica de obtenção de energia.

Na Região Nordeste, um levantamento realizado pela CHESF mostra que, admitindo-se a utilização de no máximo 5 % da área de cada estado, o potencial de geração de eletricidade a partir de florestas implantadas poderá atingir cerca de 20.000 MW. Considerando-se o tipo de ocupação e uso do solo, talvez seja a região do país mais adequada à implantação de áreas de reflorestamento com fins energéticos.

Nas outras regiões do país, pode-se observar que:

- Grande parte da superfície da Região Norte é atualmente ocupada por florestas nativas. A utilização deste tipo de floresta para produção de energia elétrica muito provavelmente só se justifica para sistemas isolados de pequeno porte e, mesmo assim, somente após estudos cuidadosos em cada área com potencial de utilização.
- As Regiões Sudeste e Sul concentram hoje a maior parte das florestas plantadas no país. Além disto, ainda possuem áreas potenciais de reflorestamento. É o caso especialmente do Sudeste. Já no Sul, em termos de capacidade de uso do solo, o estado do Rio Grande do Sul apresenta um potencial disponível de 10.230.000 ha de solo próprio para silvicultura.
- No Centro-Oeste ainda não existe qualquer estudo sobre o potencial de produção de eletricidade a partir de florestas energéticas.

No Brasil, a utilização da madeira como combustível é mais difundida nas Regiões Norte e Centro-Oeste. Utilizam-se normalmente usinas na faixa de 300 a 10.000 kW (10 MW). Destaca-se a usina do Jari, de 55 MW, ainda em operação. Pode-se citar também as unidades de Brasília, Balbina, Manacapuru, Samuel, Paranapanema, Mineração Rio do Norte, Citrosuco, Atlas Frigorífico e COPENE. Parte das usinas citadas encontra-se paralisada e as demais apresentam custos operacionais superiores aos previstos em projeto. A eficiência térmica destas instalações é em geral muito baixa e a demanda de combustível, em consequência, muito elevada.

Os aspectos sócio-ambientais relacionados com o ciclo de produção e utilização da biomassa florestal a partir de florestas plantadas para fins energéticos podem variar significativamente dependendo de diversos fatores como, por exemplo, a natureza da biomassa a ser aproveitada, a região de implantação, escalas de produção, etc.

A produção em larga escala de biomassa florestal para fins energéticos envolve a intensificação de manejos florestais e potenciais conflitos com a produção agrícola e com áreas de pastagens. Assim, a implantação de florestas energéticas deve ser realizada sempre em locais onde não haja competição com outras atividades agropecuárias e tampouco mata nativa. Estes locais devem apresentar características mínimas de clima e solo que permitam sua utilização para este tipo de atividade econômica.

A implantação de usinas para produção de energia elétrica tendo como combustível a biomassa pode acarretar, em termos sociais, impactos tanto positivos quanto negativos. A geração de novos empregos na fase de implantação e manejo de florestas, obtenção do combustível e na geração propriamente dita é um fator positivo do processo, mas a intensificação de fluxos migratórios regionais, pode se tornar um fator negativo e deve ser considerada com cuidado.

Na utilização, da biomassa florestal como combustível devem ser considerados os impactos sócio-ambientais tanto na fase de implantação e manejo das florestas plantadas, como os decorrentes da geração propriamente dita.

Nas atividades ligadas à implantação e ao manejo das florestas as repercussões se dão de maneira mais expressiva no meio físico-biótico e dependem, em natureza e intensidade, das tecnologias adotadas. Dentre estes pode-se citar:

- o impacto sobre o uso do solo (quando existem outras alternativas para a exploração da área destinada à implantação da floresta energética);
- a contaminação dos cursos de água decorrente do arraste de nutrientes, herbicidas e inseticidas aplicados nas florestas provocado pela ação das chuvas.

Dentre os impactos decorrentes diretamente da utilização de biomassa na atividade de geração, destacam-se os que se relacionam com:

- a liberação para a atmosfera de produtos da combustão:  $\text{CO}_2$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  e partículas;
- a alteração das características do solo, devido à deposição dos particulados e a disposição final de cinzas e poeiras;
- a ocupação do solo devido à área destinada à estocagem da lenha;
- as alterações da paisagem local, devido à instalação dos equipamentos de geração de energia e dos sistemas de controle;
- a liberação de calor para a atmosfera, devido às emissões de gases quentes, e para o ambiente aquático, devido ao sistema de resfriamento (os efeitos destes impactos podem ser considerados pouco significativos);
- os impactos sócio-econômicos e culturais, que tanto podem ser positivos (geração de novos empregos) como negativos (fluxo migratório);

O  $\text{CO}_2$  que é liberado para a atmosfera pela utilização da biomassa florestal na produção de energia elétrica não contribui para agravar o efeito estufa. No ciclo da exploração deste recurso, desde a implantação da floresta até a geração de energia elétrica, o balanço de emissão de  $\text{CO}_2$  (pela queima) e absorção (pelo crescimento da floresta) tende a ser nulo.

A emissão de  $\text{SO}_2$  é significativamente baixa devido aos baixos teores de enxofre presentes nos gases da biomassa florestal. Conseqüentemente, a utilização deste recurso não contribui para a formação da chuva ácida.

Finalmente, destaca-se também que a emissão de  $\text{NO}_x$ , devido ao nitrogênio presente na biomassa, é significativamente menor do que a produzida pela queima de combustíveis fósseis. Assim sendo, os processos utilizados para a redução dos níveis de emissão decorrentes da combustão de biomassa têm, em princípio, um custo inferior quando comparado à utilização daqueles combustíveis.

O fato da biomassa florestal ser um recurso natural renovável, lhe confere uma grande vantagem sobre os combustíveis fósseis não só pela sua capacidade de reposição dos estoques como também pelo fato das florestas absorverem o  $\text{CO}_2$  atmosférico, evitando assim, o agravamento do efeito estufa.

### 3.7 BAGAÇO DE CANA

Hoje no Brasil, o emprego energético mais desenvolvido da biomassa é a utilização, por meio do PROÁLCOOL, dos derivados da cana de açúcar como combustível automotor em substituição à gasolina. Considera-se aqui o seu aproveitamento para a produção de energia elétrica, em especial

em regime de auto-produção por consumidores privados com a venda de excedentes para a rede pública.

Sendo o bagaço de cana um subproduto da indústria sucro-alcooleira, os impactos referentes à obtenção do combustível derivam das demandas de açúcar e álcool do país. Por esta razão, a análise dos aspectos sócio-ambientais associados a utilização do bagaço para fins energéticos considerará apenas os relacionados diretamente à geração.

A produção de energia elétrica em larga escala a partir do bagaço de cana envolve o aperfeiçoamento de tecnologias que visem tanto o aumento da eficiência de combustão como o controle das emissões de gases para o ambiente. Os impactos decorrentes podem variar significativamente dependendo de diversos fatores como, por exemplo, escalas de produção, condições meteorológicas, características da região de implantação, etc.

Os impactos sócio-ambientais mais significativos a serem avaliados, relacionam-se com:

- a liberação para a atmosfera, em pequenas quantidades, de produtos da combustão:  $CO_x$ ,  $SO_x$ ,  $NO_x$ , grãos e poeira;
- a alteração das características do solo, devido à deposição dos particulados e a disposição final de cinzas e poeiras;
- a ocupação do solo devido à área destinada à estocagem do bagaço de cana;
- as alterações da paisagem local, devido à instalação dos equipamentos de geração de energia e dos sistemas de controle;
- as liberações de calor para a atmosfera, devido às emissões de gases quentes, e para o ambiente aquático, devido ao sistema de resfriamento do vapor d'água;

Da mesma forma que a biomassa florestal, o bagaço de cana é um recurso natural renovável, o que lhe confere uma vantagem sobre os combustíveis não renováveis. O pequeno porte das unidades de geração previstas é mais um fator que contribui para que esta fonte possa ser considerada pouco agressiva ao meio ambiente, uma vez que libera pequena quantidade de gases, partículas e resíduos sólidos e líquidos.

### 3.8 SOLAR

A geração de energia elétrica a partir da fonte solar ocorre basicamente de duas formas: a termosolar e a fotovoltaica. A termosolar consiste no direcionamento dos raios solares para a captação de calor em fluidos especiais que o transferem para a água, gerando vapor de alta temperatura que é empregado na geração elétrica. A fotovoltaica consiste na conversão da energia do sol diretamente para energia elétrica através de células fotoelétricas. Em ambos os casos, é necessária a associação do sistema baseado na fonte solar com outra fonte utilizada nos períodos noturnos e de insolação reduzida.

A possibilidade de implantação de usinas de geração de energia elétrica utilizando a radiação solar limita-se a regiões do globo terrestre com grande incidência direta de radiação, isto é, aquelas situadas entre as latitudes 40° N e 40° S.

O Brasil, embora com seu território quase todo situado na zona tropical, onde são elevados os níveis de incidência de radiação solar média ao longo do ano, não apresenta condições de utilização da energia solar tão favoráveis quanto o esperado, devido à formação de nebulosidade, exceção feita à região Nordeste do país.

O maior obstáculo para a utilização da radiação solar como fonte efetiva de geração de energia são seus altos custos, tanto para equipamentos de captação como para o sistema de armazenamento. Somente os avanços tecnológicos serão capazes de minimizar estes custos de forma a permitir que a utilização desta fonte se torne competitiva e extensível para escalas maiores de suprimento ao mercado.

Existem algumas diferenças entre a fonte termosolar e a fotovoltaica, tanto em relação à capacidade de geração de energia elétrica, quanto aos impactos ambientais causados por estas duas formas de aproveitamento da energia solar.

Os impactos sócio-ambientais causados por estas duas formas de aproveitamento da energia solar (termosolar e a fotovoltaica) são de pequena monta, podendo citar os que se relacionam com:

- alterações de paisagem local devida à necessidade de instalação dos espelhos e/ou outros equipamentos de captação da radiação solar, dos equipamentos de geração de energia e dos sistemas de controle;
- a fabricação de células fotovoltaicas, atividade considerada poluidora (este processo não se relaciona diretamente com a geração de energia elétrica, já que é tradicionalmente desenvolvido para suprir as necessidades de silício para siderurgia);
- as liberações de calor para o ambiente aquático e para a atmosfera devidas aos sistemas de resfriamento do vapor (caso da termosolar);
- a possibilidade de ocorrência de acidentes e vazamentos do fluido térmico para o ambiente aquático e a atmosfera (caso da termosolar); e
- a fonte complementar de geração elétrica para os períodos noturnos e de insolação reduzida, principalmente quanto à armazenagem e queima do combustível.

Em escalas reduzidas de geração, esta fonte pode ser considerada pouco agressiva ao meio ambiente, uma vez que não produz emissões de gases, partículas e resíduos.

### 3.9 EÓLICA

A energia eólica, proveniente da ação dos ventos, caracteriza-se principalmente por ser renovável, de baixa densidade energética e de natureza intermitente. Esta fonte é uma das mais antigas formas de energia aproveitada pelo homem, historicamente utilizada na moagem de grãos e bombeamento de água. A intensificação do seu uso foi sempre crescente até a metade do século passado. Com o advento da máquina a vapor e a invenção do motor a combustão, mais acessíveis e competitivos economicamente, o interesse por esta fonte energética declinou.

No Brasil, o interesse pela energia eólica para geração de eletricidade ocorre a partir de 1974, impulsionado pela crise do petróleo. Algumas universidades e instituições de pesquisa iniciaram então trabalhos de desenvolvimento de aerogeradores com tecnologia nacional, visando aplicações às demandas de regiões isoladas.

Em 1976, foram realizados os primeiros estudos do potencial eólico brasileiro, quando foi detectado bom potencial na costa do Ceará, Rio Grande do Norte, Pernambuco, Bahia e principalmente na Ilha de Fernando de Noronha.

Os impactos sócio-ambientais associados a sistemas de conversão de energia eólica tem relação com:

- nível de ruído;
- interferências eletromagnéticas, especialmente em aparelhos de TV;
- alteração da paisagem;
- interferência com a fauna alada;
- alteração do uso do solo; e
- risco de ruptura dos componentes da estrutura das torres.

Estes fatores são limitadores de sua utilização em áreas densamente povoadas, já que muitas unidades da ordem de 100 kW ou mais são necessárias para contribuir no suprimento de energia elétrica. De qualquer forma, a ocupação de áreas para a implantação destas unidades e a necessidade de um sistema de transmissão não constituem problemas que afetem de forma significativa os ecossistemas. Já os impactos sobre o uso do solo, para escalas maiores de geração, devem ser levados em conta no exame de viabilidade econômica e ambiental desta fonte, sendo seus requisitos de área superiores aos das demais fontes, salvo a biomassa.

### 3.10 OCEÂNICA

Os oceanos são hoje considerados como uma importante fonte renovável de energia. Eles são parte dominante do globo terrestre, ocupando 71 % de sua superfície. Atualmente estão sendo estudadas, testadas e aplicadas diversas formas de aproveitar esta energia.

A primeira destas formas é o aproveitamento da energia das marés, que ocorrem pela ação da gravidade da Terra, Sol e Lua sobre a massa de água oceânica e pela força centrífuga causada pela rotação terrestre. A geração maremotriz consiste no aproveitamento do desnível resultante do ciclo preamar e baixamar. Mesmo que as marés ocorram de maneira ordenada e previsível, vale lembrar que a energia produzida é função cíclica. Assim sendo, estas usinas são mais indicadas para complementação de outras fontes de produção de energia elétrica.

As usinas maremotrizes em operação no mundo são: a usina de La Rance na França com capacidade instalada de 240 MW, em operação desde 1967; a usina experimental de Kishaya Guba, na antiga URSS, com 400 MW, que começou a operar em 1968; a usina de Kianghsia na China, operando desde 1980, com capacidade instalada de 500 kW; e a usina de Annapolis Royal no Canadá, em operação desde 1988, com 20 MW. Estão sendo estudados outros aproveitamentos no Canadá, Reino Unido, Índia e Coreia do Sul, cujas potências vão de 600 MW a 7.200 MW.

No Hemisfério Sul, as costas do Pará, Maranhão, Amapá e Ceará, no Brasil, e o litoral noroeste da Austrália são as regiões mais favoráveis à instalação de usinas maremotrizes.

Outra forma de aproveitamento da energia oceânica é a utilização da energia das ondas. Esta energia é uma parcela da energia solar que incide sobre o globo terrestre e que é acumulada na superfície dos oceanos pela ação do vento.

Também vem sendo estudada a possibilidade de exploração do gradiente térmico dos oceanos, isto é, a diferença de temperatura entre a camada superficial e as camadas mais profundas. As regiões mais favoráveis ao aproveitamento do gradiente térmico situam-se ao longo da linha do Equador, entre os 20° de latitude norte e sul.

Além das formas de aproveitamento citadas acima, estão sendo desenvolvidas tecnologias que exploram as forças das correntes marinhas e a salinidade das águas oceânicas para geração de energia elétrica. Mais do que as outras, estas são tecnologias ainda incipientes, mas os avanços tecnológicos a médio prazo podem tornar atraentes estes tipos de empreendimento.

Não se pode afirmar que o Brasil possui um grande potencial de energia oceânica a ser explorado, mesmo contando com aproximadamente 7.500 km de extensão costeira. Na verdade este potencial é teórico e depende de diversos fatores, desde as características da costa brasileira até o alto custo final de geração.

Os impactos sócio-ambientais, oriundos da implantação de usinas para geração de energia elétrica a partir da fonte oceânica, variam de acordo com as características do projeto e da área atingida, podendo ser simples eventos localizados ou alterações de proporções consideráveis. Ainda há muita incerteza em relação à avaliação destes impactos, já que o conhecimento sobre as tecnologias para exploração desta fonte é incipiente.

Dentre os impactos sócio-ambientais decorrentes do emprego da fonte oceânica, os das usinas maremotrizes são os mais conhecidos. Pode-se prever que a construção de uma barragem para formar o reservatório, criando um obstáculo às variações normais das marés, gere um impacto significativo estendendo-se até à fase de operação da usina, quando os fluxos através das comportas e das turbinas serão diferentes daqueles observados em regime natural.

As alterações de fluxo e das características de vazamento/enchente interferem diretamente sobre os ecossistemas existentes devido a mudanças nos processos naturais de erosão, assoreamento e sedimentação. A extensão destas interferências varia de acordo com o local, a dimensão e as características do projeto.

A redução do intercâmbio de águas e conseqüente decréscimo na sua mistura pode levar ao aumento da estratificação térmica, das variações de temperatura e à alteração da salinidade, contribuindo para uma mudança nos processos físico-químicos, tornando o sítio impróprio para a vida de alguns organismos.

Quanto a impactos sócio-econômicos, devem ser feitos estudos de modo a se conhecer as possíveis interferências em comunidades que se utilizem dos recursos do estuário e que, de alguma forma, venham a ter perdas econômicas. Os estudos, entretanto, não devem ficar restritos a este aspecto, devendo definir aproveitamentos alternativos para o ecossistema alterado como, por exemplo, atividades pesqueiras, uma vez que algumas variáveis como temperatura, salinidade, nutrientes, oxigênio dissolvido, etc, poderão ser alteradas com a operação da usina, interferindo na produção de

peixes, crustáceos e moluscos. Ainda no âmbito dos estudos sócio-econômicos, deve ser verificada a necessidade e considerada a possibilidade de um sistema de transposição da barragem por embarcações, viabilizando a navegação.

Esta fonte, mesmo sendo considerada uma fonte "limpa" de geração de energia elétrica no que diz respeito a emissões, pode alterar o regime normal dos ecossistemas estuarinos ou marítimos. Sua aplicação para geração de energia elétrica em maior escala poderá ocasionar competição com outros usos econômica e ambientalmente relevantes.

### 3.11 RESÍDUOS ORGÂNICOS

Dentre as diversas fontes de resíduos orgânicos (lixo urbano, resíduos industriais e agropecuários, etc.), destaca-se o lixo urbano. Contem uma grande diversidade de materiais (naturais, sintéticos, orgânicos e inorgânicos) e sua exata composição varia de lugar para lugar, dependendo do nível sócio-econômico da população.

No Brasil, o potencial global de geração a partir destes resíduos é praticamente desconhecido, já que não existem dados confiáveis que possibilitem a sua quantificação. Este potencial depende diretamente da composição do lixo em cada localidade e dos processos pelos quais ele passa, por exemplo, a reciclagem.

A CESP já conta com um projeto detalhado de engenharia básica para a implantação de usinas termelétricas que utilizam lixo urbano em combustão direta. Além da CESP, algumas empresas nacionais de engenharia também detêm o "know-how" para processamento de lixo, desde a separação dos componentes recicláveis até à utilização da fração orgânica.

Com relação aos impactos sócio-ambientais, a utilização do lixo para geração de energia elétrica nos grandes centros urbanos é considerada por alguns como um aspecto positivo, se forem considerados como parâmetros os custos sociais de degradação do ambiente acarretados pela disposição final do lixo. Além disso, quando a matéria orgânica é incinerada utilizando-se técnicas adequadas, a emissão de gases associados ao efeito-estufa (metano e dióxido de carbono) pode ser menor do que a decorrente da decomposição da matéria orgânica.

No entanto, quando não são utilizadas técnicas adequadas de separação da matéria orgânica bruta do restante dos resíduos, a incineração de materiais sintéticos e de resíduos plásticos provoca a emissão de gases altamente poluentes, especialmente as dioxinas. Atenção especial deve ser dada aos resíduos provenientes de unidades hospitalares, que não podem ser utilizados no processo de geração de energia elétrica (isto é, devem ser cuidadosamente separados) por apresentarem na sua composição elementos e substâncias altamente prejudiciais à saúde humana. Outro fator que deve também ser cuidadosamente avaliado é o dano potencial causado por metais pesados que entram na composição destes resíduos. Assim, é necessária uma triagem de materiais a serem aproveitados no processo para evitar efeitos nocivos à saúde e ao meio ambiente.

Esta fonte, mesmo requerendo cuidados para evitar potenciais agressões ao meio ambiente na forma de gases, partículas e resíduos sólidos, pode ser considerada como uma opção futura relevante para



a geração de energia elétrica, devido ao balanço positivo decorrente do benefício que traz ao meio ambiente através da queima do lixo urbano, bem como pela sua necessária proximidade aos centros de carga.

### 3.12 SÍNTESE

A Tabela 3.1, apresenta um resumo das principais interferências sócio-ambientais associadas às diversas fontes de geração de energia elétrica, em condições normais de operação. A Tabela 3.2 resume, para o conjunto de fontes consideradas, informações sobre as reservas disponíveis, seu potencial de geração e capacidade instalada. Apresenta também indicadores relativos às principais emissões e à área requerida para a implantação de usinas geradoras, bem como sua localização mais provável no território brasileiro.

**TABELA 3.1**  
**POTENCIAIS INTERFERÊNCIAS SÓCIO-AMBIENTAIS ASSOCIADAS ÀS FONTES DE GERAÇÃO**  
**DE ENERGIA ELÉTRICA (CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÃO)**

FONTE	INTERFERÊNCIA
<b>Carvão</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- emissão de CO<sub>2</sub>, contribuinte principal do chamado efeito estufa;</li> <li>- emissões de SO<sub>2</sub>, repercutindo na acidificação de lagos e destruição de florestas, devido à deposição ácida;</li> <li>- emissões de NO<sub>x</sub>, particulados e outros poluentes com implicações negativas sobre a qualidade do ar;</li> <li>- contaminação das águas superficiais e do lençol freático;</li> <li>- lixiviação de metais pesados provenientes das cinzas e de outros resíduos;</li> <li>- destruição de ecossistemas a longo prazo; e</li> <li>- mudanças no uso do solo.</li> </ul>
<b>Óleo e gás</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- emissão de gases estufa;</li> <li>- emissões de S e N, causando danos a ecossistemas, alterações na composição de solos, degradação de florestas e acidificação de lagos;</li> <li>- contaminação das águas; e</li> <li>- mudanças no uso do solo.</li> </ul>
<b>Nuclear</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- poluição das águas superficiais e subterrâneas (mineração);</li> <li>- produção de rejeitos radioativos;</li> <li>- mudanças no uso do solo;</li> <li>- interferências em ecossistemas; e</li> <li>- efeito psicológico relacionado ao risco de acidentes radioativos.</li> </ul>
<b>Hidráulica</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- mudanças no uso do solo;</li> <li>- danos a ecossistemas terrestres e aquáticos;</li> <li>- modificação nos processos de sedimentação e no regime dos corpos d'água, acarretando mudanças na qualidade e quantidade das águas e repercutindo sobre outros usos deste recurso;</li> <li>- remanejamento de populações; e</li> <li>- interferências na infraestrutura local e regional.</li> </ul>
<b>Outras</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- modificações no uso da terra e em ecossistemas;</li> <li>- contaminação do ar e da água (mais específica da fonte "resíduos orgânicos"); e</li> <li>- ruídos decorrentes da operação de turbinas eólicas.</li> </ul>

Fonte: adaptado de Senior Expert Symposium on Electricity and the Environment, Key Issues Papers, Helsinki, Finland, May 1991.

TABELA 3.2  
CARACTERÍSTICAS GERAIS DAS FONTES DE GERAÇÃO

Características Gerais	Reserva	Idêntico	Corrente Máxima	Número	Distância de Instalação	Capacidade Nominal	Reserva Máxima	Região de Operação	Idade	Operação	Tecnologia	Capacidade Instalada
Potencial de geração (MW)	127.500	100.700	26.000	2.100	4.600	62.000	6.151	17.600	27.000	750		
Reserva de Combustível		0	32 x 10 t	301 x 10 t	3	439 x 10 m	0,5	118 x 10 m	83			30 x 10 MW
Utilização da área	1,7 e 940 (6)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,008	439	710 (1)	3 a 5	MECOS	ME	
Localização Potencial (MW)	N.S.CO	B	SE	N,SE,NE	N,CO	NE,SE,S	NE,SE	NE	NE	MECOS	ME	
Principais Impactos												
- Resíduos gases (g/kWh)												
CO <sub>2</sub>	(6)	1.804,2 (7)		607,2 (7,8)	818,8 (7)	987,9 (7)						
SO <sub>2</sub>	(6)	0,818 (7)		807,2 (7,8)	0,046 (7)	0,146 (7)						
NO <sub>x</sub>	(6)	1,734 (7)		0,736 (7,8)	1,408 (7)	0,113 (7)						
outras	(6)											
- Ruídos sólidos	(6)	calor	calor	calor	calor	calor	calor	calor	calor	calor	calor	calor
- outras	(6)	partículas	partículas	partículas	partículas	partículas	partículas	partículas	partículas	partículas	partículas	partículas
- outras	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)

Notas:

- (1) Estimativas da CHESF para a Região Nordeste, incluindo as áreas revitalizadas e áreas de cultivo.
- (2) Reservas instaladas, incluindo as reservas.
- (3) Reservas operacionais de petróleo.
- (4) Reservas recuperáveis.
- (5) Dados relativos às Usinas Xingó (1,7 MW) e Buiúna (600 MW).
- (6) O planejamento de utilização e das outras áreas estão comprometidos para a utilização e não operacionais.
- (7) Valores obtidos em "Potential Generating Engineers".
- (8) Referência ao plano estadual nº 6.
- (9) Diversos impactos nos sistemas físico-bióticos, sócio-econômico e cultural.

## 4. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

### 4.1 CONCLUSÕES

Levando-se em conta o ciclo completo de obtenção, beneficiamento, transporte e estocagem do combustível, além das atividades de transformação propriamente ditas, dentre as fontes não renováveis, o carvão mineral é a fonte primária para geração de energia elétrica que exige maior controle de seus impactos ambientais. Isto é devido, principalmente, à emissão de gases ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  e outros) e de particulados, pelas potenciais alterações nas características das águas e dos solos, na saúde dos seres humanos e na de outros seres vivos.

A geração nuclear pode ser considerada uma tecnologia "limpa" e de reduzido impacto sobre os ecossistemas em condições normais de operação. Porém, destaca-se a ausência de aceitação pública desta fonte tendo em vista, principalmente, os problemas de disposição final dos rejeitos radioativos e os riscos de acidentes de grandes proporções. Estes fatores, provavelmente, continuarão a condicionar qualquer programa de implantação de usinas nucleares no Brasil e em outros Países nos próximos anos. Tornaram-se críticos em face dos novos preceitos constitucionais segundo os quais os empreendimentos nucleares necessitam, para a sua implantação, de prévia aprovação do Congresso Nacional.

No caso da geração que tem como combustível os derivados de petróleo, seus impactos são semelhantes aos que ocorrem na geração a carvão mineral, destacando-se o problema da emissão de gases poluentes em quantidade expressiva e potenciais alterações nas águas e solos. No entanto, esta fonte acarreta impacto ambiental menor do que o carvão porque, sendo a demanda por este combustível, no Brasil, uma parcela muito pequena da demanda total de derivados, desconsiderou-se os impactos associados à obtenção, beneficiamento e transporte do combustível. Ou seja, no caso dos derivados de petróleo, admitiu-se que a contribuição marginal da geração de energia elétrica à criação de impactos ambientais nestas atividades é desprezível e não determinante do custo de sua mitigação ou tratamento pelos setores responsáveis.

Os impactos mais significativos relacionados ao gás natural são de dois tipos: os relacionados ao seu transporte especificamente quando da construção de gasodutos, na hipótese de que sua provável utilização se dê na Amazônia; e aqueles associados à geração propriamente dita, pela emissão de gases, impacto este não tão significativo quando comparado quantitativa e qualitativamente com os relacionados ao carvão mineral e aos derivados de petróleo.

Quanto à biomassa florestal, considerou-se como impacto significativo a mobilização de áreas para a obtenção deste combustível, o que pode vir a competir com outros usos potenciais do solo. Além deste, foi considerada a emissão de  $\text{CO}_2$  na sua queima, o que poderia contribuir para o "efeito estufa", mesmo que a implantação de uma floresta energética nas proximidades do local de geração minimize este efeito. Já o aproveitamento dos resíduos orgânicos (especificamente o lixo urbano) para a geração de energia elétrica em grandes centros urbanos, apesar de acarretar um benefício ambiental por eliminar grandes volumes de lixo, provoca também a emissão de gases poluentes e material particulado para a atmosfera.

O aproveitamento das fontes de energia primária renováveis dispensa, salvo em sistemas auxiliares (de reserva ou "stand by"), a utilização de processos térmicos de transformação. Desta maneira, são "limpas" no tocante a emissões. Seus impactos referem-se sobretudo à mobilização de áreas e à sua contribuição a desequilíbrios nos ecossistemas terrestres e aquáticos. Diferenciam-se a geração hidrelétrica e as fontes "alternativas", principalmente pelas escalas de geração em que tipicamente operam.

Em decorrência da formação de reservatórios, as usinas hidrelétricas podem acarretar a relocação de populações e de infraestrutura, impactos sobre a organização das atividades produtivas locais, modificação sobre os regimes hidrológicos e a remoção da cobertura vegetal, com eventuais perdas de biodiversidade e de funções reguladoras dos ecossistemas.

As demais fontes, comumente chamadas "alternativas" – solar, eólica e oceânica – apresentam impactos que podem ser considerados suaves em relação às fontes convencionais. Destaca-se, no entanto, que, para estas fontes "alternativas", bem como para a biomassa e para os resíduos orgânicos, as escalas de geração consideradas neste estudo são significativamente menores que nos demais casos. Apesar de ainda não apresentarem competitividade econômica com as fontes convencionais no Brasil, sua inclusão nesta avaliação é importante pelo interesse por elas despertado como alternativas "limpas" de obtenção de energia elétrica. Seu emprego, ainda que se mantenha muito pouco expressivo na estrutura geral da oferta, deverá ser considerado em situações específicas (localidades isoladas, fontes próximas a mercados de pequena escala).

## 4.2 RECOMENDAÇÕES

Para viabilizar a ampliação do parque termelétrico brasileiro e a utilização de outras fontes de geração "não convencionais" é necessário compatibilizar a produção de energia elétrica pelas diversas fontes com os requisitos de uso racional dos recursos naturais e de alcance e manutenção da qualidade ambiental. Para tanto recomenda-se:

- contemplar no planejamento da expansão da geração termelétrica o uso de novas tecnologias alternativas de combustão e controle ambiental;
- informar à sociedade dos custos e benefícios, inclusive os sócio-ambientais, das tecnologias que possam ser aplicadas às diversas fontes energéticas;
- enfatizar a capacitação de recursos humanos e a pesquisa e desenvolvimento de tecnologia, para tanto definindo um plano diretor de pesquisa e desenvolvimento para os próximos cinco anos, enfatizando o apoio à implantação das tecnologias mais promissoras (leito fluidizado, gaseificação de biomassa, lixo urbano, termosolar e eólica) e um cuidadoso programa de acompanhamento e avaliação de resultados;
- elaborar planos diretores para as áreas com vocação para o aproveitamento de fontes energéticas, de forma a permitir a adequada inserção regional dos empreendimentos de geração e atividades a eles associadas, utilizando seu potencial como vetor de desenvolvimento;
- promover adequada inserção regional de empreendimentos;
- promover a rediscussão e recomendar a revisão da legislação ambiental vigente a fim de que esta seja adequada à realidade nacional e se torne compatível com o aproveitamento de recursos naturais, atendendo aos padrões de qualidade ambiental;

- buscar linhas de financiamento prioritário para a aplicação de novas tecnologias e para a solução de problemas ambientais, atuais e futuros, inclusive levando em conta os aspectos de desenvolvimento regional das regiões de implantação;
- estimular a utilização econômica de rejeitos e subprodutos da combustão; e
- estabelecer sistemas de informações, inclusive internacionais, no que concerne a usinas em operação e novas tecnologias em desenvolvimento no setor energético, especialmente no tocante à conservação de energia, ao uso adequado dos recursos naturais e à contribuição das diferentes fontes e tecnologias de controle de emissões poluentes.

Considerando que o carvão mineral constitui a maior parcela de recursos energéticos não renováveis disponível no país, sendo provável sua participação expressiva no contexto energético nacional a partir da próxima década, recomenda-se:

- buscar a adoção de adequadas técnicas de mineração e recuperação de áreas mineradas, bem como soluções para a disposição final e/ou utilização em larga escala dos resíduos sólidos da combustão;
- utilizar na Região Sul o carvão nacional não beneficiado ("boca de mina") com tecnologia de combustão em leito fluidizado, no caso de novas usinas;
- estudar a viabilidade da utilização de carvões nacionais beneficiados, no caso das unidades convencionais já implantadas;
- utilizar combustível importado, de baixo teor de enxofre, caso sejam implantadas usinas a carvão nas Regiões Sudeste, Nordeste e Norte;
- elaborar planos diretores para as áreas com vocação carbonífera, de forma a permitir a adequada inserção regional dos empreendimentos de geração e atividades a eles associadas, utilizando seu potencial como vetor de desenvolvimento;
- promover a revisão da legislação ambiental, no que se refere aos padrões de emissão das fontes fixas, visando definir níveis compatíveis com a realidade técnico-econômica e com as necessidades de conservação ambiental nacional; e
- promover uma adequada difusão de informações acerca das emissões poluentes e demais impactos acarretados pela geração de energia elétrica e atividades associadas, bem como acerca das tecnologias de controle adotadas.

Considerando que o urânio natural constitui a segunda parcela mais expressiva de reservas brasileiras não renováveis (após o carvão), sendo possível uma expressiva participação da energia nuclear no contexto energético nacional no futuro, recomenda-se:

- buscar a fixação e o desenvolvimento da tecnologia de centrais nucleares já transferida do exterior, através de um aumento da participação nacional nas futuras usinas;
- envidar esforços no sentido de aumentar a segurança das usinas nucleares brasileiras, tanto na operação de Angra I como no projeto e construção das novas usinas, através da incorporação dos avanços tecnológicos na área de segurança;
- promover a elaboração de planos de contingência para o caso de acidentes, visando a capacitação e reforço da infra-estrutura das regiões de implantação, gozando da participação e aprovação das comunidades;

- promover uma adequada difusão de informações acerca do efetivo histórico de funcionamento de usinas nucleares no Brasil e no mundo e a elaboração de programa de esclarecimento ao público sobre a tecnologia e segurança das usinas nucleares, mantendo a maior transparência possível; e
- realizar esforços no sentido da adoção de uma política de longo prazo para a disposição segura dos rejeitos radioativos das usinas nucleares.

### 4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Cabe alertar para algumas dificuldades enfrentadas neste estudo.

Estão em curso mudanças significativas no conhecimento acerca dos impactos de algumas fontes aqui analisadas. Registra-se já uma preocupação suficientemente expressiva na área científica para justificar ações por parte dos agentes poluidores e órgãos de controle ambiental no sentido de reduzir as emissões. Crescem também as atenções com relação à perda de biodiversidade e à alteração das funções reguladoras dos ecossistemas. No entanto, são grandes as incertezas quanto aos impactos efetivos que poderão ser ocasionados por diferentes fontes de geração (e por outras atividades) e quanto ao valor que a sociedade lhes atribui. Conseqüentemente, ocorre uma grande dificuldade de apropriação do conhecimento atualmente disponível ao planejamento da expansão dos sistemas de suprimento de energia elétrica.

Há pequena tradição no Setor Elétrico no planejamento e implantação de empreendimentos que utilizam a maior parte das fontes analisadas. À exceção da fonte hidráulica, do carvão, da nuclear e dos derivados de petróleo, é limitada a experiência empírica que poderia constituir referência para avaliações de empreendimentos futuros. Problemas, soluções e custos são pouco conhecidos. Em alguns casos, nem mesmo estão disponíveis projetos. A ênfase do presente estudo, portanto, foi sobre fontes, acarretando uma maior generalidade da análise e sugerindo que as conclusões resultantes sejam consideradas como um balizamento preliminar na análise de estratégias de expansão dos sistemas elétricos.

Por fim, a perspectiva de desenvolvimento de novas tecnologias, economicamente competitivas, ou mesmo a possibilidade da aplicação em maior escala das tecnologias disponíveis é muito importante no caso de algumas fontes aqui consideradas. Os resultados apresentados poderão, dependendo da rapidez do avanço da pesquisa, desenvolvimento e difusão tecnológica, sofrer significativa alteração. Em suma, registra-se um nível de incerteza muito maior na análise destas fontes do que no exame da fonte hidráulica e, secundariamente, do carvão, da nuclear e dos derivados de petróleo.

## 5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Amorim, G., "Energia e Combustíveis: Poluição atmosférica por queima de cana-de-açúcar", in *Resumos Ecológicos Brasileiros*, Vol. 1 nº 0, junho de 1991.
- [2] Braunstein, H. M. et alli, "Biomass Energy Systems and the Environment", New York, Pergamon Press, 1981.
- [3] Bureau for Science and Technology/United States Agency for International Development, "Environmental Manual for Power Development", 1990.
- [4] Campos, R.M., "Energia e Combustíveis: O potencial e a viabilidade econômica da geração de excedentes de energia a partir do bagaço da cana-de-açúcar", in *Resumos Ecológicos Brasileiros*, Vol. 1 nº 0, junho de 1991.
- [5] CHESF, "Biomassa Florestal: Uma Alternativa para Geração de Eletricidade na Região Nordeste do Brasil", 1991.
- [6] Comissão de Desenvolvimento e Meio Ambiente da América Latina e do Caribe/Banco Interamericano de Desenvolvimento/Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento, *Nossa Própria Agenda*, 1990.
- [7] Comissão Interministerial para Preparação da Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento - CIMA, "O Desafio do Desenvolvimento Sustentável" (Relatório do Brasil para a Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento). Brasília, Setembro de 1991.
- [8] ELETROBRÁS/Departamento de Estudos Energéticos, "Principais Recursos Energéticos Disponíveis para Geração de Energia Elétrica: Quantificação e Custos", *Informação Técnica* nº 043/90, 1990.
- [9] ELETROBRÁS/ELETROSUL/CEEE/DNAEE/DNPM/CAEEB, "Diretrizes ambientais para usinas termelétricas a carvão mineral nacional", 1989.
- [10] Epstein, M., "Impacto ambiental das emissões aéreas de usinas termelétricas -- emissões de SO<sub>2</sub>", in *Revista Brasileira de Energia*, Vol.1, nº 2, 1990.
- [11] Flavin Christopher, "Building a Bridge to Sustainable Energy", in *State of the World*, 1992.
- [12] Holdren, J.P., "Global Environmental Issues Related to Energy Supply: The Environmental Case for Increase Efficiency of Energy Use", Department of Energy and Resources, University of California, Berkeley, 1987.
- [13] Houghton, J.T., G. J. Jenkins and J. J. Ephraums, eds., *Climate Change - The IPCC Scientific Assessment*. Cambridge: Cambridge University Press, 1990.



- [14] Iansiti, E. and F. Niehaus, "Impact of energy production on atmospheric concentration of greenhouse gases", in IAEA Bulletin, February 1989.
- [15] International Atomic Energy Agency, Senior Expert Symposium on Electricity and the Environment, Key Issues Papers, Helsinki, Finland, May 1991.
- [16] King, K. and M. Munasinghe, "Incremental Costs of Phasing Out Ozone Depleting Substances", The World Bank, Environment Working Paper n° 47, September 1991.
- [17] Lemonick, M., e P. E. Dewitt, "The Ozone Vanishes" e "How do you patch a hole in the sky that could be as big as Alaska?", in TIME International Magazine, n° 7, February 1992.
- [18] Ministério da Infraestrutura/Secretaria Nacional de Energia/ELETROBRÁS, Plano Diretor de Meio Ambiente do Setor Elétrico 1991/1993. Rio de Janeiro, 1990.
- [19] MINFRA/SNE/DNAEE/ELETROBRÁS/Sistema de informações empresariais do Setor de Energia Elétrica - SIESE, Boletim Trimestral, Janeiro/Setembro de 1991.
- [20] Mintzer, I., "Communications on energy. Is the heat on?", in Energy Policy, February 1988.
- [21] Mourão, R. F., "Caminhos para uma catástrofe ecológica," in Ecologia e Desenvolvimento, Julho de 1991.
- [22] OCDE/International Energy Agency, "Energy and the Environment: Policy Overview", 1989.
- [23] Pacheco, M.R.P.S. e M.E.M. Helene, "Atmosfera, fluxos de carbono e fertilização por CO<sub>2</sub>", in Estudos Avançados da Universidade de São Paulo, Vol. 4, n° 9, Maio/Agosto de 1990.
- [24] Riedle, K., "Economic and ecological aspects of renewable and fossil power generation", Janeiro de 1990.
- [25] Tornkvist, "Aproveitamento de Energia das Ondas", CESP/IPT, Julho de 1988.
- [26] World Energy Conference, "Environmental Effects Arising from Electricity Supply and Utilisation and the Resulting Costs to the Utility", Report, 1988.

## 6. EQUIPE

### COORDENAÇÃO

Maria Teresa Fernandes Serra  
Antonio Carlos Souza e Silva Amaral

### EQUIPE TÉCNICA

Carlos Frederico Silveira Menezes  
Eduardo Rodriguez Garcia  
Maria Luiza Lartigau da Silva Milazzo

### DIGITAÇÃO

Jorge Luis Pires Coelho  
Maria do Ceo Faria do Nascimento

### EDITORACÃO

Carmem Valéria da Fonseca Rodrigues - DPS/GCPS

A Coordenação agradece aos Membros do GT COMASE: "Subsídios ao PLANO 2015" e às equipes técnicas das empresas concessionárias e dos diversos Departamentos da ELETROBRÁS que contribuíram para a preparação deste trabalho com seus comentários e sugestões.



PLANO NACIONAL  
DE ENERGIA ELÉTRICA  
1993-2015

# PLANO 2015

PROJETO 7

A Questão Ambiental e o Setor Elétrico

- Projetos Hidrelétricos do Plano de Expansão

---

# PLANO 2015

## PROJETO 7

A QUESTÃO AMBIENTAL E O SETOR ELÉTRICO

PROJETOS HIDRELÉTRICOS DO PLANO  
DE EXPANSÃO

INDICE

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
<b>2 AVALIAÇÃO DO IMPACTO SÓCIO-AMBIENTAL DOS EMPREENDIMENTOS HIDRELÉTRICOS</b> .....	<b>4</b>
2.1 Considerações Iniciais .....	4
2.2 Universo de Referência, Base de Dados e Categorias Analíticas .....	4
2.3 Seleção de Variáveis .....	5
2.4 Levantamento e Sistematização de Informações .....	8
2.5 Definição de Indicadores .....	10
2.6 Caracterização dos Objetivos .....	10
2.7 Comparação e Classificação de Empreendimentos .....	12
2.8 Considerações Finais .....	14
<b>3 ESTIMATIVA DO CUSTO SÓCIO-AMBIENTAL DE EMPREENDIMENTOS HIDRELÉTRICOS</b> .....	<b>17</b>
3.1 Considerações Iniciais .....	17
3.2 Referências e Premissas Utilizadas .....	19
3.3 Procedimentos Utilizados na Determinação dos Parâmetros de Referência .....	21
3.3.1 Parâmetros de Custo Físico-Biótico .....	22
3.3.2 Parâmetros de Custo Sócio-Econômico .....	23
3.4 Estimativa do Custo Sócio-Ambiental .....	27
3.4.1 Empreendimentos em Viabilidade e Projeto Básico Constantes do PDG 1993/2002 .....	27
3.4.2 Empreendimentos em Inventário .....	27
3.5 Considerações Finais .....	30
<b>4 SUBSÍDIOS À COMPOSIÇÃO DAS ALTERNATIVAS DE SUPRIMENTO</b> .....	<b>32</b>
4.1 Incorporação dos Custos Sócio-Ambientais nos Orçamentos dos Empreendimentos .....	32
4.2 Sugestão de Critérios para a Incorporação das Variáveis Sócio-Ambientais nos Planos de Expansão do Setor Elétrico .....	34
<b>5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES</b> .....	<b>38</b>
ANEXO 1: Custo Unitário de Geração de Empreendimentos .....	41
ANEXO 2: Empreendimentos Sujeitos a Restrições Constitucionais .....	43
<b>6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>46</b>
<b>7 EQUIPE</b> .....	<b>48</b>

## 1. INTRODUÇÃO

O PLANO 2015, ao tratar das alternativas de expansão dos sistemas de suprimento de energia elétrica para as próximas décadas, incorpora, como um dos principais condicionantes de decisão, as implicações sócio-ambientais associadas à implantação dos empreendimentos de geração, dentre os quais, destacam-se as usinas hidrelétricas.

Este tratamento explícito tem como pré-requisito a avaliação sócio-ambiental dos aproveitamentos potencialmente integrantes do plano de expansão. A metodologia geral aqui utilizada para este fim foi concebida e desenvolvida tendo em vista quatro condicionantes:

- a pertinência do princípio de minimização da relação custo-benefício (US\$/MWh) como balizador inicial da priorização de empreendimentos, incluindo-se nos custos a totalidade dos custos a serem enfrentados pelo Setor Elétrico;
- a importância de complementar esta análise de natureza econômica e quantitativa, mesmo que já ampliada para contemplar os custos das ações de ordem sócio-ambiental, por considerações acerca de impactos não passíveis de uma mensuração econômica;
- a heterogeneidade das informações disponíveis acerca dos empreendimentos que integram o potencial hidrelétrico inventariado brasileiro, fruto da diversidade de etapas em que se encontram os estudos e da época em que foram executados; e
- o caráter estratégico do planejamento sob incerteza postulado nas premissas do PLANO 2015.

Busca-se neste subprojeto visualizar as implicações sócio-ambientais dos projetos disponíveis nos inventários brasileiros, de uma forma comparativa e segundo critérios tanto quanto possível homogêneos. Para tanto, abriu-se mão da precisão com relação a projetos específicos e enfatizou-se o seu agrupamento em classes correspondentes a diferentes níveis de complexidade e custo.

Na definição dessas classes, foram introduzidos dois conceitos, sintetizados no Quadro 1.1:

- o de "complexidade", através do qual procura-se traduzir o impacto total do empreendimento, nele estando incluídos:
  - . impactos que dão origem a ações mitigatórias e compensatórias por parte do Setor Elétrico, configurando custos monetários que deverão estar plenamente retratados nos orçamentos dos empreendimentos,
  - . impactos que, embora reconhecidos, não dão origem a ações e dispêndios por parte do Setor Elétrico, por corresponderem, em geral, a aspectos imponderáveis e a externalidades não passíveis de mitigação ou compensação mesmo num contexto de soluções negociadas. Tais impactos -- como a perda de sítios de valor cênico ou histórico, ou a perda de biodiversidade -- podem ser considerados custos "sociais" ou "coletivos", cujo valor, embora não passível de uma expressão monetária, deve ainda ser considerado na análise sócio-ambiental de um empreendimento, uma vez que, ao se fazer a opção social pela sua implantação, está se aceitando que os benefícios energéticos a serem gerados superam a totalidade dos custos do empreendimento inclusive os custos "sociais" ou "coletivos";

- o de "custo sócio-ambiental setorial" que foi estimado partindo-se do princípio de que há uma subestimativa dos custos sócio-ambientais nos atuais orçamentos do Setor Elétrico, ou, que ainda não constam dos orçamentos atuais quaisquer custos sócio-ambientais relativos a programas mitigatórios e compensatórios que deverão ser incorridos pelo Setor Elétrico quando da implantação do empreendimento.

**QUADRO 1.1**  
**ESQUEMA CONCEITUAL DE COMPOSIÇÃO DOS CUSTOS DE UM**  
**EMPREENHIMENTO, CONSIDERANDO OS CUSTOS SÓCIO-AMBIENTAIS**

<b>Custo de Engenharia</b>	<b>Custo Sócio-Ambiental</b>	
<b>Custo das obras civis e equipamentos</b>	<p><b>Custos Setoriais</b></p> <p>Custos que têm rebatimento nos orçamentos dos empreendimentos e no custo de expansão do sistema (e, por decorrência na tarifa).</p> <p>Originam-se de impactos (mensuráveis ou não) que são objeto de medidas preventivas, de mitigação ou compensação, como resultado de:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- determinações legais e/ou</li> <li>- negociações</li> </ul>	<p><b>Custos Coletivos</b></p> <p>Custos que não têm rebatimento explícito nos orçamentos dos empreendimentos, representando custos "sociais" ou "coletivos" nos quais se incorre ao optar pelo projeto.</p>

Foram utilizados procedimentos metodológicos distintos para os dois sub-conjuntos de projetos potencialmente integrantes do plano de expansão: os cerca de 30 projetos que se encontram em etapa de viabilidade e projeto básico; e os demais projetos, para a maioria dos quais dispõem-se apenas do inventário hidrelétrico.

A análise foi desenvolvida em duas etapas:

- avaliação da complexidade dos impactos sócio-ambientais dos empreendimentos em viabilidade e projeto básico (item 2);
- estimativa dos custos sócio-ambientais prováveis dos empreendimentos em viabilidade e projeto básico e o estabelecimento de parâmetros (multiplicadores) a serem aplicados aos orçamentos dos projetos em inventário (item 3).

A metodologia proposta para avaliação da complexidade assim como os procedimentos sugeridos para a estimativa dos custos sócio-ambientais são um primeiro passo para a incorporação das variáveis sócio-ambientais nas metodologias de planejamento da expansão. Além disso, conforme apresentado no item 4, fundamentaram uma definição preliminar - pela ótica sócio-ambiental - de critérios para a tomada de decisão quanto à competitividade de empreendimentos, tendo em vista a composição das alternativas de suprimento. Deve-se ressaltar que estes critérios não são exclusivos e devem ser considerados juntamente com aqueles já utilizados pelo setor. Quando da definição de alternativas de suprimento no longo prazo, os resultados deste estudo, portanto, deverão ser cotejados com aqueles das áreas de engenharia, de mercado e financeira. Especialmente no caso dos projetos destinados a suprir sistemas isolados, o processo decisório deverá levar em conta diferentes fontes de geração assim como as implicações sócio-ambientais a elas associadas.

As conclusões e recomendações (item 5) expõem os avanços obtidos, bem como as dificuldades metodológicas e processuais encontradas no desenvolvimento do estudo e, sugerem, aprimoramentos que deverão ser buscados pelo Setor Elétrico.

Finalmente, deve ser registrado que o processo de avaliação foi desenvolvido com a participação de um grupo de trabalho do Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico (COMASE), especificamente constituído para este fim, e que contou com representantes das seguintes empresas: CEEE, CEMIG, CESP, CHESF, COPEL, ELETROBRÁS, ELETRONORTE, ELETROSUL, FURNAS e NUCLEN. Destaca-se a atuação do grupo sobretudo na primeira etapa dos trabalhos (item 2). Na adaptação e operação do modelo utilizado, foi imprescindível a colaboração de técnica do Programa de Planejamento e Operação Energética do CEPEL.



## 2. AVALIAÇÃO DO IMPACTO SÓCIO-AMBIENTAL DOS EMPREENDIMENTOS HIDRELÉTRICOS

### 2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Na avaliação de impactos sócio-ambientais dos empreendimentos no tocante à sua complexidade, foi utilizada técnica de análise multi-objetivo. Este tipo de metodologia é especialmente indicado para o caso em questão, em função da diversidade dos objetivos que se quer retratar.

Esta avaliação foi desenvolvida em duas etapas: a primeira buscou, através do tratamento das informações disponíveis, estabelecer uma base de dados e categorias analíticas para a comparação sócio-ambiental dos empreendimentos; a segunda voltou-se para a avaliação e classificação dos empreendimentos. A Figura 2.1 apresenta, de forma esquemática, estas etapas da aplicação da técnica de análise multi-objetivo à avaliação de impactos sócio-ambientais de empreendimentos hidrelétricos no tocante à sua complexidade.

Como referências metodológicas utilizadas destacam-se, em particular, a metodologia desenvolvida para a avaliação ambiental do Plano de Expansão do Setor Elétrico Colombiano (ISA, 1991) e o Estudo de Inventário Hidrelétrico da Bacia do Rio Doce (ELETROBRÁS, 1989). Recorreu-se a estes trabalhos, num primeiro momento, para a definição dos procedimentos metodológicos para tratamento das informações, ou seja, para a seleção de variáveis, construção de indicadores e definição de objetivos. Para a comparação e classificação dos empreendimentos, adotou-se o Método de Análise Hierárquica (Saaty, 1977), adaptado pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica - CEPTEL.

### 2.2 UNIVERSO DE REFERÊNCIA, BASE DE DADOS E CATEGORIAS ANALÍTICAS

O universo de projetos potencialmente integrantes do plano de expansão setorial é o conjunto de projetos constantes do Banco de Dados de Usinas Simuláveis do Departamento de Estudos Energéticos - DPE/ELETROBRÁS, que conta com cerca de 400 aproveitamentos inventariados e individualizados.

Neste universo distinguem-se quatro conjuntos:

- Cerca de 60 empreendimentos em operação.
- 18 empreendimentos (11.582 MW) em construção (ver Tabela 2.1).
- 25 empreendimentos (9.839 MW) que apresentam nos seus estudos de viabilidade e projeto básico, informações sócio-ambientais detalhadas já constando do Programa de Expansão do Setor Elétrico no horizonte decenal (PDG 1993/2002). Neste conjunto, considerou-se também as UHEs Cachoeira Porteira e Ji-Paraná, previstas para atendimento a sistemas isolados da Região Norte, e a UHE Belo Monte. Estes três empreendimentos somam 12.212 MW perfazendo um total de 21.821 MW para este segmento.

- Para os demais projetos não se dispõe de informações sócio-ambientais suficientes. Destes, 21 estão em viabilidade e também integram o PDG 1993/2002. Os demais projetos dispõem de inventário ou pré-inventário, a maioria dos quais realizado em período anterior ao estabelecimento das diretrizes atualmente em vigor no Setor Elétrico (Manual de Estudos de Efeitos Ambientais dos Sistemas Elétricos, 1986, e Plano Diretor de Meio Ambiente do Setor Elétrico, 1990), não tendo, salvo exceção, (por exemplo, os inventários do Rio Doce e do Rio Uruguai), contemplado da forma hoje preconizada as questões sócio-ambientais.

Dado o caráter estratégico do PLANO 2015, e os seus horizontes referenciais de longo prazo, a análise focalizou os dois últimos conjuntos. No caso dos 28 empreendimentos para os quais se dispõe de melhor base de informações, procedeu-se à análise comparativa de seus impactos (ou complexidade) e a uma estimativa do custo das ações mitigatórias ou compensatórias a serem implementadas. Os demais empreendimentos foram objeto de tratamento diverso. Foram estimados apenas, e de maneira simplificada, os custos sócio-ambientais.

As principais etapas de preparação da base de dados e das categorias analíticas utilizadas foram:

- seleção de variáveis;
- levantamento e sistematização de informações; e
- definição de indicadores.

Cabe ressaltar que estas etapas foram desenvolvidas ao longo de um processo iterativo de concepção, teste e aferição das categorias analíticas definidas, buscando-se coerência quanto ao seu conteúdo e com relação às informações disponíveis.

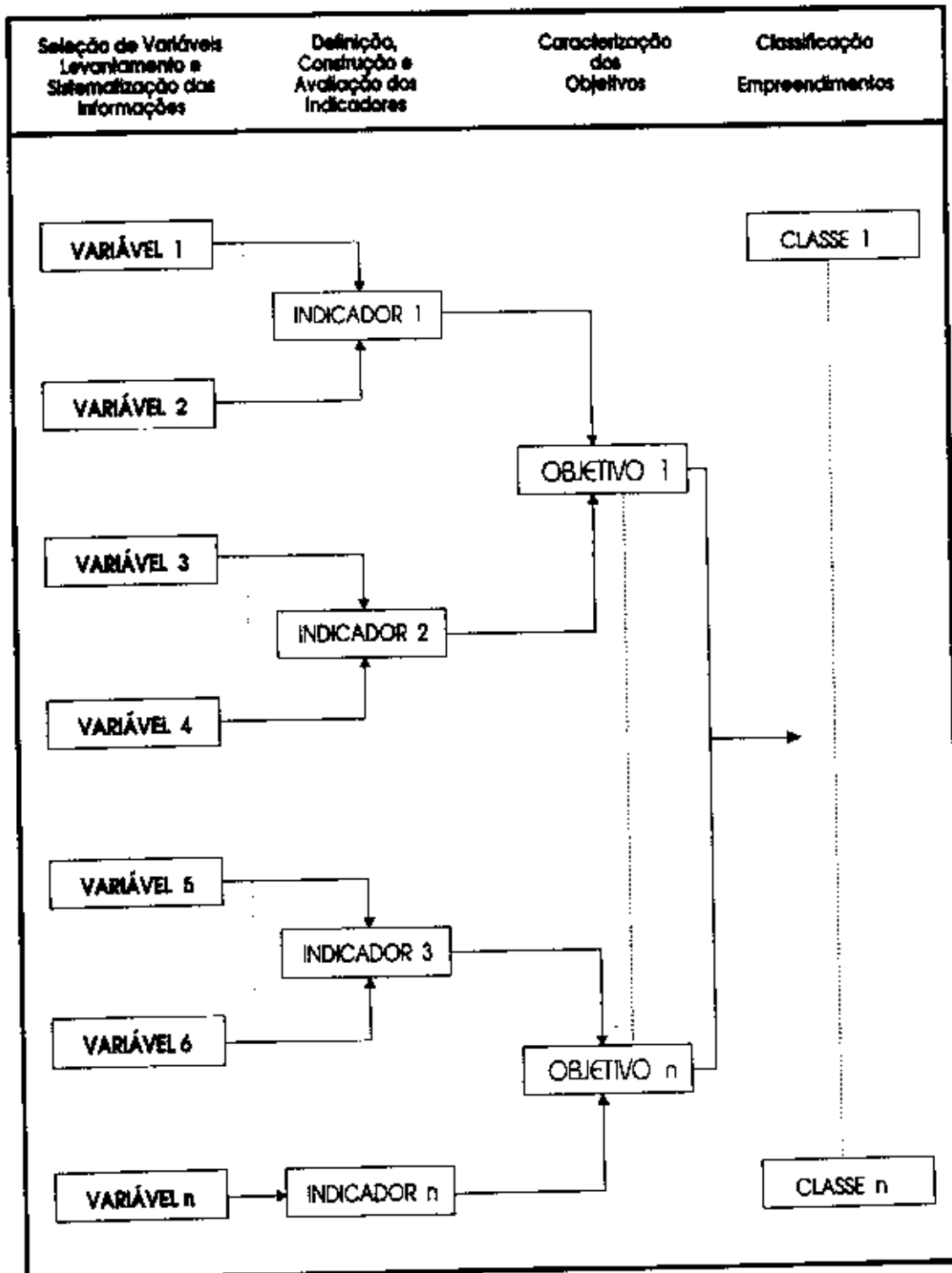
### 2.3 SELEÇÃO DE VARIÁVEIS

Uma variável é um atributo mensurável de forma quantitativa ou aferido qualitativamente, que expressa uma situação ou um conjunto de relações ou o comportamento de um sistema.

Procurou-se selecionar variáveis que, por um lado, traduzissem de maneira abrangente os impactos potenciais associados à implantação de usinas hidrelétricas e, por outro, fossem compatíveis com as informações disponíveis. Complementarmente, buscaram-se algumas informações básicas de projeto, não necessariamente relativas a impactos, a serem usadas como elementos de referência para a análise de complexidade (posteriormente introduzidas no balanço conclusivo apresentado no item 4).

Como referências para esta etapa, foram utilizados o Manual de Estudos de Efeitos Ambientais dos Sistemas Elétricos (ELETROBRÁS, 1986), os Estudos de Inventário da Bacia do Rio Doce (ELETROBRÁS, 1989) e o Anexo 1 do Plano Diretor de Meio Ambiente do Setor Elétrico 1991/93 (ELETROBRÁS, 1990). Este último elaborado em 1989, com a colaboração das empresas do Setor Elétrico, contém as características básicas de engenharia e sócio-ambientais dos empreendimentos constantes do PDE 1990/99.

**FIGURA 2.1**  
**ESQUEMA CONCEITUAL PARA A CONSTRUÇÃO DAS CATEGORIAS**  
**ANALÍTICAS UTILIZADAS PARA A AVALIAÇÃO E CLASSIFICAÇÃO**  
**SÓCIO AMBIENTAL DE EMPREENDIMENTOS HIDRELÉTRICOS**



**TABELA 2.1**  
**PROGRAMA DECENAL DE GERAÇÃO 1993/2002**  
**EMPREENDIMENTOS HIDRELÉTRICOS**

Motorização/Ampliação		Construção		Viabilidade/Projeto Básico		Inventário		Total
Usina	MW	Usina	MW	Usina	MW	Usina	MW	
Peri	3	Remédios	1	Palmeiras	15 (*)	Flores	3	
Santa Branca	49	Pancada Grande	4	Retiro	15 (*)	Duas Vendas	5	
C. Dourada	190	Aquarius	6	Anhanguera	20 (*)	Tombos	5	
Jaguara	216	Braço Norte I	6	Cubatão	45 (*)	Glicério	7	
Romana	240	Primavera	9	Canóas II	72 (*)	Sítio Grande	18	
Tucuruí	660	Braço Norte II	10	Santa Rita	75 (*)	Rosal	31	
Pedra do Cavalo	300	Elói Chaves	10	Canóas I	83 (*)	Franca Amarel	33	
		Manso	210	Dona Francisca	125 (*)	Curna-Una	30	
		Corumbá I	375	Bocaina	150 (*)	Monjolinho Sul	72	
		Miranda	390	Simplicio	180 (*)	Picada	100	
		Taquaruçu	505	Igarapava	210 (*)	Queimado	100	
		Três Irmãos	648	C. Magalhães	220 (*)	Sobragi	110	
		Serra da Mesa	1.200	Fornoso	300 (*)	Manhuaçu	110	
		Segredo	1.260	Foz do Bezerra	300 (*)	Sacos	114	
		Itá	1.620	Sapucaia	316 (*)	Araçá	120	
		Porto Primavera	1.818	Itapeti	375 (*)	Telemaco Borba	128	
		Xingó	3.000	Barra do Peixe	450 (*)	Funil Grande	164	
				Cana Brava	450 (*)	Jataizinho	192	
				Campos Novos	880 (*)	Cebolão	194	
				Garabi 50(%)	900 (*)	São Jerônimo	444	
				Barra Grande	690 (*)			
				Salto Caxias	1.000 (*)			
				Machadinho	1.200 (*)			
				Serra Quebrada	1.328 (*)			
				Tucuruí	2.310			
				Muniz Freire II	2			
				Pinhal	7			
				Mambai	8			
				Alto Fêmeas I	10			
				Muniz Freire I	10			
				Sapucai	15			
				Santa Rita-CPFL	17			
				São Sebastião	19			
				São Domingos - CPFL	14			
				Monjolinho-SE	23			
				Viradouro	45			
				Laborandi	51			
				Barretos	51			
				Serra do Facão	210			
				São José	19			
				Catrapatos	17			
				Irapé	420			
				Capim Branco	600			
				Batatal	95			
				Funil Ribeira	150			
<b>Nº de Empreendimentos</b>	<b>7</b>	<b>8</b>		<b>46</b>		<b>21</b>		<b>92</b>
<b>Potência (MW)</b>	<b>1.648</b>	<b>11.582</b>		<b>13.702</b>		<b>2.080</b>		<b>29.012</b>

Notas: 1. O PDG 1993/2002 prevê também 17 térmicas que acrescentam 5.993 MW de potência à capacidade total do período.  
2. (\*) Empreendimentos analisados individualmente neste capítulo.  
3. Dentre os empreendimentos analisados neste capítulo, inclui-se também as UHEs C. Porteira, Ji-Paraná e Belo Monte.

O exame destas fontes resultou em um conjunto de 52 variáveis (Quadro 2.1), que podem ser assim agrupadas:

- Características econômico-energéticas dos empreendimentos: São variáveis relacionadas aos benefícios energéticos, custo, localização, mercado e outros aspectos diretamente relacionados à configuração econômico-energética do empreendimento.
- Impactos diretos: São variáveis relacionadas aos impactos diretos causados por um empreendimento entendidos como sendo aqueles decorrentes da formação do reservatório e das obras de infraestrutura e apoio, segundo definição do Manual de Estudos de Efeitos Ambientais. Quando identificadas, as interferências sobre as populações de jusante também foram consideradas como impacto direto. Finalmente, no caso de populações indígenas, quaisquer interferências que possam alterar ou comprometer sua reprodução sócio-econômica e cultural foram consideradas neste grupo.
- Caracterização do contexto regional: São variáveis que possibilitam relativizar a magnitude dos impactos diretos, estando referenciadas à área de influência do empreendimento.

## 2.4 LEVANTAMENTO E SISTEMATIZAÇÃO DE INFORMAÇÕES

Para o levantamento e sistematização das informações, foram utilizados os estudos sócio-ambientais disponíveis para cada empreendimento. A participação das empresas do Setor Elétrico, através do Grupo de Trabalho do COMASE, possibilitou a complementação e atualização das informações.

Para orientar o levantamento e assegurar a homogeneização das informações, foi elaborado um roteiro contendo a definição de cada variável assim como a forma segundo a qual a informação deveria ser fornecida.

Mesmo tendo sido reduzido o conjunto de empreendimentos para os quais se procedeu ao levantamento de informações, a base de dados utilizada apresentou importantes limitações. Em especial, destaca-se que:

- ocorre uma grande diversidade de situações, desde empreendimentos para os quais o nível de informação é praticamente equivalente ao de inventário, até aqueles que dispõem de informações bastante detalhadas;
- as situações encontradas estão associadas não apenas ao estágio de desenvolvimento efetivo dos estudos (viabilidade, em andamento ou concluída; projeto básico, em andamento ou concluído), mas à época de conclusão dos estudos sócio-ambientais e à qualidade destes.

**QUADRO 2.1  
VARIÁVEIS PARA A AVALIAÇÃO SÓCIO-AMBIENTAL DE  
EMPREENDIMENTOS HIDRELÉTRICOS**

**Características econômico-energéticas dos empreendimentos**

1. Potência instalada (MW)
2. Energia firme (MWano)
3. Custo total (US\$ x 10<sup>6</sup>)
4. Custo de instalação (US\$/kW)
5. Custo unitário de geração (US\$/MWh)
6. Usos múltiplos (considerados no projeto)
7. Mercado (interligado, isolado)
8. Rio/Bacia
9. Localização: Unidade(s) da federação (barragem e reservatório)
10. Linhas de transmissão associadas ao empreendimento (extensão em km e tensão em kV)
11. Volume total do reservatório (m<sup>3</sup>)
12. Vazão média de longo termo (m<sup>3</sup>/s)

**Variáveis associadas a impactos diretos**

13. Depleção (m)
14. Vida útil do reservatório (tempo de assoreamento - anos)
15. Área alagada (km<sup>2</sup>) (área do reservatório excluída a calha do rio)
16. Área do reservatório (km<sup>2</sup>)
17. População indígena (nome da área, situação legal, extensão da área (ha), % atingido, população total e grupos étnicos)
18. Outros grupos étnicos (tipo, situação legal e população)
19. Municípios atingidos (nome, área total e % da área total atingido)
20. População total atingida
21. População urbana atingida
22. Núcleos urbanos atingidos (nº e tipo: sedes municipais, sedes distritais e outros)
23. Equipamentos e infra-estrutura urbana atingida
24. Infra-estrutura regional atingida
25. População rural atingida
26. Estabelecimentos agropecuários atingidos (nº, tamanho médio e tamanho predominante)
27. Condição do produtor
28. Atividades econômicas atingidas (setores primário, secundário e terciário)
29. Produção renunciada (US\$/ano)
30. Perda de arrecadação tributária (US\$/ano)

**Variáveis para a avaliação sócio-ambiental de empreendimentos hidrelétricos (continuação)**

31. Patrimônio cultural atingido (bens e sítios de especial interesse)
32. Unidades de conservação (nome, tipo, situação legal, área em ha e % atingido)
33. Cobertura vegetal, natural e antrópica, atingida (tipo e % atingido)
34. Fauna atingida (espécies em extinção e sítios ímpares)
35. Tempo de residência da água no reservatório (dias)
36. Sismicidade
37. Potencial mineral atingido

**Caracterização do contexto regional**

38. Qualidade ambiental
39. Grupos étnicos (regional)
40. Centros urbanos polarizadores e de apoio à obra
41. Atividades econômicas (regional)
42. Pauta produtiva agropecuária
43. Estabelecimentos agropecuários (regional)
44. Condição do produtor
45. Formas de organização social
46. Recursos minerais (regional)
47. Potencial erosivo da bacia
48. Utilização do rio para outros fins
49. Doenças endêmicas
50. Serviços de saúde
51. Cobertura vegetal (regional)
52. Fauna (regional)

## 2.5 DEFINIÇÃO DE INDICADORES

Os indicadores constituem instrumentos de medição dos impactos podendo ser gerados por uma única variável ou pela agregação de mais de uma variável. Devem permitir apreender sinteticamente a importância do impacto que representam. Lembra-se que, como princípio geral para o desenvolvimento da metodologia, buscou-se captar o grau de complexidade das questões sócio-ambientais relativas aos empreendimentos.

Foram definidos inicialmente 18 indicadores. Após uma avaliação mais detida de sua consistência e possibilidade de operação face às limitações da base de dados, quatro indicadores foram excluídos: potencial erosivo da bacia, sismicidade, patrimônio cultural e saúde pública. O indicador população total não foi utilizado por estar representado nos indicadores de população urbana atingida e população rural atingida.

A relação final dos 13 indicadores selecionados para a avaliação e as variáveis que os definem é apresentada no Quadro 2.2. Em alguns casos, conforme indicado, a limitação de informações impediu a utilização de variáveis inicialmente contidas na sua construção.

As variáveis relativas a características de engenharia, benefícios e custos do projeto, constituíram elementos de referência, porém não foram utilizadas para a construção de indicadores nesta etapa. Algumas destas variáveis são retomadas na análise, como se aponta no item 4.

## 2.6 CARACTERIZAÇÃO DOS OBJETIVOS

Um objetivo deve expressar uma situação desejável, correspondente a uma dimensão específica da relação projeto hidrelétrico/região, estando referenciado a um conjunto de indicadores que sintetizam os impactos mais relevantes em questão.

Um objetivo deve também explicitar o sentido da situação desejável, "minimizar" ou "maximizar". Nesta etapa de avaliação, foram considerados apenas os impactos negativos associados aos projetos. Portanto, os objetivos definidos indicam para a situação desejável o sentido da minimização.

Os objetivos foram compostos pelos seguintes indicadores:

- objetivo 1: minimizar impactos sobre o meio físico-biótico
  - . qualidade da água
  - . unidades de conservação
  - . cobertura vegetal
  - . fauna terrestre
  - . fauna aquática

**QUADRO 2.2**  
**INDICADORES DE IMPACTO SELECIONADOS PARA A AVALIAÇÃO SÓCIO-AMBIENTAL**  
**DOS PROJETOS HIDRELÉTRICOS**

<p><b>Aspectos minerais</b></p> <p>28. Atividades econômicas atingidas 37. Potencial mineral atingido 46. Recursos minerais (regional)</p> <p><b>Qualidade da água</b></p> <p>35. Tempo de residência da água no reservatório 48. Utilização do rio para outros fins *</p> <p><b>Unidades de conservação</b></p> <p>32. Unidades de conservação</p> <p><b>Cobertura vegetal</b></p> <p>15. Área alagada 16. Área do reservatório 33. Cobertura vegetal, natural e antrópica, atingida 38. Qualidade ambiental 51. Cobertura vegetal (regional)</p> <p><b>Fauna terrestre</b></p> <p>34. Fauna atingida 51. Cobertura vegetal (regional) 52. Fauna (regional)</p> <p><b>Fauna aquática</b></p> <p>34. Fauna atingida 52. Fauna (regional)</p> <p><b>Aspectos rurais</b></p> <p>25. População rural atingida 26. Estabelecimentos agropecuários atingidos * 27. Condição do produtor * 45. Formas de organização social * 28. Atividades econômicas atingidas (setor primário) *</p>	<p><b>Núcleos Urbanos</b></p> <p>21. População urbana antiga 22. Núcleos urbanos atingidos 23. Equipamentos e infra-estrutura urbana atingida 45. Formas de organização social *</p> <p><b>Infra-Estrutura regional</b></p> <p>24. Infra-estrutura regional atingida</p> <p><b>Atividades Econômicas</b></p> <p>16. Área do reservatório 26. Estabelecimento agropecuários atingidos * 27. Condição do produtor * 28. Atividades econômicas atingidas 29. Produção renunciada * 30. Perda de arrecadação tributária 41. Atividades econômicas (regional) 42. Pauta produtiva agropecuária 51. Cobertura vegetal (regional)</p> <p><b>Municípios Atingidos</b></p> <p>19. Municípios atingidos</p> <p><b>População Indígena</b></p> <p>17. População indígena 39. Grupos étnicos (regional)</p> <p><b>Outros Grupos Étnicos</b></p> <p>18. Outros grupos étnicos 39. Grupos étnicos (regional)</p>
--	---

Nota: As variáveis assinaladas com (\*) não foram utilizadas na operação do indicador devido à ausência ou heterogeneidade de informações.



- objetivo 2: minimizar impactos sobre o meio sócio-econômico

- . aspectos rurais
- . núcleos urbanos
- . municípios atingidos
- . atividades econômicas
- . infra-estrutura regional
- . aspectos minerais
- . população indígena
- . outros grupos étnicos

## 2.7 COMPARAÇÃO E CLASSIFICAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS

O próximo passo na avaliação da complexidade sócio-ambiental de empreendimentos hidrelétricos é a comparação destes empreendimentos e sua classificação com relação ao atendimento aos dois objetivos definidos no item anterior.

Optou-se pela utilização do Método de Análise Hierárquica (Saaty, 1977), que tem como objetivo principal auxiliar a tomada de decisão através da avaliação comparativa de alternativas que satisfaçam um conjunto de objetivos previamente definidos, incorporando, explicitamente, a diversidade de opinião de avaliadores, expressas em julgamentos de valor. A comparação resulta em uma hierarquia de alternativas em função das preferências estabelecidas pelos avaliadores.

Este enfoque metodológico se aplica particularmente bem à preparação de subsídios sócio-ambientais para o PLANO 2015, já que permite confrontar empreendimentos diferenciados por regiões geográficas, ecossistemas, tamanhos de reservatórios, impactos sobre populações, etc., e, ainda, com um nível de informação também diferenciado. Com esta finalidade, foi feita uma adaptação da metodologia por parte do CEPEL.

Inicialmente, são comparados os empreendimentos entre si, aos pares, em relação ao atendimento de cada objetivo eleito. Embora o método permita a consideração de vários objetivos, neste caso foram utilizados somente os dois definidos no item anterior. Para tanto, foram montadas, para cada objetivo, matrizes de importância relativa de empreendimentos. São matrizes quadradas de ordem igual ao número de empreendimentos. Os elementos destas matrizes representam a preferência atribuída pelo avaliador a um empreendimento sobre o outro com relação ao atendimento do objetivo em questão. Cada avaliador preenche duas matrizes, uma para cada objetivo, atribuindo suas preferências com base na escala pré-definida apresentada no Quadro 2.3. Tal escala expressa a importância do projeto de uma linha em relação ao projeto de uma coluna. O Quadro 2.4, exemplifica o preenchimento de uma matriz que compara seis empreendimentos.

**QUADRO 2.3**  
**ESCALA COMPARATIVA PARA APLICAÇÃO DO MÉTODO SAATY ADAPTADO**

Valor atribuído ao elemento $a(i,j)$	Significado
1	Empreendimento de igual importância
3	Pequena preferência de um empreendimento sobre o outro
5	Significativa preferência de um empreendimento sobre o outro
7	Preferência absoluta de um empreendimento sobre o outro

Nota: Para  $a(j,i)$  deve ser atribuído o valor inverso.

**QUADRO 2.4**  
**EXEMPLO DE MATRIZ DE PRIORIDADES DE EMPREENDIMENTOS**

EMPREENDIMENTOS	A	B	C	D	E	F
A	1	3	1/3	1	5	3
B	1/3	1	5	3	1	3
C	3	1/5	1	7	5	3
D	1	1/3	1/7	1	1	5
E	1/5	1	1/5	1	1	7
F	1/3	1/3	1/3	1/5	1/7	1

Em seguida, são estabelecidas as prioridades relativas dos objetivos entre si, também aos pares, por cada avaliador. Essas preferências são expressas de forma análoga àquela adotada no caso dos empreendimentos, isto é, através da montagem de uma matriz quadrada de ordem igual ao número de objetivos (neste caso, apenas dois), onde os elementos são dados por valores da mesma escala padronizada de importância relativa utilizada anteriormente.

O desenvolvimento dos programas computacionais e a operação destes foi realizada pelo CEPEL. A comparação de empreendimentos foi feita por um grupo de avaliadores constituído por técnicos do Departamento de Meio Ambiente-DPA/ELETROBRÁS e pelos representantes das empresas CEEE, CEMIG, CESP, CHESF, COPEL, ELETROSUL, ELETRONORTE, FURNAS e NUCLEN, que integram o Grupo de Trabalho do COMASE. Consequentemente, os resultados expressam a ótica de técnicos do Setor Elétrico. Destaca-se que, a própria definição adotada de complexidade leva à tentativa de antecipar a valorização que a sociedade possa atribuir aos impactos indicados. Para tanto foram consideradas a sinalização dada pela Constituição Federal e pela legislação ambiental em vigor e a evolução dos movimentos sociais e ambientalistas.

A partir das matrizes individuais são estabelecidas matrizes, tanto para os empreendimentos como para os objetivos, que representam a solução do grupo de avaliadores. Maior peso foi dado para o objetivo "minimizar impactos sobre o meio sócio-econômico" (0,633) do que para o objetivo "minimizar impactos sobre o meio físico-biótico" (0,367). A solução do grupo de avaliadores para os 28 empreendimentos deu origem a uma ordenação hierárquica destes em função dos respectivos índices de prioridade. No entanto, tendo em vista os objetivos do PLANO 2015 e a base de dados utilizada, considerou-se adequado o agrupamento dos empreendimentos em classes similares em termos de complexidade sócio-ambiental. Foram determinadas quatro classes por afinidade numérica dos índices de prioridade. O Quadro 2.5 apresenta o resultado dessa classificação.

A metodologia adotada permite diversas rodadas de avaliação para apuro e refinamento dos julgamentos. Como os julgamentos são subjetivos, as matrizes individuais e do grupo foram submetidas a testes de consistência.

## 2.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Observa-se quanto aos resultados desta análise de impacto ou complexidade:

- Os empreendimentos que correspondem às classes 1 e 2 na pontuação geral quanto a complexidade sócio-ambiental, em todos os casos exceto um (Cubatão), tiveram avaliação favorável também no tocante a objetivos parciais (físico-biótico e sócio-econômico). São empreendimentos que atingem populações inferiores a 400 habitantes e ocupam área inferior a 50 km<sup>2</sup>, não estando sujeitos a restrições constitucionais. A potência instalada deste conjunto totaliza 640 MW.
- Os empreendimentos que correspondem à classe 4 na pontuação geral (ainda que tenham alcançado melhor avaliação parcial), em todos os casos, requerem um remanejamento de mais de 8.000 habitantes e/ou o alagamento de área superior a 500 km<sup>2</sup>. Na maioria dos casos, estão sujeitos a restrições constitucionais. Este conjunto inclui o projeto da UHE Belo Monte, com 11.000 MW de potência instalada. Os demais empreendimentos do conjunto totalizam 5.390 MW.
- Os demais empreendimentos, classificados na classe 3 na pontuação geral, totalizam 5.551 MW. Apenas num caso (Cana Brava) aplicam-se restrições constitucionais.

- Ocorre forte correlação entre o indicador "área do reservatório" e a classificação geral de impacto ou complexidade (que incorpora, como se apontou, o "custo social", e não apenas o custo setorial, do empreendimento), conforme retratado na Figura 2.2.

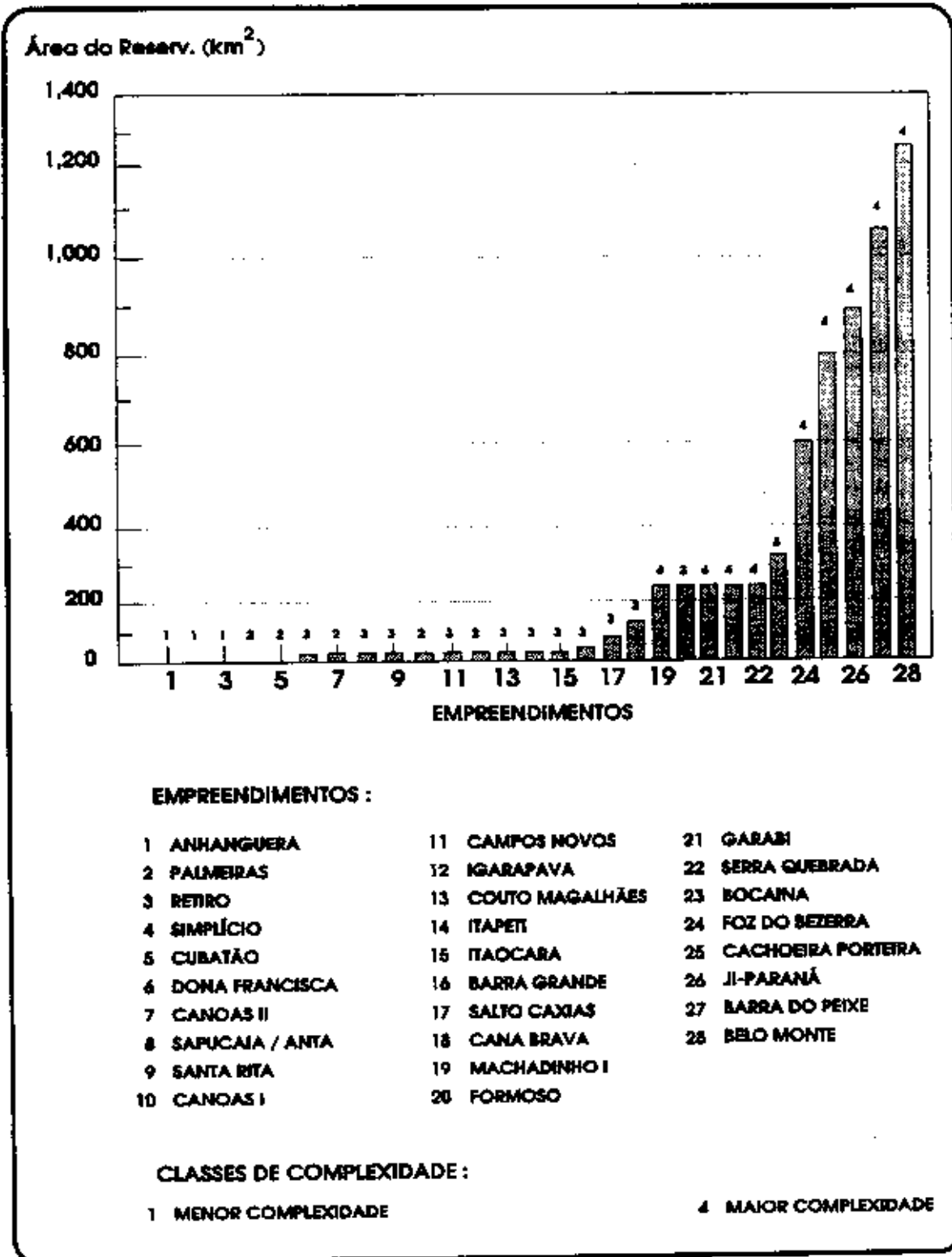
**QUADRO 2.5**  
**CLASSIFICAÇÃO DOS EMPREENDIMENTOS QUANTO À SUA COMPLEXIDADE SÓCIO-AMBIENTAL (CLASSES 1 A 4)**

EMPREENHIMENTO	LOCALI-ZAÇÃO	OBJETIVOS		GERAL
		FÍSICO BIÓTICO	SÓCIO ECONÓMICO	
Anhangüera	SP	1	1	1
Palmeiras	SP	1	1	1
Retiro	SP	1	1	1
Canoas I	SP/PR	2	2	2
Canoas II	SP/PR	2	2	2
Cubatão	SC	3	1	2
Igarapava	MG	2	2	2
Simplicio	RJ/MG	1	2	2
Barra Grande	SC/RS	3	2	3
Bocaina	MG	4	3	3
Campos Novos	SC	3	2	3
Cana Brava	GO	3	3	3
Couto Magalhães	MT/GO	3	2	3
Dona Francisca	RS	2	3	3
Formoso	MG	4	2	3
Itocara	RJ/MG	3	3	3
Itapebi	BA	3	3	3
Salto Caxias	PR	3	3	3
Santa Rita	MG	3	3	3
Sapucaia	RJ/MG	2	3	3
Barra do Peixe	MT/GO	4	3	4
Belo Monte	PA	4	4	4
Cachocira Porteira	PA	4	3	4
Foz do Bezerro	GO	4	4	4
Garabi	RS	4	4	4
Ji-Paraná	RO	4	4	4
Machadinho	SC/RS	4	4	4
Serra Quebrada	MA/TO	4	4	4

Nota: Os empreendimentos estão listados, dentro de cada classe geral, por ordem alfabética e não de sua pontuação individual.

A coluna "geral" se refere a média final considerando os dois objetivos.

**FIGURA 2.2**  
**EMPREENDIMENTOS SEGUNDO ÁREA DO RESERVATÓRIO E**  
**CLASSES DE COMPLEXIDADE**



### 3. ESTIMATIVA DO SOBRE-CUSTO SÓCIO-AMBIENTAL DE EMPREENDIMENTOS HIDRELÉTRICOS

#### 3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Nem sempre o impacto sócio-ambiental total ocasionado por um empreendimento (retratado na avaliação de complexidade desenvolvida no item 2) é passível de mitigação e/ou compensação através de dispêndios monetários incorporados ao projeto. Dá origem, nestes casos, a custos "sociais" ou "coletivos", conforme apontado no item 1. A par da indicação qualitativa destes custos, destaca-se a importância de incorporar, às análises de viabilidade dos empreendimentos e à sua priorização dentro dos planos de expansão dos sistemas de suprimento, os custos que poderão efetivamente ser incorridos pelo Setor Elétrico no equacionamento daqueles impactos sócio-ambientais passíveis de mitigação e/ou compensação através de programas e ações das concessionárias e que deverão ser traduzidos no custo do serviço de energia elétrica para o consumidor.

A experiência recente do Setor Elétrico na implantação dos empreendimentos hidrelétricos tem mostrado uma significativa diferença entre os custos sócio-ambientais orçados e aqueles efetivamente realizados. Em alguns casos, isto se deve ao fato de que custos atualmente entendidos como sócio-ambientais e de responsabilidade Setorial foram previstos e orçados nos projetos, segundo um entendimento restrito dos impactos, levando a uma subestimação dos mesmos e das ações necessárias para equacioná-los. Isto é particularmente claro nos casos de remanejamento de populações que resultam na implantação de projetos de reassentamento executados sob responsabilidade do Setor Elétrico e envolvendo demorado processo de negociação entre as partes envolvidas.

São reconhecidos os esforços e avanços realizados pelo Setor Elétrico nos últimos anos no tocante ao tratamento das questões sócio-ambientais acarretadas pela implantação de seus empreendimentos. No entanto ainda não se alcançou um tratamento adequado dos custos sócio-ambientais no que tange ao planejamento Setorial e, em especial, ao exame de alternativas de expansão no longo prazo.

Nesse sentido, cabe ressaltar que ainda não foi efetivamente adotado instrumento recentemente desenvolvido pelo COMASE, qual seja a proposta de revisão do orçamento-padrão dos empreendimentos de forma a detalhar rubricas correspondentes aos custos sócio-ambientais. Como resultado, o elenco de projetos que se encontram nas etapas de viabilidade e projeto básico, ou seja, aqueles nos quais o Setor Elétrico mais investiu no seu desenvolvimento, de uma maneira geral, trata esta questão de forma heterogênea, não permitindo determinar, com razoável precisão e rigor, os custos sócio-ambientais a serem enfrentados pelo Setor Elétrico na implantação dos seus empreendimentos.

Estas considerações, em resumo, indicaram que, como subsídio ao PLANO 2015, seria necessário complementar as estimativas de custo total dos empreendimentos atualmente disponíveis no Banco de Dados de Usinas Simuláveis e arquivos complementares (que servem de base para o estabelecimento de seu índice de mérito, conforme apresentado no Anexo 1), de modo que as alternativas de expansão dos sistemas de suprimento possam refletir também o provável dispêndio sócio-ambiental que o Setor Elétrico terá que enfrentar nos próximos anos, mesmo que estas estimativas, reconhecidamente, apresentem expressivo nível de incerteza.

Deve ser destacado que:

- os empreendimentos hidrelétricos apresentam especificidades relacionadas às características da região e do próprio projeto que tendem a dificultar sobremaneira a determinação de critérios e parâmetros gerais para a estimativa de custos de programas e ações sócio-ambientais; e
- são grandes as dificuldades conceituais e operacionais relacionadas à identificação e contabilização de custos sócio-ambientais, o que, aliado a uma base de informações precária, confere, a priori, um expressivo nível de incerteza às estimativas que se podem fazer atualmente.

Nesse sentido, para a estimativa dos custos sócio-ambientais dos projetos potencialmente integrantes do plano de expansão, foram distinguidos dois conjuntos de projetos, em função do nível de detalhamento das informações disponíveis:

- os 28 empreendimentos constantes do PDG 1993/2002, em etapa de viabilidade ou projeto básico, que são os mesmos empreendimentos avaliados no tocante à complexidade das questões sócio-ambientais a eles associadas, de acordo com metodologia apresentada no item anterior; e
- os demais empreendimentos constantes do Banco de Dados de Usinas Simuláveis da ELETROBRÁS, em sua maior parte em etapa de inventário.

É importante esclarecer que a abordagem adotada não implicou numa revisão abrangente e exaustiva dos orçamentos dos empreendimentos, incorporando os custos sócio-ambientais. Trata-se de estimativas feitas de maneira seletiva e expedita, visando subsidiar o PLANO 2015 e orientar a composição de alternativas de expansão nas suas grandes linhas. Seu desenvolvimento posterior e, em especial, a preparação de Planos Decenais, onde são precisadas datas de entrada em operação das usinas, requererá uma revisão orçamentária detalhada, já fazendo uso das rubricas sócio-ambientais do Orçamento-Padrão da ELETROBRÁS aprovadas pelo Conselho Diretor do COMASE em abril de 1991.

Assim, levando em conta estes aspectos, a estimativa dos custos foi feita já tendo em vista a apresentação de um resultado que explicitasse o nível de incerteza necessariamente envolvido. A alternativa encontrada consistiu no estabelecimento de faixas de variação para os custos estimados, a partir dos conceitos de "custo adicional" e "custo pleno".

O "custo adicional" foi obtido partindo-se do pressuposto de que há uma subestimativa dos custos sócio-ambientais nos atuais orçamentos de empreendimento. Embora os orçamentos já contemplem itens como terras e benfeitorias, aqui considerados como custos sócio-ambientais, a subestimativa é particularmente perceptível quando são requeridos programas de reassentamento em que o Setor Elétrico enfrenta hoje processos de negociação complexos e demorados. Registra-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 custo adicional corresponde, portanto, a uma diferença entre os custos constantes dos atuais orçamentos (que serviram de base ao estabelecimento do índice de mérito do empreendimento) e os custos efetivos que deverão ser incorridos quando da implementação do empreendimento.

O "custo pleno" aplica-se quando não constam dos orçamentos dos empreendimentos 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 pode incorrer numa dupla contagem, em alguns casos.

Em ambos os casos, o resultado obtido é um percentual que pode ser expresso sob a forma de um multiplicador a ser aplicado ao atual orçamento do projeto. Ressalta-se que, nas duas situações (e não apenas no caso do custo pleno), ocorre a possibilidade de penalização de um determinado empreendimento, caso seu orçamento já contemple uma previsão adequada dos custos sócio-ambientais esperados. Este é o caso particular de alguns empreendimentos cujos projetos (viabilidade ou básico) foram concluídos mais recentemente, após 1986, já levando em conta, em sua formulação, as diretrizes atualmente em vigor tanto do Manual de Estudos de Efeitos Ambientais dos Sistemas Elétricos (ELETROBRÁS, 1986), no tocante à elaboração dos estudos e definição de ações pertinentes, como aquelas de caráter legal contidas principalmente nas resoluções do Conselho Nacional de Meio Ambiente - CONAMA.

### 3.2 REFERÊNCIAS E PREMISSAS UTILIZADAS

Procedeu-se ao levantamento e à sistematização das informações constantes nos orçamentos e nos estudos sócio-ambientais dos empreendimentos em etapa de viabilidade e projeto básico, visando a identificação de parâmetros gerais referentes à magnitude, importância relativa e composição dos custos sócio-ambientais.

Foram utilizados como referência:

- as estimativas orçamentárias para o período 1990/1993, levantadas junto às empresas quando da elaboração do Plano Diretor de Meio Ambiente do Setor Elétrico 1991/1993 (II PDMA);
- estudos sócio-ambientais de empreendimentos nas etapas de viabilidade ou projeto básico disponíveis no DPA/ELETROBRÁS e que apresentam os orçamentos pertinentes (Igarapava, Simplicio, Santa Rita, Canoas I e II e Cachoeira Porteira); e
- informações referentes a projetos em construção e operação levantadas junto às empresas (Nova Ponte, Itá, Itaparica, Itaipu, Balbina, Sobradinho e Tucuruí).

A consulta a estas fontes resultou nas seguintes conclusões que, por sua vez, transformaram-se nas hipóteses básicas para a estimativa do custo sócio-ambiental:

- A operacionalização deste conceito deve ser qualificada de forma a se evitar que as estimativas sejam distorcidas pela aplicação de um multiplicador constante aos orçamentos totais dos empreendimentos. Isto se faz necessário para se evitar o "efeito escala", ou seja, que o mesmo multiplicador aplicado sobre orçamentos maiores resulte em estimativas não realistas e superestimadas.

Como consequência, e para contornar este problema, a estimativa do custo sócio-ambiental deve ser procedida preferencialmente mediante a utilização de custos unitários representativos dos principais itens de custo observados, como se verá a seguir.



- Foram identificados como os componentes mais expressivos dos custos sócio-ambientais:
  - o remanejamento de populações, compreendendo as indenizações, de terras e benfeitorias, as relocações de cidades e vilas e os projetos de reassentamento de populações rurais;
  - a recomposição da infra-estrutura regional; e
  - a compensação por impactos aos ecossistemas atingidos, destacando-se a implantação de Unidades de Conservação.
  
- Nos empreendimentos onde há expressivo remanejamento de população (em geral, situados em regiões mais densamente povoadas, onde os ecossistemas já se encontram bastante alterados), observou-se que a participação do componente físico-biótico no total do custo sócio-ambiental tende a ser muito baixa, situando-se na faixa de 5% no caso de empreendimentos em construção (Itá e Nova Ponte) e tendo atingido um valor máximo observado de 12% (Itaipu). Em contrapartida, o componente sócio-econômico tende a ser preponderante na composição dos custos sócio-ambientais, acrescentando-se ainda que, na maioria dos casos observados, participa significativamente no custo total do empreendimento. Nestes casos, portanto, o custo sócio-ambiental é determinado fundamentalmente (e dentro das margens de erro que se está admitindo) pelo componente sócio-econômico.
  
- Nos empreendimentos onde o remanejamento de população não é muito significativo (caso típico daqueles situados em áreas pouco povoadas e, portanto, onde poderão ser encontrados ecossistemas mais preservados e sujeitos a proteção legal), a participação do componente físico-biótico no total do custo sócio-ambiental poderá crescer significativamente, mas mostra-se, ainda assim, pouco expressiva no custo total do empreendimento. Em Balbina, por exemplo, foi inferior a 10%. Nestes casos, o custo sócio-ambiental tenderá a ser extremamente sensível ao "efeito escala" (montante dos investimentos), e influenciado por fatores políticos de difícil previsão (pressão de entidades ambientalistas, por exemplo) e pela existência ou não de restrições legais. Ainda assim, considerando o resultado observado no caso de Balbina, pode-se admitir que, nestes casos dificilmente os custos sócio-ambientais corresponderão a dispêndios superiores a 10% do custo total do empreendimento.
  
- Itens de custo importantes, relacionados a questões tais como saúde pública, patrimônio cultural e arqueológico, não puderam ser apurados com segurança de forma a gerar parâmetros de referência. Dentre estes, os relativos a programas de saúde pública podem, em alguns casos, ter alguma expressão no total do dispêndio sócio-ambiental.
  
- Situação análoga pode ocorrer no caso de empreendimentos que interferem com populações indígenas, onde, a depender da extensão da interferência, poderão resultar custos setoriais bastante expressivos. Esta situação, reconhecidamente importante, não foi, no entanto, considerada na estimativa de parâmetros unitários pela impossibilidade de estabelecer, com base nas informações disponíveis, a provável extensão do papel do Setor Elétrico nestes casos.
  
- A infra-estrutura regional, mesmo sendo, em muitos casos, um componente expressivo dos custos, também não foi considerada por estar relacionada a especificidades locais do empreendimento (por exemplo, minerodutos e ferrovias), e por referir-se a obras de engenharia de maior porte, cujos custos de reposição vem sendo tradicionalmente considerados pelo Setor Elétrico. É razoável supor, nestes casos, que os orçamentos setoriais já constituam uma referência de custo confiável.

- A análise das informações disponíveis mostrou ainda que, de uma maneira geral, os orçamentos tendiam a se aproximar dos custos efetivamente incorridos nos casos de itens como infraestrutura regional e remanejamento de populações urbanas, e a se distanciar significativamente nos casos em que o remanejamento de populações rurais resultou em projetos de reassentamento.

Estas considerações levaram às seguintes definições para se proceder à estimativa do custo sócio-ambiental:

- os custos sócio-ambientais foram sintetizados em duas categorias gerais correspondentes aos meios físico-biótico e sócio-econômico; e
- dadas as particularidades dos custos envolvidos em cada caso, foram adotados procedimentos distintos para a determinação dos parâmetros requeridos.

### **3.3 PROCEDIMENTOS UTILIZADOS NA DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS DE REFERÊNCIA**

Para a determinação dos parâmetros de referência, procedeu-se à comparação entre os orçamentos-padrão dos empreendimentos e as estimativas orçamentárias das ações sócio-ambientais apresentadas nos estudos sócio-ambientais relativos aos seguintes empreendimentos: Nova Ponte, Igarapava, Simplicio, Santa Rita, Canoas I e II, Itá e Cachoeira Porteira.

Reconhece-se que este procedimento apresenta limitações, apontadas a seguir, que, no entanto, não invalidam os resultados obtidos:

- Não existem rubricas próprias, suficientemente detalhadas, para dispêndios sócio-ambientais nos orçamentos-padrão. Assumiu-se que as contas 10 (Terrenos e Servidões), 12.15 (Reservatório) e parte da 17 (Custos Indiretos), expressam os custos sócio-ambientais.
- As estimativas orçamentárias contidas nos estudos disponíveis, em sua maioria, são parciais, foram elaboradas com critérios que variam de um caso para outro e que, portanto, não asseguram adequada correspondência entre as rubricas utilizadas. Estão expressos em moedas e datas também distintas.

Todos os valores monetários utilizados foram atualizados para a data-base de referência adotada para a elaboração do PLANO 2015 (dezembro de 1991), segundo os critérios e procedimentos utilizados pela ELETROBRÁS.

Cabe ressaltar que os parâmetros foram determinados mediante um processo interativo de teste e aferição dos resultados. Foram calculados segundo as classes correspondentes ao resultado da avaliação da complexidade sócio-ambiental por objetivo, conforme resultado obtido no item 2.

### 3.3.1 Parâmetros de Custo Físico-Biótico

No caso do componente físico-biótico, as referências utilizadas para a determinação dos parâmetros foram:

- a determinação legal de se aplicar um montante não inferior a 0,5% do custo total da obra na implantação de uma Unidade de Conservação (Resolução CONAMA 010 de 3 de dezembro de 1987); e
- os resultados das análises dos orçamentos sócio-ambientais relativos aos oito empreendimentos acima mencionados, onde observa-se que a participação do componente físico-biótico (Unidades de Conservação e outros programas) no custo total do empreendimento varia de 0,3% (Simplicio) a 3% (Cachoeira Porteira).

Considerando que o montante não inferior a 0,5% recomendado por lei refere-se tão somente à implantação de Unidades de Conservação, devendo-se, portanto, admitir dispêndios em alguns outros programas físico-bióticos, e ainda tendo em vista que a participação máxima verificada foi de 3% do custo total, estabeleceu-se uma faixa de variação de 1% a 3% para o custo pleno (Tabela 3.1). Esta faixa foi desagregada para as quatro classes de complexidade relativas ao objetivo "minimizar impactos sobre o meio físico-biótico". Os parâmetros de custo adicional, também determinados para as mesmas classes de complexidade, foram derivados dos parâmetros de custo pleno, através da aplicação de um redutor deste e do seu balizamento com resultados observados nos orçamentos consultados.

A aplicação inicial destes percentuais sobre os orçamentos dos projetos levou à ocorrência de um "efeito escala", ou seja, no caso dos empreendimentos que apresentam orçamentos maiores, observou-se que os percentuais propostos levavam a uma superestimativa do dispêndio físico-biótico. Isto determinou a busca de um parâmetro por unidade de área (US\$/ha). Sua aplicação, no entanto, tendia a subestimar o dispêndio no caso de empreendimentos de menor área de reservatório, resultando em valores abaixo do percentual mínimo determinado por lei.

A solução encontrada, conforme apresentado na Tabela 3.1, consistiu em uma combinação destes dois critérios:

- para os empreendimentos com área do reservatório inferior a 500 km<sup>2</sup>, foram aplicados os percentuais estimados sobre o custo total do empreendimento; e
- no caso dos empreendimentos com área do reservatório superior a 500 km<sup>2</sup> (todos pertencentes à classe 4 de complexidade no tocante ao meio físico-biótico), aplicou-se um multiplicador baseado no custo por unidade de área, levando, em todos os casos, a valores superiores aos exigidos pela legislação brasileira.

Este último multiplicador (US\$/ha) foi determinado com base nas estimativas orçamentárias mencionadas, adotando-se valores de US\$ 300 e US\$ 450 por hectare como base para os cálculos do custo adicional e pleno, respectivamente.

**TABELA 3.1**  
**PARÂMETROS UTILIZADOS PARA A ESTIMATIVA DO SOBRE-CUSTO**  
**ADICIONAL E PLENO: FÍSICO-BIÓTICO**  
**(% SOBRE O CUSTO TOTAL)**

Custo Sócio-Ambiental	Classes de complexidade físico-biótica			
	1	2	3	4
Adicional	0,5	1,0	1,5	2,0 ou US\$ 300/ha
Pleno	1,0	1,5	2,0	3,0 ou US\$ 450/ha

Notas: 1. Valores em US\$ de dez/91.

2. Nos empreendimentos de classe 4 com área do reservatório superior a 500 km<sup>2</sup>, o custo foi estimado com base em parâmetro unitário, expresso em US\$/ha.

### 3.3.2 Parâmetros de Custo Sócio-Econômico

Para a determinação dos parâmetros de custo do meio sócio-econômico, partiu-se da constatação, já mencionada, de sua participação significativa na composição dos custos sócio-ambientais e também nos custos totais dos empreendimentos, nos casos em que há expressivo remanejamento de população. Além disso, dois outros aspectos importantes foram considerados no estabelecimento dos critérios utilizados para se proceder à determinação dos parâmetros: a magnitude da população afetada e a sua localização (urbana ou rural).

No tocante às populações urbanas as experiências do Setor Elétrico no remanejamento de cidades e vilas não têm resultado em dispêndios significativamente superiores aos previstos nos orçamentos. Isto, inclusive, foi comprovado nas referências consultadas ao se comparar os valores orçados com os valores realizados.

Já com relação às populações rurais vem ocorrendo o contrário, particularmente nos casos de empreendimentos recentemente implantados ou em implantação que afetam um número mais expressivo de pessoas e, principalmente, naqueles casos onde o processo de negociação entre o empreendedor e a população resulta em medidas compensatórias em detrimento de ações exclusivamente indenizatórias. Nesses casos, têm sido necessário o desenvolvimento e implantação de projetos de reassentamento, não previstos ou parcialmente previstos nos orçamentos.

O Setor Elétrico encontra-se, hoje, bastante sensível a esta situação seja por suas repercussões políticas e sociais, seja por seus desdobramentos comprometendo os orçamentos dos empreendimentos.

Por outro lado, é reconhecido que os empreendimentos ainda em estudo não podem desconsiderar esta questão e também que ela deve ser conduzida de acordo com os princípios e diretrizes postuladas no Plano Diretor de Meio Ambiente do Setor Elétrico.

De acordo com esta orientação, os programas de remanejamento de grupos populacionais afetados por empreendimentos do Setor Elétrico deverão visar a recomposição dos quadros de vida desses grupos, num nível de qualidade pelo menos igual, e preferivelmente superior, ao que era usufruído antes da intervenção do Setor Elétrico. Deverão visar, também, a rearticulação do espaço regional, assegurando-se a reorganização da economia, com o desenvolvimento na própria região, de atividades e serviços de apoio à população e à produção - saúde, educação, lazer, infra-estrutura, etc.

- para o que deverão contar com a participação de outros agentes públicos e privados.

Cabe ressaltar, mais uma vez, que a viabilização de um empreendimento, hoje, depende do equacionamento desta questão e que programas de remanejamento com esta concepção requerem expressivo montante de recursos.

Além disso, o remanejamento de populações é um processo social complexo, que requer um horizonte temporal maior para as etapas de estudos e implementação das ações, ao longo do qual deve-se assegurar a continuidade das ações e sua adequada execução, para o que é essencial a manutenção do fluxo dos recursos financeiros planejados.

Em resumo, nas situações onde se prevê a possibilidade de remanejamento de populações, a busca de parcerias - públicas e privadas - e a negociação com as populações diretamente afetadas são procedimentos indispensáveis para o Setor Elétrico viabilizar seus empreendimentos.

Feitas estas considerações, a estimativa dos custos do componente sócio-econômico é feita a partir de parâmetros de custo unitário por família atingida, distinguindo-se as situações rural e urbana. Cabe esclarecer, ainda, que os valores obtidos contemplam o custo de todas as ações contidas em um programa de remanejamento, como por exemplo:

- no caso de vilas e cidades, contemplam habitações, edificações de uso coletivo, infra-estrutura urbana, etc.; e
- no caso de um programa de reassentamento de populações rurais, terras e benfeitorias nas unidades produtivas, infra-estrutura básica e de apoio à produção (vias internas, eletrificação, armazéns e silos, e em alguns casos, sistemas de irrigação) e equipamentos sociais coletivos (centros sociais, escolas, igrejas, centros de saúde), dentre os itens mais expressivos. Há que se considerar, também, os custos de operação do programa que caso não sejam negociados com parceiros institucionais e com a população, tendem a ser atribuídos ao empreendedor.

É oportuno salientar que os dispêndios relativos a estes investimentos se estendem por períodos da ordem de 5 a 10 anos (que corresponde, em linguagem de projeto, ao período de maturação do projeto

de reassentamento) e que, salvo exceções, não prevêem pagamentos em espécie aos beneficiários do projeto. Pelo contrário, em muitos casos, os projetos de remanejamento prevêem reembolso gradual, por parte dos reassentados, do valor da terra que receberam.

A determinação do custo unitário por família rural teve como referência os orçamentos sócio-ambientais referentes a seis empreendimentos que têm população a ser remanejada (UHEs Nova Ponte, Simplicio, Santa Rita, Canoas I e II e Itá) e os custos realizados de remanejamento populacional da UHE Itaparica. Para estes empreendimentos verifica-se que os custos de remanejamento de famílias rurais variam de US\$ 60 mil (Santa Rita) a US\$ 150 mil (Itaparica) por família. Observa-se que o custo de US\$ 150 mil/família referente a Itaparica não corresponde ainda ao custo final do remanejamento, cabendo acrescentar que trata-se de um "valor atípico", face às peculiaridades do caso.

Com base nestes dados, estabeleceu-se uma faixa de variação para o estimador do custo pleno de US\$ 70 mil a US\$ 150 mil/família, desagregada para as classes correspondentes ao grau de complexidade relativas ao objetivo "minimizar impactos sobre o meio sócio-econômico". Ressalta-se que o valor mínimo (US\$ 70 mil/família) corresponde à classe 2 de complexidade sócio-econômico já que, para a classe 1, o custo é zero, tendo em vista que os empreendimentos constantes desta classe (Anhanguera, Retiro e Palmeiras) não atingem população.

Os custos unitários para a estimativa do custo adicional foram determinados com base nos casos para os quais se dispunha dos orçamentos originais e dos custos verificados (ou recentemente atualizados). Admitiu-se também que a imprevisibilidade dos orçamentos é maior nos casos dos programas rurais, uma vez que os custos finais de implantação tendem a refletir não só componentes materiais, passíveis de avaliações de mercado, como um processo de negociação social que têm se mostrado, em geral, mais complexo. Chegou-se assim a estimadores do custo adicional superiores a dois terços (cerca de 70%) dos estimadores do sobre-custo pleno.

Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 3.2.

**TABELA 3.2**  
**PARÂMETROS UTILIZADOS PARA A ESTIMATIVA DO CUSTO**  
**ADICIONAL E PLENO: FAMÍLIAS RURAIS**  
**(VALORES EM US\$ 1.000/FAMÍLIA DE DEZ/91)**

Classes de Complexidade Sócio-Econômica				
Custo Sócio-Ambiental	1	2	3	4
Adicional	0	50	80	110
Pleno	0	70	110	150

Para a identificação do custo unitário por família urbana foram analisados os orçamentos sócio-ambientais disponíveis dos empreendimentos que afetam cidades ou vilas: Itaparica, Nova Ponte e Itá. Os custos de remanejamento por família urbana para estes empreendimentos variam de US\$ 30 mil (Itaparica) a US\$ 60 mil (Itá e Nova Ponte).

O teste e aferição dos resultados das estimativas orçamentárias demonstrou que o custo de remanejamento de famílias urbanas deveria ser referenciado não às classes de complexidade e sim às regiões geográficas em que serão implantados os empreendimentos. Isto se deve ao fato de que o custo unitário do remanejamento de populações urbanas varia em função do padrão da infra-estrutura urbana e das moradias, que é distinto entre as regiões do país. Determinou-se, assim, uma faixa de variação de US\$ 30 mil a US\$ 60 mil/família para os estimadores do custo pleno, conforme apresentado na Tabela 3.3.

Os custos unitários utilizados como estimadores do custo adicional foram determinados tendo como referência os orçamentos originais e os custos verificados (ou recentemente atualizados), apresentando um resultado médio de US\$ 15 mil/família, valor tomado como base para o estabelecimento da faixa de variação.

**TABELA 3.3**  
**PARÂMETROS UTILIZADOS PARA A ESTIMATIVA DO CUSTO**  
**ADICIONAL E PLENO: FAMÍLIAS URBANAS**  
**(VALORES EM US\$ 1.000/FAMÍLIA DE DEZ/91)**

Custo Sócio-Ambiental	Região		
	Norte/ Nordeste	Centro- Oeste	Sul/ Sudeste
Adicional	10	15	20
Pleno	30	45	60

Considerou-se também, conforme já apontado, que ocorre um menor erro nas estimativas de programas referentes à área urbana, o que levou a estimadores do custo adicional de cerca de um terço daqueles correspondentes ao custo pleno, significativamente inferiores, portanto, em termos relativos, aos previstos no caso dos programas rurais.

### 3.4 ESTIMATIVA DO CUSTO SÓCIO-AMBIENTAL

#### 3.4.1 Empreendimentos em Viabilidade e Projeto Básico Constantes do PDG 1993/2002

A aplicação dos parâmetros correspondentes ao meio físico-biótico (% sobre o custo total do empreendimento ou custo unitário multiplicado pela área do reservatório), e ao meio sócio-econômico (custos unitários por famílias), fornece uma estimativa dos custos sócio-ambientais totais segundo as alternativas "adicional" e "pleno". Este valor, expresso em percentagem, é resultado da divisão do custo total do empreendimento acrescido dos custos sócio-ambientais ora estimados pelo custo total do projeto constante dos atuais orçamentos setoriais.

Embora o cálculo do custo sócio-ambiental tenha sido feito para cada empreendimento individualmente, o reconhecimento da incerteza associada às estimativas, conforme apontado nas seções anteriores, indicou que os resultados obtidos deveriam ser interpretados de forma agregada. Assim, procedeu-se ao agrupamento desses resultados, segundo faixas de custo sócio-ambiental. Os intervalos das faixas foram determinados em função dos resultados observados, que indicaram a configuração de três grupos de empreendimentos, conforme apresentado no Quadro 3.1. Este procedimento foi adotado para as duas alternativas de custo definidas: adicional e pleno.

Chama-se a atenção para o fato de que a distribuição dos empreendimentos segundo as faixas de custo não se alterou nos dois casos. Ou seja, embora em termos pontuais tenha havido razoável variação do custo adicional para o pleno, a estratificação dos empreendimentos em faixas resultou na convergência das estimativas. As exceções observadas foram os casos de Formoso, Dona Francisca e Itaocara.

#### 3.4.2 Empreendimentos em Inventário

A estimativa do custo sócio-ambiental para este conjunto de empreendimentos requereu procedimento distinto do anteriormente descrito, uma vez que a maioria dos estudos de inventário apresenta grande limitação quanto à disponibilidade de informações sócio-ambientais. Para os fins deste trabalho, as únicas informações relevantes disponíveis, passíveis de comparação entre empreendimentos, são a área do reservatório e a localização geográfica.

A impossibilidade de se aplicar parâmetros de custos unitários a estes empreendimentos levou a se proceder à estimativa dos custos sócio-ambientais diretamente sob a forma de percentuais, com base nos resultados observados no caso dos empreendimentos em viabilidade e projeto básico, apresentados no item anterior, utilizando-se as duas variáveis indicadas acima: área do reservatório e localização geográfica.

Para o conjunto analisado no item anterior (empreendimentos em viabilidade e projeto básico), observou-se que aqueles empreendimentos com área de reservatório inferior a 100 km<sup>2</sup> (16 no total), independentemente de sua localização geográfica, apresentaram um custo sócio-ambiental médio inferior a 10% em ambas as alternativas consideradas (adicional e pleno).



**QUADRO 3.1**  
**CLASSIFICAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS SEGUNDO FAIXAS DE CUSTO**  
**SÓCIO-AMBIENTAL ADICIONAL E PLENO**

Faixas de Custo	Classes de Complexidade Sócio-Ambiental			
	1	2	3	4
<b>Adicional</b>				
Faixa A ( < 5%)	Anhanguera Palmeiras Retiro	Canoas I Canoas II Cubatão Igarapava Simplicio	Barra Grande Campos Novos Cana Brava Couto Magalhães Formoso	Belo Monte
Faixa B (5 a 20%)			Bocaina D. Francisca Itaocara  Itapebi Salto Caxias Sapucaia	Barra do Peixe C. Porteira Serra Quebrada
Faixa C ( > 20%)			Santa Rita	Foz do Bezerra Garabi Ji-Paraná Machadinho
<b>Pleno</b>				
Faixa A ( < 5%)	Anhanguera Palmeiras Retiro	Canoas I Canoas II Cubatão Igarapava Simplicio	Barra Grande Campos Novos Cana Brava Couto Magalhães	Belo Monte
Faixa B (5 a 20%)			Bocaina Formoso Itapebi  Salto Caxias Sapucaia	Barra do Peixe C. Porteira Serra Quebrada
Faixa C ( > 20%)			Dona Francisca Itaocara Santa Rita	Foz do Bezerra Garabi Ji-Paraná Machadinho

Nota: Os empreendimentos estão listados dentro de cada classe, por ordem alfabética e não segundo sua pontuação individual.

Já para os empreendimentos com área do reservatório superior a 100 km<sup>2</sup>, os resultados médios apresentaram uma sensível variação entre as regiões consideradas. Definiu-se três regiões relevantes:

- o Sul/Sudeste/Nordeste, de atividades econômicas consolidadas, elevado nível de ocupação da terra e maiores densidades populacionais; estando servidas pelo sistema interligado;
- "fronteira", compreendendo a Região Centro-Oeste, os Estados de Tocantins e Rondônia e o leste do Pará (Bacias do Araguaia, Tocantins e baixo Xingu), caracterizada por intenso processo de transformação de usos do solo e crescimento populacional nas últimas décadas, e ainda por sua potencial integração ao sistema interligado; e
- o Norte, constituído pelo remanescente do território nacional, onde ocorrem densidades populacionais mais baixas e maior extensão de áreas não afetadas por intervenções antrópicas.

As médias encontradas por região foram submetidas a um teste de robustez à retirada do maior valor observado. À exceção do caso da região de "fronteira", as médias com todas as observações e sem a maior delas pouco diferiram.

Este exercício de ajuste de médias resultou nos parâmetros de custo sócio-ambiental apresentados na Tabela 3.4. Destaca-se que a ocorrência de impactos sobre grupos populacionais poderá ser o principal determinante de desvios em relação a estes valores médios que traduzem a expectativa do dispêndio que o Setor Elétrico poderá enfrentar no equacionamento de questões sócio-ambientais.

**TABELA 3.4**  
**ESTIMATIVAS DE CUSTO SÓCIO-AMBIENTAL ADICIONAL E PLENO**  
**PARA EMPREENDIMENTOS EM INVENTÁRIO (EM %)**

Área do Reservatório	Custo Sócio-Ambiental	
	Adicional	Pleno
Menor que 100 km <sup>2</sup>	5	10
Maior que 100 km <sup>2</sup>		
Nordeste/Sul/Sudeste	15	25
Fronteira	10	20
Norte	5	10

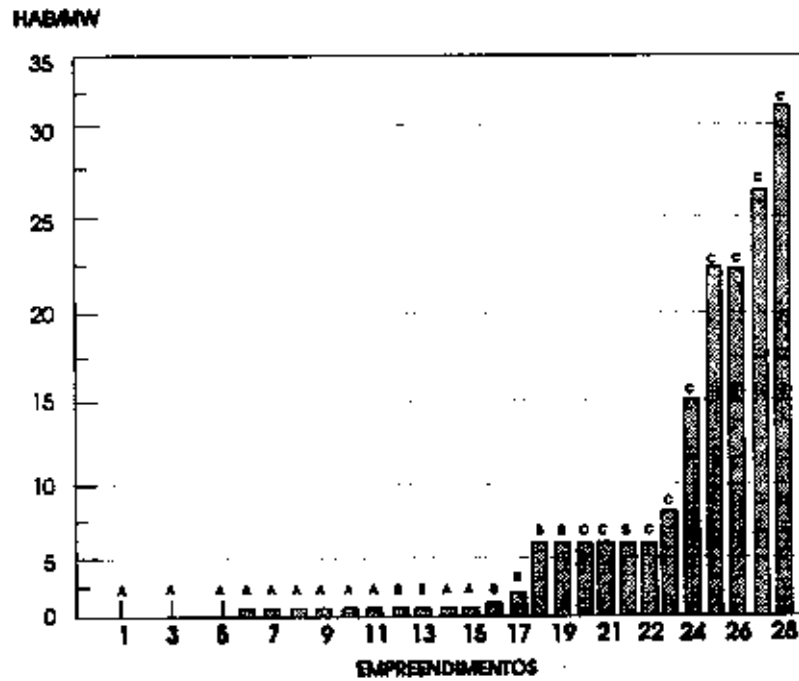
Nota: Considerou-se região de "fronteira": a Região Centro-Oeste, os Estados de Rondônia e Tocantins e o leste do Pará (Bacias do Araguaia, Tocantins e baixo Xingu).

### 3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Observa-se em relação à análise do custo sócio-ambiental que:

- embora tenha havido considerável variação entre valores de sobre-custo adicional e pleno para empreendimentos específicos, somente em três casos (Formoso, Dona Francisca e Itaocara) esta variação acarretou uma mudança de faixa do empreendimento, indicando a consistência dos resultados;
- o custo sócio-ambiental é fortemente influenciado pelo componente sócio-econômico. Este componente chega a ser responsável por mais de 90% do custo sócio-ambiental e por mais de 30% do custo total do empreendimento nos casos em que há remanejamento de população expressivo;
- ocorre expressiva correlação entre o indicador "habitante/MW" e a classificação do custo sócio-ambiental, conforme se vê na Figura 3.1, o que sugere que:
  - . este indicador poderá constituir uma variável-chave nos futuros estudos de inventário; e
  - . o Setor Elétrico deve reconsiderar a implantação de projetos em que a relação habitante/MW esteja acima de 10, uma vez que desta forma estará minimizando custos tanto setoriais quanto sociais nos seus programas de expansão.
- especial atenção deve ser dispensada àqueles empreendimentos cujos custos sócio-ambientais estimados elevam significativamente seus orçamentos. Estas situações indicam a necessidade de uma análise mais rigorosa considerando, evidentemente, os parâmetros utilizados para a tomada de decisão, visando verificar a competitividade econômico-energética desses empreendimentos.

**FIGURA 3.1**  
**EMPREENDIMENTOS SEGUNDO O CUSTO SÓCIO-AMBIENTAL PLENO E**  
**RELAÇÃO HAB/MW**



**EMPREENDIMENTOS :**

- |                |                       |                   |
|----------------|-----------------------|-------------------|
| 1 ANHANGUERA   | 11 GOUTO MAGALHÃES    | 21 ITAOCARA       |
| 2 PALMEIRAS    | 12 GACHOEIRA PORTEIRA | 22 MACHADINHO I   |
| 3 RETIRO       | 13 FORMOSO            | 23 BARRA DO PEIXE |
| 4 CUBATÃO      | 14 CANOAS I           | 24 DONA FRANCISCA |
| 5 IGARAPAVA    | 15 ITAPETI            | 25 GARABI         |
| 6 BARRA GRANDE | 16 SALTO CAXIAS       | 26 JI-PARANÁ      |
| 7 SIMPLÍCIO    | 17 SERRA QUEBRADA     | 27 FOZ DO BEZERRA |
| 8 CAMPOS NOVOS | 18 SAPUCAIA / ANTA    |                   |
| 9 BELO MONTE   | 19 BOCAINA            |                   |
| 10 CANA BRAVA  |                       |                   |

**FAIXAS DE CUSTO SÓCIO-AMBIENTAL :**

A = MAIOR QUE 5%

B = ENTRE 5 E 20%

C = MAIOR QUE 20%

## 4. SUBSÍDIOS À COMPOSIÇÃO DAS ALTERNATIVAS DE SUPRIMENTO

### 4.1 INCORPORAÇÃO DOS CUSTOS SÓCIO-AMBIENTAIS NOS ORÇAMENTOS DE EMPREENDIMENTOS

A análise desenvolvida visando permitir a incorporação dos custos sócio-ambientais nos orçamentos dos empreendimentos para fins de formulação do plano de expansão de longo prazo apresenta duas alternativas - "adicional" e "pleno" - definidas segundo critérios distintos para os dois conjuntos de empreendimentos considerados, conforme explicações já apresentadas.

A avaliação dos parâmetros obtidos, em entendimento com as áreas responsáveis pelo planejamento econômico-energético, levou à adoção da alternativa "custo pleno" pelas seguintes razões:

- no caso de 28 empreendimentos que serviram de base para a estimativa, apenas em três casos observou-se mudança de faixa ao se passar da alternativa "adicional" para alternativa "pleno", conforme já apontado no texto e indicado no Quadro 3.1.
- quanto aos demais empreendimentos, ponderou-se que os percentuais sugeridos para a revisão dos orçamentos, variando entre 10% e 25% são razoáveis e aceitáveis dentro de margem de incerteza com a qual se trabalha para a elaboração do plano.

Os orçamentos dos empreendimentos foram revistos, de forma a incluir a estimativa dos custos sócio-ambientais segundo critérios distintos para cada um dos conjuntos mencionados:

- os 28 empreendimentos que serviram de base para as estimativas tiveram seus orçamentos revistos caso a caso;
- quanto aos demais, foram aplicados os percentuais indicados na Tabela 3.4.

A incorporação dos custos sócio-ambientais no orçamento de um empreendimento altera, evidentemente, seu custo unitário de geração podendo comprometer sua competitividade econômico-energética.

Na tomada de decisão o custo marginal de expansão é utilizado como o principal parâmetro aferidor da competitividade de um empreendimento ao se proceder sua comparação com os custos unitários de geração individualizados. Como resultado do exercício de estimativa dos custos sócio-ambientais e a título de exemplo, apresenta-se na Tabela 4.1 os custos unitários de geração com e sem os custos sócio-ambientais referentes ao conjunto de empreendimentos para os quais foi possível aplicar plenamente os procedimentos metodológicos desenvolvidos neste trabalho. Os resultados foram obtidos de acordo com procedimentos utilizados pelo Setor Elétrico (ELETROBRAS. DPE/DPEG. Informação Técnica 043/92), e devem ser analisados levando-se em conta duas observações:

**TABELA 4.1**  
**PARÂMETROS ECONÔMICO- ENERGÉTICOS, DE COMPLEXIDADE E CUSTO SÓCIO-AMBIENTAL DOS EMPREENDIMENTOS HIDRELÉTRICOS EM VIABILIDADE E PROJETO BÁSICO**

Empreendimento	1 POTÊNCIA INSTALADA (MW)	2 ENERGIA PRIME	3 CUSTO UNITÁRIO	4 CLASSES DE IMPACTO OU CLASSES DE ACESSO		5 CLASSES DE ACESSO A CLIENTES		6 RESTRICÇÕES CONSTITUCIONAIS	7 OUTRAS QUALIFICAÇÕES			8 MATERIAL OU SUB-REGIÃO	9 ÁREA DE PROTEÇÃO (Km²)		
				Nº	SE	Adicional	Plano		Inclinação do Curvograma	Local Indicado para Instalação de Subestações	Mód. / km²			M³ / km³	M³ Local de Instalação de Subestações
ANHANQUERA	20	10	56,93	50,40	1	1	1	A		0,00	0,09	0	2	SE	
PALMEIRAS	15	7	70,18	70,18	1	1	1	A		0,00	0,19	0	3	SE	
REBO	16	7	64,40	64,40	1	1	1	A		0,00	0,20	0	3	SE	
SIMPLICIO	180	92	66,31	56,31	1	2	2	A		0,62	0,04	111	7	SE	
CUBAÃO	46	24	36,00	36,00	3	1	2	A		0,27	0,19	12	9	S	
CANÓIAS II	72	45	67,86	67,86	2	2	2	A		4,03	0,31	290	23	SE	
CANÓIAS I	63	35	60,21	60,21	2	2	2	A		4,33	0,37	367	31	SE	
IGARAPAVA	210	126	36,94	36,94	2	2	2	A		0,36	0,17	75	36	SE	
DONA FRANCISCA	125	82	36,48	34,48	2	3	3	C		16,90	0,16	1066	19	S	
SAPUCAIA / ANITA	316	183	92,05	92,05	2	3	3	B		6,69	0,07	2115	23	SE	
SANTA RITA	75	34	89,95	89,95	3	3	3	C		32,17	0,32	2413	24	SE	
CAMPOS NOVOS	880	393	32,54	32,54	3	2	3	A		0,74	0,04	646	32	S	
C. MAGALHÃES	220	102	73,49	73,49	3	2	3	A		1,21	0,22	266	48	N2	
ITAPETI	375	199	45,74	45,74	3	3	3	B		4,91	0,17	1842	44	NE	
TATOCARA	210	103	40,16	40,16	3	3	3	B		11,90	0,40	2800	53	SE	
BARRA GRANDE	690	319	39,03	39,03	3	3	3	A		0,72	0,14	600	95	S	
SALTO CANDAS	1000	573	26,54	26,54	3	3	3	B		6,90	0,12	8800	124	S	
CAMA BRAVA	400	268	40,46	40,46	3	3	3	A	Sim	1,20	0,21	840	139	CO	
FORMOSO	300	160	61,22	61,22	4	2	3	A		3,00	1,08	970	326	SE	
BOCAINA	180	96	36,39	36,39	4	3	3	B		8,27	2,99	1240	439	SE	
MACHADINHO	1280	615	32,71	32,71	4	4	4	C		12,08	0,22	14800	266	S	
GARABÁ	900	566	69,19	69,19	4	4	4	C		16,87	0,44	15186	392	S	
SERRA QUEBRADA	1328	682	46,04	46,04	4	4	4	B		6,26	0,32	8300	450	N2	
FOLDO VEZERRA	300	146	79,74	69,11	4	4	4	C		27,44	2,17	8232	661	CO	
CAÇOEIRA PORTERA	700	340	61,67	47,98	4	3	4	B	Sim	2,06	1,20	1996	912	N1	
J-PARANÁ	612	217	76,72	66,96	4	4	4	C	Sim	17,17	1,87	8792	986	N1	
BARRA DO PEDE	480	226	63,59	75,63	4	3	4	B		14,90	2,29	4730	1000	N2	
BELO MONTE	11000	4678	-	-	4	4	4	A		0,76	0,11	8376	1226	N2	

Legenda: N1 - Norte;  
 N2 - Fronteira; Centro-Oeste, Estados da Rondônia e Tocantins e o Leste do Pará (Bacias da Araguaia, Tocantins e Bacia Xingú).  
 Fontes: Colunas 2 e 3 - ELETOBRÁS, DPE/DPEG, Informação Técnica 043/92. Colunas 4, 5 e 6 - Dados de Projeto Fornecedor para Empresas.  
 Colunas 7, 8 e 9 - Dados de Projeto Fornecedor para Empresas.

- os custos de geração consideram como benefício apenas a energia firme produzida na própria usina em seu nível de tensão. Não estão incluídos outros parâmetros como por exemplo: os benefícios de energia incorporada ao sistema, decorrentes da contribuição adicional a outras usinas e os investimentos evitados em transmissão e distribuição decorrentes da implantação de usinas próximas aos centros de carga;
- não são apresentados os valores de Belo Monte, uma vez que este empreendimento não está incluído no PDG 1993/2002 e o cálculo dos valores assim como a sua comparação somente é possível entre empreendimentos em um mesmo horizonte temporal de planejamento.

De uma maneira geral as variações observadas nos custos unitários de geração apresentam o mesmo comportamento observado na análise dos orçamentos revistos, incorporando os custos sócio-ambientais, cujos resultados são apresentados no Quadro 3.1.

Finalmente, cabe ressaltar que apesar de todas as limitações já apontadas, entende-se que a consideração das estimativas propostas dos custos sócio-ambientais, incorporando-os aos orçamentos de empreendimentos para a decisão quanto às alternativas de suprimento constitui importante contribuição deste trabalho. Significa, ainda, o reconhecimento por parte do Setor Elétrico, de uma nova realidade de custos sobre a qual suas decisões deverão ser tomadas.

#### **4.2 SUGESTÃO DE CRITÉRIOS PARA A INCORPORAÇÃO DAS VARIÁVEIS SÓCIO-AMBIENTAIS NOS PLANOS DE EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO**

Conforme detalhado na introdução dois conceitos básicos foram utilizados na análise desenvolvida: o de complexidade e o de custo sócio-ambiental.

A noção de complexidade procura traduzir o impacto total do empreendimento, nele estando incluídos, tanto aqueles impactos que dão origem a ações mitigatórias e compensatórias por parte do Setor, quanto impactos que, embora reconhecidos, não dão origem a ações e dispêndios por parte do Setor.

A metodologia de avaliação da complexidade sócio-ambiental (item 2) foi desenvolvida com o objetivo de agrupar os empreendimentos em classes correspondentes a diferentes níveis de impactos esperados. O item 3 focalizou os custos, tendo gerado estimativas de custos sócio-ambientais, adicional e pleno, a serem aplicados aos atuais orçamentos dos empreendimentos visando compensar a subestimativa e a heterogeneidade reconhecida nestes, levando-se em conta a época da elaboração dos estudos e a defasagem entre os custos orçados e os verificados em obras recentes.

A análise destes resultados sugere, que no estágio atual de conhecimento do Setor Elétrico, a incorporação da variável sócio-ambiental nas metodologias de planejamento da expansão poderá se dar por dois meios:

- introdução de custos sócio-ambientais que alteram os custos unitários de geração dos empreendimentos;
- consideração da avaliação da complexidade sócio-ambiental dos empreendimentos, destacando-se os casos de existência de restrições constitucionais, de ordem sócio-ambiental, à implantação do empreendimento.

Estas considerações permitem, numa primeira formulação simplificada, a identificação de quatro "situações-tipo", apresentadas no Quadro 4.1, resultantes da combinação, por um lado, da ocorrência de restrições constitucionais e do resultado da avaliação da complexidade sócio-ambiental e, por outro lado, da consideração dos parâmetros aferidores da competitividade económico-energética do empreendimento, ressaltando-se que nestes parâmetros devem estar incluídos os custos sócio-ambientais.

Na definição das situações-tipo distinguem-se duas situações básicas, quanto à ocorrência de restrições constitucionais:

- a de empreendimentos que acarretam impactos sobre unidades de conservação e/ou áreas ocupadas por grupos indígenas ou remanescentes de quilombos, protegidos pela Constituição Federal (situações tipo III e IV). Nestes casos, a implantação do empreendimento estará condicionada à aprovação do Congresso Nacional; e
- a de empreendimentos que não estão sujeitos a tais restrições, ficando sua viabilização condicionada fundamentalmente a definições de ordem técnica e económica, conduzidas no âmbito do próprio Setor Elétrico e à negociação de medidas mitigatórias e compensatórias com os diversos segmentos da sociedade e agentes institucionais interessados (situações tipo I e II).

Quanto à competitividade económico-energética, foi estabelecida uma distinção entre:

- empreendimentos para os quais os parâmetros aferidores da competitividade económica-energética, incluídos os custos sócio-ambientais, sugerem que sua implantação seja viável (situações tipo I e III) mesmo nos casos sujeitos a restrições constitucionais; e
- empreendimentos para os quais os parâmetros aferidores da competitividade económica-energética, incorporados os custos sócio-ambientais, indicam que sua implantação não é viável (situações tipo II e IV).

É importante ressaltar que estas "situações-tipo" indicadas no Quadro 4.1 não estão diretamente relacionadas às classes de complexidade nem às ordens de grandeza dos custos sócio-ambientais dos empreendimentos.

Embora o esquema proposto configure uma clara superioridade sócio-ambiental e económico-energética dos empreendimentos a serem enquadrados na situação-tipo I sobre aqueles candidatos à situação-tipo IV, bem como de I sobre II e de III sobre IV, não é possível estabelecer uma relação hierárquica entre os projetos a serem enquadrados nas situações tipo II e III, uma vez que estes apontam a necessidade de uma adequação entre objetivos económico-energéticos e sócio-ambientais.

A situação tipo I deverá agregar empreendimentos que não incorrem quer em restrições constitucionais quer em custos que comprometam sua viabilidade económico-financeira. Neste grupo poderão ser enquadrados empreendimentos de variadas classes de complexidade e faixas de custo sócio-ambiental. Portanto, deve-se lembrar que sua efetiva implantação depende do aprofundamento e detalhamento dos estudos técnicos, por parte das empresas concessionárias, bem como da adequada condução de processos de negociação junto aos segmentos sociais interessados.



**QUADRO 4.1**  
**SITUAÇÕES-TIPO PARA ORIENTAR A TOMADA DE DECISÕES CONSIDERANDO**  
**CRITÉRIOS ECONÔMICO-ENERGÉTICOS E SÓCIO-AMBIENTAIS**

Critérios Sócio Ambientais	Competividade Econômico-Energética	
	Empreendimentos competitivos	Empreendimentos não competitivos
Empreendimentos sem restrições constitucionais	Complexidade sócio-ambiental 1 2 3 4	I II
Empreendimentos com restrições constitucionais	Complexidade sócio-ambiental 1 2 3 4	III IV

A situação-tipo II deverá agregar empreendimentos que, embora não incorram em restrições constitucionais, não se apresentam competitivos segundo os parâmetros econômico-energéticos. Neste grupo, também poderão ser enquadrados empreendimentos de variadas classes de complexidade, lembrando que o custo sócio-ambiental já deve estar computado nos parâmetros econômico-energéticos.

Em alguns destes casos, podem ser enquadrados nesta situação - tipo projetos para cuja implantação os respectivos governos estaduais se disponham a contribuir com recursos dos seus próprios tesouros, uma vez que os projetos incorporam ações e dispêndios voltados para o atendimento de objetivos de desenvolvimento regional que transcendem as ações necessárias e justificáveis, de parte do Setor Elétrico, para viabilizar o acréscimo pretendido de suprimento de energia elétrica. Nestes casos, o Setor Elétrico deverá estar particularmente atento à extensão e ao cronograma do seu comprometimento financeiro. Caso não se antevejam parcerias externas ao Setor, o projeto deverá ser revisto ou eventualmente substituído por outra alternativa de suprimento.

Os empreendimentos sujeitos a restrições constitucionais enquadram-se nas situações - tipo III e IV.

Na situação tipo III estarão aqueles empreendimentos de variado grau de complexidade sócio-ambiental, e que os estudos econômico-energéticos indiquem serem competitivos. A viabilização destes empreendimentos estará condicionada a cuidadosa negociação, envolvendo a aprovação do Congresso Nacional.

A situação tipo IV abrange os empreendimentos sujeitos a restrições constitucionais e que não se apresentam competitivos segundo os parâmetros econômico-energéticos. É portanto aconselhável o seu reexame considerando-se uma redefinição geral do projeto ou a sua substituição por outras alternativas de suprimento.

Quando os empreendimentos analisados destinarem-se ao atendimento de mercados isolados, em particular aqueles enquadrados nas situações tipo III e IV, a decisão quanto à sua viabilidade e oportunidade ou priorização na hierarquia de projetos deverá ser cotejada com outras alternativas de suprimento, inclusive sob o aspecto sócio-ambiental.

Destaca-se que a análise individualizada de um conjunto de empreendimentos não esgota as possibilidades de avaliação sócio-ambiental dos impactos e benefícios esperados para uma alternativa de geração ou para um plano de expansão.

Do ponto de vista da complexidade sócio-ambiental deverão ser desenvolvidos e aprimorados procedimentos metodológicos específicos. Contudo, preliminarmente pode-se indicar que aqueles empreendimentos de expressiva potência a ser agregada ao sistema interligado deverão ser comparados com um conjunto alternativo de empreendimentos. Como exemplo indicativo pode-se tomar o caso da UHE Belo Monte (11.000 MW). Do universo de 28 empreendimentos considerados na avaliação da complexidade sócio-ambiental, 25 empreendimentos, excetuando-se Belo Monte e os empreendimentos destinados a atender mercados isolados (Cachoeira Porteira e Ji Paraná), totalizam 9.609 MW de potência instalada, cerca de 10% menos do que a capacidade de Belo Monte. Este conjunto de empreendimentos apresenta os seguintes indicadores totais:

- área ocupada por reservatórios : 4.288 Km<sup>2</sup>
- população afetada : 74.244 habitantes
- Km<sup>2</sup>/MW : 0,44
- hab/MW : 7,7

A UHE Belo Monte apresenta valores significativamente mais favoráveis para quaisquer destes indicadores. Destaca-se, portanto, a importância de uma cuidadosa consideração, por parte do Setor Elétrico e de seus interlocutores, da oportunidade de implantação deste empreendimento e de seu papel nas estratégias de expansão de longo prazo, em especial nas discussões a respeito do aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia. A condução das análises técnicas e do processo de licenciamento e de negociação social merecem especial atenção neste caso.

## 5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Os resultados aqui obtidos, centrados na avaliação da complexidade e dos custos sócio-ambientais dos empreendimentos potencialmente integrantes dos planos de expansão do suprimento de energia elétrica, devem ser interpretados tendo em vista os objetivos e as características que os cercam e que são dinâmicos. Assim, sugere-se que tais resultados sejam revistos anualmente, por ocasião da elaboração dos Planos Decenais, seja pela inclusão de novos empreendimentos, pela exclusão dos empreendimentos que passarem para a etapa de projeto executivo/construção, ou pelo aporte de novas informações sobre os empreendimentos já avaliados e classificados anteriormente. Mais ainda, considera-se prioritária a revisão e o aperfeiçoamento dos procedimentos metodológicos ora adotados, assim como a ampliação e atualização da base de dados utilizada, buscando sua homogeneização e uma maior objetividade dos indicadores críticos.

Cabe destacar que a avaliação, conclusões e recomendações aqui feitas correspondem, por definição, a uma visão *ex-ante* ou *apriorística* acerca das implicações sócio-ambientais, das possibilidades de mitigação e compensação de impactos, e dos custos que poderão ser incorridos — e em consequência acerca da viabilidade dos empreendimentos. Em especial, admite-se que sejam passíveis de implantação, em condições socialmente aceitáveis, projetos que apresentam complexidade variada (e, em alguns casos restrições constitucionais), o que dependerá efetivamente da condução futura dos estudos técnicos e das negociações com os segmentos sociais pertinentes.

No tocante ao estágio de conhecimento do Setor Elétrico fica evidente a necessidade de se avançar e investir no desenvolvimento de metodologias que permitam a avaliação sócio-ambiental seja de alternativas de suprimento como do plano em sua totalidade e mais ainda, segundo um tratamento integrado com as demais variáveis estratégicas consideradas.

Não obstante, conforme já foi ressaltado ao longo do texto as contribuições aqui contidas para se proceder à consideração da complexidade dos aspectos sócio-ambientais associadas aos empreendimentos assim como a incorporação dos custos sócio-ambientais aos orçamentos dos empreendimentos configuram um primeiro passo nesse sentido.

Os resultados alcançados, por outro lado, devem ser considerados à luz das restrições impostas pela base de dados, destacando-se que:

- de uma maneira geral, os estudos sócio-ambientais disponíveis são pouco objetivos, centrando-se em diagnósticos exaustivos relativos à área de influência, que não identificam com clareza os impactos associados aos empreendimentos;
- é difícil precisar a correspondência entre a etapa dos estudos sócio-ambientais e as etapas de engenharia para o conjunto de projetos classificados como em viabilidade e projeto básico; e
- os estudos são particularmente omissos no tocante à definição de custos de programas de natureza mitigatória e/ou compensatória, sendo difícil precisar o compromisso financeiro que será requerido do Setor Elétrico na sua implantação.

No caso particular dos projetos em inventário, a insuficiência de informações e a defasagem temporal da maioria dos estudos levou à impossibilidade de sua avaliação segundo a metodologia utilizada no caso dos projetos em etapa mais avançada de estudo. Fez-se, portanto, apenas uma estimativa simplificada do custo sócio-ambiental.

Os custos sócio-ambientais têm sido de grande importância relativa nos custos totais das usinas hidrelétricas mais recentes. Constata-se também uma significativa diferença entre os custos sócio-ambientais orçados e aqueles efetivamente realizados. Isso se deve, fundamentalmente, a dificuldades conceituais e operacionais relacionadas à sua identificação e contabilização.

Destaca-se, dentre estas dificuldades, que o sistema contábil adotado pelo Setor Elétrico, dado o insuficiente detalhamento de rubricas próprias para dispêndios sócio-ambientais, não está compatível com a relevância dos custos sócio-ambientais e com as necessidades de planejamento e controle que a magnitude dos valores envolvidos recomenda. Cabe ressaltar, neste sentido, que a proposta de alteração dos orçamentos-padrão dos empreendimentos setoriais, de modo a incluir rubricas específicas para estes custos, aprovada pelo Conselho Diretor do COMASE em abril de 1991, ainda não se refletiu nos orçamentos apresentados pelas empresas concessionárias.

Reconhece-se que algumas dificuldades de ordem conceitual se antepõem à aplicação generalizada desse instrumento, como por exemplo, o fato de que muitas variáveis sócio-ambientais não são quantificáveis e, mesmo quando passíveis de quantificação, não podem ser expressas monetariamente de forma a serem transformadas em variáveis integrantes dos modelos tradicionais utilizados para a avaliação econômico-financeira de um empreendimento.

As especificidades das variáveis sócio-ambientais introduzem ainda outra questão: a necessidade de se distinguir os custos e os benefícios que serão considerados na análise econômico-financeira de um empreendimento. Conforme apontado no Plano Diretor de Meio Ambiente, faz-se necessário distinguir o "projeto de suprimento de energia elétrica" do "projeto amplo" de interesse extra-setorial e conseqüentemente os custos e as fontes de recursos correspondentes a cada um deles.

Tendo em vista o exposto, destacam-se as seguintes recomendações:

- As considerações sobre a base de dados indicam a necessidade de se proceder à revisão do Manual de Estudos de Efeitos Ambientais dos Sistemas Elétricos (ELETROBRÁS, 1986), do Manual de Inventário (1984) e do Manual de Viabilidade (1983). Sugere-se que nessa revisão seja dispensada especial atenção aos custos sócio-ambientais.
- É prioritária a revisão e/ou complementação dos estudos de inventário, visando a incorporação de considerações de ordem sócio-ambiental. Para tanto, deverão ser desenvolvidas metodologias de avaliação de impactos sócio-ambientais especificamente para os projetos que se encontram nesta etapa, devendo-se apontar o conjunto integral de impactos que poderão ser acarretados pelo empreendimento, sejam eles mitigáveis e compensáveis ou não. De modo a garantir mais objetividade aos estudos, cabe, no entanto, concentrar atenção em algumas variáveis-chave (área do reservatório, população afetada e restrições constitucionais, dentre outros critérios, conforme apontado nos itens 3 e 4) e nos aspectos potencialmente problemáticos que requererão a ação do Setor Elétrico no campo sócio-ambiental.

- Em face da expressão que os custos sócio-ambientais podem assumir em alguns casos, em especial aqueles que envolvem o remanejamento de população, e tendo em vista ainda a sua pequena ênfase nos estudos de inventário atualmente disponíveis, destacando-se a carência de informações quanto à população potencialmente afetada, é recomendável que, até que sejam refeitos ou complementados os inventários disponíveis, os planos decenais de expansão sejam compostos preferencialmente a partir de empreendimentos que disponham de estudos de viabilidade completos ou em fase avançada de desenvolvimento, pelo menos nos primeiros anos deste horizonte de programação.
- É necessário investir na direção, seja da quantificação do maior número possível de variáveis sócio-ambientais, seja do desenvolvimento de alternativas metodológicas que conciliem as dimensões econômico-energéticas com os aspectos sócio-ambientais dos empreendimentos.
- A explicitação dos custos sócio-ambientais e a sua apropriação em rubricas orçamentárias próprias é essencial para aprimorar a avaliação do custo global do empreendimento, de sua viabilidade econômica e de sua prioridade dentre os demais projetos disponíveis, além de caracterizar com maior precisão as áreas onde incidem estes custos, possibilitando a elaboração de propostas para a partilha dos mesmos entre o Setor Elétrico e outros setores que venham a se beneficiar dos investimentos.
- A avaliação comparativa de projetos aqui empreendida deve ser considerada como o início de um processo contínuo, a ser revisto anualmente quando da elaboração do Plano Decenal de Geração. Este processo deverá ser apoiado em um gradual aperfeiçoamento tanto das informações disponíveis sobre os projetos quanto dos procedimentos metodológicos utilizados.
- Em especial, destaca-se que no processo de tomada de decisão acerca de alternativas ótimas de expansão do suprimento, os resultados da classificação por complexidade devem ser analisados em conjunto com os benefícios energéticos e o acréscimo aos custos setoriais que poderá ser acarretado pelo equacionamento de problemas sócio-ambientais.
- Chama-se atenção também para o caso de projetos destinados ao suprimento de sistemas isolados, cuja análise deve levar em conta outras fontes de energia e seus impactos sócio-ambientais.
- Entende-se que o fórum para proceder às revisões sócio-ambientais correspondentes aos planos decenais seja o COMASE, que deverá atuar em estreita colaboração com o GCPS. No entanto, sugere-se considerar a participação, em algumas etapas deste processo, de outras entidades, tais como a comunidade científica, organizações não-governamentais, órgãos ambientais federais e estaduais, entre outras.

**ANEXO 1  
CUSTO UNITÁRIO DE GERAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS**

A definição de custo unitário de geração aqui considerada é transcrita do informe técnico elaborado pelo Comitê Técnico para Estudos Energéticos - CTEE/GCPS - "Competitividade de Fontes Primárias para a Produção de Energia Elétrica" (CTEE/GCPS, 1990).

O custo unitário de geração de um empreendimento (US\$/MWh) denominado índice de mérito, é o elemento básico de comparação econômica de projetos no longo prazo.

Matematicamente tem-se:

$$IM = (PI * CUI * FRC + PI * CUOM + PI * CUCB * FCM * 8,76) / EFA$$

onde,

- PI = potência instalada da central (kW);
- CUI = custo unitário de investimento, com juros durante a construção (US\$/kW);
- FRC = fator de recuperação do capital, para vida útil "V" e taxa de atualização do capital "i";
- CUOM = custo unitário de operação e manutenção, excluídos gastos com combustível (US\$/kW/ano);
- CUCB = custo unitário de combustível (US\$/MWh);
- FCM = fator de capacidade médio na vida útil da usina;
- EFA = energia firme anual da usina (MWh).

A energia firme anual da usina pode ser expressa através da seguinte fórmula simplificada:

$$EFA = (PI/1000) * 8760 * FC$$

onde, FC é o fator de capacidade descontado o consumo interno da usina.

Portanto, tem-se :

$$IM = \frac{(CUI * FRC)}{(8,76 * FC)} + \frac{CUOM}{(8,76 * FC)} + \frac{(FCM * CUCB)}{FC}$$

onde,

o primeiro termo reflete o custo anual do investimento por MWh de energia firme da usina;

o segundo termo reflete o custo anual para operar e manter a usina por MWh de energia firme (normalmente este termo é pré-determinado),

o terceiro termo corresponde ao dispêndio anual esperado com o consumo de combustível na usina e é usado para usinas térmicas. No caso de hidrelétricas, a parcela de custo de combustível não existe diretamente, podendo, no entanto, ser estabelecida pela diferença de consumo de combustível entre as configurações com e sem a UHE, refletindo a relação entre sua energia firme e sua energia secundária. No entanto, na quase totalidade dos estudos, esta parcela é desprezada.

A inserção de novos projetos de geração no Programa de Expansão é feita comparando-se os custos unitários de geração de projetos alternativos, entre si, e com o Custo Marginal de Expansão do sistema de geração para um determinado período. Como os custos marginais de expansão são variáveis em função do período considerado e crescentes ao longo do tempo, a comparação permite a priorização dos projetos.

**ANEXO 2**  
**EMPREENDEMENTOS SUJEITOS A RESTRIÇÕES CONSTITUCIONAIS**

Nesse estudo foram consideradas duas condicionantes sócio-ambientais determinadas na Constituição Federal de 1988, com implicações sobre a expansão do Setor Elétrico. A primeira delas diz respeito às interferências com as populações indígenas e outros grupos étnicos que têm seus direitos assegurados conforme o Título VIII (Da Ordem Social), Capítulos VIII (Dos Índios) e III (Da Educação, da Cultura e do Desporto), respectivamente. A segunda restrição está relacionada ao meio físico-biótico e condiciona as interferências sobre Unidades de Conservação, conforme exposto no Capítulo VI (Do Meio Ambiente).

Em todos os casos, as interferências deverão ser autorizadas pelo Congresso Nacional. Nos casos de interferência com populações indígenas e remanescentes de quilombos, estes grupos deverão ser ouvidos.

Destaca-se que no caso de interferências que não incidam diretamente sobre os territórios tradicionais indígenas, como, por exemplo, impactos sobre a saúde da população, intensificação do contato interétnico, atração da população ao canteiro de obras e outros, é possível estabelecer diferentes interpretações sobre o Capítulo VIII, questionando a pertinência da avaliação pelo Congresso Nacional.

Indica-se a seguir a natureza das interferências que sete empreendimentos analisados neste estudo poderão acarretar.

**UHE Belo Monte**

- Interferência com diversos grupos indígenas na Volta Grande do rio Xingu (61 famílias, sem área demarcada), com índios residentes na cidade de Altamira (42 famílias) e com a Área Indígena (A.I.) Paquiçamba (aproximadamente 20 pessoas do grupo étnico Juruna).

**UHE Cachoeira Porteira**

- Interferência em 9.906 ha da Reserva Biológica do Rio Trombetas, representando 2,5% da área total de 385.000 ha. Os impactos esperados a montante do barramento decorrem da perda de área da reserva para a implantação do reservatório e da infra-estrutura da obra. A jusante, esperam-se interferências com a população das tartarugas-da-amazônia.
- Interferência com diversos grupos étnicos da Área Indígena Nhamundá-Mapuera. A população total desta A.I. é de aproximadamente 1.200 pessoas. A área encontra-se demarcada legalmente. Apesar de considerada nos estudos como diretamente atingida, prevendo-se medidas mitigadoras e compensatórias (dentre as quais a própria demarcação da A.I., custeada pela ELETRONORTE), os impactos incidem, não sobre o território demarcado, mas sobre a população e sua reprodução étnica. Essa situação dá margem, portanto, a discussão sobre a aplicação do artigo constitucional.



- Interferência com remanescentes de escravos e quilombos a jusante do barramento. Esta população, residente no rio Trombetas, na área de influência direta do empreendimento ao longo de um trecho de rio de 96 km a jusante da UHE, foi considerada como população diretamente atingida devido a pressão prevista sobre suas terras em decorrência da implantação do empreendimento.

#### **UHE Cana Brava**

- Interferência com o grupo indígena Avá-Canoeiro. Este grupo étnico é considerado um grupo "isolado", estando contactados cinco índios que vivem próximo ao local da UHE Serra da Mesa. O grupo Avá-Canoeiro não tem seu território demarcado legalmente. O processo de demarcação encontra-se em etapa preliminar. Existe um decreto de interdição da área e confirmações históricas dos direitos territoriais deste grupo étnico. A área do reservatório da UHE Cana Brava interfere com a área indígena já interdita. Os Avá-Canoeiro estão restritos à bacia do Tocantins e à ilha do Bananal.

#### **UHE Foz do Bezerra**

- A região do empreendimento é indicada em fontes bibliográficas como território tradicional dos índios Avá-Canoeiro. Contudo, diferente da UHE Cana Brava, este reservatório não interfere com a atual proposta de demarcação para a Área Indígena Avá-Canoeiro. Como no caso da UHE Cachoeira Porteira, essa situação possibilita discussão sobre a aplicação do artigo constitucional.
- Outra restrição legal para este empreendimento é a presença de um grupo populacional remanescente de escravos fugitivos e quilombolas, conhecidos regionalmente como calungas, com parte de seu território reconhecido e demarcado pelo Estado de Goiás. São cerca de 4.500 calungas atingidos diretamente por esta UHE.

#### **UHE Ji-Paraná**

- Interferência com a Área Indígena Igarapé Lurdes, dos grupos Gavião e Arara. A interferência territorial é de 11.000 ha ou 6% do total da A.I.. Esta área encontra-se demarcada e conta com uma população de aproximadamente 500 pessoas.
- Interferência com a Reserva Biológica do Jaru em 38.700 ha, representando 1,4 % de um total de 268.150 ha.

#### **UHE Machadinho**

- O reservatório da UHE Machadinho interfere com a Área Indígena Ligeiro (RS), dos grupos indígenas Kaingang e Guarani, em 188 ha de um total de 4.551 ha (4,3%). A avaliação dos impactos potenciais desta interferência foi realizada em 1980, indicando a inundação de moradias e lavouras. A A.I. Ligeiro está demarcada legalmente, sem mudanças de limites territoriais desde

sua primeira demarcação, no início do século. A população da A.I. Ligeiro é de cerca de 600 pessoas.

#### **UHE Serra Quebrada**

- Interferência com a Área Indígena Apinajés do grupo étnico de mesmo nome. Esta A.I. está demarcada, com 143.000 ha e conta com aproximadamente 565 pessoas. A formação do reservatório incide em 4,1% deste território indígena.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Carvalho, Fernando Mauro M., Sobre-custos sócio-ambientais. Rio de Janeiro: ELETROBRÁS/ Departamento de Meio Ambiente, outubro de 1991.
- [2] CESP/ENGEVIX. Aproveitamento Hidroelétrico do Rio Paranapanema - Complexo Canoas (Usinas Canoas I e Canoas II). Projeto Básico (3 vol e 5 anexos). Apêndice 3. Meio Ambiente - Sócio-Economia. São Paulo, 1990.
- [3] CEMIG/IESA. Usina Hidrelétrica de Igarapava. Projeto Básico. 1ª parte - Texto. Relatório final e Anexo D - Estudos Ambientais. Belo Horizonte, abril de 1990.
- [4] CEMIG/LEME ENGENHARIA. Usina Hidrelétrica de Santa Rita.
- Projeto Básico. Volume I - Texto. Belo Horizonte, janeiro de 1990.
  - Projeto Executivo. Programa de minimização de impactos no meio sócio-econômico cultural. Volume I - Texto. Belo Horizonte, junho de 1989.
  - Relatório final integrado dos meio físico, biótico e sócio-econômico. Belo Horizonte, janeiro de 1990.
- [5] CEMIG. UHE Nova Ponte, Estimativas Orçamentárias referentes aos componentes ambientais. Plano de Controle Ambiental. Vol 1 e 2. Belo Horizonte, agosto 1991.
- [6] CHESF/HIDROSERVICE. Projeto Itaparica. Identificação de aspectos sócio-econômicos envolvidos na determinação da cota de represamento. São Paulo, junho de 1975.
- [7] CHESF. Usina Hidrelétrica de Itaparica, Reassentamento do reservatório de Itaparica. Relatório preparado por solicitação do Grupo de Trabalho criado pela Portaria Interministerial 812/90, março 1991.
- [8] Comitê Técnico para Estudos Energéticos - CTEE/GCPS, BRACIER/Subcomitê de Planejamento de Sistemas Elétricos. "Competitividade de fontes primárias para a produção de energia elétrica". 1990
- [9] ELETROBRÁS/CETEC/Fundação João Pinheiro. Inventário Hidrelétrico da Bacia do Rio Doce. Estudos preliminares - Relatório final. Rio de Janeiro, abril de 1989.
- [10] ELETROBRÁS. DPE/DPEG. Influência dos Custos Ambientais no Custo Marginal de Expansão do Período 1998/2002, Referentes ao Programa Decenal de Geração 1993/2002 Para os Sistemas Interligados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Informação Técnica 043/92. Rio de Janeiro, dezembro de 1992.
- [11] ELETRONORTE/ENGERIO. UHE Porteira. Projeto Básico (3 vol). Volume VI: Apêndice de meio ambiente.

- [12] FURNAS/ENGEVIX. Aproveitamento hidrelétrico de Simplicio. Viabilidade (9 vol). Rio de Janeiro, outubro de 1990.
- [13] ISA INTECONEXION ELECTRICA S.A. Oficina Ambiental, Departamento de Planeacion Desarrollo Ecologico/Seccion Planeacion y Estudios Socioeconomicos. Metodologia para la evaluacion ambiental del plan de expansion del sector electrico colombiano. Documento OAPE-145. Medellín, octubre de 1991.
- [14] Margulis, Sérgio, ed., Meio Ambiente: aspectos técnicos e econômicos. Brasília, IPEA/PNUD, 1990.
- [15] Ministério das Minas e Energia/ELETROBRÁS. Manual de Estudos de Efeitos Ambientais dos Sistemas Elétricos. Rio de Janeiro, junho de 1986.
- [16] Ministério da Infraestrutura/Secretaria Nacional de Energia/ELETROBRÁS. Plano Diretor de Meio Ambiente do Setor Elétrico 1991/1993. Rio de Janeiro, 1990.
- [17] Saaty, Thomas L. (tradução e revisão técnica Wainer da Silveira e Silva), Método de análise hierárquica. São Paulo: McGraw-Hill, Makron, 1991.

## 7. EQUIPE

### COORDENAÇÃO

Maria Teresa Fernandes Serra  
Antonio Carlos Souza e Silva Amaral

### EQUIPE TÉCNICA - Departamento de Meio Ambiente - ELETROBRÁS

Flávia Pompeu Serran  
Luís Eduardo Menandro de Vasconcellos  
Maria Teresa Fernandes Serra  
Marina Godoy Assumpção  
Miriam Regini Nutti  
Rogério Neves Mundim

### GRUPO DE TRABALHO DO COMASE

Norma P. Vilella Batista (Coordenação)	FURNAS
Maria Manuela M. Alves Moreira	CEMIG
Edilberto Maurer	COPEL
Ariete Rybu Mascarello	CESP
Lorena F. de Ary Pires	CPTA
Ronaldo Camara Cavalcanti	CHESF
Luiz E. Menandro de Vasconcelos	ELETROBRÁS
John Denys Cadman	ELETRONORTE
Eduardo Withers de Almeida	ELETROSUL
Hector R. Muñoz Espinosa	ELETROSUL
Aluizio M. de Gouvêa Costa	FURNAS
Jair Albo M. de Souza	NUCLEN

### DIGITAÇÃO

Jorge Luis Pires Coelho

### EDITORACÃO

Carmem Valéria da Fonseca Rodrigues - DPS/GCPS

A coordenação agradece às equipes técnicas das empresas concessionárias e dos diversos Departamentos da ELETROBRÁS e aos membros do Conselho Consultivo de Meio Ambiente (CCMA), que contribuíram para a preparação deste trabalho com seus comentários e sugestões.

Especial agradecimento é dedicado à equipe técnica do Programa de Planejamento e Operação Energética do CEPEL, por sua colaboração na adaptação e operação do modelo utilizado.



PLANO NACIONAL  
DE ENERGIA ELÉTRICA  
1993-2015

# PLANO 2015

PROJETO 7  
A Questão Ambiental e o Setor Elétrico  
● Sistemas de Transmissão

---

# PLANO 2015

## PROJETO 7

A QUESTÃO AMBIENTAL E O SETOR ELÉTRICO

SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

## ÍNDICE

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
<b>2 IMPACTOS CARACTERÍSTICOS DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO</b> .....	<b>3</b>
2.1 Impactos Devidos à Ocupação do Solo .....	3
2.1.1 Linhas de Transmissão .....	3
2.1.2 Subestações .....	4
2.2 Impactos Devidos aos Efeitos Elétricos .....	4
2.3 Impacto Visual .....	5
<b>3 INSERÇÃO REGIONAL DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO</b> .....	<b>6</b>
<b>4 IMPACTOS DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO ASSOCIADOS A DIFERENTES ALTERNATIVAS DE APROVEITAMENTO ENERGÉTICO</b> .....	<b>8</b>
4.1 Sistema de Transmissão Associado à Geração Hidrelétrica na Amazônia: visão geral .....	8
4.2 Sistemas de Grande porte nas Áreas Florestadas da Região Amazônica .....	9
4.2.1 Características Gerais das Região .....	9
4.2.2 Impactos Flagrantes .....	11
4.3 Sistemas de Grande Porte nas Áreas de Cerrado da Região Centro-Oeste .....	11
4.3.1 Características Gerais das Região .....	11
4.3.2 Impactos Flagrantes .....	11
4.4 Sistemas de Grande Porte no Leste do Pará e Região Nordeste .....	12
4.4.1 Características Gerais das Regiões .....	12
4.4.2 Impactos Flagrantes .....	13
4.5 Sistemas de Grande Porte nos Possíveis Pontos de Chegada nas Regiões Nordeste e Sudeste .....	13
4.5.1 Características Gerais das Regiões .....	13
4.5.2 Impactos Flagrantes .....	14
4.6 Sistemas de Transmissão Associados à Geração Nuclear no Sudeste e Nordeste .....	15
4.6.1 Características Gerais das Regiões .....	15
4.6.2 Impactos Flagrantes .....	15
4.7 Sistemas de Transmissão Associados à Geração Térmica a Carvão na Região Sul e à Geração Hidrelétrica Remanescente .....	15
4.7.1 Características Gerais da Região .....	15
4.7.2 Impactos Flagrantes .....	16
<b>5 SITUAÇÕES ESPECIAIS</b> .....	<b>17</b>
5.1 O abastecimento Energético dos Grandes Centros Consumidores .....	17
5.2 Interferência com Unidades de Conservação e Áreas Especiais .....	18
5.3 Interferência com Grupos Populacionais Indígenas e Outros Grupos Étnicos .....	19
5.4 Licenciamento Ambiental .....	20
<b>6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES</b> .....	<b>21</b>
<b>7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>23</b>
<b>8 EQUIPE</b> .....	<b>24</b>



## 1. INTRODUÇÃO

A perspectiva de que, nas próximas décadas, ocorra a necessidade de transmissão de grandes blocos de energia a longa distância vem fazendo com que o planejamento da transmissão tenha importância estratégica inusitada para o planejamento do setor elétrico. O planejamento da expansão deve considerar em conjunto, os estudos de geração e de transmissão. Da mesma forma, deve considerar não só as condicionantes sócio-ambientais dos empreendimentos de geração, mas também aquelas referentes ao sistema de transmissão associado.

Até há pouco tempo, as preocupações com os aspectos sócio-ambientais na transmissão se voltavam predominantemente àquelas referentes à faixa de segurança das linhas e aos efeitos elétricos, analisados para soluções de engenharia previamente definidas. Atualmente os estudos sócio-ambientais da transmissão estão se transformando em fatores condicionantes para a definição dos corredores e das rotas de linhas de transmissão, da localização das subestações e da seleção das tecnologias a serem adotadas.

Tendo em vista as principais alternativas de expansão dos sistemas de suprimento, este documento procura destacar as características mais significativas de cada macro-região que poderá ser atravessada por sistemas de transmissão de grande porte (isto é, de alta potência). Identifica, para cada uma delas, os potenciais impactos sócio-ambientais que deverão ser analisados de forma mais aprofundada no futuro, à medida que avancem os estudos e as definições acerca das alternativas de atendimento aos centros de carga, visando, se possível, a eliminação destes impactos ou, pelo menos, sua redução.

Isso é factível porque os sistemas de transmissão apresentam uma relativa flexibilidade locacional, além de existirem alternativas técnicas que possibilitam minimizar os efeitos elétricos e reduzir larguras de faixas e áreas de subestações. Porém, tanto a flexibilidade locacional quanto a adoção de alternativas técnicas especiais geram custos adicionais que devem ser explicitados em rubricas próprias do orçamento de um empreendimento como custos sócio-ambientais e considerados na avaliação final das alternativas. Para que se alcance o objetivo de atenuar aspectos negativos e maximizar benefícios gerados é necessária uma análise sócio-ambiental desde as etapas iniciais do planejamento do sistema de transmissão.

Assim, no item 2 são descritos os principais impactos que devem ser considerados na análise sócio-ambiental de linhas (LT's) e subestações (SE's). No item 3 são indicadas genericamente ações de compensação social visando uma melhor inserção regional das LT's e SE's. Estes itens são informativos e pretendem apontar as implicações sócio-ambientais que podem ser antevistas na implantação destes empreendimentos. Têm portanto caráter de subsídio estratégico, a ser complementado por avaliações mais aprofundadas e detalhadas quando do estudo de alternativas específicas de suprimento.

O item 4, pode ser considerado como parte principal deste subprojeto, pois nele são descritas as características das macro-regiões atravessadas e identificados os potenciais impactos sócio-ambientais esperados.

As interferências relacionadas com unidades de conservação e com reservas indígenas são tratadas em separado, no item 5, devido às suas especificidades. O suprimento aos grandes centros consumidores

também é apresentado em item à parte, devido às características inevitáveis de seu impacto. Por fim, são destacados aspectos relevantes do licenciamento sócio-ambiental de empreendimentos de transmissão.

Embora a expressão "impacto ambiental" cubra potencialmente aspectos positivos e negativos, neste texto é utilizada apenas para caracterizar os possíveis efeitos negativos dos empreendimentos de transmissão sobre os meios físico, biótico e sócio-econômico-cultural.

As considerações de caráter sócio-ambiental que se seguem, bem como as conclusões e recomendações, fundamentam-se no Plano Diretor de Meio Ambiente do Setor Elétrico, que é a referência setorial básica para este assunto.

## 2. IMPACTOS CARACTERÍSTICOS DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

Os sistemas de transmissão (SE's e LT's) proporcionam à sociedade um benefício reconhecido por todos: o transporte da energia elétrica entre os centros produtores e o consumo. No entanto, linhas e subestações causam distúrbios no meio ambiente ao longo de suas rotas e nas áreas em que são implantadas. São sumarizados a seguir os diversos impactos que podem ser causados pelas linhas de transmissão e pelas subestações.

### 2.1 IMPACTOS DEVIDOS À OCUPAÇÃO DO SOLO

Destacam-se os impactos relativos às áreas atravessadas pelas linhas de transmissão, suas faixas de segurança e seus acessos, e aqueles resultantes da implantação de subestações.

#### 2.1.1 Linhas de Transmissão

A largura das faixas de segurança das linhas é função das distâncias verticais e horizontais entre os condutores e entre estes e o solo e também dos níveis permitidos de campo elétrico ao nível do solo. Usualmente se estabelecem restrições ao uso do solo nestas faixas, o que pode envolver o remanejamento de seus ocupantes originais.

Durante a fase de construção, os impactos são devidos à desobstrução da faixa, às escavações para as fundações, à montagem das estruturas, ao lançamento dos cabos condutores, à implantação do canteiro de obras e à abertura de estradas de acesso. Essas atividades envolvem movimentação de terra, escavações, trânsito de máquinas e equipamentos e, dependendo do tipo de terreno, desmatamentos e desmonte de rochas. Caso não sejam adequadamente planejadas e monitoradas, podem provocar compactação ou erosão dos solos e, temporariamente interrupção de tráfego, transtorno às populações vizinhas devido ao ruído e à poeira, destruição de "habitats" naturais, etc..

A abertura de estradas de acesso, além dos impactos físicos citados acima, cria rotas de penetração populacional que, em áreas frágeis, podem ser o agente indireto de impactos ao meio físico-biótico mais nocivos que aqueles ocasionados pela limpeza da própria faixa de segurança. Alguns desses acessos permanecem abertos após a implantação de torres e condutores de modo a permitir a manutenção destes ao longo de sua operação.

Durante a fase de operação, os impactos devem-se à ocupação física nos pontos onde são instaladas as torres, fundações e estais e às possíveis restrições ao uso do solo embaixo dos condutores de alta tensão. Dentre essas restrições podem se incluir a interdição dessas áreas para moradia, transporte público, localização de estabelecimentos comerciais, certos tipos de máquinas agrícolas, certos tipos de culturas, vegetação de grande porte, etc.

### 2.1.2 Subestações

A área ocupada por uma subestação é função da tensão de transmissão, da potência, da quantidade de vãos para entrada/saída de linhas e da possível existência de instalações de transformação ou de controle de reativos.

Durante a fase de construção, os impactos sobre o uso do solo são devidos à retirada da cobertura vegetal da área a ser ocupada pela SE e à movimentação de terra, que acarreta impactos na área de empréstimo, no caso em que se necessite aterro, e nas áreas de botafora, no caso de corte. A construção pode necessitar movimentação de máquinas e equipamentos e eventual desmonte de rochas. Estas interferências, caso não sejam adequadamente planejadas e monitoradas, podem provocar erosão dos solos e, temporariamente interrupção do tráfego, transtorno às populações vizinhas, devido ao ruído e à poeira, destruição de habitats naturais, etc.

Durante esta fase cuidados especiais devem ser tomados para evitar o impacto causado por vazamento de óleo e pelo despejo de efluentes líquidos e sólidos.

Para a implantação de SE's, em alguns casos poderão ser necessárias desapropriações, que, dependendo de seu porte e de sua localização próxima aos centros urbanos, poderão atingir número considerável de pessoas.

## 2.2 IMPACTOS DEVIDOS AOS EFEITOS ELÉTRICOS

As perturbações elétricas causadas pelas linhas de transmissão e subestações podem ser divididas em três grandes grupos:

- efeitos dos campos elétricos e magnéticos;
- efeitos corona; e
- transferências de potencial.

Os campos elétricos e magnéticos podem causar indução de corrente e tensão em objetos metálicos. Nos projetos de linhas e subestações normalmente são tomadas medidas de forma a não acarretar risco à segurança de pessoas que entrem em contacto com esses objetos ou que estejam situadas próximo às instalações. A presença destes campos também produz interações com os organismos vivos, através de tensões e correntes induzidas, que hoje são objeto de análise e investigação diante da possibilidade de virem a produzir efeitos adversos nos sistemas biológicos pela exposição de longo prazo.

As descargas corona se manifestam quando o campo existente na superfície dos condutores atinge valores suficientemente altos de forma a ionizar o ambiente. Estas descargas constituem fontes de interferência eletromagnética (em rádio e televisão), de ruído audível e de geração de ozônio e óxido de nitrogênio. Os critérios de projeto usuais estabelecem limites para a ocorrência destas descargas, evitando que altas concentrações destes gases afetem a biota. Em corrente contínua as descargas corona, ocasionam o surgimento de cargas espaciais (ions e aerossóis). As consequências da inalação pelos homens e animais destes ions e aerossóis não são ainda provadas cientificamente.

Os curto-circuitos entre fase e terra ocasionam elevações de potencial no entorno das torres e a possibilidade de transferências de potencial da malha de terra das subestações através de condutos metálicos, ocasionando o risco de choques elétricos. Tais efeitos são evitados ou reduzidos mediante projetos adequados, conforme normas de uso corrente.

### **2.3 IMPACTO VISUAL**

O impacto visual de uma linha de transmissão decorre principalmente da repetição contínua de torres e condutores ao longo da linha de visão.

As subestações produzem impacto visual semelhante ao de uma planta industrial. Este efeito é mais danoso quando se trata de área rural, onde as paisagens são menos alteradas. Aliada ao impacto visual da subestação, há o impacto visual da concentração de linhas saindo da subestação.

### 3. INSERÇÃO REGIONAL DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

No Brasil, muitas vezes, os centros de geração encontram-se distantes dos centros da carga, implicando na formação de sistemas de transmissão extensos e de tensão elevada e de subestações de grande porte em áreas rurais ou próximas a grandes centros urbanos. Essa característica faz com que, nestes casos, beneficiários da geração e da utilização de energia elétrica não sejam os mesmos indivíduos que arcam com os impactos e custos sociais inerentes à implantação dos sistemas de transmissão.

Cabe, portanto, integrar e compatibilizar a linha de transmissão com as regiões que ela atravessa e a subestação com a região em que se insere, promovendo a negociação de programas compensatórios e ações inter-institucionais que propiciem uma melhoria das atividades produtivas e das condições de vida das populações afetadas por essas instalações.

Dependendo da região a ser atingida, de sua densidade econômica e do uso que se faz da energia, o processo de inserção regional terá conotações diferenciadas. A seguir são indicados alguns aspectos que podem ser considerados na inserção regional de linhas e subestações:

- Como a energia é o produto final do empreendimento, é razoável que o atendimento das comunidades carentes de energia, que sejam atravessadas pela linha ou que se localizem próximas às subestações, seja considerado como variável de planejamento. A passagem de uma linha de transmissão próximo a uma localidade gera muitas expectativas, sendo de difícil compreensão e aceitação pelas comunidades que a energia elétrica, promotora do progresso, passe por elas, impacte sua região e não lhes dê algo em troca. Desta forma, uma das dimensões mais relevantes no planejamento de um sistema de transmissão consiste no conhecimento da demanda por energia ao longo das rotas prováveis das LT's e dos locais de SE's e numa articulação com as concessionárias locais para analisar a viabilidade técnico-econômica e política de alimentar pequenas cargas representadas por propriedades rurais, vilas, distritos municipais, etc. Em conjunto com a concessionária, deverão ser também analisados programas do governo estadual e federal para ampliações mais significativas do sistema de suprimento de energia à região que sofrerá influência do empreendimento.
- O estudo dos acessos necessários à construção e à manutenção das LT's deve levar em conta que as estradas são um dos fatores importantes na dinâmica de ocupação de uma dada região. A definição das rotas e estradas de acesso das LT's e da localização das SE's deve portanto basear-se em estudos relativos à expansão da fronteira econômica, à imigração e à transformação da base econômica. Devem ser levados em conta aqui tanto os aspectos negativos, já mencionados, relativos à abertura de rotas de penetração, principalmente no caso de ecossistemas pouco alterados, como os aspectos positivos de articulação e estruturação do espaço regional através de seu sistema rodoviário.
- Na chegada aos centros de carga, o traçado das linhas tende sempre para subestações que são normalmente localizadas nas periferias das cidades, sendo pois necessária a compatibilização do traçado do sistema de transmissão com os planos de expansão e ocupação das áreas urbanas dos

municípios em questão. É importante lembrar que, devido ao êxodo rural, as cidades estão sendo submetidas a um processo desordenado de ocupação periférica, muitas vezes não considerado nos seus planos diretores.

- O uso múltiplo da faixa de segurança aparece como uma forma de possibilitar à população atingida a utilização de um espaço de uso restrito. Para tanto é necessário que os parâmetros e critérios elétricos sejam estabelecidos de forma a diminuir as restrições e possibilitar uma utilização segura dessa faixa. Neste caso, o aumento de custo dos empreendimentos será contrabalançado pelos benefícios à comunidade, facilitando a operação do empreendimento pela empresa, uma vez que a comunidade torna-se co-responsável pela manutenção do espaço, contribuindo para prevenir a ocupação desautorizada da faixa.

#### **4. IMPACTOS DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO ASSOCIADOS A DIFERENTES ALTERNATIVAS DE APROVEITAMENTO ENERGÉTICO**

Em qualquer das opções de geração que se adote para a expansão dos sistemas de suprimento de energia elétrica nas próximas décadas, haverá necessidade de se construir sistemas de transmissão para escoar grandes blocos de energia. As principais diferenças entre eles dizem respeito à quantidade de circuitos e nível de tensão, que influenciam a largura das faixas de segurança e a altura das estruturas, bem como ao seu comprimento, função da posição relativa de centros de carga e dos pontos de geração admitidos em distintas alternativas energéticas.

Nas alternativas energéticas antevistas, a expansão dos sistemas de transmissão define várias situações de maior expressão, tendo em vista as interferências sócio-ambientais que poderão ser acarretadas em escala regional. Tais interferências são aqui apontadas de forma geral e preliminar, constituindo indicação a ser necessariamente complementada por avaliações mais aprofundadas e detalhadas quando do estudo de alternativas específicas de suprimento. Em alguns casos tais estudos já estão em curso.

##### **4.1 SISTEMA DE TRANSMISSÃO ASSOCIADO À GERAÇÃO HIDRELÉTRICA NA AMAZÔNIA: VISÃO GERAL**

A perspectiva do aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia traz como consequência a transmissão de grandes blocos de energia a distâncias superiores a 2.000 km, atravessando regiões de diferentes características, tanto bio-geofísicas, quanto sócio-econômicas e culturais.

Para que o transporte de grandes blocos de energia nessas distâncias seja viável, dos pontos de vista econômico e tecnológico, é necessário que o nível de tensão das linhas seja elevado. Diversas tecnologias vêm sendo estudadas para efetivar este transporte de energia desde os pontos de geração hidrelétrica na Amazônia até as Regiões Sudeste e Nordeste. Cada tecnologia apresenta características técnicas que influenciam a largura da faixa, número de circuitos paralelos, distância entre estes circuitos e áreas de subestações. Visualizam-se corredores que poderão conter dois ou mais circuitos, adjacentes ou não, com extensão na faixa de 2.000 a 3.000 km desde a Amazônia, até o Sudeste e o Nordeste.

Além disso, a energia gerada nas diversas usinas hidrelétricas que poderão vir a se situar na Amazônia deverá ser concentrada em alguns poucos pontos, conforme apontado na Figura 4.1. Para isso serão necessárias linhas de transmissão de até 500 kV, ligando as usinas às SE's coletoras, que poderão ocupar grandes áreas. Dois pontos de coleta de energia estão previstos na Amazônia: um integrando as usinas da bacia do rio Xingú e outro integrando as usinas das bacias dos rios Madeira e Tapajós. Destes dois pontos deverão sair troncos para o Sudeste, sendo que do ponto de coleta da bacia do Xingú deverá sair também um tronco para o Nordeste. As linhas do sistema coletor e as SE's concentradoras devem também ser consideradas quando da avaliação do impacto dos sistemas de transmissão.



Ao longo de cada tronco transmissor, poderão ser construídas quatro ou cinco subestações intermediárias de menor porte, dependendo do tipo de tecnologia de transmissão a ser adotada.

No Sudeste e no Nordeste serão necessárias grandes SE's receptoras, que distribuirão a energia recebida para os diversos pontos de carga através de novas linhas de extra alta-tensão, formando um sistema com grande área de influência direta.

Nos itens 4.2 a 4.5 são examinadas as implicações sócio-ambientais dos sistemas de transmissão que poderão estar associados ao aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia.

## **4.2 SISTEMAS DE GRANDE PORTE NAS ÁREAS FLORESTADAS DA REGIÃO AMAZÔNICA**

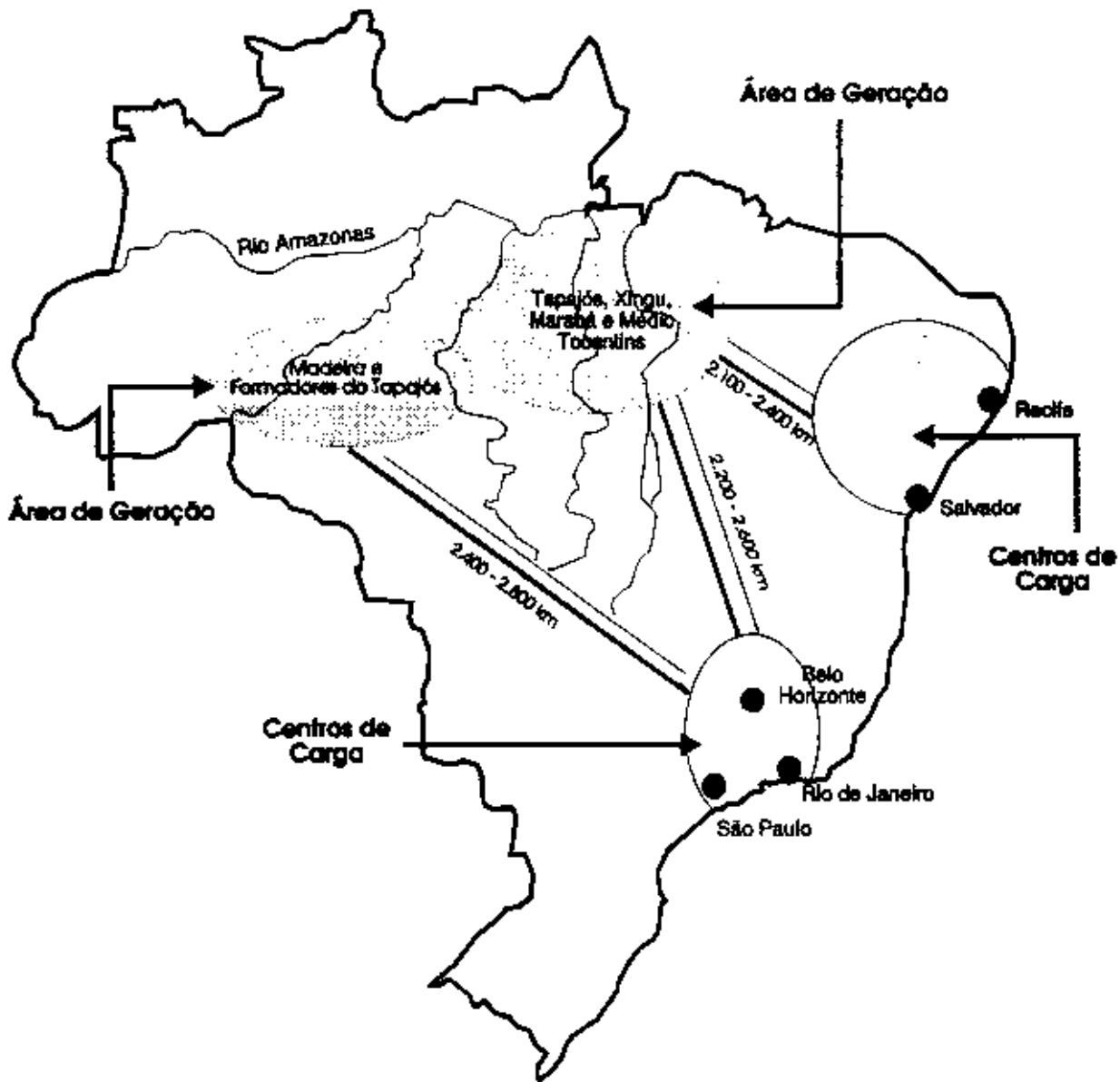
### **4.2.1 Características Gerais da Região**

As florestas tropicais úmidas cobrem hoje cerca de 12 milhões km<sup>2</sup> (9%) da superfície terrestre do planeta, um terço dos quais situados na Região Amazônica brasileira. As interferências antrópicas na Região Amazônica sempre foram limitadas por dificuldades relacionadas ao entendimento e ao aprendizado de um adequado manejo de seus ecossistemas. Sabe-se que a destruição da cobertura vegetal deixa desprotegida e sujeita ao carregamento pela chuva a fina camada fértil do solo amazônico. Nas bordas abruptas criadas pelo desmatamento da floresta há uma indução à decadência do ecossistema (efeito de borda), que pode acarretar dano à maior riqueza amazônica, que é a diversidade biológica.

A política de integração da Amazônia ao contexto produtivo nacional influenciou enormemente a dinâmica de ocupação da região. Nas últimas décadas, a abertura das grandes vias de integração, assim como a implantação de projetos agropecuários, reforçaram o movimento de ocupação de vastas áreas por frentes migrantes que avançam pela região.

Já a história dos povos indígenas da Amazônia, desde o começo do século XVII, tem sido marcada por perda de território, declínio demográfico e assimilação cultural forçada. Mais recentemente, nas décadas de 70 e 80 as principais interferências foram causadas por ações de características desenvolvimentistas (como da fronteira econômica, abertura de estradas e implantação de grandes projetos). No entanto, apesar dos impactos negativos sobre alguns grupos, constata-se que em geral a população indígena tem aumentado. Na Região Amazônica encontra-se a maioria dos povos indígenas ainda existentes no Brasil. Dificilmente empreendimentos de geração de energia elétrica que sejam construídos nesta região, e os sistemas de transmissão associados deixarão de afetar algumas destas comunidades.

**FIGURA 4.1**  
**BRASIL**  
**ÁREAS DE GERAÇÃO NA REGIÃO NORTE E**  
**DISTÂNCIAS AOS CENTROS DE CARGA**



#### **4.2.2 Impactos Flagrantes**

Os desmatamentos e interferências sobre o solo que serão necessários à implantação de corredores e subestações poderão impor impactos aos ecossistemas que deverão ser avaliados oportuna e detalhadamente de modo a evitar consequências imprevisíveis e danos desnecessários.

Além das LT's e SE's, deverá ser levada em conta a infraestrutura necessária à sua implantação e operação: canteiro de obras e estradas de acesso. No caso da Amazônia as estradas de acesso contribuirão com um grande impacto, pois, a partir delas, há uma tendência de penetração de frentes humanas migrantes.

Identificam-se a priori os seguintes possíveis impactos negativos:

- possível empobrecimento do solo em decorrência da retirada da cobertura vegetal natural;
- interferências no equilíbrio dos ecossistemas devido ao desmatamento de faixas na floresta para linhas de transmissão e de áreas para subestações;
- ocupação antrópica desordenada das bordas das faixas de passagem e das estradas de acesso;
- interferência com comunidades indígenas.

### **4.3 SISTEMAS DE GRANDE PORTE NAS ÁREAS DE CERRADO DA REGIÃO CENTRO-OESTE**

#### **4.3.1 Características Gerais da Região**

O Cerrado é a segunda maior formação vegetal do Brasil, ocupando cerca de 25% do território nacional. É composto de campos cerrados, cerrado e cerradão, mata de galeria e mata de palmeira.

A agricultura intensiva e a pecuária extensiva são os principais segmentos de atividade econômica do setor primário. A parte sudeste do Cerrado é um significativo exemplo de modernização agrícola do país. Nesta área vem ocorrendo o aparecimento de um complexo agroindustrial, com intensa utilização de máquinas e implementos.

A região próxima a Cuiabá pode ser caracterizada como zona de atração populacional e intenso processo de urbanização.

#### **4.3.2 Impactos Flagrantes**

Uma extensão muito grande dos troncos de transmissão, vindos da Região Norte, deverá atravessar o Cerrado, seja a partir do ponto de coleta Xingú, seja a partir do ponto de coleta Madeira. Os impactos destes troncos no meio físico-biótico podem ser expressivos, ainda que menores que os que deverão ocorrer nas áreas florestadas da Região Amazônica.

O impacto mais flagrante deverá acontecer no meio sócio-econômico-cultural, devido a desapropriações ou servidões de terras e interferências com áreas agrícolas altamente mecanizadas.

Identificam-se a priori os possíveis impactos e problemas a serem enfrentados:

- implantação de subestações próximas a núcleos urbanos, que sofrem hoje com o inchamento de suas periferias;
- passagem de linhas de transmissão em áreas agrícolas mecanizadas; e
- passagem de linhas em pequenas propriedades.

#### **4.4 SISTEMAS DE GRANDE PORTE NO LESTE DO PARÁ E NA REGIÃO NORDESTE**

Para atendimento da demanda de energia elétrica requerida pela Região Nordeste, poderá ser necessária a construção de pelo menos uma linha de transmissão de ultra-alta tensão, a partir do ponto de coleta Xingú. Ao longo deste circuito poderão ser necessárias também quatro ou cinco subestações de grande porte, além das terminais.

Numa das alternativas de configuração de rede, este circuito acompanhará a interligação Norte-Nordeste já existente devido a questões técnicas e de confiabilidade. Este sistema atravessa o leste do Pará, Maranhão, Piauí, Bahia e Pernambuco.

##### **4.4.1 Características Gerais da Regiões**

Grande parte do Estado do Pará e a porção oeste do Maranhão eram originalmente ocupados pela floresta amazônica. Estudos atuais apontam o leste do Pará e o oeste do Maranhão, que estão na zona de influência da Rodovia Belém-Brasília e de grandes projetos de infraestrutura e mineração, como áreas de grande atividade de desmatamento. Vasta parte desta floresta vem sendo alterada devido à interferência humana.

A área de influência do circuito Norte/Nordeste engloba a região descrita acima, uma região de florestas de babaçu, uma parte do Cerrado também muito degradado e uma grande área de Caatinga, região semiárida desfavorável à agricultura não irrigada.

Na Região Nordeste a pecuarização é intensa e a densidade populacional rural é baixa. Os fluxos migratórios são expressivos, inclusive os interestaduais devido às condições adversas. De uma forma geral, a situação fundiária em todo o provável percurso dos troncos de transmissão desde o Norte até o litoral Nordeste é concentrada, sendo frequentes os conflitos pela posse da terra.

Nessa região destacam-se quatro áreas com diversidade florística e terras férteis. A zona da mata nordestina, que ocupava cerca de 79 mil km<sup>2</sup>, está hoje reduzida a "ilhas" perdidas no meio de vastos canaviais, aí instalados desde a época colonial e ampliados pelo Projeto Pró-Álcool. Fazendo transição entre a zona da mata e o sertão encontra-se o agreste. Esta faixa estende-se desde o Rio Grande do Norte até o sudeste da Bahia, sendo responsável por boa parte do abastecimento de alimentos para a região.

Entre o domínio amazônico e o sertão, no leste do Maranhão e norte do Piauí, há a zona dos cocais. Ai ocorrem, em grandes densidades, a carnaúba e o babaçu. Já o vale do São Francisco é um dos eixos de desenvolvimento da região. A escassez de recursos hídricos e o clima semi-árido condicionaram historicamente a fixação da população ao longo de várzeas e terraços férteis para pecuária extensiva e agricultura. Há na região uma crescente pressão por lotes irrigados. São inúmeros os projetos de irrigação, com marcante dependência de investimentos federais e estaduais.

#### **4.4.2 Impactos Flagrantes**

As características descritas mostram que estas regiões já encontram-se consideravelmente impactadas e que, devido às suas características, os impactos adicionais causados pela implantação de sistemas de transmissão possivelmente terão menor gravidade do que aqueles que ocorreriam na região amazônica.

Os maiores impactos no leste do Pará relacionam-se a conflitos fundiários, interferências com áreas de garimpo e relativos às frustrações de uma população já bastante atingida por empreendimentos anteriores.

Na Região Nordeste o grande impacto poderá ocorrer com a passagem do empreendimento pelas áreas férteis do vale do São Francisco, que historicamente tornaram-se ponto de fixação da população migrante. A passagem pelos vastos canaviais existentes na Zona da Mata poderá acarretar impactos do meio ambiente no empreendimento devido a problemas relacionados aos possíveis desligamentos ocasionados pelas queimadas.

Os conflitos por terra, a pobreza da população e a grande dependência regional por ações institucionais de desenvolvimento são os grandes fatores a serem levados em conta na viabilização sócio-política dos empreendimentos de transmissão.

### **4.5 SISTEMAS DE GRANDE PORTE NOS POSSÍVEIS PONTOS DE CHEGADA NAS REGIÕES NORDESTE E SUDESTE**

As áreas de maior concentração de carga estão localizadas no entorno das cidades de São Paulo, Rio de Janeiro, Belo Horizonte, Recife e Salvador. Por este motivo, os grandes troncos de transmissão vindos da Amazônia deverão chegar próximo a alguns destes centros de carga. Subestações de grande porte com áreas que podem chegar a 100 ha ou mais serão necessárias para distribuir a energia recebida através de sistemas de linhas de menor tensão.

#### **4.5.1 Características Gerais das Regiões**

As áreas que cercam os grandes centros metropolitanos citados constituem zonas de expansão urbana, onde se verifica, há várias décadas, intenso processo de transformação de usos agrícolas e pastoris para usos industriais, terciários e residenciais.

Mais adiante dessas periferias, rumo ao interior, as áreas de influência dos empreendimentos de transmissão são caracterizadas também, porém em menor intensidade, pela conversão de usos do solo, de atividades primárias para usos urbanos, em torno de cidades de menor porte, polarizadas econômica e socialmente pelas grandes metrópoles.

A região polarizada pela cidade de São Paulo é uma das mais desenvolvidas do país. Nesta região o padrão de vida é alto e a lavoura é altamente produtiva e diversificada. Já a região polarizada pelo Rio de Janeiro apresenta uma situação distinta. A área é densamente ocupada por pequenos e médios agricultores proprietários e por "sem terra". A área agrícola vem passando por processo de pecuarização e de concentração fundiária.

Ao lado de segmentos sociais com padrão de vida elevado em termos nacionais, concentram-se nos povoados das áreas rurais polarizadas e nas periferias das cidades populações de baixa renda e reduzido acesso a serviços básicos de saneamento, saúde e educação.

Outro aspecto importante dessa área são os trechos remanescentes da Mata Atlântica. Trata-se de ecossistema único no mundo e que têm sido objeto de intenso desmatamento (95% deste bioma já foram destruídos). A designação da Mata Atlântica como "patrimônio nacional" na Constituição Federal de 1988 é uma tentativa de preservar o que resta de suas florestas.

Nestas regiões, observa-se uma organização social crescente traduzindo-se na politização das reivindicações tanto através de Sindicatos de Trabalhadores Rurais, quanto de Associações de Moradores das periferias urbanas.

#### 4.5.2 Impactos Flagrantes

A chegada dos grandes troncos aos centros de carga poderá causar impactos principalmente no meio sócio-econômico. Estes impactos estão relacionados a desapropriações, relocações de comunidades para instalação das grandes SE's, chegada e saída de linhas.

Identificam-se a priori os possíveis impactos e problemas a serem enfrentados:

- desapropriação de terras para implantação de SE's em áreas rurais altamente produtivas, ou próximas a núcleos urbanos de densa ocupação;
- conflitos no tocante ao uso do solo ocasionadas por linhas de transmissão, acarretando restrições principalmente em pequenas propriedades;
- negociações complexas com comunidades atingidas; e
- possível interferência com a Mata Atlântica.

A possível interferência com a Mata Atlântica pode ser considerada como um impacto ambiental grave, devido ao processo acelerado de extinção deste ecossistema. Em termos comparativos, é possível que o impacto na Mata Atlântica seja maior que aquele que possa ser ocasionado na Floresta Amazônica, devido ao estado ainda razoável de preservação de vastas extensões da última. Esta problemática sinaliza para dificuldades de se encontrar alternativas para o traçado das linhas de transmissão que irão reforçar o suprimento da Região Sudeste.

#### **4.6 SISTEMA DE TRANSMISSÃO ASSOCIADO À GERAÇÃO NUCLEAR NO SUDESTE E NORDESTE**

Numa estratégia de expansão que recomende a utilização da energia nuclear é presumível que as usinas se localizem nas regiões Nordeste e Sudeste, próximas aos grandes centros de carga regionais. Para atendimento da demanda requerida para estes centros serão necessários sistemas de transmissão de grande porte, a curta ou média distância. Estes sistemas serão compostos provavelmente por mais de um circuito em extra-alta-tensão e necessitarão de grandes subestações nos seus terminais.

##### **4.6.1 Características Gerais das Regiões**

As características das áreas de influência dos empreendimentos de transmissão associados à geração nuclear são as mesmas que as descritas no item 4.5.1, pois são os mesmos os centros de carga a serem atendidos.

##### **4.6.2 Impactos Flagrantes**

Apesar do sistema de transmissão associado à geração nuclear no Sudeste e Nordeste ser de menor porte que aquele proveniente das hidrelétricas da Região Norte, seus impactos podem ser considerados como semelhantes aos ocasionados pelos grandes troncos na chegada aos centros consumidores.

#### **4.7 SISTEMAS DE TRANSMISSÃO ASSOCIADOS À GERAÇÃO TÉRMICA A CARVÃO MINERAL NA REGIÃO SUL E À GERAÇÃO HIDRELÉTRICA REMANESCENTE**

Observa-se na Região Sul uma tendência à autosuficiência em termos de geração elétrica. A longo prazo, a região tem vocação para tornar-se exportadora de energia, dependendo do aproveitamento dos recursos hidrelétricos remanescentes e do potencial de geração térmica a carvão. O sistema de transmissão para o suprimento interno resume-se a uma ampliação do existente. Para o caso de exportação de energia, a simples ampliação do sistema existente não é suficiente, prevendo-se a necessidade da implantação de linhas de extra-alta-tensão como reforço a interligação da Região Sul com a Região Sudeste.

##### **4.7.1 Características Gerais da Região**

Tanto a agricultura quanto a pecuária são atividades econômicas expressivas na Região Sul. A região é uma grande produtora de excedentes agrícolas, tanto para suprimento de outras regiões brasileiras, como para a exportação. A agro-indústria acompanha o vigor dessas atividades primárias, contribuindo significativamente para o abastecimento do mercado interno e para a geração de divisas.

Alternam-se na região grandes, médios e pequenos estabelecimentos rurais. Embora estes últimos sejam ainda de grande expressão, tanto na produção quanto na ocupação territorial, observa-se que a grande expansão da área cultivada na década de 70 e a mecanização de produção têm conduzido a um esgotamento da disponibilidade de terras com potencial produtivo e a uma crescente concentração fundiária. Em paralelo, no segmento do setor primário constituído por pequenos produtores, verifica-se há várias décadas um processo de gradual repartição de terras familiares, atingindo já, em alguns casos, os limites mínimos viáveis para garantir níveis de produção eficiente e a geração de excedentes comercializáveis.

As periferias das cidades ou povoados rurais assemelham-se às descritas no item 4.5.1.

#### 4.7.2 Impactos Flagrantes

Na Região Sul os ecossistemas nativos encontram-se em muitos casos fragmentados e reduzidos a poucas áreas. Podem ser portanto mais facilmente identificados e evitados pelos empreendimentos de transmissão. Os maiores problemas ocorrerão na interferência com o homem do campo, em um contexto de pressão por terras eventualmente envolvendo conflitos fundiários, mesmo que os empreendimentos sejam de menor porte. As negociações poderão ser difíceis devido à tradição de organização do campesinato regional formando sindicatos de trabalhadores, cooperativas e comissões pastorais.

Identificam-se a priori os possíveis impactos e problemas a serem enfrentados:

- desapropriações de terras em áreas rurais altamente produtivas, ou próximas a núcleos urbanos de densa ocupação, para implantação de SE's;
- restrições ao uso do solo ocasionadas por linhas de transmissão em pequenas propriedades;
- restrições ao uso do solo em propriedades altamente tecnificadas e mecanizadas;
- negociações complexas com comunidades atingidas;
- resistências à liberação de áreas para construção de linhas e subestações, caso o uso final da energia seja a exportação para o Sudeste e não sua utilização regional.



## 5. SITUAÇÕES ESPECIAIS

Os estudos de viabilidade, em tese, sempre incluem em suas alternativas aquela de não realização do empreendimento. Onde a componente sócio-ambiental é parte integrante da tomada de decisão, isto vem se tornando, em muitos casos, uma consideração efetiva. No entanto, quando é necessária a construção do empreendimento, cabe ao planejador encontrar a solução de menor custo social e ambiental. A seguir destacam-se alguns destes casos. Inclui-se também uma discussão de algumas questões relativas ao licenciamento ambiental dos empreendimentos de transmissão.

### 5.1 O ABASTECIMENTO ENERGÉTICO AOS GRANDES CENTROS CONSUMIDORES

A valorização crescente dos terrenos, a ocupação não planejada do solo e as limitações impostas pela legislação para a aquisição de áreas residenciais e industriais criaram, nas últimas décadas, dificuldades cada vez maiores à implantação de grandes sistemas de transmissão em extra-alta-tensão para atendimento dos centros urbanos. A solução tem sido usualmente, instalar os sistemas em áreas carentes de infra-estrutura e, portanto, de baixo valor comercial, nas periferias urbanas. É neste espaço urbano que as estatísticas apontam para os maiores índices de mortalidade infantil, violência, criminalidade. A carencia de infra-estrutura urbana é grande. Os moradores raramente dispõem de rede de água e esgoto, o transporte é precário e a distribuição de energia também.

Prevê-se, portanto, dificuldades na implantação de sistemas de transmissão nas proximidades dos grandes centros consumidores. Este quadro é agravado quando se considera as reivindicações de melhoria da qualidade de vida, por segmentos cada vez maiores da sociedade. No entanto, o abastecimento energético aos grandes centros não pode ser evitado. Para que este seja feito com aceitação social e respeito ao meio ambiente são necessários alguns cuidados:

- A liberação de áreas para implantação de linhas e subestações deve se apoiar em um amplo processo de negociação com setores da sociedade, procurando-se alcançar soluções mutuamente satisfatórias e que propiciem a gradual autonomia destas em relação ao Setor Elétrico.
- A indenização de terrenos e benfeitorias deve ser negociada com os proprietários com base no seu valor de reposição e não seu valor de mercado. Essa visão de recomposição da capacidade produtiva e social deve incluir os não-proprietários.
- Os critérios de remanejamento de população, especialmente daquelas localizadas em áreas de baixa renda da periferia urbana de grandes centros, devem considerar as expectativas da população atingida, desde as etapas iniciais do planejamento.
- Deve-se procurar, sempre que possível, localizar as instalações de extra-alta-tensão em áreas ainda não densamente ocupadas, penetrando na periferia dos centros urbanos com circuitos de menor tensão.

- Deve ser considerada a adoção de alternativas tecnológicas, tais como compactação de subestações e de linhas, elevação da altura das torres, etc., que minimizem as restrições à ocupação do espaço.
- Deve se procurar estender às comunidades atingidas a infra-estrutura construída para operação da subestação, tais como luz, água, esgoto e comunicações, mediante articulação com os órgãos competentes.

## 5.2 INTERFERÊNCIA COM UNIDADES DE CONSERVAÇÃO E ÁREAS ESPECIAIS

O Brasil tem áreas de floresta, como a Amazônica, a Mata Atlântica e outras paisagens biológicas únicas, como o Cerrado, a Caatinga e o Pantanal, compondo uma biota provavelmente das mais ricas do mundo. Entretanto, os biomas brasileiros vêm sendo desordenadamente explorados e degradados desde a colonização do país, como resultado da expansão de diversas atividades econômicas.

A intensificação da criação de unidades de conservação no país a partir da década de 70 veio ao encontro de um anseio nacional e internacional de conter os impactos sobre esses biomas. Tais unidades são protegidas por lei, mas a escassez de recursos tem impedido a sua efetiva fiscalização e, em alguns casos, até mesmo a sua implantação. Existem, além do mais, inúmeras outras áreas de interesse especial, devido à riqueza de sua fauna e flora, não protegidas legalmente e que por isso estão sujeitas à degradação.

As unidades de conservação ou áreas de especial interesse devem ser evitadas, quando da implantação de sistemas de transmissão. Isso, porém, nem sempre é possível, devido a problemas técnicos, econômicos ou mesmo sociais. Para que esta interferência se faça dentro de uma estratégia de conservação e compensação ambiental são necessárias algumas precauções:

- Executar um levantamento das principais tipologias vegetais atingidas, inventariando o percentual de cada tipologia atingida em relação à área da unidade de conservação; observar a existência de sítios ímpares de reprodução ou refúgio da fauna; e verificar a possibilidade de ocorrência de espécie endêmicas, raras ou ameaçadas de extinção. Este levantamento deve acontecer com antecedência, para permitir medidas de proteção em tempo hábil.
- Estabelecer diretrizes para adoção de procedimentos de construção e operação de empreendimentos, visando minimizar a degradação ambiental.
- Controlar sua intervenção visando minimizar impactos sobre a fauna e a flora, na unidade de conservação, fiscalizando e evitando a caça esportiva, a abertura desordenada de vias de acesso, os desmatamentos desnecessários, depósitos de lixo e de resíduos químicos ou combustíveis.
- Apoiar a implantação de programas de pesquisa científica, importantes para o conhecimento da flora e da fauna e dos ecossistemas da região de influência dos empreendimentos.
- Cumprir os procedimentos legais que se fazem necessários para viabilizar a ocupação de unidades de conservação por instalações de transmissão, caso não se possa evitar esta interferência.

### 5.3 INTERFERÊNCIAS COM GRUPOS POPULACIONAIS INDÍGENAS E OUTROS GRUPOS ÉTNICOS

Nos anos recentes, ocorreu uma crescente conscientização, entre diversos setores da sociedade brasileira, sobre a importância da questão indígena no Brasil. Entende-se que a sobrevivência dos povos indígenas constitui um ganho cultural para o país e que a proteção de seus territórios representa a condicionante para sua sobrevivência.

Aliada à conscientização, há uma vasta legislação a ser regulamentada a partir do prescrito nos Artigos 231 e 232 do Capítulo 8 da Constituição Federal de 1988 (Dos Índios) e que confere aos índios direito inalienável e imprescritível sobre suas terras e vincula ao seu consentimento prévio e à aprovação pelo Congresso Nacional a construção de empreendimentos que as afete.

Considerando o exposto e conforme apontado no Plano Diretor de Meio Ambiente do Setor Elétrico, a implantação de empreendimentos elétricos em áreas indígenas ou em áreas tais que o empreendimento possa ocasionar impactos sobre grupos indígenas deve ser primordialmente evitada, a fim de não ocasionar rupturas sócio-culturais irreparáveis. Especial atenção deve ser dada aos grupos ainda não contatados ou de contato recente e a grupos com desequilíbrios estruturais graves.

Os sistemas de transmissão, pelas suas características técnicas, dispõem de flexibilidade locacional. Haverá casos porém, em que a interferência seja inevitável por motivos técnicos, econômicos ou mesmo sociais. Estes casos requererão ainda assim a prévia aprovação do Congresso Nacional. Para que a utilização de terras indígenas para passagem de linhas seja feita de forma a respeitar os direitos e a fragilidade das populações, é necessário observar os seguintes cuidados:

- Qualquer relacionamento que o Setor Elétrico venha a encetar com um povo indígena deve ser precedido por um estudo antropológico que esclareça a sua história e suas especificidades culturais.
- Qualquer perda territorial causada pelo Setor Elétrico deve ser compensada preferencialmente pelo seu equivalente em território com valores etno-ecológicos similares, ou por indenizações e compensações acordadas com os índios.
- Deve ser favorecida e estimulada a participação das populações indígenas nas diversas fases de planejamento e implantação do empreendimento, em níveis adequados ao seu grau de conhecimento.
- Deve-se respeitar a economia tradicional, os territórios culturalmente considerados sagrados, o acesso aos meios essenciais à sua subsistência e a caminhos de comunicação tradicionais com outros grupos.
- Devem ser criados programas permanentes de educação, prevenção e tratamento da saúde.

#### 5.4 LICENCIAMENTO AMBIENTAL

Inclui-se entre as "situações especiais" o licenciamento ambiental dos grandes troncos de transmissão devido aos problemas particulares que poderão envolver esse procedimento e à necessidade de contatos e providências suficientemente antecipadas para que o cronograma dos empreendimentos não seja afetado. Por sua abrangência e complexidade em termos de licenciamento ambiental, o Sistema de Transmissão da Amazônia é aqui destacado. Algumas das considerações que se seguem são válidas, com certas adaptações, para os outros sistemas de transmissão examinados neste documento.

Os troncos de transmissão provenientes da Amazônia deverão atravessar 11 estados, requerendo cada um deles três licenças sucessivas (prévia, de instalação e de operação). Cada estado tem seu próprio órgão licenciador ambiental, independente em relação aos demais e livre para estabelecer as exigências que lhe parecerem cabíveis para conceder as licenças. Caso não se estabeleça um entendimento prévio no sentido de compatibilizar essas exigências, a elaboração dos Estudos de Impacto Ambiental (EIA) e dos seus respectivos Relatórios de Impacto Ambiental (RIMA) poderá ficar seriamente comprometida em termos de escopo, de prazo, de custo e de recursos humanos requeridos. Considerando que, no caso de empreendimentos "com significativo impacto ambiental, de âmbito nacional ou regional" a competência para o licenciamento é do IBAMA (Lei nº 7.804/89) é oportuno um entendimento com aquele órgão no sentido de definir os procedimentos para licenciamento do Sistema de Transmissão da Amazônia. Tal entendimento, que envolverá a participação dos órgãos licenciadores estaduais, poderá demandar longo prazo para sua concretização. Importa, portanto, incluir essa providência entre as atividades que compõem o cronograma do empreendimento.

Outro aspecto a ser considerado diz respeito ao aprimoramento do processo de planejamento que a Comissão de Planejamento da Transmissão da Amazônia - CPTA pretende introduzir e que poderá se refletir nos procedimentos de licenciamento ambiental. Como exemplo, cabe mencionar a seleção dos corredores para os grandes troncos de transmissão, que será baseada em diagnósticos ambientais e avaliações de impacto e que se pretende debater com vários segmentos sociais antes da tomada de decisão. Tal procedimento configura uma consulta à sociedade e uma decisão participativa. Parece indispensável, por conseguinte, incorporar os órgãos licenciadores ao processo de seleção dos corredores, o que hoje em dia não é determinado pela legislação nem é prática usual nos processos de licenciamento.

O mesmo se aplica à escolha dos locais das grandes subestações receptoras que surgirão em municípios próximos ao Rio de Janeiro, São Paulo, Belo Horizonte, Recife e Salvador. Tal escolha inevitavelmente demandará a participação das prefeituras e de associações de moradores na decisão. A inclusão dos órgãos licenciadores estaduais nesse processo consiste numa inovação tanto em termos legais quanto no que se refere aos atuais procedimentos, em que o pronunciamento desses órgãos só ocorre após a análise dos EIA/RIMA.

Esses e outros aspectos inusitados do Sistema de Transmissão da Amazônia sinalizam, portanto, a necessidade de demorados entendimentos com os órgãos licenciadores, a nível federal e estadual, e a importância de iniciá-los em tempo hábil para assegurar o harmonioso desenvolvimento dos empreendimentos.

## 6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

No exame das alternativas de expansão do suprimento aos centros de carga nas próximas décadas, uma vez diagnosticada a pertinência de transmissão de grandes blocos de energia, a seleção de corredores e subestações deverá levar em conta a minimização dos impactos sócio-ambientais associados.

Na Região Amazônica, o leste do Pará, devido às características de sua ocupação anterior, constitui-se em região onde a implantação de empreendimentos poderá ser feita acarretando menor impacto no que se refere ao meio físico-biótico, pois grande parte desta área já foi vastamente alterada pela interferência humana.

Os impactos físico-bióticos poderão ter menor expressão na Caatinga. Esta região, de clima semi-árido e baixa densidade demográfica, tende a ser menos afetada comparativamente a outras áreas como a Floresta Amazônica e a Mata Atlântica se atravessadas por sistemas de transmissão de grande porte.

O Cerrado, apesar de rico do ponto de vista botânico, é menos diverso que as áreas florestadas da Amazônia ou do Sudeste, constituindo-se em área mais favorável do que estas últimas à implantação de corredores de transmissão.

De uma maneira geral, é recomendável que as linhas de transmissão acompanhem estradas já existentes, onde naturalmente os ecossistemas já estão mais degradados, e que se afastem de regiões ainda não impactadas, evitando a abertura de novas frentes de penetração.

É necessário que seja adequadamente enfocada a problemática social das regiões onde serão implantados os empreendimentos, minimizando-se os impactos e explorando-se as oportunidades de inserção regional. Para isso as variáveis sócio-políticas, econômicas e culturais devem ser analisadas e oportunamente consideradas.

O planejamento dos grandes sistemas de transmissão deverá considerar com especial atenção os acessos aos grandes centros urbanos. Nestas áreas os impactos do empreendimento tenderão a se confundir com "problemas sociais" crônicos, gerando custos muito elevados associados a negociações, desapropriações e atrasos de cronogramas. O impacto social inevitável deve ser compensado pela geração de benefícios à população atingida.

As reservas indígenas e unidades de conservação devem ser evitadas. Caso isto não seja possível, é necessário que os cuidados descritos nos itens 5.2 e 5.3 sejam tomados.

Para que se alcance o objetivo de atenuar aspectos negativos e maximizar benefícios gerados é necessária uma análise sócio-ambiental desde as etapas iniciais do planejamento do sistema de transmissão.

O licenciamento ambiental dos grandes troncos de transmissão e das subestações receptoras deverá ser programado com antecedência para que os cronogramas de implantação dos empreendimentos não sejam afetados. Serão necessários contatos e entendimentos envolvendo a ELETROBRÁS, as empresas concessionárias, o IBAMA e inúmeros órgãos licenciadores estaduais.

Os custos decorrentes da incorporação dos aspectos sócio-ambientais ao planejamento, projeto, construção e operação dos empreendimentos de transmissão deverão ser incluídos nos respectivos orçamentos e explicitados em rubricas próprias, sendo apropriados também no plano de contas do DNAEE e incorporados à tarifa de energia elétrica.

## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais/Governo do Estado de Minas, Economia Mineira - Diagnóstico e Perspectivas. Belo Horizonte, 1989.
- [2] CHESF/PROMON, Estudos Ambientais para a Linha de Transmissão de 500 kV Sobradinho-Itaparica Circuito 2. Recife, 1988.
- [3] Conférence Internationale des Grands Réseaux Électriques a Haute Tension/CIGRÉ, SC22/WG22, Environmental Impact of High Voltage Transmission Lines - Final Draft. September 1986.
- [4] COPEL/MDK/CENCO, Relatório de Impacto Ambiental UHE Segredo - Curitiba, 1987.
- [5] ELETROBRÁS/Comissão de Planejamento da Transmissão da Amazônia, Relatório Consolidado da Etapa de Pré-Seleção da Tecnologia. Rio de Janeiro, 1990.
- [6] ELETROBRÁS/Comissão de Planejamento da Transmissão da Amazônia, Considerações Preliminares sobre Inserção Regional no CPTA. (Nota Técnica GA-001/90). Rio de Janeiro, 1990.
- [7] ELETROBRÁS/Comissão de Planejamento da Transmissão da Amazônia, Impactos Ambientais de Linhas Aéreas de Transmissão. (Nota Técnica GA-006/91) Rio de Janeiro, 1991.
- [8] ELETROBRÁS, Plano Diretor de Meio Ambiente do Setor Elétrico - 1991/1993. Rio de Janeiro, 1990.
- [9] ELETRONORTE/CNEC, Efeitos e Programas Ambientais - UHE Belo Monte - Brasília, 1988.
- [10] ELETRONORTE/THEMAG/ENGEVIX, Estudos Ambientais para o Sistema de Transmissão associado à Hidrelétrica de Tucuruí. Brasília, 1988.
- [11] Fundação Pró-Natureza - FUNATURA, Conservação e Recuperação de Flora e Fauna em Empreendimentos do Setor Elétrico, Relatório Final. Brasília, 1990.
- [12] FURNAS, Reformulação do Planejamento de FURNAS - Inserção Regional e Meio Ambiente. Rio de Janeiro, 1989.
- [13] Instituto de Pesquisas Antropológicas do Rio de Janeiro - IPARJ, Estudos e Fundamentos para a Produção de Diretrizes do Relacionamento do Setor Elétrico com os Povos Indígenas, Relatório Final. Rio de Janeiro, 1988.
- [14] Schierholz, T., Dinâmica Biológica de Fragmentos Florestais, in Revista Ciência Hoje, Vol. 12, nº 71. Rio de Janeiro, 1991.
- [15] Wagner, A., Movimentos Sociais e Crise dos Padrões Tradicionais de Relações Políticas na Amazônia, in BNDES, Ciclo de Palestras sobre a Amazônia. Rio de Janeiro, 1989 (mimeo).

## 8. EQUIPE

### COORDENAÇÃO

Maria Teresa Fernandes Serra  
Antonio Carlos Souza e Silva Amaral

### EQUIPE TÉCNICA

Antonio Carlos Souza e Silva Amaral  
Lorena de Fornari Ary Pires

### DIGITAÇÃO

Jorge Luis Pires Coelho  
Maria do Ceo Faria do Nascimento  
Mirian Regina Oliveira França

### EDITORACÃO

Carmem Valéria da Fonseca Rodrigues

A Coordenação agradece aos Membros do GT COMASE: "Subsídios ao PLANO 2015" e às equipes técnicas da Comissão de Planejamento da Transmissão da Amazônia - CPTA, das empresas concessionárias e dos diversos Departamentos da ELETROBRÁS que contribuíram para a preparação deste trabalho com seus comentários e sugestões.





PLANO NACIONAL  
DE ENERGIA ELÉTRICA  
1993-2015

# PLANO 2015

PROJETO 8  
A Questão Econômico-Financeira

---

# **PLANO 2015**

## **PROJETO 8**

### A QUESTÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

**ÍNDICE**

<b>1. APRESENTAÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2. ALGUNS FATOS RELEVANTES OCORRIDOS EM 1993 .....</b>	<b>2</b>
<b>3. RESUMO E CONCLUSÕES.....</b>	<b>4</b>
<b>4. EVOLUÇÃO HISTÓRICA DO FINANCIAMENTO DO SETOR ELÉTRICO.....</b>	<b>7</b>
<b>5. SITUAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA EM 1991 .....</b>	<b>9</b>
<b>6. COMPOSIÇÃO DO FINANCIAMENTO SETORIAL .....</b>	<b>15</b>
6.1 Poupança Própria .....	15
6.2 Poupança Pública .....	16
6.3 Poupança Privada .....	17
6.4 Poupança Externa .....	17
<b>7. MODELO FINANCEIRO .....</b>	<b>19</b>
<b>8. CENÁRIOS .....</b>	<b>21</b>
8.1 Considerações de Cenário Econômico .....	21
8.2 Considerações dos Parâmetros Empresariais .....	23
<b>9. PERSPECTIVAS DO FINANCIAMENTO SETORIAL .....</b>	<b>26</b>
<b>10. EQUIPE .....</b>	<b>31</b>

---

## 1. APRESENTAÇÃO

O trabalho, inicialmente concluído em outubro de 1992, teve que passar por uma adaptação por força de mudanças significativas no arcabouço jurídico do Setor Elétrico, cujo objetivo fundamental foi criar mecanismos capazes de equacionar o quadro de conflitos institucionais, empresariais e econômico-financeiros, que já se tornavam insustentáveis ao final de 1992.

As grandes mudanças que, sob o aspecto econômico-financeiro, assumiram características de natureza estrutural, estão associadas à promulgação da Lei 8.631 de março de 1993 e ao Decreto 774/93 que estabeleceu as regras de sua implementação. Alguns de seus reflexos para o Setor Elétrico estão consolidados no capítulo 2, "Alguns Fatos Relevantes/Ocorridos em 1993", que não fazia parte do texto original.

Extintas a remuneração garantida das empresas e a equalização tarifária, desapareceu o mecanismo de transferência intra-setorial que buscava compensar os desequilíbrios financeiros por diferenciação nas estruturas de custo e de mercado de energia elétrica das concessionárias. Com isto as análises globais das perspectivas econômicas do Setor Elétrico servem apenas como indicativo, e podem não refletir adequadamente situações individuais das diferentes concessionárias.

Após a revisão optou-se por extrair as tabelas que refletiam as simulações do Setor Elétrico como um todo resumindo-se apenas as avaliações qualitativas das projeções.

De toda a forma o trabalho, como um todo, representou uma contribuição importante, especialmente no que tange à metodologia e à riqueza das análises efetuadas.

No capítulo 3, apresentam-se o resumo e as principais conclusões do trabalho, destacando o novo ciclo de financiamento da expansão e seus pressupostos.

Os capítulos seguintes apresentam a evolução histórica do financiamento do Setor Elétrico e a situação econômico-financeira atual.

No capítulo 5, analisa-se a composição da poupança setorial e suas principais condicionantes.

Os capítulos 6 e 7 apresentam o novo modelo financeiro da expansão da oferta de energia elétrica e os cenários macroeconômicos e empresariais para o horizonte de tempo em estudo.

Finalmente, nos capítulos 8 e 9 são apresentadas as perspectivas do financiamento da expansão setorial e uma visão prospectiva da estrutura empresarial.

## 2. ALGUNS FATOS RELEVANTES OCORRIDOS EM 1993

O estudo básico do Plano 2015 denominado "A Questão Econômico-Financeira - Situação Atual e Perspectivas" foi concluído ao final de 1992 após o que foram introduzidas grandes mudanças no arcabouço jurídico do Setor Elétrico visando ao equacionamento do quadro de conflitos políticos, institucionais, empresariais e econômico-financeiros.

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

A unificação das tarifas de energia elétrica em todo o País vigorava desde 1974, quando da assinatura do Decreto-Lei nº 1.383/74, e foi estabelecida com o objetivo de diminuir as desigualdades regionais e estimular o investimento em regiões com baixa concentração industrial. De acordo com a sistemática vigente, o nível da tarifa média deveria ser estabelecido de modo a cobrir o custo do serviço e um retorno de 10 a 12% do denominado investimento remunerável.

De modo a compensar os desequilíbrios financeiros provocados por diferenciações nas estruturas de custo e de mercado de energia elétrica das concessionárias, foram criados mecanismos de transferência intra-setoriais. Até maio de 1988, através da Reserva Global de Garantia (RGG), equalizavam-se as remunerações das diversas concessionárias e, após esta data, com a introdução da Reserva Nacional de Compensação (RENCOR) as empresas com retorno superior a 12%, previstos como teto máximo pela legislação, repassavam recursos - equivalentes aos ganhos excedentes a esta taxa - para aquelas que não conseguiam atingir o nível de 10%.

Com a persistente utilização das tarifas de energia elétrica como instrumento de política anti-inflacionária, a receita tarifária das empresas não era suficiente para cobrir a remuneração de 10% garantida por lei. Os montantes relativos a essas diferenças eram registrados, extra-contabilmente, na Conta de Resultados a Compensar - CRC.

Com o Decreto-Lei nº 2.432/88 e a Lei nº 8.013/90, foi estabelecido que os saldos acumulados de CRC até o dia 31/12/89 seriam compensados com ativos da União. Na época, o montante total de CRC era da ordem de US\$ 7,7 bilhões, dos quais US\$ 5,3 bilhões foram utilizados para quitar dívidas.

No início dos anos 90, a manutenção da política de contenção tarifária provocou o agravamento da situação financeira das empresas a ponto de comprometer a capacidade de honrar seus compromissos financeiros, provocando uma generalizada inadimplência intra-setorial. Com níveis de remuneração inferiores aos 10% estipulados na legislação, as concessionárias passaram a acumular novos créditos de CRC atingindo um montante superior a US\$ 26 bilhões até a promulgação da Lei 8.631/93.

Com essa nova Lei, permitiu-se que as concessionárias quitassem, através dos créditos de CRC, dívidas referentes ao fornecimento de energia, aquisição de combustíveis, despesas financeiras e outras. Após aplicado um redutor de 25%, equivalente ao pagamento de impostos, as empresas procederam ao encontro de contas e saldaram suas dívidas junto a União, restando ainda cerca de US\$ 6 bilhões, cuja destinação ainda se encontra em discussão, dos quais US\$ 3,8 bilhões estão distribuídos pela ELETROBRÁS e suas controladas.

A Lei nº 8.631/93 também criou uma nova sistemática de reajustes tarifários, extinguindo a equalização. Cada concessionária de energia elétrica passa a propor um nível tarifário, compatível com sua estrutura de custo, que é analisada e, posteriormente, homologado pelo DNAEE. A fim de alcançar o equilíbrio dos fluxos econômico-financeiros, implementou-se um programa gradual de recuperação tarifária ao longo do ano de 1993.

A tarifa média de fornecimento ao consumidor final, partindo de um patamar de US\$ 34/MWh em abril, atingiu US\$ 61/MWh em dezembro de 1993, o maior valor dos últimos anos 30,5% superior ao verificado no mesmo mês do ano anterior. A tarifa média de fornecimento em 1993 foi de US\$ 55/MWh, representando um acréscimo real de 10% em relação à média de 1992.

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

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

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

### 3. RESUMOS E CONCLUSÕES

Nas décadas de 60 e 70, período de expansão dinâmica do sistema elétrico brasileiro já sob o controle predominante do Setor Elétrico público, utilizavam-se como fontes de financiamento, recursos tarifários, imposto único, empréstimo compulsório e empréstimos externos, em proporções que não comprometiam a situação econômico-financeira do Setor Elétrico. A contração tarifária, em termos reais, principalmente na década de 80 e a transferência dos recursos tributários gerados no Setor Elétrico para os municípios, estados e governo federal, após a promulgação da nova constituição, além da redução e posterior eliminação do empréstimo compulsório limitaram de forma significativa a geração interna de recursos, ampliaram o endividamento e numa etapa posterior provocaram inadimplência generalizada, tanto intra-setorial quanto junto ao tesouro, credores e fornecedores. A taxa de remuneração chegou a níveis bem inferiores aos 10% garantidos por lei, em alguns casos atingindo valores negativos, contribuindo para ampliar a denominada CRC - Conta de Resultados a Compensar.

Ao final de 1992 o diagnóstico era que a estratégia de financiamento do Setor Elétrico dependia da solução dessa crise através da ampliação da sua capacidade de gerar recursos próprios e atrair outras parcelas de poupança privada, interna e externa, necessárias para garantir o atendimento do mercado a longo prazo.

Nos anos 80 estas poupanças tiveram trajetórias peculiares culminando com uma poupança setorial negativa, compensada pela expansão desordenada do passivo circulante, oriunda da inadimplência das concessionárias.

Encaminhada a solução para a crise financeira atual, e, tendo em vista os cenários de crescimento e de financiamento da formação bruta de capital fixo da economia, será possível traçar estratégias de financiamento dos investimentos do Setor Elétrico, compatíveis com os níveis de poupança que o País pode mobilizar para financiar a expansão da economia.

Nos cenários de crescimento sustentado, o crescimento da economia ainda dependerá da recuperação da poupança pública, em que pese a orientação governamental de dar prioridade aos Setores Sociais, reservando para a iniciativa privada os setores produtivos, inclusive com a transferência (privatização) de algumas empresas estatais.

Ambos os cenários pressupõem o sucesso da política de estabilização da economia e a recuperação da tarifa de fornecimento de energia elétrica, neste último caso pode-se dizer que é uma etapa já iniciada com as medidas determinadas pela Lei nº 8.631/93.

O processo de contração tarifária foi interrompido em abril de 1993, mês em que a tarifa média atingiu US\$ 34/MWh, o menor nível dos últimos quarenta anos, elevando-se nos meses subsequentes até US\$ 61/MWh em dezembro, resultando numa média de US\$ 55/MWh em 1993, inferior portanto aos US\$ 67/MWh propugnados pelo Banco Mundial para restabelecer os fluxos de financiamento do Setor Elétrico.

É importante ressaltar que, na medida em que, com a Lei nº 8.631/93, não há mais garantia de remuneração para os investimentos das concessionárias, e extinguiu-se o mecanismo de transferência

intra-setorial (RENCOR), perderam significado as análises agregadas das perspectivas econômico-financeiras do Setor Elétrico. As condições patrimoniais, mesmo após a internalização da CRC, a estrutura do mercado e a produtividade das empresas são bem diferenciadas com tarifas de equilíbrio bastantes dispersas.

De toda forma, a recuperação da poupança própria do Setor Elétrico pressupõe, além da recuperação tarifária, aumentos de produtividade, do trabalho e do capital, e reestruturação da sua dívida externa. Quanto maior o crescimento da economia, maior o percentual de poupança própria com a qual se poderá contar para financiar os investimentos.

A questão tarifária é central tanto para a recuperação da poupança própria, como também por desempenhar papel importante na atração de capitais e na racionalização e conservação de energia. As empresas de energia elétrica devem buscar um forte aumento da produtividade, tanto do trabalho quanto do capital.

O Setor Elétrico deve propugnar pela redução nos preços relativos dos bens de capital e das obras para expansão da oferta, uma vez que se constata que os preços desses bens e serviços atuais situam-se cerca de 50% acima dos que vigoraram durante a década de 70. Além disso, outros aumentos de produtividade são também necessários, como a redução das perdas no sistema.

A participação da poupança própria gerada pelo Setor Elétrico deve passar dos níveis negativos do início da década para níveis positivos, gerando um auto financiamento bastante satisfatório até o ano 2000.

Paralelamente deve-se mobilizar parcelas crescentes de poupança privada para o Setor Elétrico (recursos aplicados diretamente, contribuições de consumidores, participações acionárias, empréstimos e financiamentos obtidos no mercado interno). Embora em alguns anos esses recursos tenham sido expressivos, observou-se no passado uma certa instabilidade na sua participação como fonte de recursos do Setor Elétrico.

Uma vez garantidas taxas de retorno atrativas através de uma política tarifária e padrões de custos adequados, e eliminados os entraves institucionais, prevê-se uma captação crescente dessa poupança pelo Setor Elétrico, em níveis entre 3% e 5% da poupança privada do País.

Para a mobilização da poupança privada, o Setor Elétrico necessita modernizar sua regulamentação para incorporar novos agentes, dando condições para otimização dos projetos, como por exemplo, ao comprar o excedente de energia gerada pelos autoprodutores.

A atuação da ELETROBRÁS deve ser reforçada no papel de captação, tanto da poupança privada - através da busca de novos mecanismos de financiamento compatíveis com as características do Setor Elétrico e os prazos de maturação de seus investimentos - quanto da poupança externa (recursos de empréstimos e financiamentos externos).

Em sua função de banco de fomento setorial, a ELETROBRÁS deverá intermediar recursos de forma a financiar 10 a 15% dos investimentos das concessionárias não controladas. Esses recursos serão provenientes de RGR e das receitas financeiras de empréstimos e financiamentos anteriores.



O Setor Elétrico inaugura um novo ciclo de financiamento, ainda com a presença significativa do estado, tanto na oferta como na administração do consumo de energia elétrica, mas que deve se caracterizar pela crescente participação da poupança privada.

A viabilização desse novo ciclo pressupõe:

- . garantia de taxa atrativa de remuneração dos investimentos, através de política de tarifa adequada e padrões de custos (qualidade e produtividade);
- . revisão e flexibilização da negociação de compra e de venda de energia;
- . modernização da regulamentação para incentivar participação de novos agentes;
- . fortalecimento da ELETROBRÁS no novo papel de intermediação de recursos financeiros para expansão da oferta de energia elétrica;
- . reorientação do planejamento incorporando a incerteza, a viabilidade de pequenos empreendimentos com menores prazos de maturação e de segmentos de termelétricidade, incluindo a co-geração.

#### 4. EVOLUÇÃO HISTÓRICA DO FINANCIAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

A característica determinante na evolução do Setor Elétrico até então tem sido a tendência à monopolização, visto que a possibilidade de obtenção de crescentes economias de escala tende a tornar inevitável a concentração e centralização do capital, visando tirar proveito dessas economias.

Esse processo de concentração de capital iniciou-se, no Brasil, quando na década de 20 o grupo LIGHT (canadense) e o grupo AMFORP (norte americano) assumiram os mercados consumidores de energia elétrica mais importantes, através de um rápido movimento de aquisição de sistemas isolados por todo o País, principalmente nas capitais dos Estados, onde o potencial de obtenção dessas economias era maior.

A partir da promulgação do Código de Águas, em 1934, detectou-se a queda dos investimentos no Setor Elétrico pelo custo histórico do investimento. O argumento das empresas privadas à época, era de que a desvalorização contínua da moeda implicava na corrosão da base remunerável, estreitando as condições de financiamento próprio das empresas.

Não obstante as primeiras intervenções diretas do Governo Federal na produção de energia elétrica, durante o primeiro período Vargas (1930-45), estima-se que dos 1.985 MW instalados em 1952, 82,5% pertenciam aos grupos privados, enquanto apenas 6,8% era de propriedade pública, e 10,8% estavam dispersos por autoprodutores em todo o País.

A participação privada no Setor Elétrico declina, então, anualmente, em função da importância estratégica atribuída, tanto no segundo governo Vargas quanto no governo JK, e do esforço de investimento de alguns estados (Minas Gerais, São Paulo, e outros), de tal modo que em 1961, ano em que foi autorizada a criação da ELETROBRÁS, frente a um percentual de 62,3% do setor privado, o setor público já detinha 25,8% da capacidade instalada. Esse movimento levou a que, já em 1965, o setor público detivesse a maioria (54,6%) da capacidade total instalada no País.

O avanço do Governo Federal no Setor Elétrico ampliou-se após as reformas econômicas implantadas durante o período 1964/67, sendo que a política tarifária e, de uma forma associada e a seguir, os financiamentos interno e externo, permitiram deslançar um programa de investimentos em energia elétrica que seria uma das principais fontes de crescimento da economia no período 1968/73, estimulando, sobremaneira, a expansão de outros setores como o de material elétrico, dos grandes construtores e das firmas de engenharia, e tornando abundante um insumo vital para o próprio desenvolvimento.

Vale dizer que, nesse período, frente à política tarifária, que se traduzia em taxas de remuneração do ativo próximas de 10 a 12% (conforme determinado pela Lei nº 5.655 de 1971), observa-se uma expansão das empresas dos governos estaduais na área de distribuição de energia elétrica.

Enquanto isso, o Setor Elétrico privado em livre iniciativa, orientava seus investimentos para áreas que possibilitariam uma maior diferenciação do produto, aproveitando a oportunidade de diversificação de seus investimentos por amplos segmentos de produção de bens duráveis de consumo e outros, que cresciam na fase do chamado "milagre".

A expansão do Setor Elétrico propiciou importantes transferências ao setor privado e à economia como um todo.

A expansão da base hidráulica após a crise do petróleo, permitiu redução da dependência energética e uma oferta maior de eletrointensivos no mercado internacional, o que se traduziu em fonte de divisas para a economia brasileira.

Durante a década de 70 a ampliação da oferta forneceu energia elétrica para os diversos setores da economia a preços competitivos, embora mantendo-se o realismo tarifário.

A equalização tarifária em 1974 marca o apogeu da interferência federal no Setor Elétrico, eleito como um dos segmentos principais de infra-estrutura necessários ao projeto político de desenvolvimento.

Nesse projeto político o equacionamento dos recursos financeiros decorriam de um plano de obras associado à previsão de mercado, em última análise ditada pelo próprio projeto político de desenvolvimento.

Os recursos financeiros, então, são definidos pelo Governo Federal não só através da tarifa, como de diversos recursos originários do consumidor como Imposto Único, empréstimo compulsório, etc.

O esgotamento da política de financiamento do Setor Elétrico, desde o final da década de 70 e prolongado durante toda a década de 80, identificado no baixo nível tarifário e na eliminação progressiva das suas fontes de financiamento (imposto único, empréstimo compulsório, recursos fiscais, etc) desencadeou a necessidade de construção de um novo pacto entre os diversos agentes e de adoção de uma nova estrutura de financiamento para expansão do Setor Elétrico.

## 5. SITUAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA EM 1991

O Setor Elétrico, neste trabalho, é definido como o conjunto dos concessionários de energia elétrica, a ELETROBRÁS e os autoprodutores.

Os maiores concessionários de energia elétrica são do Sistema ELETROBRÁS, mais voltados para geração, e do controle dos governos estaduais, principalmente distribuidores de energia elétrica. Com exceção de Tocantins, onde a distribuição é realizada pela empresa privada CELTINS, e do Espírito Santo, os estados possuem empresas estaduais concessionárias de energia elétrica. São Paulo conta com três empresas estaduais: CESP, ELETROPAULO e CPFL. No Rio de Janeiro, além da empresa estadual, a LIGHT, do Sistema ELETROBRÁS, é a maior distribuidora de energia elétrica no estado. Também do Sistema ELETROBRÁS, é a ESCELSA que distribui energia no Espírito Santo.

Um número quase igual de empresas privadas e municipais, mas de porte bastante menor, complementa o quadro de concessionárias do serviço público de energia elétrica.

Os autoprodutores são considerados para fins do balanço energético, do equacionamento do volume de investimentos e das vendas de energia aos concessionários do serviço público.

A ELETROBRÁS na área financeira desempenha o papel de banco de fomento, facilitando a captação de recursos e dirigindo a localização das aplicações para otimizar a expansão do sistema elétrico.

### DEMONSTRAÇÕES ECONÔMICO-FINANCEIRAS DA ELETROBRÁS - US\$ MILHÕES

BALANÇO 31-12-91		RESULTADO 1991	
INVESTIMENTO CONTROLADAS	30.048	RECEITA DE INVESTIMENTOS	105
INVESTIMENTO OUTROS	871	RECEITA FINANCEIRA	1.448
EMP E FIN CONTROLADAS	4.958	RECEITA ADM ITAIPU	6
EMP E FIN DIVERSOS (*)	9.098	DESPESA FINANCEIRA	1.193
OUTROS ATIVOS	147	DESPESA ADMINISTRATIVA	194
-		RESULTADO OPERACIONAL	172
EMPRÉSTIMOS A PAGAR	7.061	RESULTADO NÃO OPERACIONAL	2
CRÉDITO DE CONTROLADA	1.061	RESULTADO ANTES I. RENDA	174
RGR	1.882	PROVISÃO I. RENDA	29
OUTROS PASSIVOS	1.197	RESULTADO DO EXERCÍCIO	145
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	33.921		
-			
ATIVO OU PASSIVO	45.122		

(\*) Inclui cerca de US\$ 8 bilhões para Binacional Itaipu.

O maior empreendimento da ELETROBRÁS foi o financiamento da Binacional Itaipu, em cooperação com o Paraguai. Itaipu não está considerada no Setor Elétrico, mas mantém com este fluxos financeiros, decorrentes da venda de energia (em torno de US\$ 2 bilhões) e do pagamento do serviço da dívida à ELETROBRÁS (cerca de US\$ 0,9 bilhões).

**DEMONSTRAÇÕES ECONÔMICO-FINANCEIRA  
BINACIONAL ITAIPU - US\$ MILHÕES**

<b>BALANÇO 31-12-91</b>		<b>RESULTADO - 1991</b>	
ATIVO E PASSIVO	18071	RECEITA BRASIL	2440
		RECEITA PARAGUAI	39
VENDAS A RECEBER	2812	DESPESAS	140
OUTROS ATIVOS	(8640)	ROYALTIES E OUTROS	224
RESULTADO A COMPENSAR	329	ENCARGOS FINANC	141
IMOBILIZADO	23570	RESULTADO	1974
FORNECEDORES E OUTROS	38	RENDIMENTO CAPITAL	12
OUTROS PASSIVOS	626	AMORTIZAÇÃO	1984
EMP. E FINANCIAMENTO	8340	RESULTADO A COMPENSAR	21
REMUN E RESSARCIMENTO	8967		
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	100		

A defasagem tarifária do processo que iniciou na década de 80 repercutiu no crescimento das Contas de Resultados a Compensar das concessionárias; geração interna de recursos insuficiente para fazer face aos encargos da dívida interna e externa; e, inadimplências junto a fornecedores, instituições financeiras e entre concessionários. A remuneração dos investimentos foi em 1991 negativa, agravando sobremaneira a situação financeira do Setor Elétrico.

Na evolução econômico-financeira do Setor Elétrico, identifica-se um quadro anterior à crise, que atingiu seu ápice em 1992, quando se tinha taxas e impostos vinculados à expansão do sistema e a obediência às determinações legais inclusive quanto à remuneração do serviço, e o período recente, quando taxas e impostos são transferidos para municípios, estados e a federação e generaliza-se a desobediência a preceitos legais. Atualmente ações concretas da Administração Federal buscam essa fase crítica do Setor Elétrico.

A revisão desse quadro de restrições financeiras é necessária de modo a não impor limites importantes à expansão dos investimentos setoriais e ao atendimento do mercado.

A manutenção de uma política tarifária estável, associada às outras medidas de ganho de produtividade, já referidas, são fundamentais à medida em que as limitações financeiras das concessionárias tendem a afetar o fluxo de recursos importantes para a estrutura de financiamento do Setor Elétrico. A solução definitiva para a crise setorial passa necessariamente pela articulação de um entendimento, envolvendo a ELETROBRÁS, as empresas concessionárias, as empresas autoprodutoras, consumidores e os demais agentes.

O balanço consolidado do Setor Elétrico (incluindo a ELETROBRÁS) apresentava em 31-12-91, um ativo imobilizado em serviço de quase US\$ 64 bilhões, e obras em andamento de US\$ 28 bilhões (após a correção dos ativos pelo índice de preço conforme previsto em lei). Esses ativos foram financiados com recursos próprios da ordem de US\$ 57 bilhões, acrescidos de recursos institucionais da ordem de US\$ 9 bilhões e uma parcela substancial financiada com recursos do mercado financeiro, o que mantém o endividamento do ativo em torno de 30%.

O faturamento do fornecimento de energia elétrica para o conjunto dos concessionários alcançou US\$ 10,5 bilhões ou US\$ 8,6 bilhões deduzido o imposto de circulação (ICMS), o que corresponde, a uma tarifa média (faturamento dividido pelo consumo de energia elétrica) de US\$ 50/MWh ou US\$ 41/MWh ex-imposto.

#### DEMONSTRAÇÕES ECONÔMICO-FINANCEIRAS DO SETOR ELÉTRICO

##### BALANÇO SETORIAL CONSOLIDADO DE 31/12/1991 - (US\$ MILHÕES) CONCESSIONÁRIOS E ELETROBRÁS

ATIVO	103.275	PASSIVO	103.275
Consumidores	1.339	Fornecedores	1.457
Empréstimo a Itaipu	8.086	Energia Comprada a Itaipu	2.841
Imobilizado e Diferido	63.938	Empréstimos e Financiamentos	24.355
		Imposto de Renda Diferido	4.147
Obras em Andamento	28.177	Reserva Global de Reversão	1.882
Almoxarifado	84	Empréstimo Compulsório	760
Outros Ativo	1.65	Obrigações Especiais	6.0
Outros Passivos	4.835		
Patrimônio Líquido	56.923		

**RESULTADO DOS CONCESSIONÁRIOS  
EM 1991 - US\$ MILHÕES**

Receita de Fornecimento	8.651
Despesa	10.226
Pessoal	2.521
Material	261
Serviços de Terceiros	637
Energia de Itaipu	2.442
Depreciação	3.015
Outras	1.350
Resultado do Serviço	(1.575)
Despesas Financeiras	2.598
Resultado Operacional	(4.173)

Os concessionários incluídos representam 99,1% do consumo no País, ou seja, 209 TWh em 1991.

O resultado dos concessionários não inclui a empresa ELETROBRÁS e conseqüentemente sua receita financeira junto a Binacional ITAIPU e suas despesas administrativas.

Uma parcela das despesas financeiras dos concessionários foi devida à ELETROBRÁS.

PLANO 2015

CONCESSIONÁRIOS DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA  
DEMONSTRAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA 1981 - US\$ MILHÕES

	ATIVO PASSIVO	VENHA RECEBER	CURTOS ATIVOS	INVESTIMENTO	MOBILIZADO	EM CURSO	FORNECEDORES	CURTOS PASSIVOS	EMP. FINANC.	PAT. LIQ.	CRC	APLICAÇÃO EM DEBÍAS
Comp	17.526	58	113	1.106	11.251	4.020	1.278	858	5.708	10.231	3.375	823
Eletrobras	15.098	216	108	327	10.717	3.729	909	2.331	3.081	9.087	3.084	130
Cherif	11.961	203	38	18	7.848	4.097	111	1.368	3.137	7.327	2.832	850
ES	17.973	1.953	1.920	28	8.807	7.866	2.201	5.318	3.473	9.981	863	430
ESL	8.404	252	317	28	8.865	1.149	1.074	2.320	1.074	4.998	1.811	340
ESP	8.240	182	1.481	2.387	1.776	621	94	451	1.520	4.175	1.258	102
ESRJ	6.327	175	104	41	4.761	1.048	481	1.169	986	3.875	1.278	286
ESMG	6.127	628	34	44	1.865	2.883	882	747	1.750	3.085	1.150	60
ESG	2.825	66	40	16	1.831	1.921	44	855	437	1.790	976	257
ESPR	5.878	100	40	23	2.725	781	383	2.725	1.507	1.461	872	138
ESRE	1.822	89	33	25	1.518	175	61	387	122	1.222	473	111
ESRP	1.358	43	59	114	750	418	238	225	245	651	150	18
ESBA	1.193	48	8	20	938	111	40	313	313	564	83	88
ESCB	963	22	11	2	484	152	45	112	26	497	88	20
ESCE	748	41	16	1	833	89	202	132	16	438	0	36
ESPA	592	20	5	11	540	89	45	89	118	338	175	26
ESPE	409	42	11	0	319	38	21	54	38	308	29	12
ESCE	375	20	6	0	816	32	15	88	88	227	60	21
ESCF	314	14	6	1	255	38	22	58	11	224	33	8
ESRJ	362	39	26	1	276	16	86	84	18	181	297	17
ESMA	359	6	4	0	285	81	14	128	58	160	72	27
ESMS	417	74	27	0	327	48	84	118	83	145	204	24
ESMT	507	21	11	0	395	77	110	168	101	131	0	38
ESAM	169	3	5	8	126	49	18	60	50	120	64	6
ESRN	180	12	0	0	139	13	18	43	28	86	18	6
ESRB	108	6	2	0	89	6	3	19	7	79	23	5
ESRE	44	0	1	0	83	18	4	8	11	84	0	9
ESAL	182	16	5	0	132	61	12	58	88	47	0	24
ESAL	68	3	23	0	63	1	1	29	4	31	5	5
ESMG	168	8	4	2	127	25	20	184	37	(54)	23	13
ESRO												
Total	105.824	4.406	4.052	4.162	63.938	28.177	7.153	17.671	23.505	68.420	18.960	3.868

Proprietário E. - Estado, P. - Pessoa, S. - Sistema ELÉTRICÁS Light e Escala em 60 foram incluídas no programa de desestatização.

Atenção principal, right das unidades de federação e das regiões, utencas-05, para região sulista.

Aplicação em obra, "C", demonstrações para conceito integral, convertidas pelo câmbio médio de 1281, Cr\$ 669 (444)005. As demais demonstrações, pela lei das S.A., foram lavadas e porcos de dezembro pelo IOR.

CRC, conta de resultado e patrimônio, estatutária.

Balancos convertidos pelo câmbio de 317/281, Cr\$ 1048 (804)055



PLANO 2015

CONCESSIONÁRIOS DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA  
DEMONSTRAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA 1981 - US\$ MILHÕES

	RECEITA FÔRNEC.	ICMS	FÔRNEC. LIQ.	RECEITA SUFR.	DÉSPESAS P.M.B.O.	ENERGIA COMPRADA	QUOTA RENT.	REQUISIT. FINANC.	RESULTADO OPERAC.	RESULTADO NOP.E.C.M.	RESULTADO ANTES I.R.	PROV. R.	RESULTADO EXERCÍCIO
Casa	340	63	283	1.802	221	1.103	386	(515)	(500)	(64)	(414)	(129)	(285) C
Electroeste	241	23	218	157	288	25	498	(156)	(601)	22	(603)	(52)	(651) C
Chalé	102	9	93	230	142	12	328	112	(45)	3	(42)	(15)	(27) C
Furnas	17	0	17	2.287	318	1.032	341	(22)	(48)	27	(50)	0	(26) C
Estacionamento	2.828	400	2.330	35	311	1.455	379	(628)	(1.031)	496	(546)	2	(61) C
Light	644	134	510	7	300	480	84	(1)	(59)	(24)	(77)	6	(81) C
Carvão	1.032	183	849	15	215	383	222	(187)	(155)	(6)	(155)	(24)	(131) C
Estacões	11	0	11	654	86	435	103	(63)	(148)	(1)	(15)	0	(15) C
Cond.	640	142	498	11	251	236	108	7	(85)	(6)	(73)	(32)	(41) C
Cabo	280	148	132	14	592	261	158	(57)	(424)	(2)	(426)	0	(426) C
Chif	658	152	506	18	205	360	85	(18)	(126)	(2)	(128)	(11)	(120) C
Cell	232	57	175	5	85	84	31	(86)	(70)	(2)	(78)	(14)	(64) C
Centrais	371	58	312	8	186	122	41	(8)	(268)	181	(114)	0	(114) C
Escalas	179	38	141	5	83	102	26	(8)	(53)	(0)	(53)	(6)	(60) C
Óleo	404	82	322	3	122	217	27	(44)	(85)	(0)	(85)	0	(85) C
Óleo	151	24	127	7	110	43	30	(60)	(120)	13	(117)	0	(117) C
Óleo	286	30	256	4	120	102	22	(2)	1.0	1	1	7	8
Óleo	195	35	160	5	88	83	21	(42)	(49)	31	(18)	0	(18) C
Óleo	182	23	159	2	72	60	14	(78)	(91)	73	(15)	0	(15) C
Óleo	241	30	205	5	107	130	11	(8)	(31)	(0)	(31)	0	(31) C
Óleo	82	17	65	1	50	31	18	(84)	(126)	34	(92)	0	(92) C
Óleo	86	17	69	2	54	52	17	(18)	(64)	0	(64)	0	(64) C
Óleo	107	18	89	4	73	37	20	(247)	(284)	70	(214)	0	(214) C
Óleo	15	2	12	5	34	0	9	(136)	(136)	43	(121)	0	(121) C
Óleo	84	12	72	1	41	31	8	(19)	(28)	14	(12)	0	(12) C
Óleo	70	9	61	2	33	27	6	(100)	(100)	2	(98)	0	(98) C
Óleo	55	7	48	3	28	28	3	(160)	(160)	17	(143)	0	(143) C
Óleo	78	13	65	3	67	28	5	(346)	(346)	(23)	(323)	0	(323) C
Óleo	50	4	46	0	43	6	4	(8)	(4)	0	(4)	0	(4) C
Óleo	48	7	41	1	54	10	8	(358)	(366)	320	(86)	0	(86) C
Total	18.478	1.828	6.631	5.192	4.950	7.633	3.015	(3.420)	(4.835)	1.128	(3.724)	(286)	(3.438)

Resultados, TC, demonstrações pela contabilidade integral, convertidas para o método de 1981, C/R 050 940/333. A demais demonstrações, para lei de 5.4, foram lançadas e propoz de distribuição pelo KIP.

Suplemento, inclui transações de profissões e outras receitas.

Despesas passivas, materiais, serviços e outras.

Exercício Elétrico comprado, inclui baixo custo de US\$ 2,4 milhões.

Previdão II, inclui inventário de provisões.

## 6. COMPOSIÇÃO DO FINANCIAMENTO SETORIAL

O financiamento do Setor Elétrico deve ser analisado a partir das poupanças privadas, interna e externa, e da poupança pública, complementando a sua poupança própria.

Nos anos 80 estas poupanças tiveram trajetórias peculiares descritas a seguir o que culminou com o nível negativo da poupança setorial, equilibrada através da expansão desordenada do passivo circulante, advinda da inadimplência das concessionárias.

O Setor Elétrico, ao final do período, expandiu sua capacidade de produção, sem conseguir honrar integralmente compromissos financeiros vencidos, o que fez com que nesses anos a variação negativa de capital de giro assumisse valores extremamente altos.

### 6.1 POUPANÇA PRÓPRIA

A poupança própria é formada pelo lucro retido. A obtenção dessa poupança inicia-se com a quantificação do valor bruto da produção do Setor Elétrico, ou seja, a sua receita operacional (a tarifa multiplicada pelo mercado).

Dessa receita operacional deduzem-se todas as despesas intermediárias, ou seja: a energia comprada de Itaipu, as despesas de compensação financeira por uso de recursos hídricos, as despesas de combustível na geração térmica e serviços diversos, de modo a se obter o valor agregado (produto ou renda do Setor Elétrico).

Obtem-se a poupança própria deduzindo-se dessa renda, as parcelas relativas à remuneração do trabalho (despesas de pessoal), os impostos e taxas, os juros em moeda nacional e estrangeira e os dividendos distribuídos, e adicionando-se receitas financeiras e não operacionais porventura obtidas, líquidas das despesas correspondentes.

No período 1970/83 essa poupança foi positiva, variando entre 26% e 43% do valor do investimento. A partir de 84 tornou-se negativa, em função dos seguintes fatos:

- durante toda a década de 80, a tarifa de energia elétrica deixou de garantir uma remuneração de 10% a 12% sobre o ativo em serviço como determinado por Lei. Com isso, as empresas passaram a registrar déficits crescentes de remuneração na Conta de Resultados a Compensar;
- o aumento das taxas dos juros no mercado internacional, que durante a década de 80 mantiveram-se acima da taxa de remuneração;
- a Reserva Global de Reversão (RGR), parcela da poupança própria setorial administrada pela ELETROBRÁS, a partir de 1988, passou a ser recolhida somente quando a empresa alcançasse a remuneração legal;

- o Imposto de Renda que situava-se em 6% do lucro tributável, subiu para 40%, acrescido do Imposto de Renda Estadual, da Contribuição Social, e do Imposto de Renda sobre o lucro líquido. Além disso, o Setor Elétrico que se beneficiava de vantagens fiscais na importação de equipamento, contribuiu com Finsocial e Pasep que incidem na alíquota de 2,62% sobre o faturamento.

**COMPOSIÇÃO DO FINANCIAMENTO SETORIAL -USS MILHÕES**

ANOS	POUPANÇA SETORIAL PRÓPRIA	POUPANÇA PÚBLICA NO SETOR ELÉTRICO	POUPANÇA PRIVADA NO SETOR ELÉTRICO	POUPANÇA EXTERNA NO SETOR ELÉTRICO	VARIAÇÃO DE CAPITAL DE GIRO	INVESTIM. SETORIAL (CONCES.)
1970	700	1.156	821	417	365	2.729
1971	595	1.318	866	487	242	3.024
1972	1.220	1.437	485	797	478	3.462
1973	1.343	1.329	605	595	374	3.499
1974	1.273	1.447	735	728	371	3.812
1975	1.354	1.887	1.015	990	649	4.597
1976	1.709	1.650	1.332	873	644	4.920
1977	1.995	1.348	936	1.699	495	5.484
1978	1.953	1.415	1.291	2.113	695	6.078
1979	2.626	592	2.154	1.974	1.287	6.059
1980	1.227	1.225	2.020	2.386	1.249	5.610
1981	2.209	1.448	1.270	2.668	1.550	6.045
1982	1.120	1.631	1.433	2.642	347	6.478
1983	1.297	3.215	634	(196)	(358)	5.308
1984	(216)	2.014	1.501	4.363	2.338	5.324
1985	(883)	4.398	716	332	(1.293)	5.856
1986	(448)	6.725	1.101	(1.791)	450	5.137
1987	(451)	7.915	588	(2.069)	(1.688)	7.670
1988	(2.609)	7.284	57	(2.069)	(4.225)	6.888
1989	(5.559)	5.792	742	(670)	(5.465)	5.770

**6.2 POUPANÇA PÚBLICA**

A Poupança Pública alocada ao Setor Elétrico é resultado dos aportes de recursos (não exigíveis) realizados pelos governos federal, estaduais e municipais e dos empréstimos correspondentes aos pagamentos da dívida externa honrados pelo Banco do Brasil, deduzidas as respectivas amortizações.

A entrada desses recursos chegou nos anos de 88 e 89 a superar o valor dos investimentos, o que contribui fortemente para o descontrole das contas públicas.

O Imposto Único sobre Energia Elétrica (TUEE), uma parte do qual, por lei, retornava ao Setor Elétrico na forma de participação de estados e municípios (parte da poupança pública) e que durante

a década de 70 chegou a financiar perto de 14% dos investimentos da expansão do sistema elétrico, foi extinto pela Constituição Federal de 1988. O ICMS, que o substituiu, é recolhido para os Estados e Municípios (entre 17% e 25% da fatura de energia elétrica) e sua arrecadação não se encontra vinculada a aplicação no Setor Elétrico. Ainda os Estados e Municípios tiveram direito ao recebimento da compensação financeira pelo uso de recursos hídricos (6% do valor da energia gerada), o que contribuiu negativamente para a formação da poupança setorial própria.

### 6.3 POUPANÇA PRIVADA

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

O empréstimo compulsório no contexto dessas poupanças, constituiu-se na fonte que apresentou a maior regularidade no período. Isso em função da sua vinculação ao crescimento do consumo e da tarifa de energia elétrica.

Esse empréstimo e o Imposto Único Sobre a Energia Elétrica (IUEE) já foram responsáveis, aproximadamente, por um quarto da poupança total alocada ao Setor Elétrico.

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

### 6.4 POUPANÇA EXTERNA

A poupança externa alocada ao Setor Elétrico considera os recursos advindos dos empréstimos e financiamentos externos, deduzidas as respectivas amortizações.

Essa poupança já constituiu uma fonte estável de recursos do Setor Elétrico, assumindo valores significativos, principalmente nos anos que se sucederam aos dois choques do petróleo (1973 e 1979), quando a atração dos recursos externos tornou-se mais forte.

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

- a queda na poupança própria, causada pela deterioração da tarifa de energia;
- a sustentação de um nível de investimentos de modo a fazer face ao mercado projetado e o aumento dos preços de bens de capital;

- o aumento das taxas de juros no mercado internacional, após o segundo choque do petróleo.

Em 1974, o Sistema ELETROBRÁS somente tinha em sua carteira passiva, empréstimos e financiamentos contratados com entidades internacionais oficiais de crédito, a taxas de juros fixas em torno de 4% ao ano.

Naquele ano, os recursos de geração própria, e o IUEE, RGR e empréstimo compulsório correspondiam a 60% das fontes, enquanto os recursos de terceiros no que se refere a empréstimos e financiamentos no exterior equivaliam a 17% do total.

Paralelamente, no mesmo ano, o volume de investimentos correspondia a 71% dos usos enquanto somente 9% eram consumidos com o pagamento do serviço da dívida em moeda estrangeira.

A partir de 1977, atendendo também à estratégia governamental de equilibrar o Balanço de Pagamentos, o Setor Elétrico iniciou a captação de empréstimos em moeda estrangeira a taxas flutuantes e, por conseguinte, com serviço da dívida totalmente dependente do comportamento das taxas de juros internacionais.

Em 1979/80, o País sofreu um duplo impacto em suas contas externas - o segundo choque do petróleo e o substancial aumento das taxas de juros internacionais. Em março de 1980 a taxa LIBOR nominal chegou ao nível de 18,85% ao ano.

Com as tarifas de energia elétrica então contidas, visando incentivar a substituição do petróleo, e com projetos de investimentos atrativos para serem financiados com empréstimos de instituições financeiras internacionais, o Setor Elétrico continuou contribuindo para o equilíbrio do Balanço de Pagamentos do País, apesar do risco envolvido nesse processo de endividamento.

Desse modo, ingressos maciços de recursos externos substituíam os recursos próprios para financiamento dos investimentos, mas, desde 1983, foram absorvidos para a rolagem da própria dívida externa.

A necessidade de amortização desses empréstimos - face ao fechamento dos mercados para o Brasil - tornou, no entanto, negativa a participação da poupança externa para a expansão do sistema elétrico.

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

Prevê-se que a dívida externa com os credores privados ficará em carência até a virada do século e será reduzida através de um desconto no principal.

## 7. MODELO FINANCEIRO

A expansão do Setor Elétrico é condicionada por três variáveis principais: a presença de um mercado potencial; o domínio da tecnologia de oferta de energia; e a disponibilidade de recursos na economia.

O equacionamento dessas variáveis - principalmente na década de 70, com o governo centralizador e propugnando seu projeto de desenvolvimento - tendeu a não observar as restrições econômico-financeiras e a previsão de mercado determinou a expansão do Setor Elétrico, adotando-se soluções tecnológicas ainda que de menor custo, de uma certa rigidez.

Desta forma, o modelo financeiro, procurou equacionar recursos a obter, necessários para atender o mercado:

**MERCADO → PLANO DE OBRA → RECURSOS**

Os recursos gerados pelo próprio Setor Elétrico eram garantidos pela legislação, onde a tarifa é consequência do custo do serviço mais a remuneração dos ativos em serviço.

Este modelo subsistiu enquanto o consumidor, ainda que por imposição governamental, contribuiu via tarifa e recursos compulsórios com a maior parte dos recursos para expansão do sistema elétrico.

O novo modelo financeiro para expansão da energia elétrica introduz uma quarta variável - a qualidade - e explicita a interdependência existente entre as variáveis:



A questão tarifária é central para o planejamento econômico financeiro, porque influi na geração de recursos próprios e, também, desempenha papel de relevo na atração de capitais e na racionalização e conservação de energia.

Somente por breves períodos no passado a tarifa se ateu às regras de rentabilidade estabelecidas. A tarifa pelo custo e remuneração (prevista na lei entre 10% e 12%) não foi praticada em toda década de 80.

Decorre daí, que o valor consensado pela sociedade para a tarifa pode não corresponder necessariamente à legislação de serviço pelo custo e remuneração garantida. Isto levará a que ela seja equacionada de acordo com o "serviço pelo preço", preço este estabelecido pela adoção de procedimentos de licitação (art 175 da Constituição) e de padrões de custo e de qualidade.

O consumidor deverá dizer a qualidade que está disposto a pagar e a qualidade influenciará a tecnologia adotada, que depende das restrições de recursos.

Neste novo modelo, o mercado está associado ao preço, à qualidade e à conservação de energia. Se o consumidor não pode pagar um preço mais elevado pela energia, procurará desfrutar da sua utilidade (mesmo benefício) com menor quantidade de energia consumida.

A interdependência das variáveis mostra que, como os recursos financeiros apresentam limitações de montante e também de intermediação financeira, o uso de uma tecnologia pode ser restringido (como por questões ambientais) e privilegiado o desenvolvimento de outra, por exemplo, da biomassa e da co-geração.

O Setor Elétrico deve fechar a década com um desenho institucional bastante diferente do atual, onde seja facilitada a participação de novos parceiros e flexibilizada, através de formas criativas, a intermediação dos recursos para sua expansão.

## 8. CENÁRIOS

### 8.1 CONSIDERAÇÕES DE CENÁRIO ECONÔMICO

A questão econômico financeira do Setor Elétrico está associada à discussão da economia do País, e para tanto foram desenhados quatro cenários de evolução do PIB.

Em três cenários admite-se que a economia brasileira recupere sua trajetória de crescimento, e a discussão fixa-se nos prazos de retomada do crescimento e nas taxas que podem se efetivar (PLANO 2015 - Projeto 2).

Dois desses cenários supõem um conjunto de hipóteses otimistas, onde todos os condicionantes evoluem favoravelmente, permitindo a retomada ainda em 92. (cenários III e IV).

Outro cenário desenha um período de ajustamento mais prolongado com rigidez do processo inflacionário e com a reestruturação seletiva do setor produtivo, mais exposto a abertura da economia (cenário II).

Um quarto cenário está associado ao insucesso da política antiinflacionária e aos choques econômicos, alternando ciclos de expansão e de retração. Este cenário adia a estabilização e a retomada do crescimento, podendo repetir a década de 80. (Cenário I).

**Média das Taxas Anuais de Crescimento do PIB  
Cenários Econômicos**

	I	II	III	IV
1990/1995	1,6%	2,0%	3,8%	3,8%
1995/2000	2,0%	5,0%	6,0%	7,0%
2000/2005	5,0%	5,0%	6,0%	6,0%

Quanto ao financiamento da Formação Bruta de Capital Fixo da economia, prevê-se que a participação da Poupança Privada Interna caia dos níveis elevados observados no final da década de 80, retornando primeiro para os padrões históricos - perto de 14% do PIB - e, depois se eleve, alcançando níveis entre 15% e 16% do PIB no ano 2000.



A Poupança Pública deve se recuperar, em função do ajuste fiscal previsto, alcançando percentuais entre 4,0% e 4,5% do PIB no ano 2000, níveis um pouco inferiores aos observados durante a década de 70.

A contribuição da poupança externa para o financiamento dos investimentos da economia, deve se manter entre 1,5% e 2,5% do PIB, percentuais também abaixo dos observados na década de 70 uma vez que os níveis daquela década, foram influenciados pelos dois choques de petróleo e o menor peso do serviço da dívida.

A taxa de investimentos prevista para a economia deve atingir ao final do período de projeção, entre 20,5% e 23%, taxas compatíveis com um crescimento da economia entre 5% e 6% ao ano, respectivamente.

**FINANCIAMENTO DA FBKF NA ECONOMIA  
POUPANÇAS EM % DO PIB**

ANOS	CENÁRIO II			CENÁRIO III				
	POUPANÇA PRIVADA	POUPANÇA PÚBLICA	POUPANÇA EXTERNA	POUPANÇA TOTAL	POUPANÇA PRIVADA	POUPANÇA PÚBLICA	POUPANÇA EXTERNA	POUPANÇA TOTAL
1992	17,0%	1,0%	1,0%	19,0%	17,0%	1,0%	1,5%	19,5%
1993	16,0%	1,0%	1,0%	18,0%	14,0%	3,0%	1,5%	18,5%
1994	14,0%	2,0%	1,5%	17,5%	14,0%	3,5%	1,5%	19,0%
1995	14,0%	2,5%	1,5%	18,0%	15,0%	3,5%	2,0%	20,5%
1996	14,0%	2,5%	1,5%	18,0%	15,5%	3,5%	2,0%	21,0%
1997	14,0%	4,0%	1,5%	19,5%	15,5%	4,0%	2,0%	21,5%
1998	14,5%	4,0%	1,5%	20,0%	16,0%	4,0%	2,0%	22,0%
1999	15,0%	4,0%	1,5%	20,5%	16,0%	4,0%	2,0%	22,0%
2000	15,0%	4,0%	1,5%	20,5%	16,0%	4,5%	2,5%	23,0%
2001	15,0%	4,0%	1,5%	20,5%	16,0%	4,5%	2,5%	23,0%
2002	15,0%	4,0%	1,5%	20,5%	16,0%	4,5%	2,5%	23,0%

Em todos os cenários admite-se que a tarifa média anual de fornecimento de energia elétrica atinja US\$ 81/MWh (US\$ 67/MWh ex-imposto) em 1994 ou 1995.

As características do fornecimento de energia elétrica, de faturamento a cada 30 dias, faz com que a tarifa estabelecida só vigore integralmente para todos os consumidores 30 dias após sua publicação. O calendário de faturamento acresce mais 15 dias e o prazo de recebimento outros tantos, fazendo com que a receita proveniente totalmente de nova tarifa, chegue à empresa com um descompasso de 50 a 60 dias, já enormemente deteriorada, em função do processo inflacionário.

O cenário com a recuperação tarifária para US\$ 81/MWh é facilitado pela queda da inflação anual.

A tarifa ainda é influenciada por dois fatores: a composição do mercado e a estrutura tarifária (tarifas por classe e tensão).

A flexibilização da estrutura tarifária e a discussão dos objetivos dos subsídios a consumidores, deve abrir espaço para a elevação da tarifa média, sem a majoração de todo conjunto de tarifas, uma vez que esta majoração se faz com grande dificuldade política.

Ainda que ligeira, a maior participação do consumo residencial na década de 90, deverá favorecer a elevação da tarifa média, devido ao maior preço pago pelo consumidor residencial.

As concessionárias ainda poderão melhorar sua rentabilidade, através do aumento da tarifa média implantando programas de conservação nos mercados de menor preço, como iluminação pública.

## 8.2 CONSIDERAÇÕES DOS PARÂMETROS EMPRESARIAIS

### *AUTOPRODUÇÃO*

A autoprodução se beneficia por ser atividade meio de uma unidade produtiva. No caso de geração térmica, os custos fundiários e dos serviços de apoio podem ser considerados nulos, pois são geralmente imputados nos custos da atividade fim. Além disso, não havendo necessidade de comercialização e de instalações de transmissão e distribuição (quando a autoprodução se localiza junto a carga), e sendo ainda nulas as perdas, o custo da autoprodução térmica pode tornar-se atraente, dependendo das condições locais de cada projeto.

Após 1988, com a instituição da taxa de utilização de recursos hídricos, a geração termelétrica teve sua competitividade aumentada. Hoje, dependendo da liberação de importações e com a redução das alíquotas de importação, esta fonte de geração pode ser competitiva para a produção de energia elétrica no Brasil.

No entanto, a economicidade dos projetos é fortemente dependente do custo do combustível. Excluída a biomassa proveniente de atividades em que haja co-geração onde o combustível tem custo nulo (utilização de resíduos da produção), a energia termelétrica é dependente dos preços do petróleo.

Nesta perspectiva, a biomassa e o gás natural devem penetrar na produção de energia elétrica por intermédio dos autoprodutores, motivados principalmente pelo inevitável aumento do nível das tarifas.

O equacionamento da intermediação das poupanças para investimento no Setor Elétrico provavelmente aumentará a participação da geração térmica no Brasil, sem afetar significativamente o predomínio da energia hidráulica.

Pode-se estimar que o setor privado deverá investir, durante esta década, em autoprodução US\$ 1,2 a US\$ 1,4 bilhões, dependendo da performance da economia, para suprir perto de 8% do consumo global de energia elétrica. Dois terços desta produção destinar-se-á ao consumo próprio e um terço será vendida para as concessionárias.

A venda de autoprodutores para concessionárias representa uma nova modalidade de equacionar a oferta de eletricidade no Brasil.

Para os autoprodutores dois fatores técnicos reduzem seu custo unitário, com a implementação de um contrato de venda de energia elétrica com as concessionárias. Primeiro, a venda do excedente corresponde a um ganho efetivo de escala na seleção de investimentos e operação de suas instalações. Segundo, porque tendo suas instalações projetadas para serem ligadas a rede, o investimento em reserva de geração pode ser evitado e a energia correspondente comprada da concessionária.

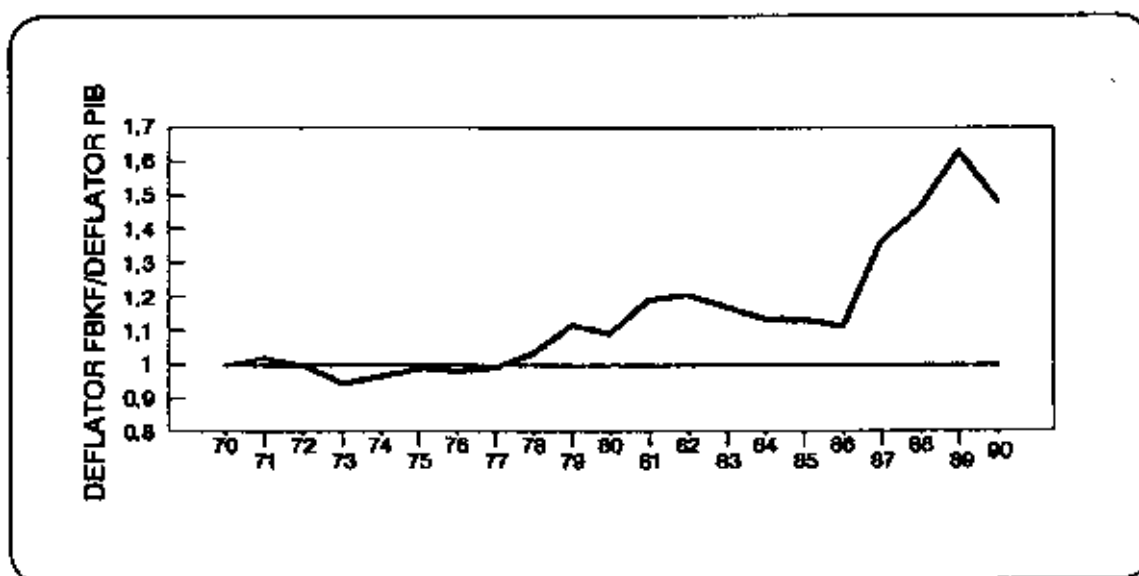
No entanto, esta maior participação dos autoprodutores exigirá modificações institucionais para incentivar a autoprodução e para implementar estes contratos.

Para as concessionárias, o aumento da autoprodução - sendo competitivo o preço de venda do excedente - permite ao conjunto das empresas de energia elétrica adiar investimentos e ainda manter-se em patamares mais baixos do custo marginal de expansão do sistema, aumentando a sua lucratividade.

### **CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO**

A impossibilidade de estabelecer uma tarifa que remunere adequadamente os investimentos, impõe às empresas de energia elétrica um forte esforço de aumento da produtividade a fim de satisfazer as necessidades de energia elétrica. Este aumento deve ser procurado nos investimentos do Setor Elétrico (capital), onde se observa o aumento do conjunto dos preços relativos dos bens e serviços que compõem a FBKF, em relação ao conjunto dos bens que compõem o PIB, principalmente durante os anos oitenta.

#### **EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DA FBKF EM RELAÇÃO AOS DA ECONOMIA**



Com relação aos aumentos da produtividade do trabalho, verifica-se que nos anos oitenta a relação energia comercializada por empregado, teve um aumento médio de 4,7% ao ano. Desta maneira é possível sair do patamar de 1075 MWh por empregado em 1991, para atingir valores superiores a 1.500 MWh por empregado no ano 2000.

Com isto deve-se obter um crescimento de apenas 9 ou 16% do pessoal ocupado, comparado com um crescimento de consumo de 50 ou 64% para os cenários analisados.

As despesas de pessoal crescerão em torno de 16% em decorrência da queda da inflação para taxas inferiores a 20% ao ano. Os cenários econômicos consideram atingir este patamar de inflação em 1995. A partir desta data, haverá uma tendência de maiores despesas, para fazer face à especialização da mão de obra que se julga necessária para atingir os níveis de produtividade desejados. Resultando então que a despesa anual com o pessoal atinja US\$ 18.000 por empregado no ano 2000.

A compensação financeira do uso de recursos hídricos, no valor de 6% da energia gerada, as despesas correntes de pessoal, material, serviços e outros somam US\$ 22 e US\$ 23, conforme o cenário, por MWh comercializado. Estes valores são decrescentes com a inserção de novos empreendimentos.

Outros aumentos de produtividade são necessários, como a redução das perdas no sistema nos próximos anos. No ano 2000, esta redução de perdas equivale ao incremento anual médio de mercado na década.

Os investimentos para reduzir as perdas, competitivos com os de oferta de energia elétrica, aumentam a qualidade do serviço e tem prazo de maturação inferior ao de oferta de energia elétrica. Assim, programando sua realização de maneira integrada com a expansão de oferta, seu benefício é imediato.

## 9. PERSPECTIVAS DO FINANCIAMENTO SETORIAL

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

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

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

### COMPOSIÇÃO DO FINANCIAMENTO DO SETOR ELÉTRICO POUPANÇA EM % DO TOTAL

ANOS	CENÁRIO II					CENÁRIO III				
	PRÓPRIA	PRIVADA	PÚBLICA	EXTERNA	TOTAL	PRÓPRIA	PRIVADA	PÚBLICA	EXTERNA	TOTAL
1992	38%	55%	3%	4%	100%	52%	43%	2%	3%	100%
1993	69%	27%	1%	4%	100%	66%	31%	1%	2%	100%
1994	62%	32%	1%	5%	100%	60%	35%	1%	4%	100%
1995	59%	36%	1%	4%	100%	63%	31%	0	6%	100%
1996	56%	39%	1%	4%	100%	59%	36%	0	6%	100%
1997	59%	35%	2%	4%	100%	61%	33%	0	6%	100%
1998	62%	32%	2%	4%	100%	59%	35%	0	6%	100%
1999	62%	32%	2%	4%	100%	60%	35%	0	6%	100%
2000	61%	33%	2%	4%	100%	59%	34%	0	7%	100%
2001	59%	36%	2%	4%	100%	60%	33%	0	7%	100%
2002	59%	36%	2%	4%	100%	60%	33%	0	7%	100%

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

Para a efetiva recuperação da poupança própria setorial é necessário, além da elevação do nível tarifário e da realização dos mercados projetados, que a dívida setorial seja renegociada de modo a limitar o fluxo de pagamento de juros (da dívida atual e dos novos empréstimos), em US\$ 3,0 bilhões de dólares anuais até o ano 2000.

O pagamento de impostos e taxas federais - Imposto de Renda, Contribuição Social, Pis-Pasep, Finsocial - pelo Setor Elétrico, devido à alíquota atual do imposto de renda e aos níveis baixos previstos de inflação, tendem a comprimir fortemente a geração de poupança própria.

As empresas de energia elétrica deverão recolher, anualmente, entre US\$ 300 milhões, em 1992, e US\$ 2,7 bilhões ou mais em 2000 para o Governo Federal. Para os Estados e Municípios, principalmente devido ao ICMS, o recolhimento anual deverá evoluir de US\$ 2,7 bilhões a mais de US\$ 5 bilhões em 2000.

A geração de poupança própria nos níveis previstos de até US\$ 6 bilhões no ano 2000, pressupõe também, aumentos de produtividade do capital e do trabalho, conforme comentado no capítulo de considerações sobre parâmetros empresariais.

As necessidades de recursos para fazer face ao crescimento do mercado, exigem que o Setor Elétrico recorra a poupanças extra-setoriais em níveis próximos de 40% da poupança total nos próximos anos.

É preciso que se compreenda a distinção da análise do ponto de vista da poupança da soma dos recursos por fonte. A poupança utiliza o fluxo líquido, ou seja, as transferências deduzidas das amortizações devolvidas pelo Setor Elétrico.

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

Historicamente parte importante dessa poupança foi viabilizada através do empréstimo compulsório à ELETROBRÁS, para o qual foram instituídos prazos e taxas de retorno compatíveis com a características do Setor Elétrico. A previsão de término dessa fonte de recursos, já em 1993, aumenta as incertezas quanto às possibilidades de financiamento dos investimentos previstos através de poupança privada.

Vale dizer que a RGR nos moldes estabelecidos pela nova legislação volta a ser um importante mecanismo de financiamento intra-setorial de recursos, uma vez que a acumulação de lucros pelas empresas concessionárias não coincide com a distribuição ótima dos investimentos, sob critérios de alocação adequados a um sistema elétrico de base hidráulica interligado.

Um instituto de grande potencialidade, mas que requer reordenamento é a contribuição de consumidores. A generalização desse mecanismo para o universo dos consumidores permitiria a fixação de tetos de consumo por categorias de consumidores, acima dos quais os mesmos deveriam estar dispostos a

pagar uma contribuição direta ao plano de expansão, eventualmente sob a modalidade de participação acionária.

Adicionalmente, a criação junto aos bancos brasileiros, de linhas de crédito compatíveis com os investimentos de energia elétrica, deve ser buscada, assim como deve ser incentivada também a formação de consórcios entre a ELETROBRÁS, concessionárias e grupos privados para a execução das obras.

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

De qualquer modo, a garantia de que a tarifa de energia elétrica não estará sujeita a oscilações que comprometam a rentabilidade futura dessas aplicações e de investimentos privados diretos no Setor Elétrico tem de ser reafirmada pelo Governo Federal.

Espera-se que uma parte dos capitais privados se destinem à autoprodução, que atenderá ao próprio consumo e venderá uma parte de sua produção aos concessionários de serviço público.

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

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

A contribuição prevista para a poupança pública nos investimentos, pressupõe além do sucesso desse esforço, a participação dos estados nos novos investimentos das concessionárias e uma negociação das amortizações dos Avisos MF.

A poupança pública alcança no máximo cerca de US\$ 200 milhões e em outro cenário ela é nula a partir de 1995. Deve-se chamar atenção para o fato de que a poupança pública nula implica em um aporte de recurso do Tesouro igual às amortizações das dívidas das concessionárias com o próprio Tesouro (Avisos MF).

Com relação à poupança externa, a captação de recursos junto a agências de crédito depende da solução das dívidas externa e intra-setorial e da recuperação tarifária.

O Banco Mundial (BIRD) tem insistido na recuperação tarifária para os valores praticados em 1988, como condição para novos financiamentos. Segundo relatório conjunto da Divisão de Infra-Estrutura e Energia do BIRD e da OLADE, durante a década de 80, o banco financiou pouco mais de 4% dos investimentos totais em energia elétrica na região. Caso os financiamentos ocorram conforme a programação atual e os Países realizem os investimentos estimados, a proporção se reduzirá para 1% a 2% durante a metade da década de 90.

A participação da poupança externa na poupança utilizada pelo Setor Elétrico, que deve situar-se perto de 4% do total no ano 2000, pressupõe portanto além de um quadro econômico estável, a execução de uma política tarifária realista.

Em 1991 e 1992 verificou-se um maior fluxo de capitais proveniente dos mercados europeu e norte-americano para a América Latina, sob a forma de debêntures de juros fixos, bem como, em menor escala, de captação através de "ADR's" (American Depositary Receipts).

A recessão norte-americana e as baixas taxas de juros pagas aos investidores, estimularam nos últimos anos movimento de capitais na busca de melhor rendimento, como oferecido por Países em desenvolvimento.

Além disso, tem sido observado o retorno de capitais nacionais aplicados no exterior quando se viabilizam os programas de estabilização e modernização econômica.

O capital externo de risco, tem assumido posições significativas nos investimentos em telecomunicações e energia em Países como o México, Argentina, Venezuela, Chile e Índia. Para que esses investimentos se concretizem, é necessário um quadro econômico com regras estáveis e que os empreendimentos ofereçam taxas de remuneração compatíveis com o risco envolvido.



**FINANCIAMENTO DO INVESTIMENTO DO SETOR ELÉTRICO  
ALOCÇÃO DE POUPANÇAS - US\$ MILHÕES**

ANOS	PRÓPRIA	PRIVADA	PÚBLICA	EXTERNA	TOTAL
<b>CENÁRIO II</b>					
1992	1.632	2.350	115	154	4.251
1993	3.717	1.435	40	198	5.390
1994	4.081	2.135	81	305	6.602
1995	4.496	2.753	105	314	7.668
1996	4.750	3.278	110	329	8.467
1997	5.124	3.067	185	346	8.722
1998	5.434	2.795	194	363	8.786
1999	5.888	3.074	203	381	9.546
2000	6.304	3.428	214	400	10.346
2001	6.683	4.096	224	420	11.423
2002	7.105	4.327	235	442	12.109
<b>CENÁRIO III</b>					
1992	2.275	1.916	99	119	4.409
1993	3.603	1.709	62	125	5.499
1994	4.423	2.588	76	327	7.414
1995	4.770	2.371	0	458	7.599
1996	5.037	3.069	0	485	8.591
1997	5.439	2.895	0	514	8.848
1998	5.747	3.420	0	545	9.712
1999	6.222	3.588	0	578	10.388
2000	6.643	3.814	0	766	11.223
2001	7.041	3.876	0	812	11.729
2002	7.464	4.076	0	861	12.401

Poupança total para autoprodutores (Investimento) e concessionários  
(Investimento e Capital de Giro).

## 10. EQUIPE

### EDIÇÃO

Assessoria de Planejamento Financeiro - DFP

### COORDENAÇÃO

Fabio Gino Francescutti

### EQUIPE TÉCNICA

Denizart do Rosário Almeida, Luiz Eyer de Araujo, Nelson Leon, Paulo dos Santos Rocha e Alfredo Maciel da Silveira

### AUXÍLIO TÉCNICO

Jorge Wilson Rodrigues Sampaio

### DATILOGRAFIA

Antonio Carlos S. Pinto, Glorinha Gonçalves, Elizabeth Ferreira Pimentel

### REVISÃO E CORREÇÃO

Maria das Graças Pires Mascarenhas

### COLABORADORES

Técnicos da Diretoria Financeira, da Diretoria de Planejamento e das demais empresas do Setor Elétrico.

### EDITORAÇÃO

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