

RETROSPECTO DA POLITICA NUCLEAR NO BRASIL
E PERSPECTIVAS DE UTILIZAÇÃO DE
PEQUENAS CENTRAIS NUCLEARES - PCNs -
NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

AREA INTERDISCIPLINAR DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS
ENERGÉTICOS - AIPSE

FACULDADE DE ENGENHARIA MECANICA - FEM

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

AUTOR : EDMILSON MOUTINHO DOS SANTOS

ORIENTADOR : SÉRGIO VALDIR BAJAY

38/92

CAMPINAS - 1992

BRASIL

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

SCPG-Planejamento de Sistemas Energéticos

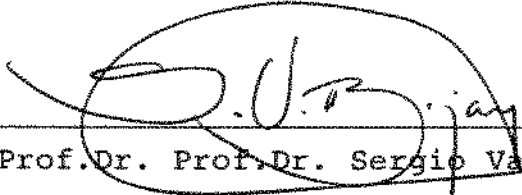
Tese de: MESTRADO

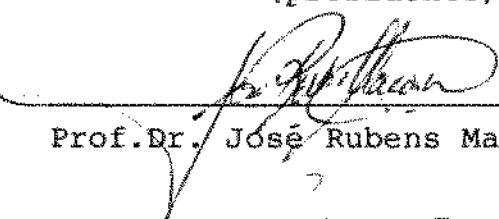
Título da Tese: "RETROSPECTO DA POLITICA NUCLEAR NO BRASIL
E PERSPECTIVAS DE UTILIZAÇÃO DE PEQUENAS
CENTRAIS NUCLEARES - PCNs - NO SISTEMA
ELÉTRICO BRASILEIRO".

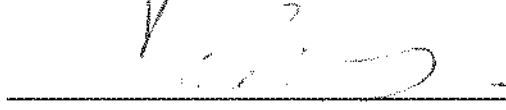
Autor: EDMILSON MOUTINHO DOS SANTOS

Orientador: Prof.Dr. Sergio Valdir Bajay

Aprovado por


Prof.Dr. Prof.Dr. Sergio Valdir Bajay
(presidente)


Prof.Dr. José Rubens Maiorino


Prof.Dr. Newton Muller Pereira

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL
DA TESE DEFENDIDA POR Edmilson Moutinho dos Santos
E APROVADA PELA
COMISSÃO JULGADORA EM 26 / 02 / 92.

Campinas, 26de fevereiro de 1992


ORIENTADOR

A meus pais, Nelson e Leonette,
os quais sempre acreditaram em mim.

A Liliane Maria de Sousa, cujo amor forneceu-me
a última energia necessária para o final desse trabalho

A Marli Bertelli, uma pessoa que, de certa forma,
participou intensamente do processo que
culminou nesta dissertação

AGRADECIMENTOS

Aos meus amigos Bajay e Maiorino,
por toda a orientação e paciência.

As minhas amigas Márcia e Neusa,
que têm sabido aturar-me com muita delicadeza.

Aos colegas da AIPSE/UNICAMP, especialmente,
Arnaldo, Januzzi, Sinclair,
Gilberto, Veirano, Márcio, Bernardino, Djalma,
Sinício, André Ferreira, Ennes,
Martinez e o distante, mas não menos lembrado, Assis.
Sei que esta lista é incompleta e, a priori, peço perdão.

Aos colegas do IPEN, também muito importantes,
Nanami, May, Marcelo, Nelson, Rossini e Alfredo.
Os quais me aceitaram em seu meio,
mesmo eu tendo uma formação completamente diferente

A Roberto Hukai e Diomedes,
que aturaram por quase um ano um regime de excessão

A Fireddu,
um amigo muito distante,
mas que, em um momento crítico,
deu um estímulo final para que
eu retomasse este trabalho

A COPESP e ao IPEN
pelo apoio ao longo de todos esses anos

A UNICAMP
que me recebeu com respeito, mesmo tendo
uma proposta de trabalho que contrariava
as suas posições iniciais

"Quem conhece a sua ignorância
Revela a mais alta sapiência.
Quem ignora a sua ignorância
Vive na mais profunda ilusão.
Não sucumbe à ilusão
Quem conhece a ilusão como ilusão.
O sábio conhece o seu não-saber
E essa consciência do não-saber
O preserva de toda a ilusão"

(LAO-TSE)

SUMARIO

Com a crise que abalou a energia nuclear no plano internacional e, igualmente, no Brasil, as iniciativas de trabalhos que pudessem reintroduzir novos pontos de referência para o setor escassezaram.

Assim, o objetivo principal deste trabalho é focar as novas perspectivas da energia nuclear e suas possibilidades enquanto fonte de geração de energia elétrica em grande escala, competitiva e segura em seus mais diversos aspectos.

Para tanto, surgem dois pontos-chaves a serem analisados, quais sejam: (i) qual será o papel reservado no futuro à energia nuclear, enquanto fonte de produção de energia elétrica em larga escala; (ii) quais deverão ser as modificações a serem realizadas em relação ao quadro atual, para viabilizar esta importante opção energética.

Uma vez revisto o novo quadro da energia nuclear a nível internacional, verifica-se a conveniência e a viabilidade de se definir uma nova fase para a política nuclear brasileira, baseando-se, principalmente, no desenvolvimento de novas tecnologias e conceitos de reatores de pequeno porte: as PCNs.

Um programa nuclear com base no desenvolvimento de PCNs no país permitiria um alinhamento dos interesses que procuram estar de acordo com o "estado-da-arte" da energia nuclear nos principais países desenvolvidos, com os objetivos históricos de domínio da tecnologia nuclear.

ABSTRACT

As a consequence of the international crisis in the nuclear industry, the accademical works that could contribute to new bases for nuclear energy in Brazil have been scarce.

This thesis highlights the nuclear energy perspectives to regain a prominent place in the world energy mix, as a competitive and safe energy source.

There are several recent developments, including advances in reactor design, improvements in the regulatory process and the development of a more flexibly national energy plan that encourage the retaking of nuclear energy for the 90's.

Just considering the current international changes in the nuclear power features in the developed countries, it is assessed the suitability and feasibility of defining a new nuclear policy in Brazil, based on the development of small and medium nuclear power reactors - SMNPR.

The SMNPR's may be a good nuclear strategy for Brazil to develop a national and evolutionary reactor design with several improvements in safety, by means of passive safety systems. This reactor may play a significant role in the brazilian electrical system in the long term.

INDICE

CAPITULO 1 - INTRODUÇÃO

1.1	Considerações iniciais	1
1.2	Críticas à indústria nuclear nos Estados Unidos	2
1.3	Comportamento da energia nuclear fora dos Estados Unidos	12
1.4	O futuro da energia nuclear	16
1.5	Objetivos do trabalho	37
1.6	Plano da dissertação	40

CAPITULO 2 - RETROSPECTIVA DA POLITICA E DO PLANEJAMENTO DO SETOR NUCLEAR NO BRASIL

2.1	Os primórdios da "Era Nuclear"	45
2.2	Os desenvolvimentos do após-guerra	51
2.3	O programa norte-americano "Átomos para a Paz" ...	59
2.4	A maturidade da geração nuclear de energia elétrica a nível mundial	67
2.5	Planejando a instalação da primeira usina nuclear no país	69
2.6	O Acordo Nuclear entre o Brasil e a Alemanha	75
2.7	O "Programa Autônomo de Tecnologia Nuclear" e os desenvolvimentos recentes do setor nuclear no Brasil	84

CAPITULO 3 - O ESTADO DA ARTE DE CENTRAIS NUCLEARES DE PEQUENO E MÉDIO PORTE - PCNs

3.1	Considerações iniciais	98
3.2	Questões relativas à segurança	105
3.3	Apresentação de algumas experiências internacionais	108
3.4	Considerações finais	169

CAPITULO 4 - ASPECTOS BASICOS PARA O PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTENCIA

4.1	Considerações iniciais	174
4.2	A estrutura atual do planejamento do setor elétrico brasileiro	178
4.3	Apresentação da metodologia para a análise da competitividade de PCNs no sistema elétrico brasileiro	185
4.4	Considerações de macro-política energética para a análise da demanda de energia elétrica	188
4.5	Aspectos conceituais e principais variáveis que determinam a competitividade das fontes primárias para a produção de energia elétrica	193
4.6	Mapeamento dos custos marginais de expansão do sistema elétrico brasileiro	214
4.7	Uso dos custos marginais na análise de viabilidade econômica de um projeto energético	215

CAPITULO 5 - DIMENSIONAMENTO DAS FONTES DE GERAÇÃO E PREÇOS DE REFERENCIA

- 5.1 Considerações iniciais223
- 5.2 Aspectos teóricos para o dimensionamento da223
capacidade de geração de um recurso energético
- 5.3 Avaliação energética do potencial brasileiro225
de geração de energia
- 5.4 Estudos recentes sobre a competitividade de248
usinas nucleares a nível internacional
- 5.5 Competitividade de reatores de pequeno e272
médio porte - PCNs

CAPITULO 6 - POSSIBILIDADES DE USO DE PCNS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO - ANÁLISE DOS SISTEMAS ISOLADOS

- 6.1 Considerações iniciais289
- 6.2 Aspectos macroeconômicos e energéticos para290
as regiões que caracterizam os principais
sistemas isolados do país
- 6.3 Cenário econômico e energético mais provável296
para a Amazônia
- 6.4 Os principais sistemas elétricos isolados do303
Brasil
- 6.5 Possibilidades de penetração de PCNs nos352
sistemas isolados

CAPITULO 7 - POSSIBILIDADES DE USO DE PCNS NO SISTEMA
ELÉTRICO BRASILEIRO - ANÁLISE DOS SISTEMAS
INTERLIGADOS

7.1	Considerações iniciais	356
7.2	As estratégias de expansão da geração do Plano 2010 e as revisões de suas previsões quantitativas	357
7.3	As redes de transmissão	366
7.4	Análise integrada dos sistemas interligados de energia elétrica	373
7.5	Possibilidades de implantação de PCNs nos sistemas interligados	382

CAPITULO 8 - CONCLUSÕES & RECOMENDAÇÕES

8.1	Considerações iniciais	385
8.2	Alguns aspectos relativos ao Brasil	391
8.3	A nova ordem institucional do setor nuclear brasileiro	397
8.4	Recomendações	404

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	407
----------------------------------	-----

INDICE DE ABREVIACOES

ABB - ASEA - BROWN BOVERI

ABWR - *Advanced BWR*, versao avancada de um reator BWR, incorporando, principalmente, sofisticados sistemas de controle automatico e instrumentacao digital, alem de varios outros avancos em relacao a um BWR tradicional.

AEC - *Atomic Energy Commission*

AECL - *Atomic Energy of Canada Ltd.*

AIEA - Agencia Internacional de Energia Atomica

AP600 - *Advanced Passive PWR*, reator de 600 MWe da Westinghouse

APWR - *Advanced PWR*, versao avancada de um reator PWR, incorporando, principalmente, sofisticados sistemas de controle automatico e instrumentacao digital, alem de varios outros avancos em relacao a um PWR tradicional.

B&W - *Babcock & Wilcox*

BWR - *Boiling Water Reactor* - Reator de agua fervente refrigerado e moderado a agua leve, tendo como combustivel UO_2 .

CANDU - *Canadian Deuterium Uranium Reactor* - Linha de reatores de origem canadense refrigerado e/ou moderado a agua pesada. Utilizam tubos de pressao, calandria, sendo o seu combustivel o uranio natural.

CBTN - Cia. Brasileira de Tecnologia Nuclear

CDTN - Centro de Desenvolvimento de Tecnologia Nuclear

CE - *Combustion Engineering Inc.*

CEE - Comunidade Econômica Europeia

CEME - Comissão de Exportações de Materiais Estratégicos

CNEN - Comissão Nacional de Energia Nuclear

CNPq - Conselho Nacional de Pesquisas, atualmente denominado Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico

CNSG - *Consolidated Nuclear Steam Generator*, pequeno reator da B&W

CNSS - *Consolidated Nuclear Steam System*, pequeno reator da B&W

COPESP - Coordenadoria de Projetos Especiais

CSN - Conselho de Segurança Nacional

CSPN - Conselho Superior de Política Nuclear

DOE - *Department of Energy*

ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

ERDA - *Energy Research and Development Administration*

eV - elétron-volt, unidade de medida de energia utilizada na física das partículas.

GA - *General Atomics*

GCPS - Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema

GCOI - Grupo Coordenador da Operação Integrada.

GCRA - *Gas-Cooled Reactor Associates*

GE - *General Electric*

HTR-modular - High Temperature Reactor Modular, reator de alta temperatura alemão. Os reatores de alta temperatura são refrigerados a gás hélio e moderados a grafite, usando como combustível (U,Th)C₂ (dicarbonato de urânio tório)

IEA - Instituto de Energia Atômica de São Paulo.

IEN - Instituto de Energia Atômica

INB - Indústrias Nucleares do Brasil SA

INPO - *Institute for Nuclear Power Operation*

IPEN - Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares

IPR - Instituto de Pesquisas Radioativas

IRD - Instituto de Radioproteção e Dosimetria

ISER - *Intrinsically Safe and Economic Reactor*, reator japonês que adota tecnologia análoga ao PIUS.

ISIS - *Inherently Safe Immersed System*, reator italiano que adota tecnologia análoga ao PIUS.

KWU - *Kraftwerk Union*

LOCA - *Loss-of-Coolant Accident* - acidente de perda de refrigerante do primário

LWR - *Light Water Reactor* - constituem os reatores refrigerados e moderados a água leve. Os principais LWRs são os PWRs e os BWRs.

MARS - *Multipurpose Advanced Reactor inherently Safe*, reator de pequeno porte desenvolvido pela Universidade "La Sapienza" de Roma.

MHTGR - *Modular High Temperature Gas-cooled Reactor*, reator de alta temperatura norte-americano

MITI - *Ministry for International Trade and Industry*

MME - Ministério das Minas e Energia

MS300 e MS600 - Reatores de pequeno porte da Mitsubishi

NEA - *Nuclear Energy Agency* - órgão consultor da OCDE para assuntos de energia nuclear

NES - *National Energy Strategy*

NPI - *Nuclear Power International*, "joint-venture" formada em 1989 pela FRAMATOME francesa e a Siemens/KWU alemã.

NRC - *Nuclear Regulatory Commission*

NUCLAM - Subsidiária da NUCLEBRAS para prospecção de minérios

NUCLEBRAS - EMPRESAS NUCLEARES BRASILEIRAS SA.

NUCLEI - Subsidiária da NUCLEBRAS para enriquecimento a jato-centrífugo

NUCLEMON - Subsidiária da NUCLEBRAS para exploração de areia monazítica

NUCI EN - Subsidiária da NUCLEBRAS para engenharia

NUCLEP - Subsidiária da NUCLEBRAS para equipamentos pesados

NUCON - Subsidiária da NUCLEBRAS para construção de reatores nucleares

NUSTEP - Subsidiária da NUCLEBRAS para o enriquecimento - empresa constituída na Alemanha e dona da patente do processo de jato centrífugo

OCDE - Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico

ONU - Organização das Nações Unidas

PATN - Programa Autônomo de Tecnologia Nuclear

PCH - Pequena Central Hidroelétrica

PCN - Pequena Central Nuclear (definida como uma central de até 600 MWe.

PHWR - *Pressurized Heavy Water Reactors* - reator pressurizado, refrigerado e/ou moderado a água pesada. Usa como combustível o urânio natural.

PIUS - *Process Inherent Ultimate Safe*, reator de pequeno porte da ABB-ATOM

PWR - *Pressurized Water Reactors* - reator de água pressurizada, refrigerado e moderado a água leve, tendo como combustível UO_2 enriquecido.

Pu - plutônio

RBMK - reator de tecnologia soviética, refrigerado a gás, padronizado em 1000 e 1500 MWe.

RENAP-11 - Reator Nacional de Água Pressurizada do tipo PWR, de 11 MWe

RENAP-100 - Reator Nacional de Água Pressurizada do tipo PWR de 100 MWe

RRA - *Rolls Royce and Associates Ltd.*

SBWR - *Small Simplified Safe BWR*, reator de 600 MWe da GE

S&W - *Stone & Webster Eng. Corp.*

SIR - *Safe Integral Reactor*, reator de pequeno porte de um consórcio de empresas inglesas e norte-americanas

TNP - Tratado de Não-Proliferação de Armas Nucleares.

U^{235} - isótopo de urânio com peso atômico 235, constitui 0,7% do urânio encontrado na natureza

U^{238} - isótopo de urânio com peso atômico 238, constitui 99,3% do urânio encontrado na natureza.

UKAEA - *United Kingdom Atomic Energy Authority*

USCEA - *U.S. Council for Energy Awareness*

VVER - reator de tecnologia soviética análogo ao PWR ocidental, padronizado em 230 e 400 MWe.

INDICE DE TABELAS

CAPITULO 1

TABELA 1.1 - CUSTO DE CENTRAIS NUCLEARES NOS ESTADOS UNIDOS (US\$ 1983)	...	5
TABELA 1.2 - TEMPOS MEDIOS DE CONSTRUÇÃO DE REATORES NUCLEARES COLOCADOS EM ATIVIDADE NO PERIODO 1981 - 1987	...	6
TABELA 1.3 - CUSTO MÉDIO DE O & M DE CENTRAIS TÉRMICAS - 1983 & 1987	...	6
TABELA 1.4 - FATOR DE CAPACIDADE MÉDIO DE USINAS NUCLEARES, POR PAÍS	...	7
TABELA 1.5 - REATORES NUCLEARES MAIS EFICIENTES EM 1987	...	8
TABELA 1.6 - MERCADO INTERNACIONAL DE REATORES NUCLEARES PARTICIPAÇÃO DOS ESTADOS UNIDOS	...	15
TABELA 1.7 - CUSTO ESTIMADO DA ELETRICIDADE GERADA POR CENTRAIS ELÉTRICAS COM INÍCIO DE OPERAÇÃO NO ANO 2000	...	25
TABELA 1.8 - TENDÊNCIAS DE DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA NUCLEAR NOS PRINCIPAIS BLOCOS DE PAÍSES	...	34

CAPITULO 2

TABELA 2.1 - EMPRESAS DO SETOR NUCLEAR CRIADAS DEVIDO AO ACORDO ENTRE BRASIL E ALEMANHA	...	77
TABELA 2.2 - ASPECTOS CIENTÍFICOS E TECNOLÓGICOS DO CENTRO EXPERIMENTAL DE ARAMAR	...	86

CAPITULO 3

TABELA 3.1 - REATORES DE PEQUENO E MÉDIO FORTE EM DESENVOLVIMENTO NO MUNDO	...	102
TABELA 3.2 - OBJETIVOS ALMEJADOS PELO AP600	...	111
TABELA 3.3 - PRINCIPAIS SIMPLIFICAÇÕES INCORPORADAS NO PROJETO AP600	...	113
TABELA 3.4 - CARACTERÍSTICAS TECNOLÓGICAS INCORPORADAS NO AP600	...	114

TABELA 3.5 - PRINCIPAIS SISTEMAS PASSIVOS INCORPORADOS NO AP600	... 116
TABELA 3.6 - COMPARAÇÃO DOS SISTEMAS & COMPONENTES PRINCIPAIS EM REATORES TIPO BWR - ABWR - SBWR	... 121
TABELA 3.7 - SIMPLIFICAÇÕES DO PROJETO SBWR	... 122
TABELA 3.8 - OUTRAS CARACTERÍSTICAS TECNOLÓGICAS INCORPORADAS NO SBWR	... 123
TABELA 3.9 - PRINCIPAIS SISTEMAS PASSIVOS INCORPORADOS NO SBWR	... 124
TABELA 3.10 - PROJETO TSP NÍVEIS DE REQUERIMENTOS	... 129
TABELA 3.11 - CARACTERÍSTICAS TECNOLÓGICAS INCORPORADAS NO SIR	... 135
TABELA 3.12 - PRINCIPAIS SISTEMAS PASSIVOS INCORPORADOS NO SIR	... 137
TABELA 3.13 - PRINCIPAIS SISTEMAS PASSIVOS INCORPORADOS NO CANDU 3	... 142
TABELA 3.14 - PRINCIPAIS SISTEMAS PASSIVOS INCORPORADOS NO MARS	... 147
TABELA 3.15 - PRINCIPAIS SISTEMAS ATIVOS INCORPORADOS NO MS-600	... 149
TABELA 3.16 - PRINCIPAIS SISTEMAS PASSIVOS INCORPORADOS NO MS-600	... 150
TABELA 3.17 - FAMÍLIA DE REATORES TIPO PIUS	... 157
TABELA 3.18 - PROTÓTIPOS DE REATORES DE ALTA TEMPERATURA	... 161
TABELA 3.19 - PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO HTR-MODULAR E DO MHTGR (Plantas de Referência)	... 166
TABELA 3.20 - PRINCIPAIS PROJETOS DE PCNs PROPOSTOS	... 172
TABELA 3.21 - QUADRO COMPARATIVO ENTRE OS PRINCIPAIS PROJETOS DE PCNs (SISTEMAS PASSIVOS INCORPORADOS)	... 173

CAPÍTULO 4

TABELA 4.1 - CENÁRIO INTERNACIONAL MAIS PROVÁVEL - TRAÇOS MARCANTES	... 191
---	---------

TABELA 4.2 - CENARIO NACIONAL MAIS PROVAVEL - TRAÇOS MARCANTES	... 192
TABELA 4.3 - CUSTOS MARGINAIS DE EXPANSÃO OBTIDOS PELO DESELF (Região Norte-Marabá)	... 217
TABELA 4.4 - CUSTOS MARGINAIS DE EXPANSÃO OBTIDOS PELO DESELF (Região Norte-Cuiabá)	... 217
TABELA 4.5 - CUSTOS MARGINAIS DE EXPANSÃO OBTIDOS PELO DESELF (Região Nordeste)	... 218
TABELA 4.6 - CUSTOS MARGINAIS DE EXPANSÃO OBTIDOS PELO DESELF (Região SE / C.Oeste)	... 218
TABELA 4.7 - CUSTOS MARGINAIS DE EXPANSÃO OBTIDOS PELO DESELF (Região Sul)	... 219
TABELA 4.8 - CUSTOS MARGINAIS DE EXPANSÃO OBTIDOS PELO DESELF (Região Sistemas Isolados)	... 219
TABELA 4.9 - CUSTOS MARGINAIS DE EXPANSÃO OBTIDOS PELO DESELF (Região Brasil Integrado)	... 220

CAPITULO 5

TABELA 5.1 - POTENCIAL HIDROELÉTRICO BRASILEIRO (US\$ - Jun./90)	... 227
TABELA 5.2 - CUSTOS UNITARIOS DE GERAÇÃO TÍPICOS PARA PCHs (US \$ - JUN/90)	... 228
TABELA 5.3 - POTENCIAL DE GERAÇÃO TERMOELÉTRICA A CARVÃO	... 230
TABELA 5.4 - USINAS TERMOELÉTRICAS A CARVÃO CUSTOS DE GERAÇÃO DE REFERENCIA - UT CONVENCIONAL (US\$ - Jun./90)	... 231
TABELA 5.5 - USINAS TERMOELÉTRICAS A CARVÃO CUSTOS DE GERAÇÃO DE REFERENCIA - TECNOLOGIAS ALTERNATIVAS (US\$ - Jun./90)	... 232
TABELA 5.6 - USINAS TERMOELÉTRICAS A GAS NATURAL CUSTOS DE GERAÇÃO DE REFERENCIA (US\$ - Jun./90)	... 236
TABELA 5.7 - USINAS TERMOELÉTRICAS A ÓLEO COMBUSTIVEL CUSTOS DE GERAÇÃO DE REFERENCIA (US\$ - Jun./90)	... 238

TABELA 5.8 - USINAS TERMOELÉTRICAS A ÓLEO DIESEL CUSTOS DE GERAÇÃO DE REFERENCIA (US\$ - Jun./90)	... 239
TABELA 5.9 - CUSTO UNITARIO DE GERAÇÃO DE REFERENCIA PARA A USINA TERMOELÉTRICA DE PAULÍNIA (US\$ - Jun./90)	... 240
TABELA 5.10 - USINAS TERMOELÉTRICAS A BIOMASSA FLORESTAL CUSTOS DE GERAÇÃO DE REFERENCIA (US\$ - Jun./90)	... 242
TABELA 5.11 - USINAS TERMOELÉTRICAS A BAGAÇO DE CANA CUSTOS DE GERAÇÃO DE REFERENCIA (US\$ - Jun./90)	... 244
TABELA 5.12 - GERAÇÃO TERMONUCLEAR (Dados de Referência - US\$ - Jun./90)	... 246
TABELA 5.13 - CUSTO UNITARIO DE GERAÇÃO DAS PRINCIPAIS FONTES DE GERAÇÃO - QUADRO SINTÉTICO DAS FAIXAS DE INCERTEZA (US\$ - Jun./90)	... 247
TABELA 5.14 - ESTUDO DA USCEA - DESCRIÇÃO TÉCNICA	... 251
TABELA 5.15 - ESTUDO DA USCEA - ASPECTOS ECONÔMICOS E FINANCEIROS (US\$ - 1990)	... 252
TABELA 5.16 - ESTUDO DA USCEA - CUSTO DA ELETRICIDADE GERADA PARA PLANTAS COM INÍCIO DE OPERAÇÃO NO ANO 2000 (em cents de 1990 / kWh)	... 253
TABELA 5.17 - ESTUDO DA OECD/NEA - VALORES DE REFERENCIA - PAISES MEMBROS DA OCDE	... 255
TABELA 5.18 - ESTUDO DA OECD/NEA - VALORES DE REFERENCIA - PAISES NÃO-MEMBROS DA OCDE	... 256
TABELA 5.19 - ESTUDO DA OECD/NEA - CUSTO DE INVESTIMENTO EM USINAS NUCLEARES - PAISES MEMBROS DA OCDE (US\$/kWe - JAN./1987)	... 257
TABELA 5.20 - ESTUDO DA OECD/NEA - CUSTO DE INVESTIMENTO EM USINAS NUCLEARES - PAISES NÃO-MEMBROS DA OCDE (US\$/kWe - JAN./1987)	... 258
TABELA 5.21 - ESTUDO DA OECD/NEA - CUSTO TOTAL DE GERAÇÃO - CASO DE REFERENCIA - PAISES MEMBROS DA OCDE (US\$/MWh - JAN/1987)	... 260
TABELA 5.22 - ESTUDO DA OECD/NEA - CUSTO TOTAL DE GERAÇÃO - PARÂMETROS DE REFERENCIA - PAISES NÃO-MEMBROS DA OCDE (US\$/MWh - JAN/1987)	... 261

TABELA 5.23 - ESTUDO DA OECD/NEA - CUSTO TOTAL DE GERAÇÃO - PARÂMETROS ALTERNATIVOS - PAÍSES NÃO-MEMBROS DA OCDE (US\$/MWh - JAN/1987)	... 262
TABELA 5.24 - ESTUDO DA OECD/NEA - SENSIBILIDADE DA RELAÇÃO DE CUSTOS DE GERAÇÃO CARVÃO/NUCLEAR FRENTE A VARIAÇÕES NOS PARÂMETROS	... 264
TABELA 5.25 - ESTUDO DA OECD/NEA - CUSTO TOTAL DE GERAÇÃO EM PLANTAS DE GÁS NATURAL - CASO DE REFERÊNCIA PAÍSES MEMBROS DA OCDE (US\$/MWh - JAN/1987)	... 267
TABELA 5.26 - CENTRAIS NUCLEARES QUE OPERARAM COM MAIOR FATOR DE CAPACIDADE NO ANO DE 1990	... 277
TABELA 5.27 - PORCENTAGEM DE CAUSAS DE PERDAS NAS PLANTAS NUCLEARES EM 1987/88	... 278
TABELA 5.28 - FREQUÊNCIA DE DESLIGAMENTO DAS PLANTAS EM 1987/88	... 278
TABELA 5.29 - CUSTO DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE NOS ESTADOS UNIDOS (em US\$/MWh) (US\$ - 1990)	... 281
TABELA 5.30 - VARIAÇÕES DOS RISCOS ENVOLVIDOS NA INSTALAÇÃO DE REATORES NUCLEARES	... 284
TABELA 5.31 - ASPECTOS RELEVANTES PARA A COMPETITIVIDADE DAS PCNs	... 287

CAPÍTULO 6

TABELA 6.1 - CENÁRIO AMAZÔNICO MAIS PROVÁVEL - TRAÇOS MARCANTES	... 298
TABELA 6.2 - PREVISÃO DE CRESCIMENTO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA - CICLO DE PLANEJAMENTO DE 1991 - TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO (% aa)	... 303
TABELA 6.3 - SISTEMA MANAUS - TAXA DE CRESCIMENTO MÉDIA DO CONSUMO DE ELETRICIDADE (1970/1989)	... 305
TABELA 6.4 - SISTEMA MANAUS / ELETRONORTE ISOLADO PREVISÃO DE CRESCIMENTO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA CICLO DE PLANEJAMENTO DE 1991	... 308
TABELA 6.5 - SISTEMA MANAUS - POTÊNCIA TERMOELÉTRICA INSTALADA (em KW)	... 310
TABELA 6.6 - SISTEMA MANAUS - POTÊNCIA TERMOELÉTRICA A SER INSTALADA (em KW - Plano Decenal 1991/2000)	... 311

TABELA 6.7 - POPULAÇÃO E MIGRAÇÃO ESTADO DE RONDÔNIA 1980 / 1987	... 316
TABELA 6.8 - SISTEMA ACRE - RONDÔNIA PREVISÃO DE CRESCIMENTO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA CICLO DE PLANEJAMENTO DE 1991	... 324
TABELA 6.9- SISTEMA ACRE - RONDÔNIA PREVISÃO DE CRESCIMENTO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA CICLO DE PLANEJAMENTO DE 1991 (SISTEMA ELETRONORTE)	... 325
TABELA 6.10 - PARTICIPAÇÃO DE AUTO-PRODUTORES INDUSTRIAIS NO SISTEMA ELÉTRICO DE RONDÔNIA	... 332
TABELA 6.11 - PARTICIPAÇÃO DE AUTO-PRODUTORES INDUSTRIAIS NO SISTEMA ELÉTRICO DE RONDÔNIA	... 333
TABELA 6.12 - SISTEMA RONDÔNIA - POTENCIAL EXISTENTE DE PCHs (em kW)	... 334
TABELA 6.13 - SISTEMA RORAIMA - PREVISÃO DE CRESCIMENTO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA CICLO DE PLANEJAMENTO DE 1991	... 338
TABELA 6.14 - SISTEMA AMAPÁ - PREVISÃO DE CRESCIMENTO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA CICLO DE PLANEJAMENTO DE 1991	... 342
TABELA 6.15 - SISTEMA MATO GROSSO - CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DO SISTEMA	... 346
TABELA 6.16 - SISTEMA MATO GROSSO - OPÇÕES DE SUPRIMENTO	... 347
TABELA 6.17 - SISTEMA MATO GROSSO ISOLADO - PREVISÃO DE CRESCIMENTO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA CICLO DE PLANEJAMENTO DE 1991	... 348
TABELA 6.18 - SISTEMA MARANHÃO - CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DO SISTEMA	... 349
TABELA 6.19 - SISTEMA PARAÍBA - CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DO SISTEMA	... 350
TABELA 6.20 - SISTEMA TOCANTINS - CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DO SISTEMA	... 351

CAPÍTULO 7

TABELA 7.1 - BRASIL - EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA 1990 - 2000 (em MW)	... 360
---	---------

TABELA 7.2 - BRASIL - PREVISÃO DO CONSUMO TOTAL DE ENERGIA ELÉTRICA 1990/2000 (em TWh)	... 360
TABELA 7.3 - BRASIL - SISTEMA INTERLIGADO SE/CO/S - CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO DO MERCADO	... 361
TABELA 7.4 - BRASIL - SISTEMA INTERLIGADO N/NE - CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO DO MERCADO	... 361
TABELA 7.5 - PLANO DECENAL - 1991-2000 - ESTRATÉGIAS DO PLANO DE OBRAS PARA O PARQUE TERMOELÉTRICO	... 362
TABELA 7.6 - PLANO DECENAL - 1991-2000 - ESTRATÉGIAS DO PLANO DE OBRAS PARA O PARQUE HIDROELÉTRICO	... 363
TABELA 7.7 - BRASIL - PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO - DESELF - 2005/2025 - REQUISITOS DE ENERGIA (em MW-ano)	... 367
TABELA 7.8 - BRASIL - PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO - DESELF - 2005/2025 - REQUISITOS DE PONTA (em MW)	... 368
TABELA 7.9 - BRASIL - PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO - DESELF - 2005/2025 - EVOLUÇÃO DO PARQUE HIDROELÉTRICO - POTENCIA INSTALADA (em GW)	... 369
TABELA 7.10 - BRASIL - PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO - DESELF - 2005/2025 - EVOLUÇÃO DO PARQUE HIDROELÉTRICO - DISPONIBILIDADE DE ENERGIA FIRME (em GW-ano)	... 370
TABELA 7.11 - BRASIL - PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO - DESELF - 2005/2025 - EVOLUÇÃO DO PARQUE TERMOELÉTRICO - POTENCIA INSTALADA (em GW)	... 371
TABELA 7.12 - BRASIL - PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO - DESELF - 2005/2025 - EVOLUÇÃO DO PARQUE TERMOELÉTRICO - DISPONIBILIDADE DE ENERGIA FIRME (em GW-ano)	... 372
TABELA 7.13 - BRASIL - PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO - DESELF - 2005/2025 - EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO (em MW)	... 374

TABELA 7.14 - BRASIL - PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO -
DESELF - 2005/2025 - EVOLUÇÃO DOS FLUXOS INTER-
REGIONAIS (em MW-ano) ... 375

TABELA 7.15 - ESTRATÉGIAS AGREGADAS DE EXPANSÃO DA
GERAÇÃO E DA TRANSMISSÃO - REGIÃO SUL ... 377

TABELA 7.16 - ESTRATÉGIAS AGREGADAS DE EXPANSÃO DA
GERAÇÃO E DA TRANSMISSÃO - REGIÃO CENTRO OESTE ... 378

TABELA 7.17 - ESTRATÉGIAS AGREGADAS DE EXPANSÃO DA
GERAÇÃO E DA TRANSMISSÃO - SUDESTE ... 379

TABELA 7.18 - ESTRATÉGIAS AGREGADAS DE EXPANSÃO DA
GERAÇÃO E DA TRANSMISSÃO - SÃO PAULO ... 380

TABELA 7.19 - ESTRATÉGIAS AGREGADAS DE EXPANSÃO DA
GERAÇÃO E DA TRANSMISSÃO - SISTEMA INTERLIGADO N/NE ... 381

CAPÍTULO 8

TABELA 8.1 - ESTRUTURAS INSTITUCIONAIS DO SETOR NUCLEAR ... 402

INDICE DE FIGURAS

CAPITULO 2

FIGURA 2.1 - ORGANIZAÇÃO INSTITUCIONAL DO SETOR NUCLEAR ESTABELECIDADA PELO PROGRAMA NUCLEAR COM A ALEMANHA ... 79

FIGURA 2.2 - ORGANIZAÇÃO INSTITUCIONAL DO SETOR NUCLEAR ESTABELECIDADA PELO PRESIDENTE SARNEY ... 91

CAPITULO 3

FIGURA 3.1 - O AP600 DA WESTINGHOUSE ... 118

FIGURA 3.2 - COMPARAÇÃO ENTRE OS VASOS DE PRESSÃO DE UM REATOR DO TIPO SBWR E DE UM REATOR DO TIPO ABWR COM A MESMA CAPACIDADE DE 600 MWe ... 125

FIGURA 3.3 - O SBWR DA GENERAL ELECTRIC ... 126

FIGURA 3.4 - REATOR DO SISTEMA TRIGA - TSP ... 130

FIGURA 3.5 - SISTEMA NUCLEAR TRIGA - TSP PARA COGERAÇÃO ... 132

FIGURA 3.6 - REATOR HTR-100 DA HRB ALEMA ... 167

FIGURA 3.7 - REATOR MHTGR DA GENERAL ATOMICS (NORTE AMERICANA) ... 168

CAPITULO 4

FIGURA 4.1 - PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO ESTUDOS DE LONGO PRAZO ... 182

FIGURA 4.2 - PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO ESTUDOS DE MÉDIO PRAZO ... 183

FIGURA 4.3 - PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO ESTUDOS DE CURTO PRAZO	... 184
---	---------

CAPITULO 5

FIGURA 5.1 - FAIXAS DE CUSTO DE GERAÇÃO PARA USINAS NUCLEARES (PCNs & GRANDE PORTE), USINAS A CARVÃO E USINAS A ÓLEO COMBUSTÍVEL A SEREM COMISSIONADAS ATÉ 1990.	... 281
--	---------

CAPITULO 6

FIGURA 6.1 - DEGRADAÇÃO DA FLORESTA AMAZÔNICA COM O AVANÇO DA FRONTEIRA AGRÍCOLA	... 294
FIGURA 6.2 - CENÁRIO DE EVOLUÇÃO ECONÔMICA DA AMAZÔNIA - SITUAÇÃO DE 1988	... 299
FIGURA 6.3 - CENÁRIO DE EVOLUÇÃO ECONÔMICA DA AMAZÔNIA - SITUAÇÃO DE 1992	... 300
FIGURA 6.4 - CENÁRIO DE EVOLUÇÃO ECONÔMICA DA AMAZÔNIA - SITUAÇÃO DE 2000	... 301
FIGURA 6.5 - CENÁRIO DE EVOLUÇÃO ECONÔMICA DA AMAZÔNIA - SITUAÇÃO DE 2010	... 302
FIGURA 6.6 - SISTEMA ELÉTRICO DE MANAUS	... 312
FIGURA 6.7 - SISTEMA ELÉTRICO ACRE-RONDÔNIA	... 329
FIGURA 6.8 - SISTEMA ELÉTRICO DE RORAIMA	... 339
FIGURA 6.9 - SISTEMA ELÉTRICO DO AMAPA	... 343

CAPITULO 7

FIGURA 7.1 - ESQUEMA DE INTERLIGAÇÕES PREVISTO PARA O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	... 374
---	---------

CAPITULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 Considerações iniciais

Atualmente a geração nuclear de energia elétrica encontra-se em um ponto de inflexão. Muitas das promessas tecnológicas, econômicas, políticas e energéticas que lhe fundamentavam se revelaram infundadas.

A redução de custos esperada do alto grau de economias de escala e da sedimentação de conhecimentos sobre o setor tem sido questionada. Os custos de capital continuaram crescentes e, hoje, fazem com que o financiamento de uma instalação nuclear seja frequentemente um obstáculo muito pesado para o setor elétrico.

Na verdade, diferentemente do que se havia prognosticado, os custos das centrais nucleares da faixa de 1200 MW(e) cresceram muito mais rapidamente do que os custos de centrais a combustível fóssil. Isto deu-se, primeiro, pela crescente complicação dos requisitos de licenciamento, exigindo maiores custos diretos e maiores prazos de construção, mas, em alguns casos, também pelo mau gerenciamento dos reatores nucleares.

A energia nuclear, desde o discurso do Presidente norte-americano Eisenhower, quando do lançamento do "Programa Átomos para a Paz", parecia estar destinada à empolgante função de oferecer ao mundo uma fonte quase que inesgotável de energia. Esse seu objetivo, porém, até o presente, não foi alcançado.

1.2 Crítica À indústria nuclear nos Estados Unidos

Devido à sua importância, já que o programa nuclear norte-americano é ainda o maior do mundo, tendo reflexos sobre o comportamento de toda a indústria nuclear mundial, é necessário que se faça uma análise particular da indústria nuclear nos Estados Unidos.

O grande crescimento da indústria nuclear norte-americana no período 1966-1974, quando foram encomendados cerca de 24 reatores novos por ano, sofreu o seu primeiro grande impacto em 1973. A crise petrolífera fez com que todas as previsões existentes sobre o crescimento da demanda de energia elétrica fossem recalculadas para valores menos otimistas. Em 1974, já foi grande o número de encomendas de novos reatores que foram canceladas.

Em 1979, com o acidente de Three Miles Island, o setor recebeu o seu mais forte impacto negativo. Foram abertos vários inquéritos sobre o incidente, sobre os regimes de regulamentação da energia nuclear e sobre a indústria propriamente dita.

As transformações geradas foram muito grandes. A *Nuclear Regulatory Commission* - NRC, dos Estados Unidos, aprovou uma quantidade enorme de novas regulamentações, muitas vezes elaboradas de forma por demais apressada. Mais ainda, a própria aprovação de tantas regulamentações legitimou a convicção de que os responsáveis pelas usinas nucleares não eram capazes de garantir a operação segura das plantas.

A cláusula da NRC que exigia a definição de "planos de emergência" para garantir a segurança das comunidades

vizinhas aos reatores nucleares passou a ser utilizada por essas mesmas comunidades como um novo instrumento capaz de bloquear a instalação de novos reatores, conferindo, na prática, às autoridades locais o poder de veto à entrada de um reator nuclear na rede. Tem-se, então, desde 1978 não se realizam novas encomendas de reatores nucleares nos Estados Unidos.

A grande falha de planejamento nesse caso foi a não consideração de um ingrediente fundamental no desenvolvimento de qualquer tecnologia: o fator humano, nas suas contradições e limitações, e a forma como ele fixa objetivos e regula, controla e aceita ou não um dado estado ou ambiente tecnológico.

A queda da indústria nuclear norte-americana foi provocada pela atuação interdependente de pelo menos quatro fatores principais:

a) A queda da demanda de energia elétrica

No início dos anos 70, a então *Atomic Energy Commission* - AEC, previa que os Estados Unidos teriam mais de 1000 mega-centrais nucleares em atividade no ano 2000. Em 1976, entretanto, a *Energy Research and Development Administration* - ERDA, que substituiu a AEC, já falava em 400 plantas no ano 2000.

É verdade que o crescimento da capacidade instalada de geração nuclear sofreu uma enorme queda, porém também o crescimento da capacidade instalada de geração a base de combustíveis fósseis sofreu o mesmo efeito. O "boom" econômico dos Estados Unidos do pós-guerra sofreu uma grande ruptura nos anos 70, de forma que as previsões sobre o

crescimento do consumo de eletricidade no país não se confirmaram.

O aumento da capacidade instalada desde o fim da década de 60, em paralelo com a queda da demanda, fez com que a margem de reserva do sistema elétrico americano chegasse a quase 30%. Isso levou a uma série de cancelamentos de novas encomendas de unidades geradoras, fazendo com que as companhias de eletricidade arcassem com pesados custos.

b) A escalada dos custos

A tabela 1.1 mostra a escalada dos custos de capital de novas centrais nucleares na década de 80.

Fora os custos exorbitantes, as centrais americanas tiveram também tempos de construção muito longos. A tabela 1.2 indica os tempos médios para as centrais que entraram em exercício em vários países entre 1981 e 1987.

Além dos custos de capital e tempos de construção elevados, a indústria nuclear norte-americana encontrou outros problemas financeiros decisivos. Em um relatório de 1988, o *Department of Energy* - DOE observou que, para os reatores com capacidade maior ou igual a 400 MW - em operação em 1984 -, os custos de operação e manutenção (O&M) e os custos adicionais de capital tinham crescido 267%, em termos reais, no decênio 1974 - 1984 (WELL, C. - 1988).

Sempre se defendeu a energia nuclear afirmando que essa possuía custos de capital mais altos do que as usinas a combustível fóssil, mas, dados os seus custos de O&M e de combustível inferiores, os custos globais distribuídos ao longo da vida útil das plantas seriam menores.

Entretanto, um confronto entre os custos de O&M das usinas responsáveis pela geração de 98% do total de eletricidade gerada a vapor em 1987 nos Estados Unidos, resultou nos números apresentados na tabela 1.3.

TABELA 1.1

CUSTO DE CENTRAIS NUCLEARES NOS ESTADOS UNIDOS (US\$ 1983)

Nome da usina	Ano de entrada em operação comercial	Custo de capital US\$ / kW
Susquehanna 2	1984	1.620
Catawba 2	1986	1.630
San Onofre 2 & 3	1983,4	2.050
South Texas 1 & 2	1987,9	2.200
Braidwood 1 & 2	1988	2.280
Waterford	1985	2.430
Millstone 3	1986	3.300
Hope Creek	1986	4.030
Fermi 2	1988	4.220
Perry	1987	4.260
River Bend	1986	4.360
Seabrook	?	4.500
Vogtle 1	1987	5.160
Beaver Valley 2	1987	5.300
Nine Mile Point 2	1988	5.830
Shoreham	?	6.550

Fonte: (AHEARNE, 1989, PAG. 9)

TABELA 1.2

TEMPOS MÉDIOS DE CONSTRUÇÃO DE REATORES NUCLEARES COLOCADOS
EM ATIVIDADE NO PERÍODO 1981 - 1987

PAIS	NUMERO DE REATORES	TEMPO MÉDIO (meses)
Japão	13	53
URSS	24	69
França	34	72
Canadá	10	100
USA	39	134
Reino Unido	6	190

Fonte: (AIEA, 1988)

TABELA 1.3

CUSTO MÉDIO DE O&M DE CENTRAIS TÉRMICAS - 1987

TIPO DE CENTRAL	CUSTO MÉDIO DE O&M (cents / KWh)
Centrais Nucleares	2,18
Centrais a Carvão	2,07
Centrais a Gás	2,89
Centrais a óleo	3,74

Fonte: (Electric Utility Week, 3 Oct/1988, p. 4)

c) Questões de gerenciamento e gestão

O mau funcionamento das usinas nucleares norte-americanas, quando comparadas com usinas instaladas em outros países, pode ser constatado nas tabelas 1.4 e 1.5.

TABELA 1.4

FATOR DE CAPACIDADE MÉDIO DE USINAS NUCLEARES, POR PAIS

PAIS	FATOR DE CAPACIDADE (%)	CLASSIFICAÇÃO ENTRE OS PAISES COM PRODUÇÃO NUCLEAR ANUAL MAIOR DO QUE 500.000 GWh (**)
1 Suíça	79,8	
2 Finlândia	79,8	
3 Bélgica	78,8	
4 Canadá	78,6	1
5 Coreia do Sul	68,6	
6 Alemanha (Oc.)	68,0	2
7 Suécia	67,1	
8 Espanha	67,0	
9 Japão	66,1	3
10 Taiwan	62,5	
11 França	62,1	4
12 USA	56,6	5
13 Reino Unido	48,2	6
14 Índia	44,9	

(Nenhum outro país possuía mais de quatro reatores)

Fonte: (NUCLEAR ENGIN. INTERNATIONAL, APR/1988, p. 14-15)

(**) Energia equivalente a uma usina nuclear de 1000 MW funcionando por 500.000 horas

TABELA 1.5

REATORES NUCLEARES MAIS EFICIENTES EM 1987

CLASSIFICAÇÃO	FATOR DE CAPACIDADE DURANTE A VIDA UTIL (%)
1 Pt. Lepreau - Canadá	87,5
2 Paks 1 - Hungria	86,9
3 Philippsburg - Alemanha	86,7
4 Bruce 3 - Canadá	86,7
5 Pickering 7 - Canadá	86,7
6 Pickering 8 - Canadá	86,5
7 Bruce 7 - Canadá	85,7
8 Paks 2 - Hungria	85,5
9 Beznau 2 - Suíça	85,1
10 Huterston A2 - Reino Unido	84,9

Fonte: (NUCLEAR ENGIN. INTERNATIONAL, APR/1988)

É verdade que os melhores reatores norte-americanos funcionam com a mesma eficiência dos correspondentes reatores de outros países. Mas aqueles piores fornecem uma prestação de serviço decisivamente pior, abaixando o rendimento geral da indústria nuclear nos Estados Unidos. Para muitos autores, portanto, a chave para melhorar o setor nuclear americano consiste em atuar uma reforma gerencial para recuperar o seu antigo sucesso (HANSEN, 1989).

d) A oposição da opinião pública

Do ponto de vista da segurança, a aversão pública com relação a acidentes com alta possibilidade de gerar conseqüências de longo prazo não pôde ser eliminada pela justificativa de que a possibilidade de ocorrência desses

mesmos acidentes era muito baixa. Os acidentes com as usinas nucleares de Three Miles Island e Chernobyl eliminaram o caráter hipotético desse tipo de desastre.

Os problemas tecnológicos muito complexos, entretanto, não podem ser resolvidos apenas no âmbito da ciência. A tecnologia permite hoje uma maior competência na detecção de riscos potenciais. Existem modelos probabilísticos de análise de confiabilidade e análise de riscos que se difundem em vários setores industriais; porém, quando as incertezas técnicas deixam margens muito grandes para interpretações conflitivas, as disputas entre cientistas e técnicos causam ainda maiores dúvidas no público em geral (NELKIN, 1979).

Dessa forma, não é de estranhar que o debate que se seguiu depois do acidente de Three Miles Island tenha servido para implantar uma dúvida generalizada da opinião pública quanto à geração nuclear, a qual como que se materializou no acidente de Chernobyl.

Para a opinião pública, é muito difícil explicar que o tipo de acidente ocorrido em Chernobyl jamais poderá ocorrer nos tipos de reatores adotados nos países ocidentais. É muito difícil veicular ao público em geral as diferenças que caracterizam as várias tecnologias de reatores nucleares. Desta forma, um acidente, em qualquer que seja a planta, repercute negativamente em toda a indústria nuclear.

Essas dúvidas se realimentam pelo simples raciocínio que, em sistemas complexos, é impossível controlar e prever absolutamente todas as circunstâncias para a formulação de um sistema infalível de segurança (PERROW, 1986).

O raciocínio passa pela concepção de complexidade e as inúmeras inter-relações de um sistema complexo. Pode-se

sempre questionar que a interação de dois ou mais defeitos pode ocorrer de forma inesperada, fazendo com que os operadores sejam incapazes de decifrar o que está acontecendo. Simplesmente é possível que ocorra algo que os projetistas nunca cogitaram e, por mais que na próxima vez sejam introduzidos novos dispositivos de segurança, outras interações poderão ocorrer.

É claro que nem todos os sistemas interativos complexos têm potencial de gerar catástrofes. Porém, existem sistemas que operam com pouca folga, sem muita reserva e nem tempo ou opções diferentes capazes de dar maior flexibilidade à tomada de decisões, quando o sistema passa por momentos críticos. Nesses sistemas um acidente pode propagar-se de forma grave (FERROW, 1986).

Se a complexidade interativa e a interdependência forte - características do sistema - podem inevitavelmente provocar um acidente, então o fato desses incidentes serem incomuns, até raros, não basta para tranquilizar. Trata-se de uma questão de característica e essência do sistema e não um problema relativo à frequência.

Muitas vezes a introdução de melhores projetos, equipamentos e procedimentos consegue conduzir um processo do tipo interativo complexo e estreitamente interligado a um estágio onde as interações imprevistas podem ser evitadas e a interdependência estreita reduzida. As pressões públicas indiretamente impõem a busca pela diminuição dessas complexidades e fortes interligações dentro dos vários sistemas.

Outro problema com as tecnologias de alto risco é que suas características fazem com que seja difícil gerar uma estrutura organizacional compatível com a atenuação de acidentes, uma vez que o fato das interações no sistema

serem complexas exige uma estrutura descentralizada, capaz de enfrentar as interações não-planejadas de defeitos, enquanto o fato das interligações no sistema serem fortes exige uma estrutura centralizada capaz de impor respostas imediatas e sem questionamento (PERROW, 1986).

Finalmente, deve-se salientar um problema de ordem política que surge quando os cidadãos de uma comunidade temem que terão de suportar os custos de um projeto que beneficiará um conjunto muito maior de pessoas, ou, em caso extremo, beneficiará uma outra comunidade que não a sua.

Gera-se a sensação de afastamento entre a tecnologia e as necessidades humanas e, de fato, entre governantes e governados. Neste caso, novamente se desafia os pressupostos atuais sobre a importância da competência técnica pura como base para decisões legítimas (NELKIN, 1979).

Até recentemente a oposição pública à energia nuclear continuava forte nos Estados Unidos. As próprias empresas produtoras de eletricidade têm mostrado um certo grau de ceticismo em realizar novos investimentos em reatores nucleares.

Em 1984 alguns pesquisadores de Los Alamos realizaram uma análise de mercado entre as empresas concessionárias de eletricidade norte-americanas em uma amostra de 23 empresas privadas e 3 públicas, responsáveis por 30% da produção de eletricidade do país. Todas essas empresas possuíam reatores nucleares.

Todas foram contrárias ao programa nuclear desenvolvido nos Estados Unidos e indicaram a necessidade urgente de quatro mudanças básicas para poderem fazer novas encomendas de reatores nucleares: (i) mudanças nas regulamentações para evitar penalizações de custo; (ii)

completa mudança no procedimento de licenciamento de reatores; (iii) maior certeza sobre os custos e programas de construção; (iv) possibilidade de melhorar o desempenho, em termos de gestão dos reatores já existentes (BOUDREAU, 1989).

1.3 Comportamento da energia nuclear fora dos Estados Unidos

Fora dos Estados Unidos, a indústria nuclear também não viveu "momentos tranquilos". Pelo contrário, a oposição por parte tanto da opinião pública quanto das respectivas empresas de energia elétrica também pôde ser detectada em outros países.

A indústria nuclear japonesa tem estado crescentemente preocupada com reações negativas da opinião pública (SWINBANKS, 1988, p. 199). Isto tem encorajado tanto a indústria nuclear japonesa como o próprio *Ministry for International Trade and Industry* - MITI - a promover uma intensa campanha de informação pública de forma a conter a propagação da oposição.

Em 1988, reações negativas à energia nuclear puderam ser detectadas tanto na Itália como no Canadá. Na Alemanha, ao sucesso do Partido Verde, veio juntar-se, em 1987, o Partido Socialdemocrata - então na oposição -, ambos frontalmente contra as usinas nucleares.

Na Finlândia, onde existem quatro centrais em atividade, o fato de a opinião pública continuar contrária à energia nuclear teria motivado a construção de uma central nuclear na Rússia, da qual, então, se importaria eletricidade.

Por fim, mesmo na Rússia, que tem manifestado a intensão de manter um programa nuclear bastante agressivo, já existem alguns sintomas de oposição por parte da opinião pública, podendo influir sobre algumas decisões, principalmente com as recentes mudanças políticas no país.

Apesar de o quadro inicial parecer o mesmo do norte-americano, a história da energia nuclear fora dos Estados Unidos possui elementos fundamentais que explicam o melhor desempenho do setor em países como França, Canadá e Alemanha, indicando que, nesses países, mesmo a relação com a opinião pública adquire outro contexto.

Durante a fase pré-comercial de uma tecnologia é normal que ocorram redirecionamentos estratégicos, porém, o maior erro que se pode cometer é a passagem excessivamente brusca da fase pré-comercial à fase comercial, pois isto costuma induzir pressões pela busca de certas economias que, no fim, podem se mostrar falsas.

Nos Estados Unidos, por exemplo, desenvolveram-se, durante a fase pré-comercial da energia nuclear, um número excessivo de projetos concorrentes. Além do mais, a escalada da dimensão das plantas foi acelerada demais; antes que uma classe de reator tivesse entrado em serviço, já se decidia por um projeto de classe mais elevada com maior dimensão.

Assim, a energia nuclear nos Estados Unidos passou à fase comercial antes da hora. Três foram as conseqüências principais: (i) a energia nuclear teve de concorrer com as centrais a combustível fóssil; para tanto gastou-se esforços inúteis em busca de economias que se mostraram falsas; (ii) procurou-se difundir a imagem de que a energia nuclear já era uma tecnologia madura, sem problemas técnicos relevantes; e, finalmente, (iii) a acirrada concorrência

entre os produtores de centrais nucleares estabeleceu uma corrida para preencher as respectivas carteiras de encomendas, com preocupações cada vez maiores em reduzir-se os custos, deixando em segundo plano os aspectos de qualidade de projeto e garantias de materiais.

No Canadá, por sua vez, o desenvolvimento da energia nuclear foi completamente diferente. O desenvolvimento tecnológico era estimulado principalmente pela Ontario Hydro, a qual resolveu concentrar esforços unicamente sobre a tecnologia CANDU, impondo, portanto, um conceito de reator à AECL - empresa construtora e produtora de reatores nucleares canadense. Além do mais, a Ontario Hydro esteve sempre engajada na construção e projeto, supervisionando os aspectos técnicos e de engenharia.

No Canadá, França e Alemanha a passagem da indústria nuclear nascente à indústria plenamente comercial foi mais gradual do que nos Estados Unidos. Os respectivos governos mantiveram o apoio ao seu desenvolvimento como uma alternativa estratégica que não precisava evidenciar vantagens econômicas imediatas sobre os seus concorrentes.

O desenvolvimento e posterior amadurecimento comercial da tecnologia nuclear em países como Canadá, França e Alemanha permite uma outra forma de interpretar a crise da energia nuclear nos Estados Unidos, a qual passa pela leitura da evolução da participação norte-americana no comércio internacional nuclear, conforme evidenciado na tabela 1.6.

TABELA 1.6

Mercado Internacional de Reatores Nucleares
Participação dos Estados Unidos

Antes de 1975	_____	71 %
Depois de 1975	_____	queda até 47%

Vendas de Serviços de Enriquecimento
Participação dos Estados Unidos

Em 1974	_____	100 %
Em 1983	_____	44 %

Fonte: (GRIFFITH, 1987)

Em 1981, o Presidente Reagan foi o primeiro a aceitar que a diminuição de influência dos Estados Unidos sobre o comércio nuclear internacional fazia com que diminuísse igualmente a força do país ditar regimes de comportamento - o regime de não proliferação, por exemplo. Os Estados Unidos não poderiam continuar agindo como monopolistas quando não o eram mais, pois, do contrário, tantos outros casos como o Acordo Nuclear Brasil/Alemanha poderiam concretizar-se.

A atitude arrogante da política nuclear norte-americana plantara os germes de sua própria queda. Os países desejosos de obter a tecnologia nuclear foram induzidos a adotar uma opção de desenvolvimento doméstico; além do mais, os norte-americanos alimentaram os seus próprios concorrentes no mercado internacional.

Todas as tentativas norte-americanas de prevenir a entrada de novos atores na comunidade nuclear se mostraram contraproducentes e de implantação simplesmente impossível. Através do tempo, essas várias iniciativas impraticáveis se transformaram em um labirinto incoerente de leis e práticas administrativas.

Quando os Estados Unidos atuavam de forma unilateral e deixavam de fornecer a tecnologia a um comprador, esse se direcionava a outro vendedor e os americanos perdiam uma boa oportunidade de fazer negócio e ter, ainda, algum tipo de influência sobre o cliente. O erro que se assumiu foi o de não considerar que uma política de não proliferação deve nascer de um consenso político entre países exportadores e países importadores, levando em consideração as várias tendências, inclusive armamentistas, das várias nações.

Este tipo de leitura proporciona um ângulo completamente diferente para ser analisado, ou seja, o fato de uma indústria ter o seu principal produtor em dificuldades para adaptar-se a uma nova ordem de poder dentro desta indústria, onde despontam vários outros concorrentes de peso. A crise enfrentada pelo principal agente participante da indústria nuclear a nível mundial, apesar do enorme peso que isto pode ter para toda a indústria, deve ser cuidadosamente analisada e sua generalização deve ser muito criteriosa.

1.4 O futuro da energia nuclear

Definitivamente, durante toda a década Reagan, em momento algum foi dito que a energia nuclear havia encerrado a sua carreira nos Estados Unidos. Pelo contrário, do ponto de vista histórico, é muito difícil contestar que a

introdução da energia nuclear nos Estados Unidos tenha sido um sucesso.

A magnitude do programa nuclear norte-americano supera em muito aquilo que tenha sido realizado em qualquer dos demais 42 países que possuem algum programa nuclear. Além do mais, os Estados Unidos ainda detém a liderança na tecnologia nuclear.

A crise do setor neste país, quando vista pelo lado histórico, pode representar uma situação conjuntural. Existem problemas a serem enfrentados, opções a serem feitas e um difícil caminho a percorrer, porém é ilusão achar que este não será percorrido. Somente quem não conhece a infraestrutura industrial nuclear nos Estados Unidos é que pode ter este tipo de ilusão. O setor privado da indústria nuclear norte-americana investiu algo em torno de US\$ 150 bi. contra US\$ 20 bi. de investimentos públicos (GRIFFITH, 1989).

Além do mais, os enormes investimentos realizados em termoeletricas durante as décadas de 50 e 60, quando os Estados Unidos viveram o auge do crescimento econômico do pós-guerra, começam a atingir na década de 90 o final de sua vida útil, devendo ser substituídos por unidades novas, empregando tecnologias mais modernas.

O século 21 poderá reservar um posto de destaque para a energia nuclear. Os desenvolvimentos nos Estados Unidos são encorajadores; esses incluem avanços de projeto, melhoras nos procedimentos de regulamentação e desenvolvimento de um plano energético nacional (GRIFFITH, 1989).

Por muitos anos o Departamento de Energia - DOE, que é o órgão federal responsável pela supervisão do

desenvolvimento da energia nuclear nos Estados Unidos, deu particular atenção ao desenvolvimento da tecnologia de reatores nucleares regenerativos, mostrando pouco interesse nas possíveis melhoras da tecnologia de reatores de água leve.

Dentro da administração Bush, entretanto, a questão da política energética e, particularmente, a questão da política nuclear têm sido temas frequentemente tratados por senadores, tanto republicanos como democratas, os quais têm procurado definir novos caminhos de desenvolvimento.

O projeto de lei do Senador Wirth, denominado "*National Energy Policy of 1988*", foi apoiado por inúmeros senadores inclusive o Senador Johnston, então presidente da Comissão de Energia do Senado. Nesse projeto propunha-se a revisão da política de energia nuclear, transferindo-se US\$ 500 mi., distribuídos em três anos fiscais, dos tradicionais programas de reatores avançados regenerativos ao financiamento de uma "nova geração de reatores nucleares".

O Senador Johnston também apresentou um projeto em 1988, o "*Advanced Nuclear Reactor Research, Development and Demonstration Act of 1988*", que propunha como objetivo o projeto de um reator de 400-600 MW, modular e incorporando tecnologias passivas de segurança, capaz de minimizar a produção de rejeitos e o custo de seu tratamento, além de ser adaptado aos procedimentos de padronização de construção e de obtenção de licença. Essa proposta de lei definia como objetivo a construção, até o ano 2000, de uma central demonstrativa em escala comercial (AHEARNE, 1989, p. 16-17).

Em carta de 1990, o Presidente Bush solicitava ao Congresso a definição de uma estratégia energética que indicasse claramente o papel a ser desempenhado pela energia nuclear. Além do mais, no orçamento definido pelo DOE para o

ano de 1992, é previsto um crescimento de 18% nos gastos com P&D em energia nuclear, o que representa um acréscimo de cerca de US\$ 431,8 milhões (FIDRENTINI, 1991).

Em 20 de fevereiro de 1991, o Presidente Bush apresentou a sua *National Energy Strategy* - NES, e, em março, foi apresentado um projeto de lei ao Congresso destinado a acelerar o processo de licenciamento de novas centrais nucleares e a definição de sítios para a reposição de rejeitos altamente radioativos.

A NES resultou de um estudo requerido em 1989 pela presidência dos Estados Unidos à Secretaria de Estado para Energia, destinado a definir as linhas mestras a serem seguidas para uma melhor utilização dos recursos energéticos, capaz de diminuir a dependência energética do país e assegurar o fornecimento de energia de forma segura, econômica e com reduzidos impactos ambientais.

De forma geral, a NES ratificou a sugestão de incrementar a geração nucleoe elétrica até o ano de 2030. Para tanto, torna-se necessário uma profunda revisão dos procedimentos de licenciamento, a definição de procedimentos adequados para o gerenciamento e desmantelamento de rejeitos de alta radioatividade e o desenvolvimento de novos conceitos de reatores, com a introdução de sistemas passivos de segurança e o avanço na padronização dos projetos.

A incorporação generalizada do conceito de padronização de reatores, o qual se mostrou um instrumento eficaz para conter custos e tempos de construção nos programas nucleares francês e canadense, será fundamental para que se consiga controlar novamente essas variáveis.

Em uma primeira aproximação, o conceito de padronização implica o uso de uma tecnologia que obedeça a

critérios mínimos de desempenho e de segurança. Isto requer que não só o projeto, engenharia e licenciamento sejam invariáveis, mas também os componentes do reator e seus processos de fabricação.

De uma forma geral as vantagens da padronização são:

- simplificação dos procedimentos de regulamentação, uma vez que passa-se a licenciar um mesmo tipo de projeto a ser utilizado em um certo número de centrais;

- ganhos de escala na produção de equipamentos e componentes;

- facilidade no estudo de eventuais defeitos.

Obviamente, existem outros argumentos que se colocam contra a padronização:

- um grande erro de projeto ou defeito de material se espalharia em uma série de centrais;

- melhoras de projeto e inovações tecnológicas que escapassem do modelo padrão tenderiam a ser sufocadas;

- diminuição dos incentivos concorrenciais.

Por outro lado, a definição de propostas de reatores nucleares menores, de 400-600 MW, desafia as opiniões convencionais sobre o porte das usinas. Nos anos 60 e 70 todos tinham a convicção de que o setor nuclear poderia obter significativas diminuições de custos através de economias de escala.

Análises recentes das centrais de 900 - 1200 MW norte-americanas e as centrais de 900 - 1300 MW francesas,

entretanto, fazem acreditar que tais perspectivas estavam completamente enganadas, e esses ganhos de escala não são passíveis de serem realizados na prática.

Entretanto, conforme situa Thomas (1989), o que se deve colocar em questão é a melhor conceituação de "economias de escala". Em princípio, se pode falar em "economias de porte" quando os custos marginais de expansão e operação diminuem com uma capacidade maior, sendo frequentemente inferiores aos custos médios. Tem-se, no entanto, também as "economias devido à quantidade" quando o custo unitário diminui com o crescimento do número de unidades produzidas, já que se consegue utilizar métodos produtivos mais eficientes.

Esses dois tipos de economias são amplamente reconhecidos, porém, somente hoje, com a desaceleração dos diversos programas nucleares, é que se evidenciou que existe um potencial conflito entre estas duas economias, pois o aumento da dimensão das plantas leva necessariamente à redução da sua quantidade.

A possibilidade de se poder aproveitar as economias de escala de devido ao porte da planta esbarra com a crescente dificuldade de se construir uma unidade de maior porte que atenda aos padrões de segurança atualmente existentes e, principalmente, àqueles ainda mais restritivos que deverão ser formulados no futuro.

Quando esta maior dificuldade começa a refletir-se sobre os custos de construção ou sobre a confiabilidade do sistema, os ganhos em economia de escala diminuem significativamente. Neste momento, se deve retornar e avaliar a conveniência de um uso mais intenso das economias devido à quantidade, com a produção de várias unidades de menor porte em vez de uma de grande porte.

Com relação à gestão, a experiência com termoelétricas a combustível fóssil mostra que o aumento da capacidade das plantas permite o aumento da produtividade dos operários envolvidos e economias na compra e fornecimento de quantidades maiores de combustível.

Em centrais nucleares esses ganhos não parecem significativos. Pelo contrário, unidades menores permitiriam procedimentos operativos mais eficientes e menos formais. Além do mais, a grande necessidade de equipamentos auxiliares e de segurança, implícita nas grandes centrais, pode dificultar a gestão e a manutenção da planta.

A reviravolta da energia nuclear, entretanto, não pode ser explicada somente pelas alterações que a indústria nuclear tem vivido. Na verdade, os fatores anteriormente assinalados como elementos principais a justificar a queda da energia nuclear no início dos anos 80, têm, também eles, alterado as suas tendências de comportamento, desequilibrando cada vez menos contra a energia nuclear.

O primeiro desses fatores é a demanda de energia elétrica nos Estados Unidos. Algumas de suas antigas previsões têm sido revistas. O verão de 1988 registrou novos picos de consumo de eletricidade (ELECTRIC UTILITY WEEK, AGO/1988, p. 5), fazendo com que muitas das concessionárias tivessem de adquirir energia elétrica de outras empresas para poder cobrir a sua demanda.

As novas previsões de demanda de 1988 até o ano 2000 indicam que estas deverão ser suficientemente grandes para impor a necessidade da instalação de uma maior capacidade geradora, capaz de alargar a oferta de energia elétrica.

O segundo fator refere-se às questões relacionadas ao gerenciamento da energia nuclear nos Estados Unidos. Existem várias pressões de forma a fazer com que as empresas de eletricidade abandonem os seus velhos modos de pensar. Depois do acidente de Three Miles Island foi criado, pelas próprias empresas do setor nuclear, o *Institute for Nuclear Power Operation* - INPO, através do qual a própria indústria nuclear começou a assumir a responsabilidade pela maior segurança e melhor gestão dos reatores nucleares.

A idéia do INPO é de impor padrões elevados nas praxes da indústria nuclear, difundindo por todo o setor o que há de melhor na gerência de reatores, ou seja, procura-se estabelecer uma espécie de controle interno sobre o setor.

Em 1986 o INPO publicou um importante relatório onde, pela primeira vez, um organismo constituído pelas próprias empresas concessionárias proprietárias de usinas nucleares criticava o setor nuclear.

De forma geral eram duas as principais conclusões desse relatório: (i) o desempenho geral da indústria nuclear norte-americana perde, se confrontado com os reatores de países como a Alemanha, França, Japão e Suíça; (ii) nem todas as empresas de eletricidade se esforçam para atingir níveis de excelência na gestão de seus reatores e esse tipo de comportamento empresarial tem influído negativamente tanto sobre a opinião pública quanto sobre a *Nuclear Regulatory Commission* - NRC. Recomenda-se, portanto, o estudo detalhado dessas empresas (SILLIN et alii, 1986).

Vale destacar a importância dessas conclusões, isto é, admite-se que o setor nuclear dos Estados Unidos tem prestado um serviço de qualidade inferior e, mais importante, que isto não ocorre simplesmente pelo fato de a NRC impor um número excessivo de normas sobre as empresas.

Desta forma, pode-se dizer que a década de 90 deverá assistir um novo pacto entre o INPO e a NRC para pressionar as empresas a melhorarem as praxes operativas dos reatores nucleares.

Com relação aos aspectos de custo e os problemas financeiros da energia nuclear, em 1991 o *U.S. Council for Energy Awareness* - USCEA conduziu novos estudos sobre as estimativas de custo para verificar a competitividade de reatores nucleares com projetos avançados frente a outras alternativas de geração de eletricidade com base no carvão, no gás natural, no óleo combustível e em reatores nucleares convencionais.

Este estudo concluiu que tanto a eletricidade gerada a partir de usinas nucleares com projetos avançados quanto a eletricidade gerada a partir de usinas nucleares convencionais poderão ser economicamente competitivas frente às demais alternativas por volta do ano 2000. Como mostra a tabela 1.7, reatores nucleares construídos "em condições estáveis de regulamentações" estarão entre as alternativas de mais baixo custo.

É fundamental, entretanto, que os procedimentos de regulamentação do licenciamento de usinas nucleares sejam mantidos estáveis, de forma a minimizar os riscos financeiros e as incertezas relacionadas ao tempo de construção. Isto será conseguido através da maior padronização e a pré-aprovação dos projetos das futuras plantas.

TABELA 1.7

CUSTO ESTIMADO DA ELETRICIDADE GERADA POR CENTRAIS ELÉTRICAS
COM INÍCIO DE OPERAÇÃO NO ANO 2000
(em cents de 1990 / kWh)

NUCLEAR	4,3
CARVÃO	4,8
GÁS NATURAL	6,1
ÓLEO	8,1

Fonte: (USCEA, 1991)

Por outro lado, existe atualmente uma visão bastante clara de que também as demais alternativas energéticas apresentam incertezas e riscos financeiros crescentes, tais como possibilidades de flutuação nos preços dos combustíveis fósseis, modificações na legislação ambiental etc.

Outro elemento a ser analisado refere-se à postura da opinião pública frente à energia nuclear. Nos Estados Unidos o setor nuclear está começando a reconhecer que existe uma grande expectativa popular com relação a essa fonte energética.

Quase todas as pesquisas hoje feitas nos Estados Unidos apontam que os americanos vêem a energia nuclear como importante, e que ela terá um papel crescente no contexto energético mundial. A maioria dos americanos indica a energia nuclear como a principal fonte primária de eletricidade para o ano 2000.

Os americanos, hoje, segundo revelam essas pesquisas de opinião pública, aceitam que novos reatores nucleares

terão de ser construídos, o que representa uma postura completamente diferente daquela existente em 1985/86.

Contudo, mesmo que a maioria das pessoas tenha uma visão cada vez mais positiva da energia nuclear, essa mesma maioria ainda acredita que "as pessoas em geral têm uma grande aversão à energia nuclear". Um primeiro problema que surge quando se analisa as pesquisas que avaliam a percepção do público com relação à energia nuclear é que a pergunta que normalmente se coloca procura uma resposta se a pessoa é a favor da construção de mais usinas nucleares ou não.

Acontece que esta pergunta esconde tanto a percepção das pessoas quanto à necessidade de se gerar mais energia como a percepção com relação à energia nuclear propriamente dita. Depois da crise energética de 1979, o número de americanos que apontavam a energia como um dos principais problemas a ser enfrentado pelo país caiu de 69% em 1979 para 5% em 1982 (BISCONTI, 1988).

Desta forma, as pessoas mostram um certo grau de confusão quando respondem a este tipo de pesquisa de opinião, pois, enquanto as pesquisas indicam que a maioria das pessoas acredita que novos reatores nucleares terão de ser construídos nos próximos anos, as mesmas pesquisas também indicam que apenas uma minoria acredita que a capacidade geradora de energia deverá crescer nos próximos anos.

A atitude com relação à energia nuclear nos Estados Unidos passa pela seguinte interpretação: as pessoas desejam energia segura, independência energética e uma fonte de eletricidade confiável. Esses desejos, no entanto, não se manifestam quando não existe uma clara percepção de crise energética.

Apesar das desconfianças permanecerem vivas, na verdade, as respostas públicas à opção nuclear são complexas e difíceis de serem definidas. Existe como que um estado de expectativa onde as pessoas procuram rejeitar a idéia de que aqueles que foram capazes de criar uma tecnologia tão complexa como o uso da energia nuclear não sejam capazes de equacionar satisfatoriamente os seus grandes problemas.

A idéia de que a opção pela energia nuclear era somente uma questão de mais ou menos tempo foi perdida quando alguns países industrializados resolveram cancelar os seus programas nucleares. Agora, o revigoramento da energia nuclear pede a definição de critérios mais avançados de segurança para os reatores nucleares.

Aparentemente, uma proposta básica para esse equacionamento deve limitar a atividade de um acidente severo a ponto de não se fazer necessário apelar por maiores considerações sobre medidas de emergência. Existem relutâncias em se aceitar estudos de segurança baseados em técnicas probabilísticas. Mesmo objetivos quantitativos sobre riscos toleráveis não são vistos com bons olhos, simplesmente por que existem questionamentos sobre a legitimidade dos cálculos de conseqüências radiológicas e sobre as formas de comparação de riscos qualitativamente diferentes.

Existem outros obstáculos importantes que não poderão ser esquecidos se se desejar um tratamento competente do setor nuclear: a questão dos rejeitos radioativos, em particular os rejeitos de alta radioatividade - o qual é um problema não somente técnico, mas também político -, o problema do descomissionamento de centrais nucleares que param de funcionar etc.

Fora as possibilidades de revigoração da energia nuclear nos Estados Unidos, é fundamental que se analise um pouco as possibilidades futuras desse energético em outros países. De forma geral, as mesmas alterações de tendências podem ser verificadas na Alemanha, França e Japão. No Canadá, três quartos da população acredita que a energia nuclear será importante para atender às necessidades do país nos próximos anos.

O caso da França é muito importante. A opinião pública francesa sempre foi favorável à energia nuclear, com exceção dos anos 1976/78 e dos anos mais recentes. No início dos anos 70 começou a desenvolver-se um primeiro tipo de contestação, reprovando o abandono da tecnologia de "gás-grafite", considerada como nacional, em proveito da tecnologia dos FWRs, posta em serviço sob licença americana.

A aceleração do programa nuclear francês, a partir de 1974, encontrou obstáculos de movimentos ecologistas e anti-nucleares, levando a um índice de rejeição muito grande entre 1975 e 1978. A partir de 1978/79, entretanto, a crise econômica e o aumento do desemprego contribuíram para a melhoria da imagem do setor nuclear, devido aos numerosos empregos criados e as perspectivas oferecidas pelo programa. Mesmo o acidente de Three Miles Island, em 1979, não teve, na França, um impacto tão grande como ocorreu em outros países.

Depois da chegada do Partido Socialista ao poder, em 1981, foram tomadas medidas que aumentaram a participação da população e dos vereadores na escolha das instalações e uma melhoria das informações no plano local. Iniciou-se um período de "estado de graça" da energia nuclear, pois a aceitação popular de 1982 a 1985 sempre esteve na faixa dos 60 %.

O fato das usinas nucleares francesas funcionarem bem e representarem mais de 70 % da eletricidade gerada no país, associado à desaceleração do programa nuclear, mais um bom nível de informação sobre a segurança das plantas, garantiram esse nível de aceitação.

Porém, ao contrário de Three Miles Island, o acidente de Chernobyl, em 1986, teve uma forte repercussão negativa na França. Criou-se um estado que evidenciava os altos riscos envolvidos em uma opção energética tão fortemente baseada na energia nuclear. Hoje, a maioria da população está convencida de que um acidente grave pode ocorrer.

Além disso, no jogo das vantagens comparativas, a segunda metade da década de 80 foi altamente desfavorável à energia nuclear, pois mesmo a vantagem da independência energética deixou de ser crítica dado os decrescentes preços do petróleo.

Apesar de tudo, o público francês ainda pensa que o setor nuclear terá um papel importante no ano 2000. Além do mais, aceita-se as centrais existentes como algo consumado.

O Japão constitui um segundo caso importante a merecer uma atenção especial. Após as crises petrolíferas da década de 70, os japoneses reverteram completamente o rumo de sua história. A necessidade de vencer a grande dependência frente às importações de petróleo fez com que o país desencadeasse um novo paradigma de desenvolvimento, que poderá transformar-se na base de uma terceira revolução industrial.

O Japão é o país que reflete com maior clareza o papel que a eletricidade terá nos sistemas produtivos e industriais do próximo milênio. A "Era da Informática" estará calcada na energia elétrica, e esta terá de ser

produzida através de processos eficientes, limpos e de baixo custo.

O MITI, tendo em vista este quadro futuro, tem explicitado em suas políticas energéticas que a geração de energia elétrica no Japão dependerá do desenvolvimento das novas tecnologias do carvão, do uso crescente do gás natural e, principalmente, da intensificação do uso da energia nuclear.

Muito tem sido feito em termos de avanços tecnológicos em reatores nucleares, tanto nos centros de pesquisas como em importantes empresas japonesas. Praticamente todos os programas de desenvolvimento tecnológico de novos conceitos de reatores nucleares hoje em curso nos Estados Unidos tem participação decisiva de empresas japonesas.

Na verdade, em todo o continente asiático os reatores nucleares, que inicialmente eram fornecidos em regime de "turn-key", especialmente por empresas americanas, têm sido construídos, em grande parte, por empresas nacionais ou através de colaboração entre empresas asiáticas e empresas estrangeiras, não apenas americanas, mas também européias.

Mesmo a Suécia, tido como o principal exemplo de rejeição à energia nuclear, tem manifestado a tendência de rever as suas posições. Em 1980, o Parlamento da Suécia referendou a decisão de se desligar todas as usinas nucleares existentes no país até 2010. Adicionalmente, em 1988, foi determinado que, entre 1995 e 1996, seriam fechadas as três primeiras usinas.

Em 1991 foi suspensa, temporariamente, a decisão tomada em 1988. O governo sueco estimou em aproximadamente US\$ 700 milhões - alocados nos próximos cinco anos - os recursos necessários para o desenvolvimento de novas

tecnologias envolvendo energia eólica, bio-energia e técnicas de conservação, capazes de substituir a energia nuclear hoje gerada (WIKDAHL, 1991).

Em 1990, aproximadamente 45% da energia elétrica gerada na Suécia foi de origem nuclear, 50% de origem hidroelétrica e 5% de origem fóssil. Havia um total de 12 centrais nucleares com cerca de 10 GWe de potência instalada; todas elas têm operado com padrões de qualidade muito elevados.

O que se observa é uma crescente preocupação, tanto da classe política como dos representantes da indústria e dos sindicatos, pelos efeitos econômicos que uma decisão prematura poderá causar, principalmente nos setores industriais energo-intensivos, como os de papel & celulose, siderúrgico etc, cujas exportações compõem ainda uma parte muito importante da renda gerada pelo país.

Se por um lado, entre 1976 e 1980, a energia nuclear dominava todos os debates políticos na Suécia, culminando com o referendun de 1980, atualmente, a questão nuclear já não ocupa o mesmo espaço político. Pelo contrário, o debate da questão energética tem sido intenso no Parlamento, ponderando a necessidade de não se aumentar as emissões de CO₂ na atmosfera, as resistências com relação aos impactos ambientais envolvidos na construção de novas hidroelétricas e a manutenção da geração nuclear.

As pesquisas de opinião pública têm indicado que o medo de acidentes nucleares diminuiu significativamente nos dois últimos anos. Este revés é devido, principalmente, ao elevado padrão de segurança com que têm operado as usinas nucleares suecas e à liderança tecnológica no que se refere ao gerenciamento de rejeitos radioativos.

Em vários outros países a energia nuclear continua a expandir-se. China, Índia, Coreia e Taiwan prevêem a construção de um grande número de centrais. A entrada do oitavo reator na Coreia do Sul faz com que esta forma de energia já represente um terço da capacidade total de geração elétrica do país.

Os países da Comunidade Eslava têm como objetivo atingir cerca de 60 a 100 GW de energia eletronuclear nos próximos 20 anos sem contar outros países do leste europeu que recolocam em marcha seus programas de energia nuclear, com base, principalmente, na tecnologia russa, como é o caso da Checoslováquia.

Na Alemanha, a reunificação do país levou ao desligamento ou cancelamento da construção de cinco reatores do lado oriental, de tecnologia russa. A VEAG, constituída para a reconstrução do sistema elétrico dos antigos territórios orientais, já manifestou a possibilidade de construir duas centrais nucleares, do tipo PWR, para substituir as cinco unidades anteriores.

Mais ainda, em março de 1991, quatro países da CEE, quais sejam, Bélgica, França, Alemanha e Inglaterra assinaram uma declaração conjunta na qual se empenham a incrementar a colaboração no setor nuclear, tanto para o desenvolvimento tecnológico como para o emprego dessa fonte de energia (FIORENTINI, 1991).

Entre os países em vias de desenvolvimento é interessante notar a forte correlação entre o andamento dos vários programas nucleares desenvolvidos por cada um dos países e o comportamento mais geral de suas respectivas economias.

Assim sendo, os grandes países asiáticos como Coreia do Sul e Taiwan, que cresceram vertiginosamente nos anos 70 e 80, experimentaram uma forte expansão de sua geração eletrônica. Mesmo países como a China e a Índia, que desenvolveram planos econômicos próprios e, de certa forma fechados, nos anos 80, conseguindo uma relativa expansão da taxa de crescimento econômico, viram, também, o avanço de seus programas nucleares.

Com relação à opinião pública nos países em desenvolvimento, não é dito que esta deverá acompanhar necessariamente os desdobramentos ocorridos nos países industrializados, porém, na medida que as demais fontes energéticas alternativas disponíveis a esses países escassearem ou sofrerem crescentes críticas com relação aos seus respectivos impactos ambientais, o jogo comparativo tenderá a pender menos negativamente à energia nuclear.

Além do mais, é ilusão imaginar que parte significativa do processo de formação da opinião pública em países do terceiro mundo não se dê por reflexo do que acontece nos países mais avançados. Desta forma, uma recuperação significativa da energia nuclear nos países avançados terá certamente um impacto direto e positivo para esta fonte de energia também nos países do terceiro mundo.

A tabela 1.8 resume de forma bem ampla as tendências de médio e longo prazo da energia nuclear nos principais blocos de países.

TABELA 1.8

TENDENCIAS DE DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA NUCLEAR
NOS PRINCIPAIS BLOCOS DE PAISES

EUROPA OCIDENTAL

- O acidente de Chernobyl teve grande impacto em países como a Itália, Bélgica, Suíça e Suécia. Esta última volta a estudar a decisão de descomissionar suas centrais entre 1995 e 2010.
- A participação da energia nuclear na Europa Ocidental, entretanto, deverá continuar na faixa de 20% do total da capacidade geradora de eletricidade. Na Inglaterra, apesar dos problemas com os ambientalistas e as novas dificuldades relativas à privatização do setor elétrico, prossegue a construção do reator Sizewell B, primeiro reator do tipo FWR (1175 MWe) de tecnologia britânica.

ESTADOS UNIDOS E CANADA

- O aumento da demanda de energia elétrica em 1988 deverá representar um novo impulso à energia nuclear nos Estados Unidos. Além do mais, muitas reformulações estão em andamento, com a participação intensa do DOE e da NRC, visando redefinir um papel para a geração nuclear. Com a entrada de 3 novas plantas em operação comercial, a energia nuclear foi responsável, em 1990, por 20,6% da energia elétrica produzida no país.
- No Canadá, apesar dos problemas com a opinião pública, a capacidade instalada deverá crescer, mantendo o seu nível de participação de 12% da capacidade total de geração de eletricidade, pelo menos até 2005.

(CONTINUA NA PAGINA SEGUINTE)

(CONTINUAÇÃO DA PAGINA ANTERIOR)

AMÉRICA LATINA

- Os problemas econômicos dos países latino americanos indicam que o desenvolvimento da energia nuclear na América Latina deverá encontrar sérios obstáculos.

ASIA

- Japão: é o país asiático onde a energia nuclear mais se desenvolve. Os japoneses têm dado grande prioridade ao desenvolvimento comercial do enriquecimento de urânio e ao reprocessamento. Além do mais, as centrais nucleares geram atualmente 27% da eletricidade do país (com 45 unidades em operação) e essa contribuição deverá aumentar até 40% no ano 2000 e 45% no ano 2005.

- Coreia do Sul e Taiwan: são países com uma indústria nuclear muito forte, a qual tem assumido um papel estratégico de manutenção do vigoroso crescimento econômico vivido por esses países. A energia nuclear representa 50% do total da eletricidade gerada na Coreia, devendo dobrar a capacidade nuclear instalada até o ano 2001. Em Taiwan, até o ano 2000, deverão estar instalados 9 GWe de origem nuclear, representando 33% do total da capacidade geradora do país.

- China : nos anos 90 deverá apresentar aumentos na demanda de energia. A partir do século 21, entretanto, o país deverá estar preparado para enfrentar crescimentos do consumo de eletricidade ainda maiores, com o aumento do consumo per capta de energia. O suprimento energético da nova indústria chinesa deverá basear-se principalmente na energia nuclear, pois o uso intensivo do carvão encontrará obstáculos crescentes tanto do ponto de vista logístico como ambiental, uma vez que as regiões orientais do país, que são aquelas que se modernizam mais rapidamente, encontram-se distantes das grandes minas carboníferas.

(CONTINUA NA PAGINA SEGUINTE)

(CONTINUAÇÃO DA PAGINA ANTERIOR)

- Índia e Paquistão: A Índia tem 6 reatores (1154 MW), e está planejando expandir essa capacidade instalada até 10000 MW para o ano 2000. O Paquistão tem apenas um reator, mas a sua indústria nuclear está bem estabelecida.

- Outros países asiáticos: países como a Indonésia e Bangladesh têm mostrado interesse pela energia nuclear, desenvolvendo programas consistentes, com a aquisição, inclusive, de reatores de pesquisa.

PAISES DO LESTE EUROPEU

- Rússia: considerava a energia nuclear como uma das grandes prioridades do país, mantendo um forte programa de expansão da capacidade instalada. Após o acidente de Chernobyl, na Ucrânia, a questão de segurança foi reformulada, inclusive com alterações institucionais no sistema de regulamentação e grandes revisões tecnológicas tanto nos reatores do tipo VVER 400-230 (que é a versão soviética do PWR) como, principalmente, nos reatores do tipo RBMK (que era o existente em Chernobyl). A desintegração da URSS em várias repúblicas independentes, entretanto, faz da evolução da energia nuclear nos demais países emergentes uma grande incógnita

- Dos demais países do leste europeu, quase todos mantêm programas nucleares em expansão. Em particular, a Checoslováquia deverá ter, no ano 2000, cerca de 7 GWe de capacidade nuclear instalada, duplicando a atual capacidade de geração nuclear. Por outro lado, as quatro unidades de Packs, na Hungria, geram mais de 50% da eletricidade do país, sendo consideradas como das melhores em operação no mundo.

Fontes: (UEMATSU, 1990); (FIORENTINI, 1991)

1.5 Objetivos da tese

Com a crise que abalou a energia nuclear no plano internacional e, mais ainda, no Brasil, as iniciativas de trabalhos que pudessem reintroduzir novos pontos de referência para o setor escassearam.

A questão nuclear no Brasil mantém um vínculo muito grande com o debate sobre a maior ou menor participação de setores militares em questões estratégicas e de alta tecnologia, problemática esta que, de certa forma, tem sido o elemento chave na definição dos vários momentos da política nuclear brasileira ao longo dos quase quarenta e cinco anos de história da energia nuclear no país.

Sem negar a importância dessa problemática institucional, o objetivo principal deste trabalho é focar uma outra discussão, qual seja "as novas perspectivas da energia nuclear e suas possibilidades enquanto fonte energética em grande escala, competitiva e segura em seus mais diversos aspectos".

Nesta linha de trabalho, surgem dois pontos chaves a serem analisados, ou seja: (i) qual será o papel reservado no futuro à energia nuclear, enquanto fonte de energia em larga escala; (ii) quais deverão ser as modificações a serem realizadas sobre o quadro atualmente vivido pela energia nuclear, para viabilizá-la como uma opção energética.

Aparentemente, o momento atual da energia nuclear a nível mundial não parece ser tão sombrio como esteve em passado recente. Existem grandes dúvidas a serem respondidas, porém os caminhos disponíveis começam a ficar mais claros, o que permitirá gerar os subsídios necessários

para as grandes decisões que estão por vir para a indústria nuclear.

A década de 80 foi caracterizada por grandes inflexões sob os aspectos tecnológicos, econômicos, políticos e ambientais, registrando grandes revezes de tendências e gerando um novo ambiente onde a energia nuclear poderá ser revitalizada para ocupar novos espaços abertos recentemente com a maior conscientização dos problemas de emissões de CO₂ provenientes da queima de combustíveis fósseis em plantas energéticas.

Nos Estados Unidos, existe uma grande luta no sentido de mudar a relação de forças no Senado em favor dos defensores da energia nuclear, e isto deverá estimular o empenho da Casa Branca pelo complexo industrial-nuclear, pondo em marcha uma série de novos conceitos, novos projetos etc, os quais têm sido desenvolvidos para responder à crise que abalou o setor após 1978.

Uma vez revisto o novo quadro da energia nuclear a nível internacional, se verifica a conveniência e a viabilidade de se definir uma nova fase para a política nuclear brasileira, baseando-se, principalmente, no desenvolvimento de novas tecnologias e conceitos de reatores de pequeno porte, segurança passiva etc, o que permitiria um alinhamento seja com aquilo que poderá ser o futuro "estado-da-arte" da energia nuclear nos principais países desenvolvidos, seja com o objetivo histórico brasileiro de domínio da tecnologia nuclear.

Para tanto, a energia nuclear exige clareza entre nós. As atuais iniciativas de desenvolvimento de tecnologia nuclear podem realmente contribuir para a absorção final desta tecnologia no país, ainda que existam problemas e preocupações a serem sanadas.

é preciso que se definam os novos princípios que deverão embasar esse desenvolvimento, consolidando, principalmente, o princípio de não-proliferação de armas nucleares. Infelizmente, a história nuclear brasileira está cheia de incoerências e atitudes contraditórias. Não poucas vezes, princípios aparentemente sólidos acabaram negociados com o advento de novas tecnologias.

Dai a necessidade de compromissos e garantias institucionais transparentes, definindo linhas para o setor nuclear que não sofram solução de descontinuidade. Uma dessas garantias, por exemplo, é que as atividades nucleares sejam controladas pelo Congresso. Outra, é a definição clara dos espaços que se pretende preencher com a energia nuclear, ou seja, uma definição precisa do que se entende por atividades nucleares para fins pacíficos.

Uma vez consolidados os princípios básicos de desenvolvimento nuclear, toca ao governo redefinir um novo Programa Nuclear coerente e transparente em seus objetivos, evitando-se o atual estado de indefinição em que o setor encontra-se mergulhado.

A atual situação econômica do país exigirá recursos em grande magnitude para a reconstrução e a modernização dos vários setores produtivos, uma vez que a indústria brasileira precisa ser completamente remodelada para enfrentar a terceira revolução industrial, já iniciada nas regiões mais dinâmicas do globo.

Desta forma, é imperdoável que existam no país tantas iniciativas de desenvolvimento nuclear, desarticuladas entre si, drenando recursos escassos que precisam ser muito bem administrados, sem que exista uma clara definição de todos

os passos a serem seguidos no processo de capacitação na tecnologia nuclear.

1.6 Plano da dissertação

O trabalho procura identificar e sistematizar diversas idéias que poderiam ser um termo de referência para uma nova política nuclear brasileira. A dissertação está dividida em oito capítulos.

Neste capítulo, são comentadas as evoluções recentes da energia nuclear a nível mundial, apresentando a aparente mudança de tendência que poderá retirar a energia nuclear do estado de ostracismo em que viveu durante a década de 80, redefinindo-lhe um novo papel para os possíveis cenários do ano 2000.

No capítulo dois, a análise histórica desce ao âmbito nacional, mostrando como o país, desde o nascimento da "era nuclear" no pós-guerra dos anos 40, vem convivendo com políticas de "idas-e-vindas", avanços e retrocessos tecnológicos e institucionais, em busca de um objetivo histórico de domínio da tecnologia nuclear.

O capítulo três tem um profundo componente tecnológico, definindo novos conceitos de segurança passiva, reatores de pequeno porte, modularização etc, os quais deverão constituir o novo dicionário de palavras chaves da energia nuclear no futuro próximo. Apresentam-se as diversas experiências de países que procuram desenvolver esses novos conceitos, tentando materializá-los no projeto de um "reator nuclear de segunda geração".

A evolução tecnológica da energia nuclear para a década de 90 pode ser classificada em dois grandes grupos: o primeiro é constituído pelos chamados projetos evolucionários; do outro lado, existem os conceitos reatores revolucionários.

São considerados evolucionários aqueles projetos que partem de uma base tecnológica conhecida e comercialmente comprovada, calcando-se, principalmente, nos chamados reatores de água leve - PWRs e BWRs -, ou nos reatores de água pesada a urânio natural - por exemplo, CANDU e PHWR -, ambos com ampla difusão internacional e experiência operativa.

Neste sentido, têm sido desenvolvidos os chamados reatores avançados - APWRs e ABWRs -, os quais são reatores de grande porte, incorporando sofisticados sistemas de controle automático e avanços em novos materiais, fazendo com que esses reatores tenham padrões de segurança muito elevados, sejam muito menos vulneráveis a erros humanos e, adicionalmente, apresentem índices de desempenho operativo superiores aos tradicionais PWRs e BWRs contraídos em passado recente.

Uma segunda linha de desenvolvimento dos reatores evolucionários, a qual será o objeto principal deste trabalho, consiste do desenvolvimento de reatores de pequeno e médio porte - os quais serão denominados de FCNs -, aproveitando, de um lado, os conceitos principais dos reatores tradicionais, os novos sistemas de controle automático desenvolvidos para os reatores avançados acima mencionados, mas, por outro lado, desenvolvendo uma série de novos conceitos de sistemas de segurança passivos, que permitem significativas simplificações, passíveis de serem implantadas apenas em FCNs.

No segundo grande bloco encontram-se os chamados conceitos revolucionários de reatores nucleares, os quais representam verdadeiras rupturas tecnológicas, quando comparados com os reatores tradicionalmente construídos nos principais países desenvolvidos.

Desta forma, pode-se considerar como revolucionários os chamados reatores rápidos ou regenerativos - "fast-breeders" - cuja tecnologia ainda não foi totalmente dominada.⁽¹⁾

Podem igualmente ser considerados como revolucionários os reatores do tipo PIUS, os quais terão a sua versão de pequeno porte analisada detalhadamente, e, finalmente, também podem ser consideradas revolucionárias as várias versões de reatores de alta temperatura, tipicamente desenvolvidas para PCNs, as quais também serão estudadas extensivamente neste trabalho.

Os capítulos 4, 5, 6 e 7 são de interesse principalmente dos planejadores de sistemas energéticos, uma vez que procuram verificar qual o espaço que estaria disponível para os PCNs na matriz energética brasileira, tanto nos sistemas elétricos interligados, como nos sistemas elétricos isolados, hoje precariamente atendidos.

Desta forma, no capítulo quatro, são apresentados os principais conceitos teóricos utilizados nos estudos de planejamento energético, definindo-se os conceitos de "índice de mérito de uma planta" e dos custos marginais da expansão do sistema elétrico, apresentando, inclusive, os vários critérios de comparação econômica entre as várias

(1) Mas que não serão analisados neste trabalho, por envolverem uma tecnologia tipicamente para reatores de grande porte.

fontes de energia primária passíveis de serem utilizadas para geração de eletricidade.

No capítulo cinco é apresentado um aprobe de comparação econômica simplificado, contudo altamente difundido na prática internacional, entre as alternativas energéticas, supondo plantas de referência operando na base, o que permite a definição de custos unitários de geração para os diversos tipos de plantas.

Esta abordagem, apesar de limitada enquanto critério de comparação entre energéticos, propicia uma avaliação preliminar sobre o posicionamento relativo do mérito das várias alternativas energéticas disponíveis para um país. O capítulo também apresenta as novas tendências de custo da energia nuclear a nível internacional, mostrando que os padrões de custos da geração nuclear utilizados no Plano 2010 da ELETROBRAS não podem mais ser tomados como referência para os futuros estudos no país.

Os capítulos 6 e 7 analisam o sistema elétrico nacional propriamente dito, cobrindo, respectivamente, os sistemas isolados e os sistemas interligados, procurando definir onde as PCNs teriam condições de competir com outros tipos de usinas, quais as faixas de capacidade instalada seriam viáveis, em termos puramente energéticos, e em que faixas de custos esses reatores teriam de ser fornecidos para serem competitivos.

Finalmente, no capítulo oito, procura-se não apenas tecer as conclusões referentes aos demais capítulos, mas também incorporar alguns comentários relativos a várias outras questões de grande importância para um tratamento completo da energia nuclear.

Assim, são discutidos: (i) o conceito de salvaguardas internas e a necessidade de se elaborar para o setor nuclear um quadro institucional que seja transparente, estável e capaz de atender os interesses conflitantes envolvidos na questão; (ii) algumas considerações relativas à questão dos rejeitos nucleares e ao processo de descomissionamento de centrais nucleares; (iii) os impactos das novas tendências ambientalistas sobre o comportamento da opinião pública perante as várias fontes de energia disponíveis e os problemas ecológicos a elas vinculados.

CAPITULO 2

Retrospectiva da Política e do Planejamento do Setor Nuclear no Brasil

2.1 Os primórdios da Era Nuclear

Para a compreensão do nascimento da "Era Nuclear" é necessário fazer uma pequena viagem ao passado, desde a descoberta da radioatividade. Foi Becquerel, em 1896, quem descobriu a radioatividade, notando que uma chapa fotográfica guardada em uma gaveta estava sendo impressionada por um pedaço de minério de urânio guardado na mesma gaveta.

A partir daí, novas descobertas foram realizadas: (i) o rádio foi descoberto por Pierre e Marie Curie em 1898; (ii) a lei do decaimento por Elster e Geitel em 1899; e (iii) o surgimento de hélio nas proximidades do rádio por Ramsey e Soddy em 1904.

Paralelamente, grandes avanços se processavam nos estudos da estrutura atômica, principalmente através das pesquisas de Rutherford. De forma que começou-se a imaginar que o próprio núcleo atômico também fosse constituído por partículas fundamentais.

Em 1930, Dirac previu teoricamente a existência do pósitron e, em 1932, Chadwick descobriu o nêutron, fato esse que pode ser considerado como o nascimento da física nuclear no seu sentido verdadeiro, já que descobriu-se que a matéria constituinte do núcleo é o próton e o nêutron (OSADA, 1972).

A descoberta do núcleo permitiu a confirmação da existência da chamada energia de repouso, prevista por Einstein 30 anos antes. Para que muitos prótons e nêutrons pudessem ser unidos em um núcleo, era necessário uma grande quantidade de energia. Da mesma forma, o aniquilamento de um núcleo seria capaz de liberar uma grande quantidade de energia.

Apesar disso, não se sabia como produzir as reações nucleares em grande escala, ou seja, como desintegrar núcleos em grandes quantidades para a aplicação da energia liberada em processos produtivos.

Independentemente, Fermi, já pesquisava, desde 1934, o fenômeno de decaimento beta, isto é, sempre que um núcleo apresenta excesso de nêutrons, o nêutron emite um elétron e se transforma em um próton, fazendo com que o núcleo fique com um número atômico superior.

Fermi resolveu, portanto, bombardear com nêutrons o urânio, último elemento da tabela periódica, de forma a obter um elemento químico artificial com número atômico maior do que o do urânio. Notou, entretanto, que vários outros elementos químicos surgiam, supondo que esses pudessem ser elementos com número atômico superior àquele inicialmente previsto.

O mesmo experimento foi realizado na Alemanha por Hahn, Strassmann e Meitner. Entretanto, estes seguiram outra idéia e pensaram que, ao invés de o urânio tornar-se mais pesado, teria emitido duas partículas alfa transformando-se no rádio.⁽²⁾

(2) Mais tarde concluíram que poderia ser o bário). Em 1938, devido à situação política, Meitner foi obrigada a fugir da Alemanha, enquanto, em 1939, Hahn e Strassmann publicaram os seus resultados sem qualquer explicação das causas.

Foi Meitner, então foragida em Copenhagen, que interpretou o fenômeno como fissão nuclear. Isto abriu uma grande possibilidade de se aproveitar a energia liberada pela reação nuclear.

A notícia foi espalhada nos Estados Unidos por Niels Bohr, que visitava Princeton nesta ocasião. Foi imediatamente confirmada por Fermi. Adicionalmente, este aprofundou os estudos e verificou que os elementos resultantes da fissão eram muito instáveis, de forma que, não somente apresentavam decaimento beta, mas emitiam o próprio nêutron. Para cada fissão realizada, havia a liberação de 2,5 nêutrons de 2 MeV.

Essa descoberta de Fermi era tão importante como a própria descoberta da fissão, pois poder-se-ia aproveitar os próprios nêutrons gerados por uma fissão para provocar novas fissões, de tal sorte que a possibilidade de se gerar uma reação em cadeia abria o caminho para o aproveitamento prático da grande quantidade de energia liberada pela fissão.

A partir de 1939 o urânio passou a ser alvo de inúmeras pesquisas. Uma importante descoberta foi que a fissão somente ocorre quando o urânio é bombardeado com nêutrons de alta energia, designados por nêutrons rápidos, ou nêutrons de baixa energia, também conhecidos como nêutrons lentos, mas não ocorre com nêutrons de energia intermediária.

A primeira explicação era que o nêutron de baixa energia seria capaz de fissurar o U^{235} , enquanto o nêutron de alta energia seria capaz de fissurar o U^{238} - que são os dois isótopos principais de urânio.

O avanço das pesquisas permitiu que se concluísse, em 1940, que o U^{235} fissionava com qualquer tipo de nêutron, enquanto o U^{238} fissionava apenas com nêutrons de alta energia, absorvendo os demais nêutrons sem que fosse possível a manutenção da reação em cadeia.

O problema consiste no fato que o urânio natural é formado por apenas 0,7% de U^{235} , o resto é U^{238} . Portanto, para que se possa realizar as reações em cadeia, é necessário: ou obter-se U^{235} puro, ou transformar nêutrons de alta energia em nêutrons de baixa energia, fazendo com que o U^{238} não absorva a maior parte dos nêutrons emitidos.

Além do mais, existe o problema que a produção de nêutrons dever ser maior do que a fuga de nêutrons e, portanto, a quantidade de urânio a ser utilizado na construção de um reator deve ser maior do que um certo valor crítico para que a reação em cadeia possa ocorrer.

Dadas as condições tecnológicas disponíveis na época, a possibilidade de obter-se U^{235} puro em grande quantidade estava descartada. Por outro lado, a dimensão crítica precisava ser testada em um caso real. Para tanto era necessário definir um processo de desaceleração dos nêutrons. Como Fermi já havia demonstrado, isto era possível desde que se colidissem os nêutrons com átomos leves.

O hidrogênio é o átomo mais leve da natureza, mas absorve nêutrons. O deutério não absorve nêutrons, mas, nos Estados Unidos, não existiam fábricas para a sua produção. Na Noruega existiam essas fábricas, porém, na ocasião, já se encontrava ocupada pela Alemanha. O hélio é um gás, o que não era conveniente; o lítio absorve nêutrons; o berílio serve, mas é muito caro; o carbono puro era uma boa alternativa.

Fermi começou a estudar um dispositivo feito alternadamente de urânio natural e carbono para provocar a reação em cadeia. Ao mesmo tempo, em 1940, MacMillan e Abelson descobriram que o U^{238} , uma vez que tinha absorvido um nêutron, se transformava no Pu^{239} ; em seguida, em 1941, Fermi mostrou que o plutônio era, também ele, fissionável.

A possibilidade de se construir um reator com urânio natural ganhou outras dimensões, pois, ao mesmo tempo que o U^{238} é fissionado, o U^{238} se transforma em plutônio, que também é um combustível nuclear. A separação química do Pu do U é muito mais simples do que a obtenção de U^{235} puro.

No final da década de 30 e início dos anos 40, a situação política era muito grave. Vários cientistas tinham fugido para os Estados Unidos. As notícias de que a Alemanha pesquisava intensamente o urânio eram constantes, publicações sobre o assunto eram censuradas e a exportação do urânio tcheco-eslovaco foi impedida. Então Einstein, Wigner, Teller, Szilard e outros cientistas informaram a Roosevelt a importância de se intensificar a exploração da energia nuclear.

Apesar do imediato uso militar, como ninguém havia conseguido uma reação em cadeia até então, a possibilidade de obtenção dos enormes recursos necessários para as pesquisas se mostrava difícil.

Na Alemanha, entretanto, as pesquisas utilizando o deutério progrediam rapidamente. Em 1940, a Noruega foi invadida, e a sua maior fábrica de deutério passou para o controle alemão, o qual aumentou a sua capacidade de produção. Em fevereiro de 1943, a aviação americana, com a ajuda de espiões ingleses, bombardeou as instalações dessa fábrica. Em 1944, a Alemanha tentou transferir a fábrica

para o seu território, mas o navio foi afundado pelos ingleses, impondo um grande atraso ao programa alemão.

Einstein escreveu para Roosevelt, explicando a urgência do problema. Em 1941, os Estados Unidos começaram a se mobilizar seriamente. Além do grupo de Fermi, na Universidade de Colúmbia, responsável pela construção de um reator, as pesquisas se concentraram em três outros centros:

- Univ. de Colúmbia - produção de U^{235} pelo método da difusão gasosa.

- Univ. da Califórnia - produção de U^{235} pelo método magnético.

- Univ. de Chicago - produção de Pu^{239} pelo reator nuclear.⁽³⁾

Em junho de 1942, o governo norte-americano iniciou oficialmente o projeto para a construção da bomba atômica, o qual foi denominado "Projeto Manhattan", sob a direção do Gen. Groves.

Em outubro de 1941, foi firmado um convênio para colaboração em pesquisas nucleares entre Roosevelt e Churchill. Em 1943, a Inglaterra transferiu para o Canadá todos os seus cientistas nucleares, para pesquisar um reator baseado no uso do deutério. Os Estados Unidos propuseram, então, a troca da água pesada por minério de urânio de boa qualidade, prontamente aceita pelos ingleses.

Em dezembro de 1942, o primeiro reator nuclear atingiu a criticalidade pela equipe dirigida por Fermi na Universidade de Chicago - um reator de potência zero,

(3) Pesquisas iniciadas antes mesmo da comprovação do próprio reator.

construído com uma pilha de urânio natural metálico e grafite.

Antes mesmo da realização da reação em cadeia, foi conseguida, também na Universidade de Chicago, a separação do plutônio. Em agosto de 1942, a Du Pont foi encarregada da construção de uma fábrica produtora de Pu em Hanford. Ao mesmo tempo, foram construídas as fábricas de U^{235} em Clinton, no Tennessee.⁽⁴⁾

Em 1945 foi realizada a primeira explosão nuclear, o teste chamado de "Trinity", em Los Alamos - Novo México. Nesse mesmo ano foram lançadas as bombas sobre as cidades de Hiroshima e Nagasaki no Japão. De forma dramática, o mundo tomou conhecimento da energia nuclear e suas potencialidades.

2.2 Os desenvolvimentos do após-guerra

A partir daí, o governo americano começou a tratar a questão da energia nuclear como de absoluta segurança nacional, adotando uma política de monopólio dos conhecimentos essenciais à expansão da indústria nuclear.

Essa política se consubstanciou na promulgação da Lei McMahon - 30/07/1946, quando foi criada a Comissão de Energia Atômica dos Estados Unidos, estabelecendo o monopólio estatal sobre tudo que dissesse respeito ao uso da energia atômica, proibindo a disseminação de informações

(4) Aproveitando a grande disponibilidade energética da T.V.A.

nucleares dentro e fora do país sob pena de "crime de alta traição".

Os Estados Unidos iniciaram, também, uma política visando um fácil acesso aos minerais estratégicos para fins nucleares encontrados nos países do terceiro mundo sob a sua influência. Nesse sentido, na Conferência de Chapultepec, realizada em 1945 na Cidade do México, foi aprovada a proposta norte-americana de "solidariedade continental", pela qual lhes é garantida o abastecimento de matérias primas estratégicas.

Na verdade, os americanos, nessa época, já tinham informações sobre as riquezas e as potencialidades do subsolo brasileiro. Por um acordo de 1940 foi estabelecido um programa de cooperação para prospecção de nossos recursos minerais, tendo sido feito um minucioso levantamento de nossas reservas.

Com relação aos minerais radioativos - aqueles próprios para uso nuclear -, o Brasil já os exportava, principalmente sob a forma de areia monazitica, sem conhecer a sua importância e valor; basta ver que em 1945 foi firmado um Acordo de Exportação de Monazita com os Estados Unidos, altamente danoso aos nossos interesses, o qual, entretanto, não despertara muita atenção antes que ocorressem as explosões atômicas no Japão.

Esse acordo de 1945 previa a venda anual de três mil toneladas ao preço de 31 a 40 dólares a tonelada durante três anos, com prorrogação durante dez triênios consecutivos, o que correspondia a uma aberração, pois seriam vendidas 100 mil toneladas de monazita a um preço irrisório (SALLES, 1958).

A nível internacional, os anos que se seguiram foram extremamente importantes para a institucionalização da energia nuclear. Em 1946 foi criada a Organização das Nações Unidas, que assumiu, entre outras funções, o direito de regular o uso da energia nuclear.

Foi criada uma Comissão de Energia Nuclear no âmbito das Nações Unidas, na qual a delegação brasileira foi chefiada pelo Almirante Alvaro Alberto da Mota e Silva, o qual se constituiu em um dos principais responsáveis pela evolução da energia nuclear no Brasil.

Em 1947 os Estados Unidos tentaram aprovar na Comissão de Energia Atômica das Nações Unidas o chamado Plano Baruch, pelo qual pretendiam, em nome da "segurança mundial", assegurar o controle das reservas mundiais de minerais radioativos.

O objetivo era estabelecer uma supervisão internacional sobre o uso da energia nuclear em todos os países produtores de minerais atômicos. O estabelecimento de um sistema de segurança, aliado ao monopólio do conhecimento das pesquisas nucleares, representava a tentativa norte-americana de impedir que outros países atingissem a fabricação da bomba atômica.

Entre os vários países que se levantaram contra o Plano Baruch se destacaram a União Soviética, que defendia os seus interesses na corrida pela obtenção da bomba atômica, e o Brasil, na época único país com reservas significativas de urânio que não estava diretamente controlado pelos países desenvolvidos, e que, por isso mesmo, sentiu-se expropriado pelas propostas do Plano Baruch, iniciando um processo de resistência à sua aprovação que se consumou com a proposta do "princípio das compensações", o qual deveria assegurar

aos países produtores de matérias primas o direito de prioridade para o seu aproveitamento.

Em 1948 a Comissão de Energia Atômica das Nações Unidas declarou ter chegado a um impasse e o Plano Baruch foi sepultado. Por outro lado, em 1949, a União Soviética explodiu a sua primeira bomba nuclear, levando à ruína as esperanças americanas de exercerem o monopólio da energia nuclear.

No Brasil, depois que o Governo Dutra se estabilizou, o Acordo de 1945 voltou a chamar a atenção, principalmente no seio do Conselho de Segurança Nacional - CSN. O debate se travou tanto internamente como a nível internacional. A nível interno, em 1947, foi criada a Comissão de Estudos e Fiscalização dos Minérios Estratégicos, vinculada ao CSN.

Procurava-se, principalmente, restringir as exportações de minerais radioativos. As pressões internas sobre o Governo Dutra fizeram com que o compromisso assumido em 1945 fosse liquidado. Apesar dessa decisão, entretanto, as exportações de minerais radioativos para os Estados Unidos continuaram normalmente até 1951.

Vale lembrar que, nesse período, o problema da energia elétrica já se definia como sendo um dos principais gargalos estruturais para o desenvolvimento e industrialização do país, o que fazia da energia nuclear uma esperança para as necessidades futuras. Tomava corpo, no âmbito das ideologias mais nacionalistas, principalmente militares, a necessidade de se definir uma política nuclear brasileira.

Em 1950, o Presidente Dutra convocou o Almirante Alvaro Alberto para que propusesse medidas que definissem um Programa Nuclear Brasileiro. Este trabalho gerou a Lei número 1310, aprovada em 1950, mas somente promulgada em

1951 com a volta de Getúlio Vargas à Presidência da República.

O segundo governo de Getúlio Vargas caracterizou-se pela institucionalização da máquina administrativa do Poder Executivo. É nesse mesmo sentido que a Lei número 1310 deve ser entendida, uma vez que ela fixou o monopólio estatal na exploração dos minérios radioativos, fixou severas restrições à sua exportação e, principalmente, criou o Conselho Nacional de Pesquisas - CNPq, diretamente ligado à Presidência da República, que teria "por finalidade promover e estimular o desenvolvimento da investigação científica e tecnológica em qualquer domínio do conhecimento" (PINHEIRO, 1958).

A competência do CNPq quanto à área nuclear ficou designada no artigo 5 desta mesma lei: "Ficarão sob o controle do Estado, por intermédio do CNPq (...) todas as atividades referentes ao aproveitamento da energia atômica, sem prejuízos da pesquisa científica e tecnológica" (PINHEIRO, 1958).

A promulgação da Lei número 1310 e a criação do CNPq representaram, no setor nuclear, a concretização da ideologia nacionalista, que pautou todo o segundo Governo Vargas.

Ao lado desses elementos legais e institucionais, juntaram-se, no âmbito da esfera dirigente do país, em "caráter secreto", normas de ação política para o setor nuclear, propostas pelo CNPq e ratificadas pelo CSN, onde se definiam dois princípios básicos: (1) o princípio das compensações específicas através do qual se pretendia trocar tecnologia nuclear pelos minerais atômicos; (2) o princípio da liberdade de ações com os outros países, visando quebrar

o monopólio de relações que se verificava com os Estados Unidos (SALLES, 1958).

O espírito dos princípios acima expostos estremeceram as relações no campo nuclear entre o Brasil e os Estados Unidos, com a conseqüente queda das exportações de minérios radioativos brasileiras nos anos de 1950 e 1951, já que os Estados Unidos não aceitaram pautar os acordos de comércio de minérios ao princípio das compensações específicas.

Porém, a eclosão da Guerra da Coreia mostrou novamente as limitações políticas e econômicas do país e do nacionalismo então vigente. As pressões exercidas pelo governo norte-americano fizeram com que o Brasil sacrificasse suas pretensões de desenvolvimento no setor nuclear e retomasse as exportações de minérios radioativos a preços inadequados e sem a contrapartida tecnológica defendida pelo princípio das compensações específicas.

Em fevereiro de 1952 foi aprovado o "Acordo de 1952", que teve uma vigência de três anos, estipulando uma exportação anual de 2500 ton de areia monazítica e os produtos de tório e sais de terras raras resultantes do beneficiamento no país de outras 2500 ton de monazita.

Em março desse mesmo ano firmava-se um acordo de assistência militar Brasil-Estados Unidos, pelo qual ficávamos desobrigados de enviar tropas à Coreia, desde que garantíssemos o abastecimento de materiais estratégicos aos Estados Unidos.

Além do mais, através do Decreto 30.583 de 1953, foi criada a Comissão de Exportações de Materiais Estratégicos - CEME - ligada ao Ministério das Relações Exteriores, subtraindo a questão das exportações de minérios estratégicos da alçada do CNPq, para que essa passasse a ser

assunto de uma comissão mais ampla, capaz de diluir as posições nacionalistas cristalizadas no CNPq e nas chefias militares.⁽⁵⁾

O Acordo de 1952 representou um dos maiores fracassos de nossas relações de comércio internacional. O governo norte-americano adquiriu de uma única vez os produtos de tório que deveriam ser exportados no prazo de três anos e se desinteressou de cumprir o resto do acordo.

Para resolver os problemas diplomáticos gerados por este acordo, foi proposto um outro acordo em 1954, que passou a ser conhecido com "Acordo do Trigo", já que trocava a areia monazítica brasileira pelo trigo norte-americano. Novamente, à revelia das posições contrárias do CNPq e CSN, a CEME aprovou este acordo, sendo endossado pelo Presidente Vargas em agosto de 1954, quatro dias antes do seu suicídio.

Paradoxalmente, o mesmo Getúlio Vargas apoiara um memorando enviado em 1953 pelo CSN à Presidência da República, recomendando uma reaproximação da política governamental de energia atômica aos princípios básicos definidos pelo CNPq em 1950 e ao espírito que norteava a aprovação da Lei número 1310. Era fundamental, concluía esse memorando, que se garantisse o princípio das compensações específicas e a viabilização do nosso avanço tecnológico no campo nuclear.

Ao mesmo tempo, ainda em sua gestão na Presidência do CNPq, o Almirante Alvaro Alberto iniciou em 1953 uma nova missão aos Estados Unidos na esperança de elaborar um novo Acordo de Cooperação, porém dentro dos princípios definidos pelo CNPq.

(5) Principalmente no CSN e no Estado Maior das Forças Armadas - EMFA.

Vendo a resistência imposta pela Comissão de Energia Atômica dos Estados Unidos - em plena vigência da Lei McMahon -, o Almirante mudou de postura e começou a colocar em prática o segundo princípio básico, que busca cooperação com outras nações.

O Almirante Alvaro Alberto dirigiu-se à França e obteve uma usina de preparação de urânio nuclearmente puro para ser instalada em Poços de Caldas. Essa, entretanto, nunca saiu do projeto, sendo completamente esquecida depois que o Almirante deixou a Presidência do CNPq.

Em seguida, o Almirante garantiu na Alemanha Ocidental a solução para a construção de uma usina de enriquecimento isotópico, adquirindo três ultra-centrífugas - as quais constituíam uma tecnologia ainda em desenvolvimento na Alemanha.

Novamente as limitações da falta de autonomia se fizeram sentir. Primeiro houve um início de negociações complicado, devido ao regime de ocupação ao qual a Alemanha estava submetida. Em seguida, findo esse regime, três ultra-centrífugas foram compradas pelo Brasil, porém foram impedidas de serem embarcadas, devido a intervenção dos Estados Unidos, ficando armazenadas em um porto alemão até 1955, quando as novas políticas propostas pelo Presidente Eisenhower, dos Estados Unidos, permitiram o seu embarque para o Brasil.

Em meados da década de 50, o processo de reconstrução da Europa e do Japão do após-guerra estava praticamente esgotado e, novamente, o avanço do capitalismo passou a se realizar sobre os países periféricos. Porém, o modo de expansão do capitalismo a partir da década de 50 apresenta uma nova dinâmica, isto é, ocorre o surgimento e expansão

das grandes multinacionais com plantas industriais instaladas no terceiro mundo.

Esta mudança no padrão de expansão econômica se refletiu igualmente no setor nuclear. A perda do monopólio da tecnologia nuclear, a explosão da primeira bomba H da União Soviética em 1953 etc, levaram à reformulação da política norte-americana de energia atômica.

Os Estados Unidos passaram a se preocupar em facultar aos seus grandes consórcios industriais a participação na expansão da energia nuclear, ao mesmo tempo que procuraram liberar a realização de acordos de cooperação atômica com outros países.

2.3 O programa norte-americano "Átomos para a Paz"

Em 1953, o Presidente Eisenhower, com o seu discurso na VIII Assembléia Geral da ONU, lançou a proposta "Átomos para a Paz", visando o desenvolvimento dos usos pacíficos da energia nuclear e, ao mesmo tempo, o estabelecimento de um mecanismo de controle internacional sobre materiais físséis e a possibilidade de seu emprego militar.

Apesar de não ter sido aprovada na ONU, dada a posição contrária da União Soviética, a proposta "Átomos para a Paz" continuou. Mais ainda, o mesmo Eisenhower propôs ao Congresso a revisão da Lei McMahon. A nova Lei de 1954 facultava a troca de informações nucleares com outras nações, eliminando os impedimentos que eram estabelecidos pela Lei McMahon. Isto fez com que a indústria nuclear norte-americana passasse a experimentar um "boom" comercial de envergadura internacional, convertendo-se em um forte elemento de pressão e poder.

Os esforços americanos na utilização pacífica da energia nuclear resultaram na "Primeira Conferência sobre Uso Pacífico da Energia Nuclear", realizada em Genebra de 08 a 20 de agosto de 1955, com a participação de 73 países (MAIORINO, 1987).

Esta Conferência é um marco histórico, a partir do qual vários outros países iniciaram seus programas nucleares, a maioria adquirindo projetos prontos dos Estados Unidos. Além do mais, a partir dessa Conferência, os fluxos de informações tecnológicas do setor nuclear se intensificam, sendo criadas as primeiras revistas técnicas especializadas em energia nuclear (MAIORINO, 1987).

Dentro desse clima de distensão, foi criada em 1957 a Agência Internacional de Energia Atômica - AIEA - com a finalidade, segundo o seu estatuto, de acelerar e aumentar a contribuição da energia atômica para "a paz e a prosperidade do mundo inteiro". Dentre as suas atribuições inclui-se a aplicação de salvaguardas a materiais físséis especiais, bem como a serviços, instalações e informações.

Além do mais, neste mesmo ano, foi assinado o Tratado de Roma, pelo qual os países europeus constituíram a EURATOM, destinada a cooperação em energia nuclear para fins pacíficos, sendo uma evidente tentativa europeia de ter voz própria no mundo bipolarizado do setor nuclear.

No ano de 1954 houve um agravamento na crise política brasileira, culminando com o suicídio de Getúlio Vargas, o qual deixara uma carta-testamento denunciando pressões de grupos internacionais e nacionais. Até a posse de Juscelino Kubitschek em janeiro de 1956 a Presidência da República foi ocupada por três nomes diferentes, além de ocorrer um

contra-golpe de Estado para garantir a posse do novo presidente eleito.

No meio desse período de crise, o setor nuclear experimentou um de seus acontecimentos mais polêmicos. A morte de Getúlio levou o Vice-presidente Café Filho à Presidência da República e o General Juarez Távora à Secretaria Geral do CSN.

Em novembro de 1954 foi aprovado um novo documento do CSN, definindo uma nova orientação à política nuclear. Esse documento retirava do CNPq o poder de negociação externa, além de desviar-se do princípio básico da livre cooperação com outras nações em favor de um tratamento especial aos Estados Unidos, refletindo a grande influência de pressões norte-americanas.

Os desentendimentos entre o CNPq e o CSN se exacerbaram, terminando com a exoneração do Almirante Alvaro Alberto da presidência do CNPq. O Almirante, na presidência do CNPq, era considerado o principal obstáculo à efetivação de acordos de energia atômica com os Estados Unidos.

Pouco depois de sua demissão, a três de agosto de 1955, foram assinados no Itamaraty dois acordos de cooperação com os norte-americanos: o acordo de cooperação para o desenvolvimento da energia atômica com finalidades pacíficas e o Programa Conjunto para o Reconhecimento e a Investigação de Urânio no Brasil.

Pelo acordo de cooperação, com duração de cinco anos, os Estados Unidos se comprometiam a arrendar ao Brasil o urânio enriquecido para o funcionamento dos reatores de pesquisa que o governo brasileiro decidiu adquirir dos americanos. Enquanto, pelo Tratado de Pesquisas Minerais,

transferia-se aos Estados Unidos, por um prazo de dois anos, o monopólio da pesquisa de urânio e de sua compra (MOREL, 1979, p. 102).

Os acordos com os Estados Unidos de 1954 e 1955 representaram o abandono dos princípios básicos que tinham norteado a política nuclear defendida pelo CNPq e pelo Almirante Alvaro Alberto. As resistências às iniciativas do CNPq de encontrar na França e na Alemanha as usinas de tratamento e enriquecimento de urânio aumentaram.

O pensamento dominante passou a ser o de que, em primeiro lugar, o país deveria determinar o potencial de minérios radioativos e, só depois, enveredar pelo seu aproveitamento, diferente da postura até então defendida pelo CNPq de realizar simultaneamente as pesquisas minerais e o aparelhamento industrial.

As mudanças políticas propostas pelo Presidente Eisenhower permitiram que as três ultra-centrífugas compradas pelo governo brasileiro na Alemanha fossem embarcadas. As mudanças das diretrizes internas fizeram, entretanto, com que estas máquinas nunca fossem operadas, sendo encaminhadas e encaixotadas nos armazéns do Instituto de Pesquisas Tecnológicas de São Paulo. Por outro lado, também não foi dado andamento ao projeto da usina de refino de urânio dos franceses.

Na verdade, os interesses das relações internacionais brasileiras, que defendiam os compromissos e alianças assumidos pelo país, principalmente com os Estados Unidos, viram por bem eliminar todos os importantes focos de tensão diplomática, particularmente neste período marcado pela grande crise da Guerra da Coreia. Nesse sentido, as drásticas mudanças de rota na política nuclear permitiram

que o Brasil definisse claramente, perante os seus aliados, o seu posicionamento a nível internacional.

Como reflexo dessa mudança política do Programa Nuclear Brasileiro e através de iniciativas do programa americano "Átomos para a Paz", foi possível a instalação do primeiro reator nuclear de pesquisas no Instituto de Energia Atômica de São Paulo - IEA.

Em seguida, o Instituto de Pesquisas Radioativas -IPR-, que fora criado em 1953, vinculado à Universidade Federal de Minas Gerais, para estudos e pesquisas em física, adquiriu um reator nuclear de pesquisas TRIGA da empresa norte-americana General Atomics, constituindo o segundo reator nuclear a ser instalado no Brasil.

O IEA foi criado em 31 de agosto de 1956, a partir de um convênio entre a Universidade de S. Paulo - USP, e o CNPq. Após a criação da CNEN, estes institutos passaram de maneira direta ou indireta a serem regidos pela sua política (MAIORINO, 1987).

Em 1956, na Câmara dos Deputados, o Deputado Renato Archer divulgou quatro documentos secretos, de procedência norte-americana, nos quais se evidenciava a pressão exercida pelos Estados Unidos sobre a nossa política nuclear. Os tais documentos teriam sido dirigidos ao General Juarez Távora, então Chefe do Gabinete Militar da Presidência da República e Secretário Geral do CSN do governo Café Filho (MOREL, 1979, p. 103).

Instalou-se, então, uma Comissão Parlamentar de Inquérito destinada a apurar os fatos sobre as pressões norte-americanas que teriam mudado o rumo de nossa política nuclear. Diante da repercussão das revelações feitas perante a CPI, o Presidente Juscelino Kubitschek nomeou uma comissão

especial para examinar o problema e estabelecer diretrizes que regulassem a matéria (MOREL, 1979, p. 103).

Em 30 de agosto de 1956, foram aprovadas as Diretrizes Governamentais para a Política Nacional de Energia Nuclear, onde, de uma forma geral, constavam pontos que tentavam restabelecer a soberania do governo sobre qualquer matéria referente à energia nuclear. Foi criada a 10 de outubro de 1956, pelo Decreto número 40.110, a Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN -, vinculada diretamente à Presidência da República e com a incumbência de propor as medidas julgadas necessárias à orientação da política geral da energia atômica em todas as suas fases e aspectos (MOREL, 1979, p. 104).

Se, por um lado, a década de 50 marcou a fase da física experimental no Brasil, nesse mesmo período a política nuclear continuou a ter um desenvolvimento à margem. Menos do que a ciência nacional, eram os interesses de relações internacionais que definiam os compromissos e alianças assumidos pelo Brasil.

Apesar de tudo, o Presidente Kubitschek permitiu uma retomada do discurso nacionalista e prometeu o aproveitamento de nossas riquezas nucleares. Já no seu governo, a CNEN começou a desenvolver um ante-projeto para a construção de uma usina nuclear na região centro-sul, criando o chamado Grupo de Trabalho do Reator de Potência.

Procurava-se, desta forma, alinhar-se tanto à grande corrida nuclear que se processava a nível mundial, como aos incentivos internos propiciados pelo Plano de Metas do Presidente Juscelino Kubitschek. O discurso de instalar uma usina nuclear no Rio de Janeiro, para ser operada já nos anos 60, foi repetido em 1958 e em 1959, quando foi criada a Superintendência do Projeto Mambucaba, que deveria coordenar

os estudos de instalação dessa central, a qual, já se pensava, deveria ser do tipo PWR.

Com a criação do Ministério das Minas e Energia - MME, em 1960, a CNEN foi incluída na sua jurisdição. Na verdade, através da CNEN, o Brasil conseguiu nos anos 60 grandes avanços tecnológicos em energia nuclear. Foi criado o Laboratório de Dosimetria⁽⁶⁾, no Rio de Janeiro, além de serem conseguidos pela CNEN, em cooperação com geólogos norte-americanos, grandes avanços no conhecimento de nosso sub-solo.

Os governos Quadros e Goulart representaram um período de grande confusão política e econômica. Dentro de suas políticas populistas e desenvolvimentistas a energia nuclear apresentava-se como indispensável à nação. Porém, mesmo no setor nuclear, as propostas apresentadas por esses governos eram confusas e obviamente inexequíveis.

Com Jânio, o Projeto Mambucaba foi reformulado; chegou-se a elaborar o projeto de um reator a urânio natural refrigerado a gás, em cooperação com técnicos franceses que haviam utilizado essa tecnologia em seus primeiros reatores. Contrariava-se, assim, a linha de pesquisa ensaiada a nível dos institutos e universidades brasileiras. A renúncia de Jânio paralisou o projeto e os franceses seguiram para a Argentina para a construção de Atucha.

João Goulart, seguindo as linhas de seu Plano Trienal, o qual mencionava o esgotamento progressivo do potencial hidroelétrico economicamente explorável, previsto para 1975 - 1980, recomendava o início da construção da primeira central nuclear, dentro de um programa de longo prazo que

(6) Mais tarde transformado no Instituto de Radioproteção e Dosimetria.

permitisse a independência no suprimento de combustíveis, a utilização de matérias primas nacionais e a máxima participação possível de empresas nacionais.

Apesar de tudo, esses governos deixaram elementos institucionais importantes, tais como o Decreto número 50.753, de 1961, que regulamentou o emprego das rendas provenientes da industrialização de minerais radioativos e de seus subprodutos, inclusive autorizando a CNEN a utilizar esses recursos na ampliação do intercâmbio técnico-científico etc; e a Lei número 4.118, de 1962, que dispôs sobre a Política Nacional de Energia Nuclear.

Com essas disposições, reestruturou-se o arcabouço institucional do setor nuclear no país: (i) assegurando o monopólio da União sobre a pesquisa, lavra, comercialização e industrialização de minérios e materiais nucleares, (ii) transformando a CNEN em autarquia federal com autonomia financeira e administrativa, diretamente subordinada a Presidência da República, cabendo-lhe a orientação da Política Nacional de Energia Nuclear, e transferindo para a CNEN atribuições antes desempenhadas pelo CNPq, (iii) designando a CNEN para apoiar as atividades desenvolvidas nos vários institutos de pesquisa da área nuclear.⁽⁷⁾

O IEN foi criado como unidade de pesquisa da então Universidade do Brasil - hoje Universidade Federal do Rio de Janeiro -, sendo constituído por técnicos da CNEN. Após a fundação do Instituto, o seu pessoal técnico passou por um grande processo de especialização no "Argonne National Laboratory" nos Estados Unidos. Desse processo, foi gerado o primeiro projeto de um reator nuclear de pesquisas feito por

(7) O IEA, o IPR e o recém fundado IEN - Instituto de Energia Atômica -, no Rio de Janeiro.

brasileiros. Foi o reator "ARGONAUTA", que veio a ser concluído em 1963.

2.4 A maturidade da geração nuclear de energia elétrica a nível mundial

A nível internacional, apesar da frenética corrida que se observava para o desenvolvimento tecnológico de reatores, a "Segunda Conferência sobre Usos da Energia Nuclear para Fins Pacíficos" já refletia um certo pessimismo quanto ao futuro da energia nuclear em aplicações pacíficas, pois os custos dos reatores nucleares estavam excedendo as previsões iniciais.

Seja como for, a partir da década de 60, a energia nuclear, a nível mundial, passou a conhecer um desenvolvimento comercial bastante grande, principalmente nos Estados Unidos, onde as concessionárias de energia elétrica começaram a contratar maciçamente reatores nucleares das empresas fabricantes dessas centrais.

A "Terceira Conferência Internacional para Usos de Energia Nuclear para Fins Pacíficos" constatava que a energia nuclear havia atingido a sua maturidade.

A nível de América Latina, em 1963, foi assinada uma declaração conjunta dos presidentes do Brasil, México, Chile, Bolívia e Equador, manifestando a intensão de converter a região em Zona Desnuclearizada. Iniciou-se, assim, um processo que culminaria no Tratado de Trateloico, assinado na Cidade do México em 1967.

No Brasil, apesar das várias intensões de se aproveitar a energia nuclear em reatores terem fracassado face às

profundas crises políticas e econômicas atravessadas, o país conseguiu avançar nas pesquisas geológicas. Em 1964, o governo autorizou a CNEN a constituir uma sociedade mista que se chamaria Companhia de Materiais Nucleares do Brasil - COMANERA, a qual teria a finalidade de promover a lavra, o beneficiamento, o refino, o tratamento químico e o comércio de materiais nucleares.

As alterações políticas de 1964 aprofundaram as mudanças na política nuclear existente, afastando-se ainda mais de qualquer orientação nacionalista. No "Programa de Ação Econômica do Governo" - PAEG, do Presidente Castelo Branco, deixou-se de considerar a energia nuclear como uma possível fonte geradora de energia elétrica em larga escala no país. Tomou-se, assim, uma posição contrária àquela que cientistas e políticos vinham defendendo há mais de uma década.

O regime autoritário instaurado teve por meta o desenvolvimento econômico pautado por leis de mercado e busca da eficiência econômica. A política energética foi igualmente orientada para uma maior produtividade dos investimentos, partindo da ampliação dos sistemas geradores com base em usinas convencionais.

No campo nuclear, os esforços foram concentrados na formação de técnicos, na pesquisa, na prospecção de novas jazidas de minérios nucleares e na produção de radioisótopos.

Na prática, entretanto, em 1965, retomou-se o Projeto Mambucaba, visto, agora, como apenas uma iniciativa piloto no sentido de aproveitamento termoeletrico da energia nuclear. Foi constituído o "Grupo de Trabalho de Reatores de Potência". Esse grupo foi logo extinto; no entanto, o seu trabalho demonstrou a viabilidade de uma central de cerca de

500 MW(e) importada e que passaria a operar na área Rio-Guanabara a partir do período 1972 - 1975.

Durante o seu governo, o Presidente Castelo Branco ratificou a autonomia da CNEN, que continuou vinculada à Presidência da República, dada a sua importância em termos de segurança nacional. Porém, com a reforma administrativa realizada em 1967, o Decreto-lei 200 passou a CNEN para o MME, ficando para ela a gestão da Política Nacional de Energia Nuclear, mas passando à ELETROBRAS a responsabilidade da construção e operação de usinas nucleares.

A nível de pesquisa, podem ser citados o Grupo do Tório em 1965, no IPR de Minas Gerais, o qual lançou-se, junto com pesquisadores franceses, em um projeto de reator de tório e água pesada. Ainda com pesquisadores franceses, foi confirmada a existência de urânio em condições economicamente favoráveis de exploração em Poços de Caldas. Por fim, em 1966, foi criado o Centro de Energia Nuclear para a Agricultura - CENA, em Piracicaba.

2.5 Planejando a instalação da primeira usina nuclear no país

Os Governos Costa e Silva - 1967 a 1969 - e Médici - 1969 a 1974 - representaram períodos de grande expansão da economia brasileira, com taxas de crescimento do consumo de eletricidade da ordem de 14 % aa. Grandes investimentos foram programados ou já estavam em andamento para ampliação do parque hidroelétrico brasileiro.

O Governo Castelo Branco se caracterizara por uma política externa que objetivava evitar atritos com os

Estados Unidos. No Governo Costa e Silva, porém, essa posição se alterou com o episódio do Tratado de Não-Proliferação de Armas Nucleares - TNP.

Inicialmente, em maio de 1967, o Brasil assinou o Tratado do México sobre proscrição de Armas Nucleares na América Latina. Nesse tratado deixava-se clara a possibilidade de utilização da energia nuclear para fins pacíficos. Particularmente polêmico era o artigo que permitia explosões nucleares com fins pacíficos.

Os Estados Unidos manifestaram-se contrários a esse artigo e, em declaração entregue aos chefes das delegações do Brasil e do México, afirmavam ser praticamente impossível estabelecer diferenças entre a tecnologia utilizada para fins pacíficos e a utilizada para fins bélicos. Contudo, a possibilidade de desenvolver explosões nucleares para fins pacíficos foi mantida.

Em agosto de 1967, os Estados Unidos e a União Soviética apresentaram na Conferência de Desarmamento de Genebra o Tratado de Não-Proliferação de Armas Nucleares - TNP, que procurava restringir o acesso de novos países ao "clube nuclear".

Por esse tratado, as nações são divididas em duas categorias: potências nucleares - todo país que tiver fabricado ou explodido uma arma nuclear ou outro artefato explosivo nuclear antes de primeiro de janeiro de 1967 -, e potências não nucleares - todos os demais Estados. Estes ficariam proibidos de adquirir ou fabricar artefatos nucleares, mesmo os de utilização para fins pacíficos; as atividades nucleares desses países estariam sujeitas a sistemas de salvaguardas (MOREL, 1979, p. 112).

Votaram contra o tratado: Albânia, Cuba, Tanzânia e Zâmbia; abstiveram-se de votar, entre outros: Argentina, Brasil, França, Índia, Argélia, Arábia Saudita, Espanha, Portugal (SOARES, 1974, p. 145).

O governo brasileiro reivindicou o direito de utilização do Átomo, apresentando o uso da energia nuclear como indispensável ao processo de desenvolvimento do país. A "Era Atômica", a "revolução nuclear" etc, são legendas que mostram bem como a energia nuclear era apresentada a nível mundial como um novo instrumento tecnológico do desenvolvimento, sobre o qual o Brasil deveria adquirir capacitação e independência.

Conjugava-se, em paralelo, as aspirações de um "Brasil grande potência", onde se colocava o desenvolvimento científico e tecnológico como elemento forte da política governamental.

A oposição brasileira ao TNP mobilizou diversos setores da opinião pública nacional, constituindo o principal marco de referência da guinada da política externa do Governo Costa e Silva. Neste período se definem palavras-chaves como "segurança" e "soberania nacional", que pautariam uma nova fase do período pós-64.

Internamente, a energia nuclear também sentiu o impacto dessa nova fase do país, sendo vislumbrada, pela primeira vez, nos planos do setor elétrico nacional, ainda que assumindo um caráter de complementaridade à energia hidráulica.

Em 1967, foi criado o "Grupo de Trabalho Especial", com representantes do CSN, MME, CNEN, ELETROBRAS e FURNAS, visando estudar a possibilidade de utilização da energia nuclear na região sudeste. Este grupo recomendou a

instalação de uma usina de 500 MW(e), para entrar em funcionamento no final da década de 70.

Ao mesmo tempo, a CNEN estreitou o seu relacionamento com os três institutos mais importantes responsáveis pela pesquisa nuclear do país, intensificou o levantamento das jazidas de minérios atômicos e o estudo dos processos para o seu aproveitamento.

Apesar das diversas divergências existentes a nível internacional, em 1968 o Brasil obtém a colaboração de técnicos da AIEA para o "Grupo de Trabalho Especial". Os estudos realizados confirmaram a recomendação de um reator de 500 MW(e).

Dos relatórios do "Grupo de Trabalho Especial", elaborado em 1967, e da AIEA, elaborado em 1968, o governo, em 1969, decidiu construir a sua primeira usina nuclear, a qual se localizaria em Angra dos Reis, RJ.

A CNEN optou pela linha de reatores PWR, contradizendo inteiramente as metas tradicionalmente definidas de independência tecnológica. Os cientistas brasileiros criticaram duramente esta opção, pois nos colocava na dependência de tecnologia e combustível enriquecido provenientes das grandes potências.

A escolha de opção tecnológica para os reatores nucleares envolve não apenas elementos técnicos, mas também políticos. Os cientistas defendiam a opção por reatores a urânio natural e água pesada, opção adotada por países como Canadá, Índia, Argentina, Paquistão, França e Inglaterra.

A questão, entretanto, é extremamente delicada. Uma análise ex-post das várias experiências internacionais mostra que a Inglaterra e a França, posteriormente,

abandonaram suas tecnologias próprias em favor da tecnologia PWR norte-americana. Na França, particularmente, a mudança tecnológica, decidida em 1974, foi muito criticada, pois abandonou-se a tecnologia própria, enquanto a empresa FRAMATOME passou a construir reatores tipo PWR sob licença da Westinghouse norte-americana.

Na verdade, tanto a FRAMATOME como a KWU alemã, ambas licenciadas da Westinghouse na construção de reatores PWRs, se transformaram em empresas gigantes no mercado de usinas nucleares. Na França, o programa nuclear foi fantásticamente acelerado, e a energia nuclear representa hoje 75% do total da eletricidade gerada no país.

Por outro lado, não é menos verdade que Canadá e Índia, os quais se mantiveram fiéis à tecnologia de reatores a urânio natural e água pesada, constituem dois exemplos de sucesso de capacitação tecnológica e desenvolvimento de uma indústria nuclear própria.

No primeiro Plano Nacional de Desenvolvimento - I PND, o Presidente Médici destacou, na parte atinente à política energética, a construção da primeira usina nuclear e a necessidade que o país dominasse o ciclo do combustível nuclear, com a implantação, inclusive, de um complexo industrial para a produção do combustível nuclear e o seu reprocessamento.

Em 1971 foram apresentadas as propostas de cinco fabricantes para a construção dessa primeira central. Um relatório enviado ao MME recomendou a proposta da Westinghouse, pois esta era a que melhor contemplava a participação da indústria nacional no fornecimento de componentes. Na prática, entretanto, o tipo de contrato estabelecido permitia uma limitada participação de pesquisadores e cientistas brasileiros.

Institucionalmente, foram realizadas grandes reformulações necessárias para acomodar o novo projeto. Foi criada, em 1971, a Cia. Brasileira de Tecnologia Nuclear - CBTN, com o objetivo de projetar e construir os novos reatores e o ciclo do combustível nuclear, sendo transferidos a ela o Instituto de Radioproteção e Dosimetria - IRD -, e o IEN, no Rio de Janeiro. Por outro lado, o IEA em S.Paulo, foi colocado à margem desse novo processo e foi transferido para o Governo do Estado de São Paulo.

Em 1972 foi assinado o Acordo de Cooperação para Usos Cíveis de Energia Atômica entre a CNEN e a Comissão de Energia Atômica dos Estados Unidos, pelo qual, em troca de urânio natural, os norte-americanos nos forneciam o urânio enriquecido necessário aos nossos reatores de potência. Em julho desse mesmo ano, foi estabelecido um acordo trilateral Brasil-Estados Unidos-AIEA, para a aplicação de salvaguardas às novas instalações nucleares a serem construídas.

A construção da usina de Angra I foi iniciada em 1972, dando início a uma infundável série de contra-tempos, polêmicas e escândalos. Além do mais, a posição política escolhida pelo país mostrou a sua fraqueza quando, após a crise energética mundial de 1973, a Westinghouse suspendeu a garantia de fornecimento de combustível às futuras usinas brasileiras.

O contexto de euforia nuclear advinda com a crise petrolífera fez com que a demanda internacional por urânio enriquecido ultrapassasse todas as previsões. O preço do urânio no mercado internacional saltou dos US\$ 10/lb para US\$ 45/lb e a Westinghouse não teve como manter os compromissos assumidos.

2.6 O Acordo Nuclear entre o Brasil e a Alemanha

Na segunda metade dos anos 70, o surto desenvolvimentista do país mostrava os primeiros sinais de esgotamento. As taxas de crescimento do PIB já não atingiam os valores recordes, superiores a 10% aa., registrados no início da década. Basicamente, verificava-se o arrocho dos gargalos estruturais da economia brasileira.

Tendo em conta estes limites, o Presidente Geisel estabeleceu o II PND, como o mais ambicioso dos planos adotados desde o Plano de Metas de Juscelino. Baseado em uma política de intensificação do processo de substituição de importações e grande internalização de capital externo, amplamente disponível dada a grande liquidez internacional gerada pelo aumento dos preços do petróleo em 1973, estabeleceu-se um forte ritmo de industrialização no país.

O setor energético assumiu prioridade máxima, com ênfase na grande expansão do potencial hidroelétrico, a intensificação da prospecção de petróleo, o lançamento do programa do álcool e a definição de um ambicioso programa nuclear.

Com relação ao setor nuclear, as dificuldades de transferência de tecnologia impostas pelos americanos fizeram com que o governo se dirigisse à Alemanha Ocidental com a intenção de aprofundar a cooperação científica entre os dois países. Inicialmente, procurou-se intensificar um programa anterior, o qual havia sido estabelecido em 1969. Em 1975 foi assinado o Acordo Nuclear Brasil-Alemanha para usos pacífico da energia nuclear, que abrangia praticamente todo o ciclo, isto é:

- (i) prospecção, extração e processamento de minérios de urânio;
- (ii) conversão em hexafluoreto de urânio (UF_6);
- (iii) enriquecimento através do jato centrífugo;
- (iv) reconversão do UF_6 em UO_2 ;
- (v) fabricação de pastilhas e montagem de elementos combustíveis;
- (vi) construção de oito reatores nucleares;
- (vii) reprocessamento de combustível irradiado.

Para tanto, novas e profundas alterações institucionais foram realizadas. Em 1974, por meio da Lei 6189, foi extinta a CBTN e criada a NUCLEBRAS, com uma esfera de atuação ainda mais ampla. Para tanto, a Lei 4118, que fixava o monopólio da União para os assuntos nucleares, foi modificada, tornando possível a participação de empresas privadas nacionais e estrangeiras na exploração do urânio e outros minerais atômicos.

Em 1976, FURNAS contratou a construção e o financiamento das usinas de Angra II e III junto à empresa alemã KWU e bancos europeus. Em 1977, o antigo IPR foi transformado no Centro de Desenvolvimento de Tecnologia Nuclear - CDTN, tornando-se o centro de pesquisa da NUCLEBRAS. Além destas, foram criadas várias outras empresas como mostra a tabela 2.1:

TABELA 2.1

EMPRESAS DO SETOR NUCLEAR CRIADAS DEVIDO AO
ACORDO ENTRE BRASIL E ALEMANHA

EMPRESA	AREA DE ATUAÇÃO	PARTICIPAÇÃO ACIONARIA DA NUCLEBRAS
NUCLEP	Equipamentos pesados	75 %
NUCLEMON	Exploração de areia monazítica	100 %
NUCLEI	Enriquecimento a jato-centrífugo	75 %
NUCLAM	Prospecção de minérios	51 %
NUCLEN	Engenharia	75 %
NUCON	Construção	51 %
NUSTEP	Enriquecimento - empresa constituída na Alemanha e dona da patente do processo de jato centrífugo	50 %
EMPRESA	CONSTITUIÇÃO ACIONARIA - CONTRAPARTIDA ALEMA	
NUCLEP	8 1/3 % KWU (*) - 8 1/3 % VOEST - 8 1/3 % GHH	
NUCLEMON	--	
NUCLEI	10 % INTERATOM - 15 % STEAG	
NUCLAM	25 % URANG	
NUCLEN	25 % KWU	
NUCON	49 % VARIAS OUTRAS EMPRESAS	
NUSTEP	50 % STEAG	

(*) KWU - Kraftwerk Union

Fonte: (ROSA, 1982)

O principal objetivo da constituição de tantas empresas foi a criação de uma "nucleocracia" com poder de decisão. A figura 2.1 mostra claramente como que esta "nucleocracia" foi fortalecida dentro da nova ordem institucional criada.

Há de se notar como o meio científico foi completamente afastado do processo de decisão das questões nucleares. É claro que havia técnicos trabalhando no âmbito da CNEN, da NUCLEBRAS e dos institutos a elas ligados, mas, em geral, eles foram mantidos sem articulação significativa com o meio científico acadêmico. Adicionalmente, nem mesmo esses técnicos tiveram participação nas grandes decisões relativas ao acordo.

Isto reflete o fato de que, antes de mais nada, o acordo foi uma obra diplomática bem-feita, convergindo interesses de penetração industrial da Alemanha com interesses da política do "Brasil Potência".

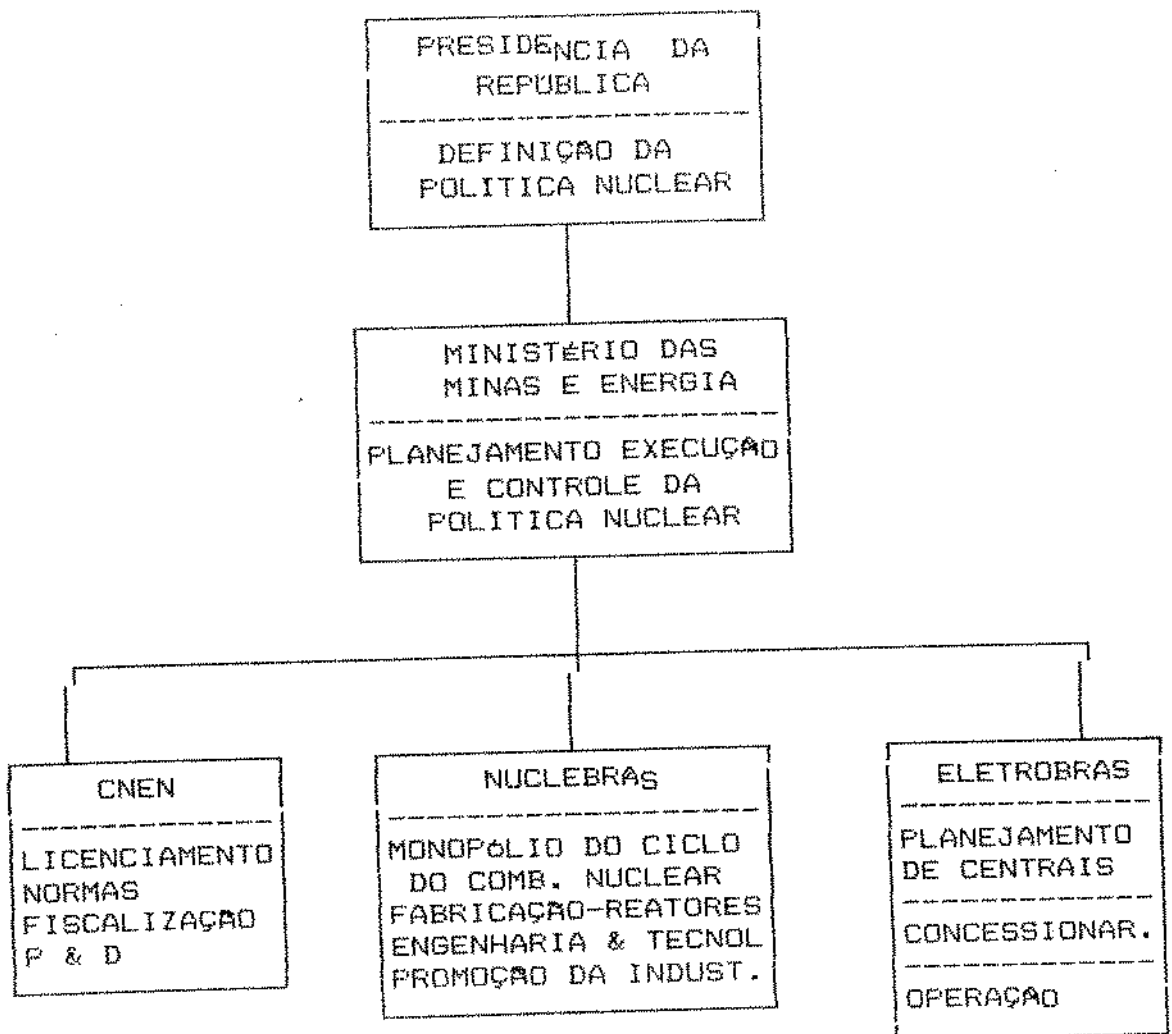
Esta convergência foi propiciada pelo enfraquecimento da posição norte-americana no contexto dos países industrializados, abrindo espaço a uma multipolarização do sistema capitalista ocidental, com o fortalecimento relativo dos interesses europeus e japoneses.

A compreensão dessa realidade exige uma rápida discussão da experiência internacional no que tange aos vários programas nucleares.

Nos Estados Unidos é que se desenvolveu a tecnologia mais avançada. A Westinghouse foi sempre o fabricante mais agressivo na comercialização de reatores e patentes tecnológicas no setor nuclear.

FIGURA 2.1

ORGANIZAÇÃO INSTITUCIONAL DO SETOR NUCLEAR
ESTABELECIDO PELO PROGRAMA NUCLEAR COM A ALEMANHA



Fonte: (ESTEVES, 1989)

Na Alemanha Ocidental, a tecnologia foi importada dos Estados Unidos e depois significativamente alterada, conseguindo-se uma grande melhora no desempenho operativo. A França, por seu lado, entrou na era do reator nuclear e, com tecnologia autônoma, mas depois também adotou a tecnologia americana, dando início a um programa de amplitude sem precedentes. Finalmente, o Japão também foi um outro país importante a adotar essa mesma tecnologia.

Do Japão, através da Mitsubishi, e da França, através da FRAMATOME, a Westinghouse recebeu uma grande quantidade de "royalties" para o pagamento da tecnologia repassada. No Japão, inclusive, as duas companhias têm mantido, até hoje, um fluxo de novos pedidos de reatores, inclusive desenvolvendo juntas vários projetos avançados.

Entretanto, a KWU, da Alemanha, em 1970 já se destacava da Westinghouse, transformando-se em poderosa concorrente no mercado internacional. Mais recentemente, mesmo a FRAMATOME francesa tem se destacado neste mercado, fazendo com que a concorrência internacional eliminasse de fato a condição de monopólio norte-americano.

No âmbito nacional, por outro lado, as premissas que justificaram a assinatura do Acordo foram publicadas pela Presidência da República em 1977 no chamado "Livro Branco". Uma análise ex-post dessas premissas mostra como estas eram completa ou parcialmente equivocadas.

Esperava-se que o ritmo de desenvolvimento imposto pelo II PND fizesse com que o Brasil atingisse o "status" de grande potência antes do final do século. Raramente uma decisão do regime militar enfrentou tamanha oposição, articulando interesses de segmentos tão diferenciados e contraditórios.

O fracasso da inserção do Brasil no jogo nuclear das grandes potências merece alguns comentários. Aparentemente, a evolução histórica deveria ter seguido o modelo de ciclo de vida de um produto, adotado com muita frequência pelo modelo brasileiro de desenvolvimento, calcado no processo de substituição de importações.

A aplicação de tal modelo de ciclo de vida de um produto ao setor nuclear esbarra, entretanto, com alguns obstáculos difíceis de transpor. O modelo envolve a evolução de um processo de aprendizado na elaboração e modificação de um produto. A chave do processo de aprendizado, porém, é a comunicação eficiente de informações entre consumidores e produtores.

No setor nuclear é enorme a influência das normas de segurança; igualmente importantes são as questões estratégicas. Isso faz com que existam numerosas instituições envolvidas, que acabam influenciando o processo de troca de experiências e informações.

Além do mais, o fato do ciclo de vida de uma usina nuclear ser muito longo e custoso, além da grande dificuldade de realização de testes, faz com que exista um desincentivo a modificações de projeto.

Dada a pouca dinâmica no desenvolvimento de novos projetos, o problema de transferência de tecnologia se torna muito difícil de resolver. O estabelecimento de uma capacidade autônoma de produção somente será justificado se houver uma demanda própria por centrais nucleares suficientemente grande.

Neste caso, os complexos equipamentos e tecnologias são repassados até com lucratividade baixa no início, mas com forte recuperação ao longo do tempo com serviços de

assistência técnica. Outro esquema pode ser o repasse da tecnologia vinculado compulsoriamente à compra de outros equipamentos.

Por causa disso, os elementos decisivos do acordo eram a implantação do ciclo do combustível nuclear, principalmente o processo de enriquecimento de urânio pelo método de jato centrífugo, e a concomitante construção de oito reatores nucleares com nacionalização progressiva dos mesmos.

A crise em que adentrou o país a partir de 1979 foi a gota d'água para a ruína de um esquema que tinha nascido com poucas chances de vingar. Na verdade, o programa já se revelava inviável e mostrava grandes atrasos de cronograma mesmo antes que o país mergulhasse na forte crise econômica.

A partir de 1978 as obras de Angra I, II e III passam a sofrer sérios atrasos, o que levou à instalação de uma CPI no Senado Federal sobre o Programa Nuclear. Estava em discussão não apenas os seus termos de implantação, supostamente nocivos ao país, mas o fato de que, com o seu programa, o Brasil parecia caminhar na contra-mão dos acontecimentos internacionais.

O reflexo da crise dos anos 80 sobre o programa nuclear foi enorme. Angra I se transformou em um motivo de fracasso sobre o qual todos os críticos da energia nuclear encontraram motivos mais do que suficientes para embasar as suas críticas.

A NUCLEBRAS, como todas as empresas estatais do setor elétrico, se encontrou envolvida com sérios problemas financeiros. Os desencontros na coordenação do programa foram frequentes. A falta de confiança de que houvesse um

sistema que garantisse a segurança aos trabalhadores e às regiões circunvizinhas se espalhou.

A nível internacional, o acidente de Three Miles Island de 1979 fez com que o sonho da energia nuclear fosse posto em cheque. Além disso, a escalada dos custos, dadas as novas imposições de segurança, fez com que a própria viabilidade econômica dessa tecnologia fosse contestada.

Em vários países se abandonava a ilusão da necessidade e competitividade da energia nuclear. No Brasil, o Governo Figueiredo decidiu manter apenas as centrais de Angra II e III no horizonte de planejamento do setor elétrico.

Na verdade, o próprio setor elétrico já se colocava contra o Acordo. Foi aí que se mostrou importante ao setor a construção institucional de uma "nucleocracia" forte. Essa nucleocracia manifestou o seu poder mais na defesa obstinada do acordo e não admissão de seus fracassos do que no real peso relativo do setor dentro da burocracia estatal.

Nestes termos, o discurso governamental se transformou e o acordo passou a ser defendido oficialmente não mais como uma solução energética, mas como uma forma de acesso à tecnologia nuclear.

Na verdade, entretanto, antes mesmo que ganhasse força a crítica sobre a necessidade de se adquirir a tecnologia nuclear, já se faziam ouvir as críticas sobre a efetividade de se obter esta tecnologia através do acordo.

Com relação à pesquisa e desenvolvimento na área nuclear, a influência do acordo foi definitivamente negativa. Os antigos institutos, IPR, transformado no CDTN, e IEN, atravessaram crises e esvaziamento, provocados pelo

abandono por parte da NUCLEBRAS e pela indefinição de objetivos em que permaneceram por anos, terminando por voltar ao âmbito da CNEN.

Quanto ao IEA em São Paulo, o governo do Estado mudou o seu nome para Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares - IPEN, e, a partir de 1979, passou a ter a firme intenção de alargar as suas atividades e abranger outras formas de energia, descaracterizando os objetivos para os quais o IEA havia sido criado.

2.7 O "Programa Autônomo de Tecnologia Nuclear" e os desenvolvimentos recentes do setor nuclear no Brasil

Em 1979 é deflagrado o Programa Autônomo de Tecnologia Nuclear - PATN, respaldado pela CNEN, com base na tecnologia desenvolvida no IPEN e no interesse da Marinha em desenvolver um submarino com propulsão nuclear.

Para tanto era fundamental que o país possuísse um programa isento de salvaguardas internacionais, nascendo, definitivamente, o PATN, em 1980, o qual, devido ao fato de não ser prontamente reconhecido pelos órgãos oficiais do governo, passou a ser chamado pela imprensa como Programa Paralelo.

O PATN começou a ser esboçado a partir de um relatório interno da Marinha do Brasil, onde o então Capitão de Fragata Othon Luiz Pinheiro da Silva discorria sobre a possibilidade de o Brasil ingressar na era dos submarinos nucleares através de um programa nuclear que permitisse o domínio do ciclo do combustível (BITTENCOURT, 1988).

O IFEN, que havia sido colocado à margem do programa oficial com a Alemanha, e se encontrava sob o controle do Governo do Estado de S.Paulo, foi incluído como peça chave do PATN. Assim, em 1983, o Instituto retornou ao controle da CNEN.

A idéia era aproveitar a estrutura de um dos principais institutos de pesquisas nucleares existentes no país, o qual, adicionalmente, encontrava-se, isento de salvaguardas internacionais. Paralelamente, o IFEN possuía uma estrutura tradicional de formação de técnicos de alto nível para o setor nuclear, de tal sorte que passou a desenvolver um papel decisivo para o andamento de longo prazo previsto no PATN.

Montou-se, então, com recursos da Marinha e do CSN, junto às instalações do IFEN, a Coordenadoria de Projetos Especiais - COPESP, a qual encarregou-se diretamente dos dois projetos mais sensíveis do programa: o reator nuclear e o enriquecimento isotópico pelo método de ultracentrifugação.

Dentro da estrutura da COPESP foi iniciada a construção do Centro Experimental de Aramar em Iperó, SP, onde foi inicialmente instalada uma usina-piloto de enriquecimento de urânio com base no processo de ultracentrifugação, capaz de enriquecer o urânio em até 20 %.

Fora a usina de enriquecimento, o Centro de Aramar deverá conter várias outras instalações. A tabela 2.2 resume algumas das atividades em construção ou planejadas para serem instaladas em Iperó.

TABELA 2.2

ASPECTOS CIENTÍFICOS E TECNOLÓGICOS DO

CENTRO EXPERIMENTAL DE ARAMAR

1. Planta-piloto de enriquecimento de urânio com base no processo de ultracentrifugação. Deverá conter cerca de 300 ultracentrífugas, capazes de enriquecer o urânio em até 20%.

2. Um edifício para testes de equipamentos de vapor a alta pressão que será usado para testar os componentes dos sistemas de propulsão de submarinos (*).

3. Uma unidade montadora de ultracentrífugas.

4. Um reator nuclear de 50 MW do tipo que deverá ser usado como propulsor de submarinos. Será um reator do tipo PWR, funcionando com urânio enriquecido a 20%.

5. Instalação de uma unidade industrial de enriquecimento, podendo abrigar até mesmo 10000 centrífugas.

6. Unidade de preparação do gás UF_6 a partir do "yellow cake" e a preparação de pastilhas de urânio enriquecido(**).

(*) Esta é uma unidade puramente industrial, sem qualquer relação com energia nuclear.

(**) O Centro receberá cargas de minério de urânio, que será quimicamente tratadas e purificadas segundo tecnologias desenvolvidas pelo próprio IPEN.

Fonte: (GOLDEMBERG, 1988)

Além das duas fases prioritárias do programa, quais sejam, o reator protótipo e o enriquecimento, o FATN caracteriza-se por várias metas intermediárias, as quais, do ponto de vista de desenvolvimento tecnológico, são

igualmente marcantes. Assim há as instalações experimentais dos circuitos termodinâmicos de alta pressão - CTE-150 -, da unidade crítica instalada no próprio IPEN - IPEN-MB-01 -, o qual é um reator de testes totalmente nacional etc.

A contestação, a nível internacional, à energia nuclear e o progressivo colapso do programa oficial, aliados às características secretas da condução do Programa Autônomo, fizeram com que surgissem inúmeras suspeitas e críticas ao mesmo. Agora se questionava a nebulosa união entre cientistas e militares (OLIVEIRA, 1989).

Em 1985 o Governo Sarney deu o primeiro passo oficial no sentido de rever o acordo com a Alemanha, criando uma Comissão de Avaliação do Programa Nuclear Brasileiro. Apesar de reconhecer a não necessidade imediata da energia nuclear, a Comissão recomendou a manutenção do acordo.

Mais adiante, porém, o Presidente Sarney reviu as suas diretrizes, reduzindo o número de usinas previstas pelo acordo a apenas Angra II e III, as quais, por sua vez, tiveram seus prazos prorrogados.

Por outro lado, a Comissão nada registrou com relação ao Programa Autônomo e às várias outras iniciativas de ordem militar de desenvolvimento de tecnologia nuclear. Com o intuito de evitar maiores resistências e possíveis embargos às importações brasileiras de equipamentos de alta tecnologia, o governo continuava a não reconhecer oficialmente a existência do Programa Autônomo e insistia na reformulação do acordo com a Alemanha.

Nesse interim, o acidente de Chernobyl em 1986 e, depois, o acidente de Goiânia voltaram a colocar a energia nuclear sob fogo cerrado. A CNEN se viu exposta às críticas de seus opositores; agora não era somente Angra dos Reis,

mas as instalações do Programa Autônomo em Iperó que também deveriam ser vigiadas pela opinião pública.

Em 1987 o Presidente Sarney anunciou, finalmente, a existência do Programa Autônomo. Em abril de 1988 foi oficialmente inaugurado o Centro Experimental de Aramar em Iperó. Paralelamente, através de vários decretos, o Presidente instituiu uma nova e ampla reformulação do setor nuclear brasileiro.

Desta forma, apesar de se acentuar a vigência do acordo com a Alemanha, na prática este programa foi desmantelado, pois, pelo Decreto-lei 2464 de 31/08/88, a NUCLEBRAS foi extinta, assim como todas as suas subsidiárias.

As atividades da NUCLEBRAS foram repartidas entre a CNEN e a ELETROBRAS. Por um lado, a CNEN foi, novamente, fortalecida, passando a ser a única responsável pela elaboração e condução do Programa Nuclear Brasileiro, além de colaborar na formulação de uma Política Nacional de Energia Nuclear. As ações e bens da extinta NUCLEBRAS foram repassadas à recém criada Indústrias Nucleares do Brasil S.A. - INB, empresa subordinada à CNEN.

A ELETROBRAS, junto com suas concessionárias de energia elétrica, passou a responder pelo planejamento, construção e operação dos reatores de potência, verificando a adequação técnica, econômica e financeira dos projetos, bem como a sua compatibilidade dentro do planejamento da expansão do sistema elétrico.

A colocação das usinas nucleares de Angra dos Reis sob responsabilidade da ELETROBRAS gerou ainda mais problemas ao setor elétrico, o qual já se encontrava com sérios problemas financeiros e, com a incorporação das usinas nucleares, teve as suas negociações com o Banco Mundial para novos

financiamentos interrompidas, primeiro porque o equacionamento financeiro da "holding" estatal precisou ser revisto para acomodar as usinas devedoras, e segundo pelo próprio fato de esbarrar com a política do Banco de não financiar usinas nucleares.

Pelo Decreto 96623, o Presidente da República determinou a inclusão da NUCLEP e da NUCLEMON no Programa Federal de Desestatização, estabelecendo, entretanto, que a INB assegurasse os direitos dos acionistas e quotistas minoritários (PEREIRA, 1988).

Por outro Decreto - 96621 - foi determinada a dissolução da NUCLEI e da NUCLAM, sendo também assegurados pela INB os direitos dos acionistas minoritários (PEREIRA, 1988)

Finalmente, pelo Decreto 96622, o Presidente da República autorizou a INB a constituir uma subsidiária - a Urânio do Brasil SA - sob a forma de sociedade de economia mista, com sede em Caldas (MG), única e exclusivamente para a prospecção, pesquisa, lavra e produção de concentrados de minérios de urânio (PEREIRA, 1988).

Das subsidiárias da NUCLEBRAS, apenas a NUCLEN, constituída para desenvolver projetos e engenharia de usinas nucleares, não foi extinta ou privatizada, mas foi incorporada à ELETROBRAS.

Para a reformulação da Política Nuclear Brasileira foi formado o Conselho Superior de Política Nuclear - CSPN, um grupo de trabalho interministerial responsável em retirar o setor do estado de indefinição, uma vez que o governo não poderia continuar a alimentar o sentimento de estar sustentando dois programas, um civil e outro militar, o que acentuaria o descrédito perante a sociedade.

O CSPN era presidido pelo próprio Presidente da República, sendo constituído por renomados cientistas do setor, por membros de todos os ministérios, pelos presidentes da CNEN, ELETROBRAS e INB, além de poder contar com o acompanhamento de membros do Congresso Nacional. A figura 2.2 esquematiza a nova ordem institucional estabelecida pelo Presidente Sarney ao setor nuclear brasileiro.

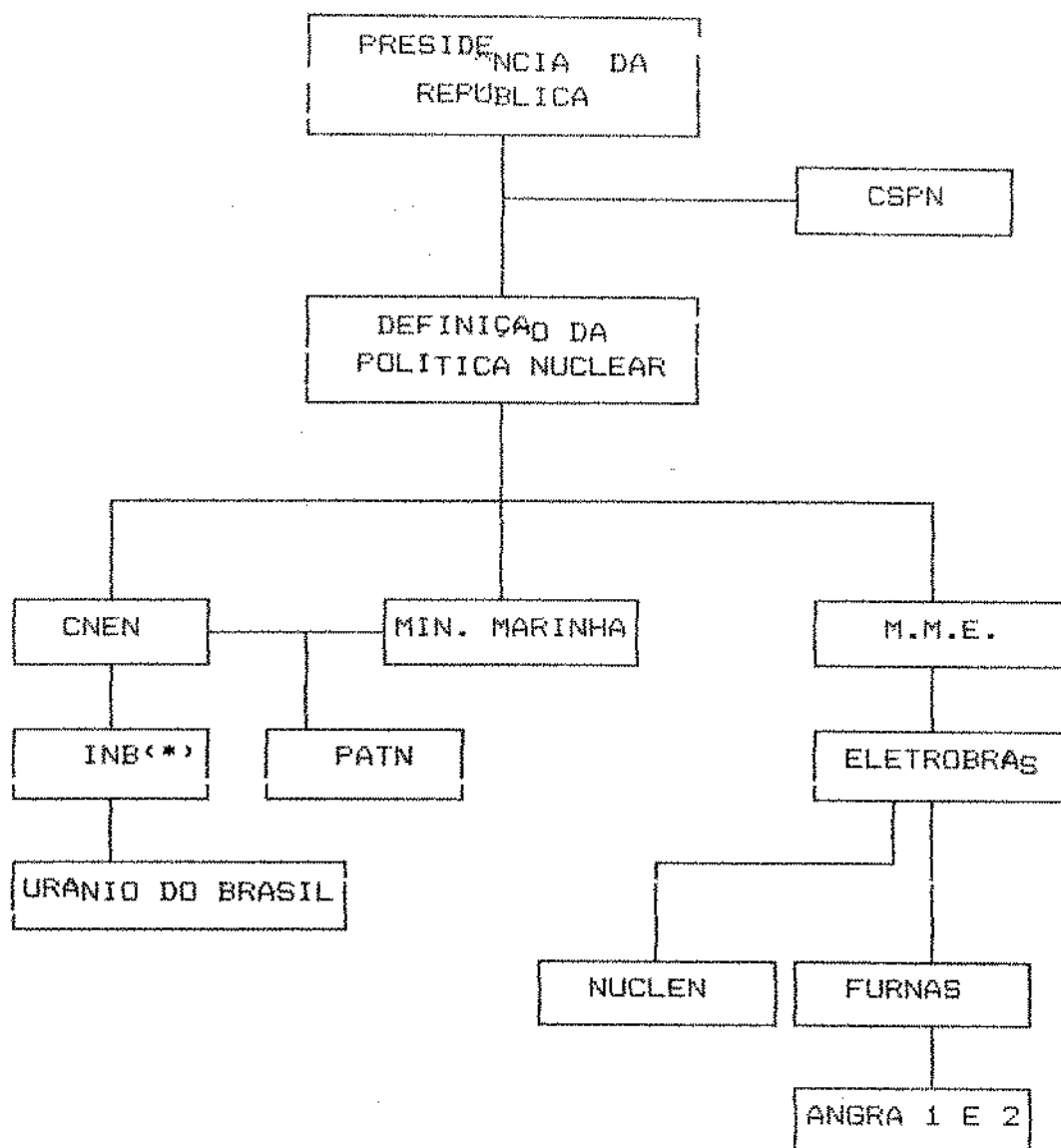
O Programa Autônomo passou a representar o programa oficial do governo para o setor nuclear. A partir dos avanços no domínio da tecnologia nuclear o Brasil deverá adentrar em uma nova fase no que se refere à construção de reatores nucleares de potência para geração de eletricidade. Esta nova fase poderá, de fato, culminar com o projeto de um reator nuclear nacional, desenvolvido por técnicos brasileiros em nossos próprios institutos de pesquisa, com ampla participação da indústria nacional.

Na década de 70, o Brasil teve como concretizar o acordo com a Alemanha, pois existiu uma conjuntura internacional favorável para a integração do país aos mercados internacionais de tecnologia, de capitais e de equipamentos. O acordo atendeu tanto aos interesses brasileiros como aos interesses da grande indústria nuclear alemã, ávida de novos mercados para a sua expansão.

Na década de 80, entretanto, o problema crescente da dívida externa brasileira levou a uma profunda reversão dessa situação. Atualmente, o país encontra dificuldades enormes para obtenção de financiamentos externos para qualquer tipo de investimento. Mais ainda, poucas são as indicações de que essa situação será modificada na década de 90.

FIGURA 2.2

ORGANIZAÇÃO INSTITUCIONAL DO SETOR NUCLEAR
ESTABELECIDADA PELO PRESIDENTE SARNEY



(*) Subordinadas à INB encontram-se ainda:

NUCLEP e NUCLEMDN, incluídas no Programa de
Desestatização e
NUCLEI e NUCLAM, em liquidação.

Fonte: (ESTEVES, 1989)

Por outro lado, observa-se que o acesso às tecnologias sensíveis desenvolvidas em países do primeiro mundo tem sido cada vez mais difícil. O caso do bloqueio à compra de supercomputadores, imposto pelo governo dos Estados Unidos, quando o Brasil tentou adquirir esses equipamentos no mercado norte-americano, pode ser visto como um sinal claro de que os procedimentos de transferência internacional de alta tecnologia terão de enfrentar impedâncias cada vez maiores.

Desta forma, qualquer tentativa de capacitação em tecnologia nuclear deverá basear-se, antes de mais nada, na autonomia, capaz de atrair e agregar os interesses da indústria nacional. A compra de tecnologia no exterior deverá ser seletiva, de forma a complementar os programas nacionais e não substituí-los.

Mesmo os cientistas tradicionalmente contrários aos direcionamentos até agora adotados nas políticas nucleares brasileiras, vêm manifestando otimismo quanto às importantes conquistas do programa nuclear da Marinha, no domínio da tecnologia nuclear.

O Governo Collor, entretanto, na medida que adotou como prioridade absoluta o ajuste econômico, tem desconsiderado por completo os caminhos que começavam a ganhar consistência no final do Governo Sarney. Novamente, o setor nuclear encontra-se completamente sem direção, situação agravada pela completa falta de recursos em todas as esferas do Governo Federal.

Com a posse do Presidente Collor, a CNEN passou ao âmbito da Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência da República. Durante o Governo Sarney, ela foi transferida do então MME para a Secretaria de Assessoramento da Defesa

Nacional - SADEN e, sucessivamente, passou a responder ao Conselho Superior de Política Nuclear.

O setor nuclear, entretanto, continuou a viver em estado de expectativa. Foi constituído um grupo de trabalho interministerial, o GT-PRONEN, dedicado a elaborar uma proposta de política de governo e a definição clara de metas.

A proposta deste grupo incluía, entre outras coisas, a construção de um reator protótipo para propulsão naval, denominado RENAP-11.⁽⁸⁾, um reator para geração de eletricidade, de 100 MW(e), denominado RENAP-100, e a construção de um reator de pesquisa para testes de materiais, o RETEMA.

Além do mais, definiu-se que seria finalizada a implantação das instalações experimentais de Aramar, com vistas ao controle final do ciclo do combustível, tecnologia essa que seria repassada à INB, a qual, por sua vez, teria a responsabilidade de implantá-las a nível industrial. Procurou-se, também, equacionar o problema das usinas Angra II e III.

Entretanto, não poucas vezes o Presidente Collor se manifestou considerando a energia nuclear dispensável para o país. A proposta do GT-PRONEN não foi colocada em prática; pelo contrário, o governo continua em estado de indecisão.

Claramente, a necessidade de gerenciar a política externa do país e a definição de uma política de desenvolvimento tecnológico autônomo - principalmente em um setor tão delicado como a energia nuclear -, se mostram

(8) Reator Nacional de Água Pressurizada de 11 MW

conflitantes e o Presidente da República encontra-se sob "duplo fogo cerrado".

Esta situação tende a ficar cada vez pior, pois, no âmbito internacional, a situação política atingiu o clímax da indefinição. A violenta reação dos Estados Unidos na Guerra do Golfo, associada à capitulação da URSS enquanto potência mundial capaz de contra-balançar o poderio militar norte-americano, permitem prever momentos politicamente difíceis para os países do Terceiro Mundo.

Em particular, as iniciativas de desenvolvimento autônomo da tecnologia nuclear em vários desses países deverão ser afrontadas com muita energia pelas superpotências ocidentais. A tendência é que países como o Brasil tenham o acesso a capitais externos e os canais de integração econômica internacional vinculados a uma maior transparência de seus programas nucleares.

Por outro lado, apesar dos avanços obtidos na década de 80, o setor nuclear brasileiro ainda carece resolver problemas bastante significativos e com a maior urgência.

O primeiro deles é o estado de pulverização muito grande de recursos em um número exagerado de frentes de desenvolvimento tecnológico, fazendo com que, na prática, o país não possua um Programa Nuclear coerente e global.

Por exemplo, a Aeronáutica vem desenvolvendo no Instituto de Estudos Avançados - IEAv, do Centro Técnico Aeroespacial - CTA, as tecnologias de laser, de acelerador linear de elétrons, de reatores rápidos e de fusão nuclear.

O Exército, por seu lado, desenvolve no Instituto de Projetos Especiais - IPE, e no Centro Tecnológico do

Exército - Cetex, um reator experimental de urânio natural, refrigerado a ar e moderado a grafite.

Finalmente, o futuro das usinas nucleares Angra II e III ainda não está definido, bem como muitas das outras instalações construídas sob o véu do acordo com a Alemanha deverão receber algum tipo de solução.

Esta situação de múltiplos projetos é impossível de ser sustentada em um país onde existem tantas outras prioridades também necessitando medidas urgentes. É fundamental que se estabeleça um Programa Nuclear Global coerente, onde fiquem estabelecidos quais os projetos que continuarão a ser desenvolvidos, quais os que receberão alguma outra função ou, mesmo, quais que serão simplesmente paralisadas para que não continuem absorvendo recursos escassos nesse momento de crise econômica.

Um segundo problema refere-se ao controle da sociedade sobre os destinos da política nuclear brasileira. Quando se discute energia nuclear, também se está discutindo a democracia. A experiência mostra que a democracia, por si só, não é uma garantia contra o armamento nuclear, nem a existência de órgãos independentes para o controle dos programas nucleares implica, diretamente, em um controle efetivo da política nuclear.

No sentido de um maior controle da política nuclear, a Constituição de 1988 representou um grande avanço, dando maior poder de controle ao Congresso Nacional. Entretanto, apesar da Constituição determinar que o Congresso Nacional acompanhe tudo que se faz nos bastidores das decisões sobre energia nuclear, as iniciativas ainda estão apenas no papel.

Até o presente, não foi estabelecido como que os parlamentares vão acompanhar as atividades nucleares e quais

os instrumentos institucionais que deverão ser utilizados. Na verdade, o legislativo ainda se mostra despreparado para essas suas novas funções, devendo instrumentalizar-se para não se tornar um mero homologador das decisões do Poder Executivo.

Mesmo despreparado para as suas funções de acompanhamento das atividades nucleares, a maior proximidade entre o Congresso Nacional e a comunidade científica do país permitirá a definição de um adequado sistema de salvaguardas internas, constituído de um corpo técnico especializado na fiscalização de instalações e materiais nucleares.

Esse sistema de salvaguardas internas permitirá que as instalações nucleares hoje existentes sejam utilizadas apenas para fins pacíficos, tendo em vista os conceitos de "fins pacíficos" definidos na Constituição.

Finalmente, é fundamental que se estabeleça um mínimo de consenso entre a Política Nuclear do país e a sua política externa. Do ponto de vista internacional, o Acordo de Mútua Fiscalização e Salvaguardas no Campo Nuclear, assinado entre o Brasil e a Argentina em 1990, foi um passo de fundamental importância para a ratificação do Tratado de Tlatelolco, que, desde 1967, prevê a proscrição de armas nucleares na América Latina.

O Tratado de Tlatelolco de 1967 não fora assinado por Cuba e pela Guiana. A Argentina não chegara a ratificá-lo, enquanto o Brasil não o colocara em vigor, com base na cláusula que condiciona o início de validade à assinatura de todos os países predominantes da América Latina.

O México, embora possua tecnologia nuclear avançada, não tem demonstrado indícios de utilizá-la para fins militares, bem porque a sua própria localização geográfica

impõe-lhe pressões internacionais norte-americanas suficientemente poderosas. Desta forma, a declaração firmada entre o Brasil e a Argentina representa o ponto mais importante para a implementação final do Tratado de Tlatelolco.

Uma vez resolvido esse impasse institucional, será possível aprofundar os trabalhos de cooperação entre os dois países em termos de pesquisas, troca de informações, complementação industrial, intercâmbio de materiais nucleares, desenvolvimento de projetos comuns etc.

CAPITULO 3

O ESTADO DA ARTE DE CENTRAIS NUCLEARES DE PEQUENO E MÉDIO PORTE - PCNs

3.1 Considerações iniciais

As incertezas geradas sobre o desenvolvimento da indústria nuclear a nível mundial, principalmente após o acidente de Chernobyl, mobilizaram toda a comunidade nuclear internacional em uma revisão das possibilidades de retomada de investimentos no setor.

Estudos realizados após os acidentes de Three Miles Island, nos Estados Unidos, e Chernobyl, na União Soviética, apontaram "erros humanos" como a maior fonte geradora de possíveis acidentes em usinas nucleares.

Infelizmente, fatores humanos não são fáceis de serem previstos nos estudos de segurança de reatores, mesmo porque as probabilidades de erros humanos são afetadas e tendem a crescer em situações extremamente adversas.

Mais do que nunca, a indústria nuclear se viu forçada a procurar novos caminhos na direção de se desenvolver uma "nova geração" de usinas, capaz de propiciar melhorias nas características de segurança e operação, entre outras coisas.

Os aperfeiçoamentos tecnológicos nos reatores nucleares deveriam ser conseguidos em duas direções principais: (i) o desenvolvimento de sofisticados sistemas de controle automático a serem instalados inclusive em novos reatores projetados segundo as tecnologias tradicionais, permitindo grandes melhorias na interface homem-máquina; (ii) o

desenvolvimento de sistemas de segurança capazes de garantir a integridade do núcleo sob qualquer condição, mesmo em situações de acidente grave.

A partir da primeira linha de desenvolvimento, têm sido propostas mudanças que procuram definir projetos avançados de reatores, principalmente os chamados APWRs e ABWRs, que são versões avançadas dos tradicionais FWRs e BWRs, mantendo os sistemas convencionais de segurança, mas com a incorporação de sistemas avançados de controle, além de uma série de outras inovações tecnológicas nas áreas de manutenção, operação e gerência de combustível.

Assim, o uso intensivo de fibras-ópticas e sistemas multiplexados proporcionam maior eficiência e maior simplicidade aos sistemas de controle. Muitas operações antes realizadas pelos operadores estão sendo automatizadas, com forte tendência à robotização, principalmente no que se refere às operações de emergência (GOLAY & TODREAS, 1990).

A nível dos sistemas térmicos, o desenvolvimento de núcleos com maior volume e geradores de vapor de melhor qualidade permitem aumentar a vida útil do reator, além de diminuir os tempos de parada necessários tanto para a recarga do combustível como para a manutenção do equipamento (GOLAY & TODREAS, 1990).

A vida útil de um reator nuclear é determinada, principalmente, pela "fluência" no vaso de pressão, que é o fluxo de nêutrons, integrado no tempo, que atinge o vaso de pressão. Com o passar do tempo, os nêutrons rápidos que bombardeiam o vaso do reator modificam a "temperatura de transição de perda de ductilidade (NDTT) do aço com o qual o vaso é construído, de maneira que, sob certas condições críticas, poderá ocorrer uma catastrófica ruptura do vaso de pressão.

No intuito de aumentar o tempo de vida útil das centrais nucleares, os novos projetos utilizam esquemas como: (i) o aumento da blindagem térmica entre o núcleo e o vaso de pressão; e (ii) novas estratégias de gerência do combustível, que favorece a diminuição da fuga de nêutrons.

A segunda linha mestra de desenvolvimento tecnológico, qual seja, aquela preocupada com o desenvolvimento de novos sistemas de segurança para as centrais nucleares, tem fomentado a idéia de se projetar os chamados sistemas "inerentemente seguros" ("i"), capazes de operar adequadamente mesmo após uma falha humana muito grave.

Procura-se, assim, desenvolver o conceito de "forgiving reactor", ou seja, um reator cujas características dinâmicas aceitem uma intervenção atrasada ou mesmo errônea do operador, sem que isto leve à iniciação imediata de uma seqüência de acidente.

Mais ainda, é fundamental se dar uma maior flexibilidade aos reatores estendendo o "grace period" dos

(9) A rigor, o termo "inerentemente seguro" é desapropriado, pois pode transmitir à opinião pública a falsa idéia de que os novos conceitos de reatores nucleares são absolutamente seguros, imunes a qualquer tipo de acidente. Esta imagem, no longo prazo, pode trazer sérias dificuldades à indústria nuclear, na medida que pode induzir um excesso de expectativa.

A indústria nuclear já foi várias vezes afetada pelo uso de termos e conceitos mal interpretados pela opinião pública. Deve-se evitar que, novamente, seja criada uma situação capaz de abalar a credibilidade do setor.

Um segundo elemento a considerar é que, se apenas os novos reatores é que serão "inerentemente seguros", pode-se concluir que os atuais reatores não são seguros, prejudicando a imagem de centenas de plantas que vêm operando ao longo desses anos com altíssimos padrões de segurança.

mesmos, isto é, o período após um incidente ou acidente, durante o qual a usina se mantém segura sem a necessidade de qualquer ação do operador.

Esta segunda linha de desenvolvimento, e que é o alvo principal desse trabalho, tem proposto a construção de usinas de menor porte, onde a adoção dos vários critérios de "segurança inerente" é facilitada.

Definem-se reatores de pequeno e médio porte - PCNs, aqueles com potência até 600 MW(e). Muitos países, e a própria AIEA, vislumbram que este tipo de reator terá um papel importante na geração de energia nuclear dos anos 90, a ponto de existirem em curso diversas linhas de pesquisa para o desenvolvimento de pequenos e médios reatores nucleares em diversos países (KONSTANTINOV & KUPITZ, 1988).

Até 1987, a AIEA reconhecia a existência de 23 projetos em diversos estágios de desenvolvimento. A tabela 3.1 apresenta a tipologia desses reatores.

A origem desses projetos é bastante diversificada. Por exemplo, o CANDU 3, no Canadá, nasceu como um projeto similar, de baixa potência, do CANDU 6, um reator de reconhecido sucesso comercial.

Outros projetos, como o SBWR, da GE, e o AP600, da Westinghouse, também partiram de projetos já existentes tomados em pequena escala, incorporando, contudo, uma série de novas tecnologias. Finalmente, existem aqueles projetos que representam realmente novas concepções, como o sistema PIUS, da ASEA/ATOM.

TABELA 3.1

REATORES DE PEQUENO E MÉDIO PORTE
EM DESENVOLVIMENTO NO MUNDO

TIPO	PAIS	COMPANHIA	CONCEITO	Potência (MWe)
BWR	JAPÃO	HITACHI	BWR 500	500
		HITACHI	SBWR 200	200
		TOSHIBA	BWR 500	500
		TOSHIBA	BWR 300	300
	EUA	GE	SBWR 600	600
	ALEMANHA	SIEMENS	SBWR 200	200
PWR	FRANÇA	FRAMATOME	NP 300	300
	ITALIA	ANSALDO/NIRA	PWR 300	300
	ITALIA	UNIV. DI ROMA	MARS II	170
	JAPÃO	MITSUBISHI	MS-300/600	300/600
	SUÉCIA	ASEA/ATOM	PIUS 2000	640
	UK/USA	ROLLS-ROYCE	SIR	320
	EUA	BABCOCK & WILCOX	CNSS	400
		BABCOCK & WILCOX	CNSG	90
		WESTINGHOUSE	AP 600	600
	URSS	ATOMENERGO	VVER 440	440
PHWR	CANADA	AECL	CANDU 3	450
	ARGENTINA	ENACE	PHWR 300	380
	ALEMANHA	KWU	PHWR 300	300
HTGR	ALEMANHA	HRB/BBC	HTR	100/500
		INTERATOM	HTR module	160
	EUA	GE	MHTGR	540
HWLWR	ITALIA	ANSALDO/NIRA	CIRENE 300	300
GCR	UK	GEC	MAGNOX	300

Fonte: (KONSTANTINOV & KUPITZ, 1988)

Fora os projetos reconhecidos até 1987, pela AIEA, outros conceitos de PCNs foram propostos posteriormente, ou, simplesmente, não foram apresentados à AIEA quando da elaboração de seu relatório. Alguns desses projetos serão mencionados com mais detalhes ao longo deste trabalho.

De modo geral, entretanto, os vários conceitos de PCN podem ser classificados em dois grupos principais, ainda que existam alguns projetos que, a rigor, poderiam situar-se em alguma posição intermediária entre essas duas classes.

Assim, de um lado existem os projetos ditos evolucionários. São baseados em conceitos tradicionais e tecnicamente comprovados, amplamente utilizados nos atuais reatores, em cima dos quais são realizadas algumas modificações de projeto.

Dentre essas, uma linha de atuação visa a sofisticação dos sistemas de controle, acompanhando as tendências atuais de automatização das plantas. Outro tipo de modificação, procura simplificar os sistemas térmicos e de segurança das plantas, quase sempre incorporando sistemas de segurança passivos.

Esta soma de tendências, com grande simplificação das plantas, associada a um alto grau de automatização das mesmas, é que poderá garantir conceitos de PCNs seguros e econômicos. Por outro lado, devido ao aproveitamento de tecnologias comercialmente comprovadas, muitos desses projetos evolucionários poderão estar disponíveis a partir da segunda metade da década de 90.

Um outro grupo constitui os chamados projetos inovadores ou revolucionários. São projetos inteiramente novos, com ampla adoção de sistemas passivos de

segurança⁽¹⁰⁾ e, obviamente, também incorporam um alto grau de automação. Na maior parte dos casos, esses conceitos ainda necessitam substanciais esforços de F&D, devendo estar disponíveis apenas para o início do próximo século.

O conceito de PCN, entretanto, tem sua origem em um passado ainda mais remoto. Até 1975, a AIEA esforçou-se para difundir a idéia de que existia um mercado potencial para esses reatores. Porém, os grandes produtores de reatores, face às incertezas dos mercados em países em via de desenvolvimento, nunca tiveram interesse em desenvolvê-los. Suas carteiras de encomendas para novos reatores de grande porte estavam sempre abarrotadas (WALD, 1988).

A situação atual, porém, é completamente diversa. Os mercados tradicionais da maioria dos países desenvolvidos tem evoluído muito lentamente e a indústria nuclear se vê obrigada a desenvolver outros mercados.

Esses novos mercados potenciais quase sempre se caracterizam por redes elétricas de pequeno porte, justificando esforços no desenvolvimento de reatores menores.

Apesar das grandes vantagens que as PCNs podem proporcionar, existe a necessidade de se comprovar a sua economicidade, quando comparadas a outros tipos de centrais.

Resta, por enquanto, um certo estado de indefinição, onde os possíveis compradores esperam informações mais claras a respeito de viabilidade econômica, custos, tempo de construção, confiabilidade e aspectos de segurança, enquanto os produtores esperam uma melhor definição de qual será o

(10) Os quais, normalmente, são passíveis de serem implantados apenas em PCNs.

seu mercado para poder investir em novos programas de F&D (WALD, 1988).

3.2 Questões relativas à segurança

Com relação à questão da segurança de reatores nucleares, muitas respostas ainda estão no ar, porém a introdução de PCNs parece ser bastante alvissareira. A tecnologia dos reatores nucleares atuais teve origem nos projetos militares para propulsão naval. Os PWRs, por exemplo, foram inicialmente desenvolvidos para o projeto de propulsão do submarino nuclear norte-americano NAUTILUS.

Estes eram reatores compactos, de alta densidade de potência. Estas características continuaram padrão nos reatores posteriores de uso civil. Os novos conceitos de PCNs, contudo, apresentam uma densidade de potência muito menor, um menor inventário fissil e, conseqüentemente, menor calor de decaimento para ser dissipado.

Além do mais, esses novos conceitos poderão contar no futuro com tecnologias que se encontram em desenvolvimento de combustíveis e estruturas com maior capacidade térmica e melhores condições de dissipação de calor.

As duas principais funções de segurança de um reator nuclear são: (i) o desligamento do reator, isto é, a interrupção da reação em cadeia no núcleo; (ii) a retirada do calor residual gerado pelo decaimento radioativo dos produtos da fissão, mesmo após o desligamento do reator.

Estas funções de segurança têm como objetivo último "evitar a liberação de radioatividade ou radiação para o

meio ambiente em níveis acima do permitido pelas normas de segurança".

Outra característica importante a ser mencionada, é que os reatores operam segundo a filosofia de múltiplas barreiras, ou seja, os problemas relativos à segurança vêm sendo resolvidos com sistemas redundantes de segurança. Assim, a "primeira barreira" é o próprio elemento combustível, isto é, a estrutura do combustível é projetada de modo a evitar a liberação dos produtos da fissão.

A "segunda barreira" é o encamisamento do combustível. A "terceira barreira" é constituída pelo contorno de pressão do sistema, capaz de conter os possíveis vazamentos de produtos radioativos das duas primeiras barreiras. Finalmente, a "quarta barreira" é o edifício de contenção, que evita que os produtos da fissão escapem ao meio ambiente.

As funções de segurança podem ser cobertas através de sistemas ativos ou através de sistemas passivos. Os primeiros são aqueles que exigem partes móveis para poderem cumprir com a sua função; o exemplo clássico de um componente ativo é a bomba. Os sistemas passivos, por sua vez, não exigem partes móveis e operam de acordo com as modificações em suas condições de trabalho, como por exemplo, variações de pressão, temperatura etc (KOCOUREK, 1990).

Alguns exemplos de sistemas passivos são: (i) as blindagens; (ii) os sistemas projetados com coeficiente de reatividade negativo; (iii) o sistema de queda por gravidade das barras de controle; e (iv) as válvulas do tipo "fail-safe", ou seja, sempre falham em favor da segurança.

O conceito de segurança inerente, entretanto, não possui uma definição padrão rigorosa. Porém, de modo geral, ele está associado a um tipo de segurança que se baseia em propriedades físicas e químicas tanto do sistema como dos materiais utilizados na sua construção. Assim, o que caracteriza os mecanismos e/ou seqüências de eventos inerentemente seguros é o fato destes ocorrerem de acordo com as leis naturais, deterministicamente, sem possibilidades de falha (KOCOUREK, 1990).

No que se refere aos reatores nucleares, pode-se dizer que existem duas características que definem o conceito de segurança inerente:

(i) O reator tem de ser capaz de auto-desligar-se de forma passiva, sem qualquer dano ao núcleo e sob qualquer condição de transientes.

A realização desse princípio exige, em primeiro lugar, que o núcleo do reator apresente um "coeficiente de reatividade" negativo; além do mais, os mecanismos de desligamento deverão operar segundo as leis naturais⁽¹¹⁾, e os elementos combustíveis e outros componentes devem apresentar grande resistência mecânica e inércia térmica para absorver as mais severas situações de transientes sem que ocorram danos estruturais que impliquem na liberação de produtos da fissão radioativos.

(ii) A refrigeração do calor residual do decaimento radioativo deverá ser passiva sob qualquer condição. Isto implica que todo o calor de decaimento deve ser removido através de processos baseados nas leis de condução e

(11) Queda das barras de controle por gravidade, por exemplo.

convecção natural de calor, garantindo a circulação natural do refrigerante no núcleo.

A implantação desses dois princípios de segurança inerente, entretanto, tem se mostrado uma tarefa bastante difícil. Está ficando claro que apenas em reatores de pequeno e médio porte, onde as escalas de geração de energia são menores, é que se consegue implantar conceitos baseados em leis naturais.

3.3 Apresentação de algumas experiências internacionais

Apresenta-se a seguir um levantamento das principais experiências internacionais no desenvolvimento de PCNs.

3.3.1 As experiências norte-americanas

Em resposta à crise que abalou a indústria nuclear norte-americana dos anos 80, nasceram, no *Electric Power Research Institute* - EPRI, esforços cooperativos, com completa colaboração de órgãos do governo, empresas construtoras de reatores e concessionárias de energia elétrica, no intuito de promover a adoção de reatores de água leve avançados.

O EPRI, o DoE e várias empresas como a *Combustion Engineering Inc.*, a *Westinghouse*, a *General Electric* e a *General Atomics* têm focado atenção em incorporar, imediatamente, tanto mudanças evolucionárias, principalmente com relação ao controle da planta, como sistemas de segurança passivos.

Paralelamente, tem sido formulado um novo procedimento de licenciamento de novos reatores através da obtenção da pré-aprovação do projeto por parte da NRC.

A partir de 1985, através do *"EPRI Small Plant Study"* e, em seguida, no âmbito do *"DoE Technology Programs in Support of ALWRs"*, passou-se a estudar a definição de um projeto conceitual de um reator na faixa de 600 MW(e), que incorporasse conceitos de sistemas passivos de segurança, permitindo que a planta, mesmo sob condições de emergência, pudesse ficar até três dias sem requerer qualquer intervenção dos operadores.

Dentro desses programas, dois projetos têm sido alvos de maior atenção: o AP600 da Westinghouse - do tipo AFWR - e o SBWR da General Electric, em cooperação com a Japan Atomic Power Company. Estes dois projetos vêm sendo considerados como referência pelo EPRI desde 1985.

Uma vez que estes tenham evoluído a um primeiro projeto básico, deverão ser analisados pela NRC, para uma primeira revisão sobre o licenciamento dos mesmos. Há a preocupação de se garantir que esses projetos sejam perceptivelmente seguros, com fácil aceitação popular, além de eliminar os obstáculos impostos pelos órgãos de regulamentação

3.3.1.1 O AP600 da Westinghouse

O desenvolvimento do AP600 começou em 1985 com o *"EPRI Small Plant Study"*. Os estudos continuaram com o *"DoE Technology Programs in Support of ALWRs"*, resultando no projeto conceitual.

Em 1989, o DoE estabeleceu um contrato com a Westinghouse para os desenvolvimentos finais do AP600, de forma a estabelecer um projeto certificado pela NRC até o final de 1994 (McINTYRE, 1989).

Nesse particular, o AP600 tem sido projetado de forma a permitir que a avaliação de segurança a ser executada pela NRC esteja de acordo com critérios de licenciamento definidos antecipadamente, utilizando-se, para tanto, técnicas modernas de "análise de segurança com base nos projetos" e análise probabilística de acidentes.

Fora a participação da própria Westinghouse, o AP600 tem mobilizado várias outras empresas norte-americanas, além da participação de empresas estrangeiras como a ANSALDO, ENEL e ENEA⁽¹²⁾, várias instituições japonesas⁽¹³⁾ e vários técnicos e engenheiros da Indonésia.

O AP600 é um reator do tipo PWR de 600 MW(e), incorporando vários conceitos de segurança passiva às já comprovadas características tecnológicas dos PWRs.

Com a introdução de sistemas passivos nos sistemas de segurança, substituindo bombas e outros equipamentos, busca-se a remoção de grande quantidade de equipamentos e obras civis, além da redução de um outro tanto de serviços de manutenção e operação associados a estes equipamentos.

Prevê-se atingir grandes aperfeiçoamentos em termos de segurança, disponibilidade operacional, licenciamento, custo do ciclo e programação da construção. Na tabela 3.2 estão

(12) Todas italianas.

(13) As quais, inclusive, tentam adaptar várias das conquistas tecnológicas do AP600 em reatores de maior porte, de 900 MWe.

indicados os principais objetivos almejados pelo projeto do AP600.

TABELA 3.2

OBJETIVOS ALMEJADOS PELO AP600

OBJETIVO	AP600
SEGURANÇA	Características de segurança passiva. Melhorar interface homem-máquina Baixa densidade de potência Frequência de dano no núcleo, 10^{-6}
LICENCIAMENTO	Baseado em tecnologia comprovada Não necessidade da planta de demonstração Maiores margens p/análise de transientes
EXPERIÊNCIA	Baseado na experiência da tecnol. PWR Equipamentos comprovados Não necessidade da planta de demonstração
ECONOMIA	Custo de capital < US\$ 1500 /kW(e)- 1988 Tempo de construção 3 anos Tempo de projeto 2 anos Redução do custo do ciclo do combustível
CONSTRUÇÃO	Redução do número de equipamentos Modularidade Pré-licenciamento
OPERAÇÃO & MANUTENÇÃO	Sistemas simplificados Fácil acesso para manutenção Sist. inteligentes de diagnósticos Aumento do tempo de permanência do combustível no núcleo

Fonte: (MAIORINO, 1989)

De uma forma geral, o AP600 apresenta grandes simplificações, quando comparado a um FWR com a mesma faixa de potência de 600 MW(e) construído com a tecnologia tradicional, como mostra a tabela 3.3.

A maior parte dessas simplificações se deve à incorporação de sistemas passivos de segurança, à simplificação do circuito primário de refrigeração do núcleo e a várias outras simplificações na arquitetura do reator.

A redução do volume de obras civis e o menor número de equipamentos envolvidos, associados a técnicas de construção modular com a pré-montagem em fábrica dos principais componentes, fazem com que o período de construção de um AP600 padrão, desde o início das obras civis até a primeira carga de combustível, seja estimado em 36 meses.

As principais características da concepção do AP600 são apresentadas na tabela 3.4, enquanto a tabela 3.5 descreve, resumidamente, os principais sistemas e componentes passivos introduzidos no projeto. Finalmente, a figura 3.1 apresenta um esquema simplificado do AP600, salientando alguns dos principais sistemas passivos incorporados.

No capítulo 2, foi mencionado que um dos objetivos básicos do "atual programa nuclear brasileiro", o PATN, desenvolvido em comum pelo IPEN e pela COPESP, sob coordenação da CNEN, é a construção de um reator protótipo, do tipo FWR, para propulsão naval, projeto este denominado RENAP-11.

Fora o desenvolvimento tecnológico do RENAP-11, o Brasil já possui a experiência operacional e de construção de reatores do tipo FWR, conquistados, bem ou mal, através das experiências das usinas nucleares Angra I e II.

TABELA 3.3

PRINCIPAIS SIMPLIFICAÇÕES INCORPORADAS

NO PROJETO AP600

EQUIPAMENTOS/ SISTEMAS	PWR - 600 MW TRADICIONAL	AP600	REDUÇÃO (%)
BOMBAS:			
Sist.de Segurança	25	0	100
Seg. não nuclear	188	139	26
HVAC:			
Ventilação forçada	52	27	48
Unidades de filtro	16	7	56
VALVULAS:			
Sist. de Geração de vapor nuclear (> 2")	512	215	58
BOP (> 2")	2041	1530	25
TUBULAÇÕES:			
Sist. de Geração de vapor nuclear (> 2")	44300 ft	11042 ft	75
BOP (> 2")	97000 ft	67000 ft	31
EVAPORADORES:			
	2	0	100
GERADORES DIESEL:			
	2 (p/segurança)	1 (segurança não nuclear)	50
CONSTRUÇÃO CIVIL:			
Volume padronizado para suportar abalos sísmicos (em ft ³)	9,4 10 ⁶	4,6 10 ⁶	51
Volume não especial (em ft ³)	6,2 10 ⁶	6,1 10 ⁶	2

Fonte: (McINTYRE, 1989)

TABELA 3.4

CARACTERÍSTICAS TECNOLÓGICAS INCORPORADAS NO AP600

1) O sistema de geração de vapor nuclear é extremamente compacto, utilizando bombas encapsuladas, que são hermeticamente seladas, acopladas ao gerador de vapor. (**)

2) Um núcleo com baixa densidade de potência com 145 elementos combustíveis. O projeto é baseado na tecnologia de baixo enriquecimento, um sistema de refletores radiais capaz de reduzir a fuga de nêutrons do núcleo, sendo utilizado boro solúvel e veneno queimado para o controle da reatividade. (*)

3) O ciclo do combustível é projetado para um período de recarga de 18 a 24 meses, com 3 regiões de enriquecimento. Consegue-se, portanto, reduzir substancialmente os custos com combustível, além de se aumentar o fator de capacidade médio da planta para cerca de 85%. (*)

4) A menor densidade de potência, aliada a tecnologias modernas de gerenciamento de combustível, permitirá também um período de vida útil maior para o reator, sendo esperado uma vida útil de até 60 anos.

5) Os critérios adotados na elaboração do AP600 tornaram possível que os sistemas de suporte fossem extremamente simples, efetivos e de baixo custo. Além do mais, a simplicidade da distribuição desses sistemas permite que os processos de inspeção e manutenção de bombas e geradores de vapor sejam também simples. (**)

6) Durante a operação normal do reator, não é mais necessário o sistema de reciclagem de boro e água, já que o AP600 permite que o controle da potência seja feito exclusivamente através de varetas de controle, reduzindo, substancialmente os efluentes químicos produzidos. O controle apenas através de barras de veneno queimado nas operações normais do reator permite uma grande melhora dos índices de disponibilidade da planta. (***)

(CONTINUA NA PAGINA SEGUINTE)

(CONTINUAÇÃO DA PAGINA ANTERIOR)

7) O tamanho do pressurizador, em relação ao volume total do sistema de refrigeração, foi aumentado. Essas maiores dimensões relativas proporcionam respostas mais conservativas na antecipação de transientes térmicos e de pressão, fazendo com que a operação do reator seja muito mais simples, eliminando a necessidade de válvulas de alívio de segurança.

8) Ainda com relação à disponibilidade, tudo leva a crer que a redução do tamanho da planta, recargas de combustível menos frequentes, margens de operação maiores, sistemas menos complexos e reduzido número de componentes, além da tendência à modularização e montagem industrial - que proporcionam um maior controle de qualidade -, permitirão alcançar-se índices de disponibilidade bem superiores a 90%.

9) Vale ressaltar que o AP600 incorpora os conceitos avançados que hoje estão sendo implantados nos reatores convencionais. Assim, são utilizados sistemas de controle sofisticados e instrumentação digital, simplificando a interface "homem-máquina" nas decisões de manobra da planta.

10) Um requisito fundamental em condições de acidente é a "habitabilidade das salas de controle". No AP600, as salas de controle de emergência são isoladas, alimentadas com ar puro através de tanques de ar comprimido, com três dias de independência para os operadores.

Fontes: (*) (MAIORINO, 1989).

(**) (VIJUK & BRUSCHI, 1988).

(***) (TOWER et alii, 1987).

TABELA 3.5

PRINCIPAIS SISTEMAS PASSIVOS INCORPORADOS NO AP600

1) O sistema de injeção é passivo e inclui duas funções: remoção do calor residual e controle do inventário de refrigerante.

2) A remoção do calor residual é realizada por um trocador de calor passivo, localizado em um circuito de circulação natural sobre o circuito primário de refrigeração dentro de um tanque 3 metros acima, o qual serve como sorvedouro de calor.

3) No caso das bombas do reator falharem, o fluxo será por circulação natural da perna quente para o tanque de remoção do calor residual e deste para a perna fria. O tanque sorvedouro absorverá o calor residual por várias horas antes que a água se torne saturada.

4) O controle do inventário do refrigerante tem como função acomodar pequenos vazamentos, quando o sistema de reposição não é disponível; ou para acomodar grandes vazamentos no caso de acidentes com perda de refrigerante (LOCA).

5) A injeção de segurança e a reposição do refrigerante é realizada por dois tanques de reposição, dois acumuladores e o tanque de remoção de calor residual. Os tanques de reposição injetam água borada no núcleo por gravidade, sendo projetados para pequenos vazamentos. Os acumuladores atuam no caso de LOCA, devido a necessidade de grandes fluxos de água borada para repor o fluido no vaso do reator. Para reposição de água em longos períodos, a fonte de água será o tanque de remoção do calor residual.

6) Após cerca de 10 horas, esse último tanque terá sido esvaziado, entretanto, após este tempo, o vaso de contenção terá sido inundado com um nível de água acima do nível do gerador de vapor, e a água irá penetrar o circuito primário por gravidade.

(CONTINUA NA PAGINA SEGUINTE)

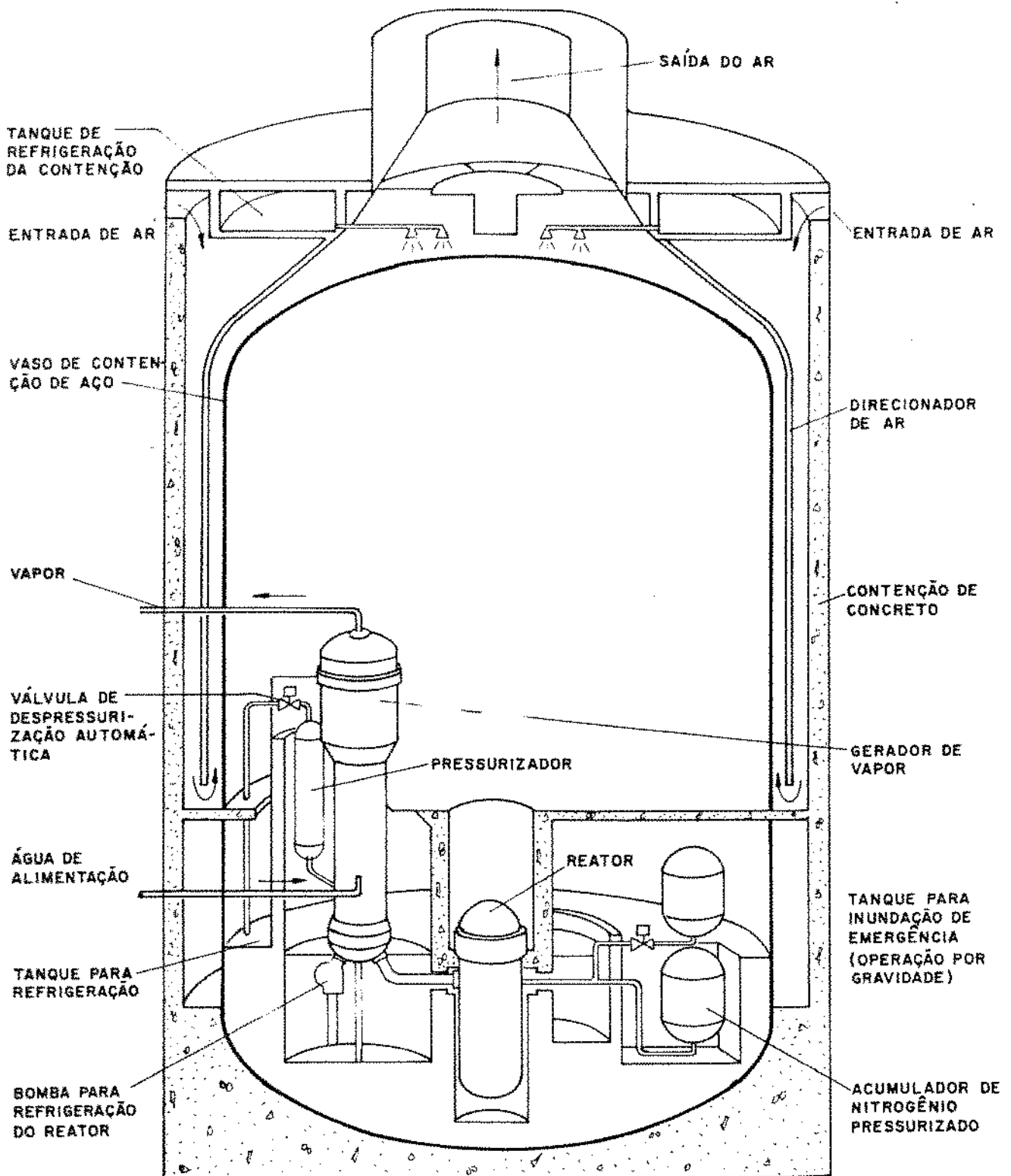
(CONTINUAÇÃO DA PAGINA ANTERIOR)

7) Um sistema passivo de refrigeração da contenção atua para remover o calor do edifício de contenção. O sistema utiliza o vaso de aço da contenção como superfície de troca de calor, enquanto o concreto envolvendo a contenção é utilizado para direcionar o fluxo de ar dos pontos de entrada localizados no topo para a base da contenção e de volta para o topo. Adicionalmente, a refrigeração da contenção é reforçada por um sistema de esguicho de cima para baixo, que molha as paredes externas da contenção de aço, retirando calor das mesmas por evaporação.

8) Além do sistema passivo de refrigeração da contenção, o AF600 possui um sistema de "spray" passivo da contenção para remoção do césio e iodo, no caso de um acidente básico de projeto.

Fonte: (MAIORINO, 1989).

FIGURA 3.1
AP 600 DA WESTINGHOUSE



(GOLAY, M. W. - 1990)

Apesar dessas centrais representarem um dos piores exemplos de construção de usinas nucleares a nível internacional, não há dúvidas que, a partir das mesmas, talvez mesmo pelos problemas gerados com elas, os técnicos brasileiros encontram-se hoje em condições de percorrer curvas de aprendizado com muito maior rapidez, o que reflete imediatamente em ganhos econômicos devido ao aprendizado.

A definição de um programa nuclear brasileiro para o desenvolvimento de uma PCN própria para a geração de energia elétrica deve basear-se nessa massa de conhecimento existente no país. Vale dizer, neste sentido, que a concepção do AP600 ganha uma importância bastante particular, pois esse pode ser considerado como um dos projetos de referência para a definição desta PCN nacional.

No início dos anos 90, o programa de desenvolvimento do AP600 progrediu da sua fase conceitual para a fase de detalhamento de projeto. O primeiro passo desse processo de detalhamento, o qual deverá prosseguir até meados de 1992, visa fornecer todas as informações necessárias para a sua futura certificação junto à NRC.

O projeto detalhado deverá estar completo até o final de 1994, quando estará apto a submeter-se à certificação da NRC. Desta forma, o AP600 poderá estar comercialmente disponível antes mesmo do fim deste século, sem que seja necessário a construção de uma planta protótipo de demonstração.

3.3.1.2 O SBWR da General Electric

A GE começou a estudar o SBWR em 1982. A partir de 1985, considerando os resultados obtidos, o EPRI passou a dar apoio ao projeto. Em 1986, a GE apresentou um estudo à *Japan Atomic Power Cia.*, mostrando-lhe a factibilidade dos conceitos envolvidos no SBWR. Também a partir de 1986, o DoE passou a dar suporte direto ao desenvolvimento dos aspectos chaves do projeto (McCANDLESS, 1989).

Em 1989, o DoE selecionou o SBWR como um projeto candidato para ser licenciado nos Estados Unidos. Até 1995, cerca de US\$ 50 milhões serão investidos na padronização do projeto e obtenção do certificado de licença do NRC. Outros US\$ 50 milhões serão investidos pelas várias empresas participantes do projeto e pelo EPRI, no detalhamento de uma planta de 600 MW(e) (McCANDLESS, 1989).

Fora a GE e outras empresas e universidades americanas, também estão engajados no projeto: a *ANSALDO* e a *ENEL*, da Itália, a *HITACHI* e a *TOSHIBA*, do Japão, a *KEMA* e a *NUCON*, da Holanda, além das concessionárias de eletricidade norte-americanas, principalmente através do EPRI, e a *Japan Atomic Power Cia.* (McCANDLESS, 1989).

O SBWR é um reator de água fervente de 600 MW(e) com uso de circulação natural para a refrigeração do núcleo, além de várias novidades em relação aos reatores BWRs convencionais.

As tabelas 3.6, 3.7 e 3.8 resumem as principais novidades tecnológicas incorporadas no projeto do SBWR, enquanto a tabela 3.9 apresenta os principais sistemas passivos desenvolvidos para o projeto.

TABELA 3.6

COMPARAÇÃO DOS SISTEMAS & COMPONENTES PRINCIPAIS
EM REATORES TIPO BWR - ABWR - SBWR

SISTEMAS & COMPONENTES	BWR TRADICIONAIS	ABWRs	SBWRs
Combustível	Padrão GE	Padrão GE	Padrão GE
Barras de Controle	Sistemas hidráulicos	Sistemas eletro-hidr.	Sistemas eletro-hidr
Instrumentos & Controle	Analógicos	Digitais	Digitais
Circulação do Refrigerante	Bombas Externas	Bombas Internas	Circulação Natural
Sistema de Segurança	Ativo	Ativo Simplificado	Passivo

Fonte: (McCANDLESS, 1989)

TABELA 3.7

SIMPLIFICAÇÕES DO PROJETO SBWR

SISTEMAS & COMPONENTES	REDUÇÃO
<u>SISTEMA DE RECIRCULAÇÃO:</u>	
Bombas	100 %
Tubulações	100 %
Equipamentos de suporte	100 %
<u>EQUIPAMENTOS PARA PROCESSOS NÃO ESSENCIAIS:</u>	
Bombas	60 %
Trocadores de calor	30 %
Tanques	50 %
Válvulas	30 %
Outros equipamentos	40 %
<u>EQUIPAMENTOS DE SEGURANÇA ESSENCIAIS:</u>	
Geradores diesel	100 %
Bombas de emergência e trocadores de calor	100 %
SISTEMAS DE REFRIGERAÇÃO DE ÁGUA	100 %
SISTEMAS STANDBY P/TRATAMENTO DE GASES	100 %
VALVULAS DE ALÍVIO E TUBULAÇÕES DE DESCARGA PARA EMERGÊNCIA	80 %
CONSTRUÇÃO CIVIL COM CLASSE MÁXIMA PARA RESISTÊNCIA A ABALOS SÍSMICOS	83 %

Fonte: (McCANDLESS, 1989)

TABELA 3.8

OUTRAS CARACTERISTICAS TECNOLÓGICAS INCORPORADAS NO SBWR

1) Uso de um ciclo direto para a refrigeração principal do núcleo através de circulação natural, eliminando-se, desta forma, as bombas de circulação forçada, tornando a operação do reator muito mais simples. (**).(***)

2) Adicionalmente, adota-se um arranjo de turbinas onde são associadas apenas uma seção de baixa pressão de fluxo duplo e uma seção de alta pressão de fluxo simples, o que permite grande simplificação nos equipamentos geradores, já que o vapor gerado é admitido diretamente na turbina, eliminando-se sofisticados e custosos trocadores de calor, que antes formavam o ciclo indireto de vapor. (*)

3) Se incorporam vários novos conceitos e equipamentos nos sistemas de potência propriamente ditos. Entre essas modificações se destaca a eliminação dos separadores de vapor, uma vez que os níveis de exposição radioativa verificados nos reatores BWRs convencionais são insignificantes. (*)

4) As barras de controle, diferentemente do que acontece nos reatores BWRs convencionais, entram pelo topo do vaso de pressão, sendo operadas automaticamente por sistemas sofisticados de controle, melhorando a operacionalidade da máquina e facilitando a sua manutenção. (**).(***)

5) Utilização de um vaso de pressão bem maior, como mostra a figura 3.2. A maior dimensão do núcleo, reduz os transientes térmicos de temperatura, permitindo operar com margens térmicas mais elevadas. (***)

Fontes: (*) (McCANDLESS, 1989).
(**) (OOSTERKAMP et alii, 1990)
(***) (GOLAY, 1990)

TABELA 3.9

PRINCIPAIS SISTEMAS PASSIVOS INCORPORADOS NO SBWR

1) Utilização de um grande reservatório de água capaz de injetar fluido por gravidade dentro do gerador de vapor, mantendo o núcleo sempre coberto. Em caso de pequenos vazamentos, este reservatório manterá o inventário de refrigerante no núcleo. Além do mais, este mesmo reservatório contém um condensador capaz de absorver o calor gerado pelos transientes de temperatura durante a operação da planta. (*). (**)

2) Uso de um sistema passivo de refrigeração da contenção, removendo o calor residual por vários dias sem que seja necessário realizar qualquer operação direta. (**)

3) Eliminação completa das bombas para os sistemas de emergência e dos geradores diesel de emergência, além de todos os demais equipamentos acessórios a esses, provocando enorme simplificação da planta. (**)

4) Sistema natural passivo de circulação de ar para as salas de controle, garantindo a "habitabilidade" dessas salas mesmo em situações de emergência. Um tipo de "cama" de gelo é posicionada acima da sala de controle; a circulação natural de ar através dessa "cama", junto com um sistema de oxigênio armazenado, garantem um ambiente aceitável para o operador, sem a necessidade de geradores diesel para o sistema de ar condicionado. (***)

Fontes: (*) (DOSTERKAMP et alii, 1990)

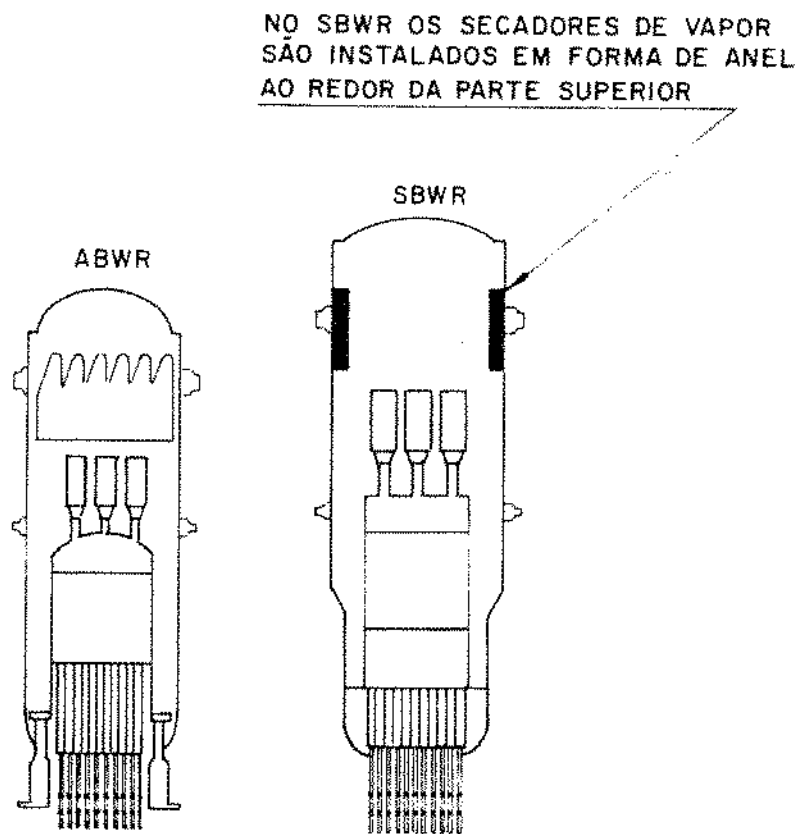
(**) (GOLAY, 1990)

(***) (MAIORINO, 1989)

Finalmente, as figuras 3.2 e 3.3 apresentam esquemas simplificados, apresentando os principais componentes do reator e os principais conceitos de segurança passiva nele incorporados.

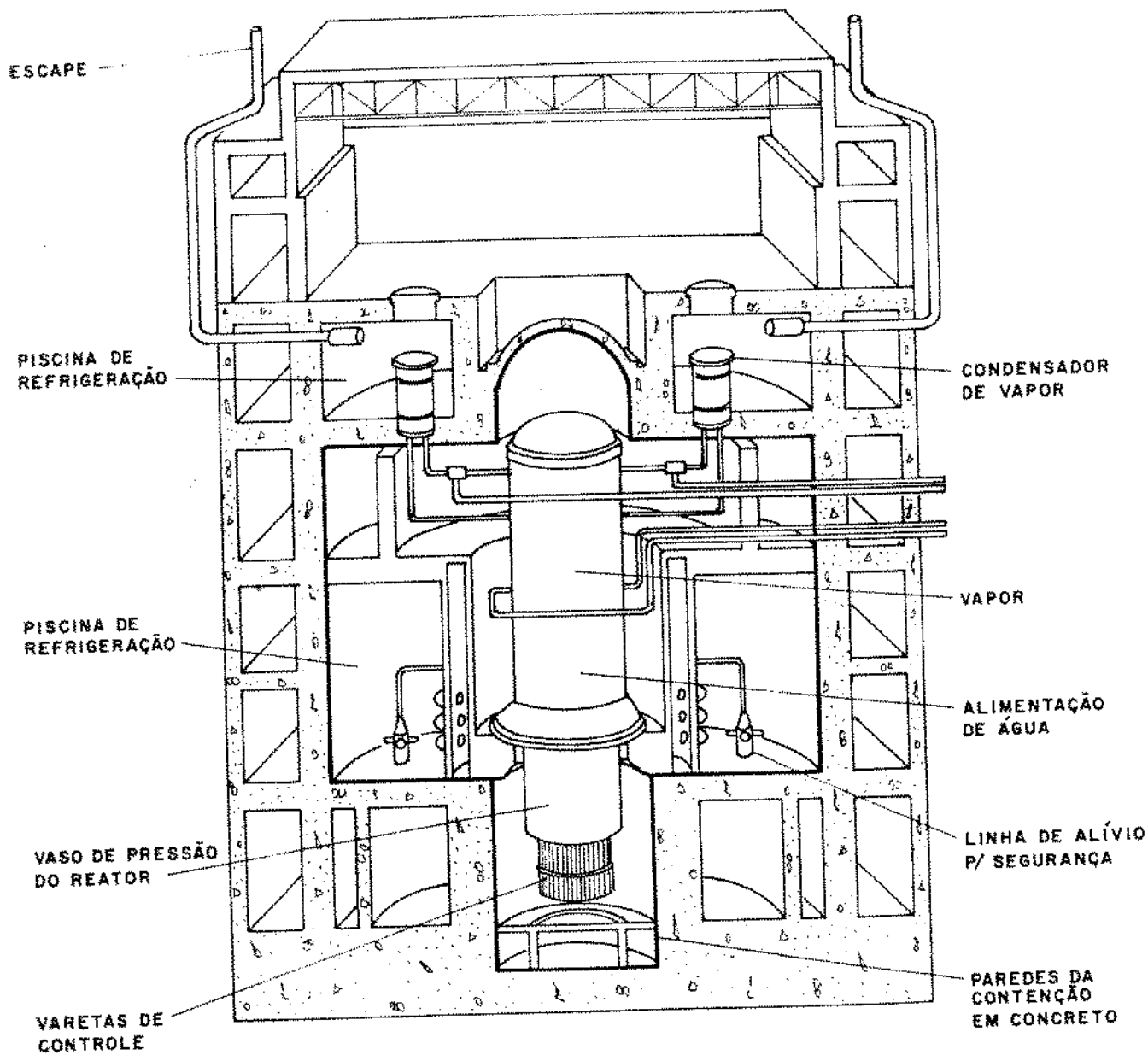
FIGURA 3.2

COMPARAÇÃO ENTRE OS VASOS DE PRESSÃO DE UM REATOR DO TIPO SBWR
E DE UM REATOR DO TIPO ABWR COM A MESMA CAPACIDADE DE 600 MWe



(McCANDLESS, R. J. - 1989)

FIGURA 3.3
SBWR DA GENERAL ELECTRIC



(GOLAY, M. W. - 1990)

A concepção final do SBWR permitiu o aproveitamento máximo de tecnologias já existentes, no sentido de evitar grandes riscos associados aos programas de desenvolvimento tecnológico. Desta forma, espera-se que o projeto possa estar disponível comercialmente ainda na década de 90.

3.3.1.3 O sistema TRIGA-TSP da General Atomics

O sistema de potência TRIGA - TSP, da GA, é um reator nuclear modular com sistemas de segurança passiva, próprio para operar como planta de cogeração, especificamente projetado para suprimento de energia elétrica e fornecimento de calor de baixa temperatura.

O TSP é um sistema de cogeração variável, possibilitando a variação contínua do sistema de forma a ou priorizar a saída térmica, quando se garante uma geração térmica máxima de 62 MW(t), ou priorizar a geração elétrica, com geração garantida máxima de 11,5 MW(e) (SCHLEICHER, 1988).

Para tanto o sistema TSP adota a tecnologia da GA, com um reator nuclear tipo TRIGA, amplamente utilizado como reator de pesquisa e conhecido a nível mundial, acoplado como fonte de calor a um sistema de conversão do tipo Ciclo Rankine Orgânico; este arranjo do sistema proporciona índices de disponibilidade global de cerca de 95%.

O uso de um reator tipo TRIGA é explicado por ter sido esse o único reator de pequeno porte a satisfazer plenamente todos os requisitos de segurança passiva necessários ao sistema de cogeração, além de ser um reator de fácil operação e manutenção.

Suas características resultam do fato de ser um reator do tipo piscina, com combustível de U-Zr-H, o qual é muito seguro por apresentar um coeficiente de reatividade bastante negativo. Desta forma, foi possível a eliminação de todos os equipamentos de ação ativa.

Na sua concepção de planta de cogeração, o TSP atende os mais altos requisitos de operação, conforme indicado na tabela 3.10.

A figura 3.4 apresenta o arranjo mais adequado do sistema, onde o trocador de calor do sistema de cogeração é localizado em série com o trocador de calor do sistema primário do sistema nuclear. Com esse arranjo, pode-se obter temperaturas de mais de 330°F.

O reator nuclear propriamente dito consiste de um "loop" de transferência de calor com água pressurizada, constituindo um módulo do reator. Através de um sistema de sucção e de uma bomba de velocidade variável, a água de refrigeração primária flui no interior do módulo do reator, absorvendo o calor gerado.

O calor é retirado do núcleo e flui através da perna quente até um trocador de calor primário, onde parte é transferido ao sistema gerador de potência, enquanto outra parte flui até o trocador de calor de cogeração, antes de retornar ao núcleo através de uma bomba primária.

Um pequeno pressurizador localizado na saída do módulo do reator mantém a pressão do sistema primário em um nível constante nas condições normais de operação.

TABELA 3.10

PROJETO TSP NIVEIS DE REQUERIMENTOS

DESEMPENHO:

1. Grande faixa de variação na cogeração de eletricidade e potência térmica.
2. Grande flexibilidade para acompanhar variações da demanda de eletricidade, podendo gerar de 10 a 100% da potência total projetada.
3. Tempo normal para entrar em operação a partir do estado frio - 1,5 hora.

SEGURANÇA:

1. Uso completo de sistemas passivos
2. Completo acordo com os requisitos da NRC para o licenciamento de plantas comerciais.
3. Probabilidade muito baixa (menor do que 5.10^{-7} /ano) de ocorrência de um acidente com danificação do núcleo.

DISPONIBILIDADE:

1. Disponibilidade da planta de 95% para a produção de calor e 90% para a produção de eletricidade.
2. Desligamento programado de 7 dias anuais para a manutenção e recarga de combustível.

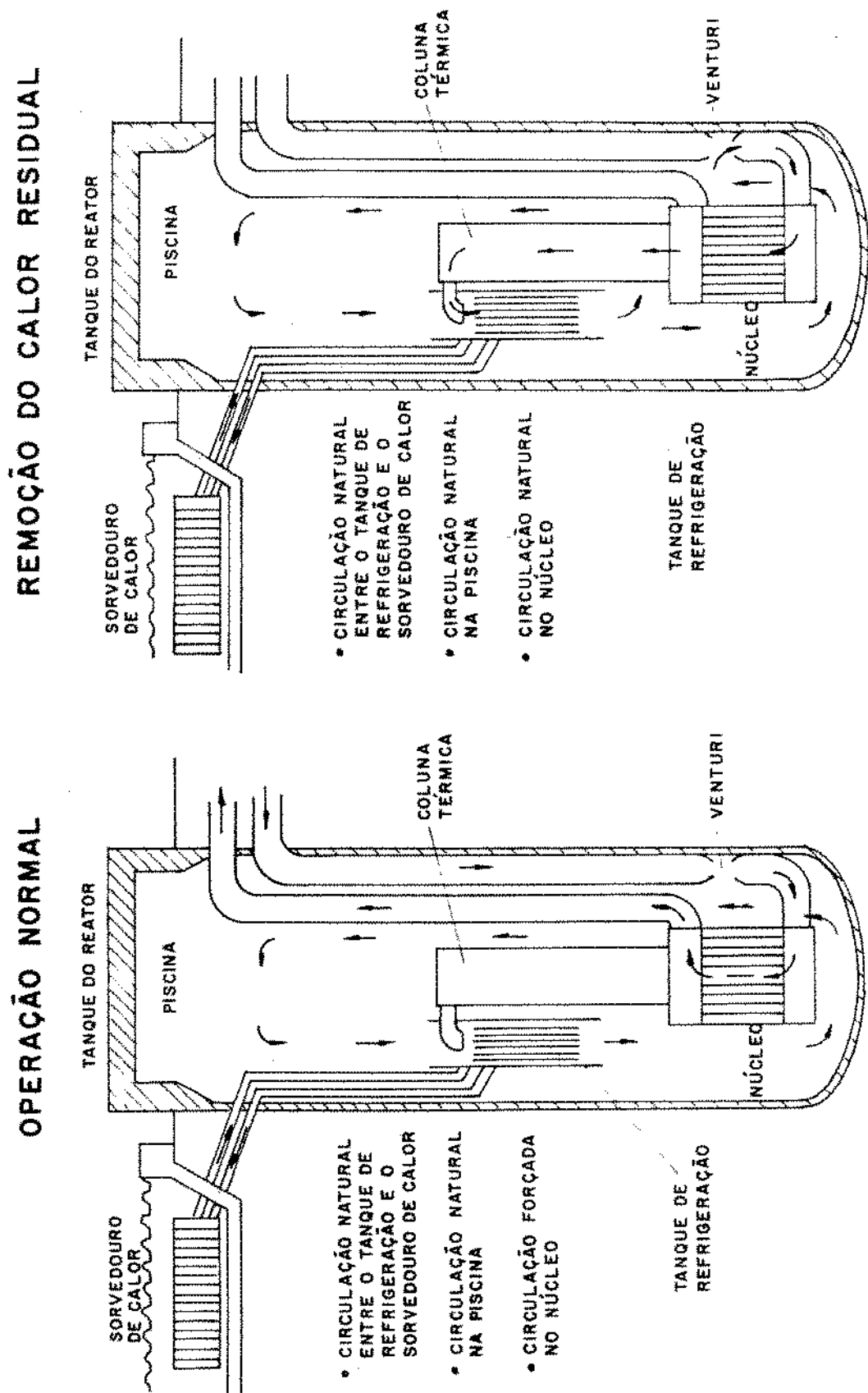
LOCALIZAÇÃO:

1. Operação isolada ou operação sincronizada com a rede do sistema elétrico.
2. Possibilidade de atender o requerimento de fácil localização e averiguação do estado das tubulações.
3. Disponível para ser localizado em áreas com alto grau de risco de abalos sísmicos

Fonte: (SCHLEICHER, 1988).

FIGURA 3.4

REATOR DO SISTEMA TRIGA - TPS



(SCHLEICHER, R. W. - 1988)

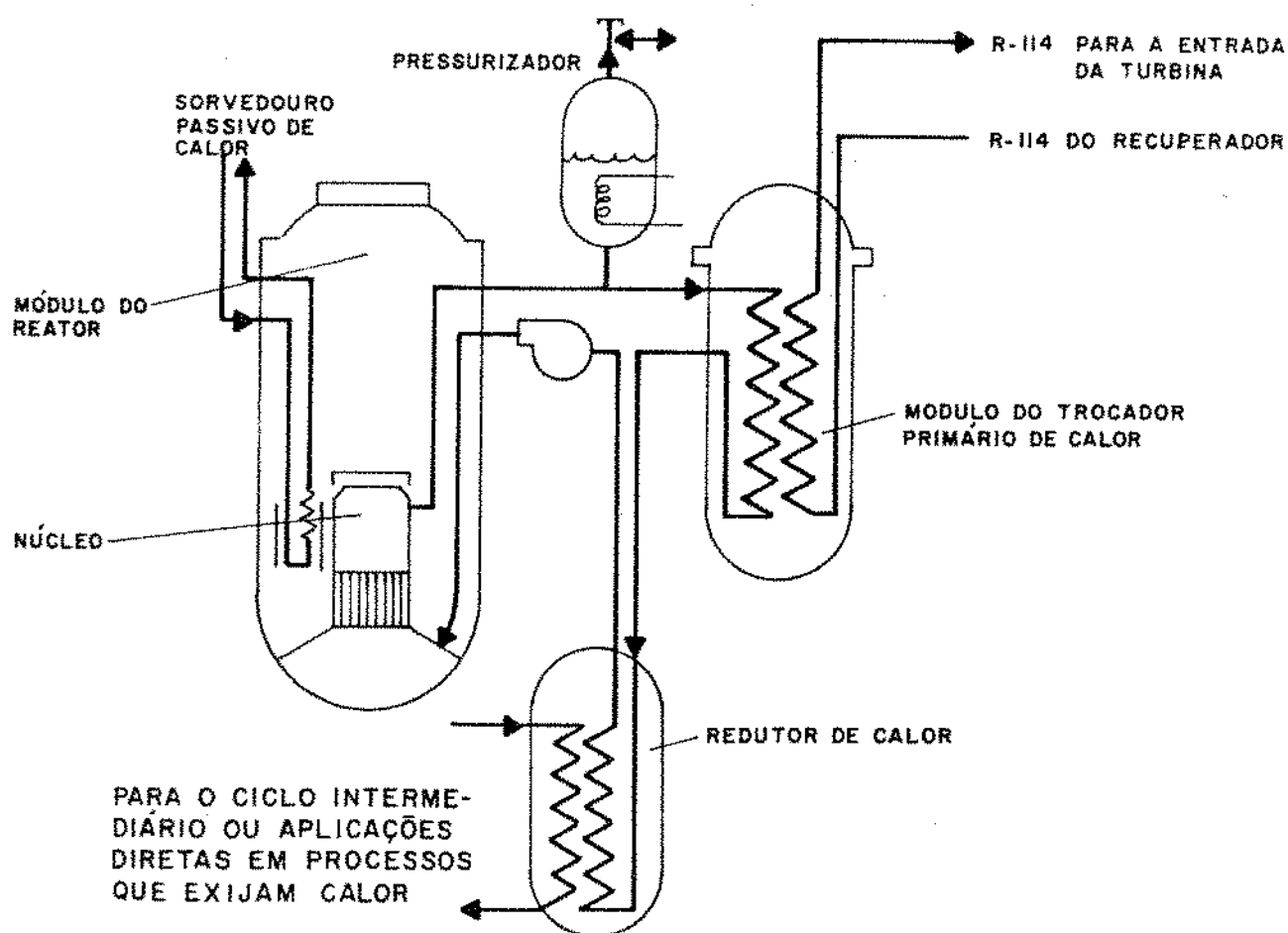
Uma importante característica do projeto TSP é a segregação entre a água quente e a água fria no módulo do reator. A quantidade de água quente envolvida atinge, no máximo, 9% do volume total de água no módulo do reator. O restante da água é mantido a uma temperatura de 160°F, por um sistema auxiliar de refrigeração, o qual opera continuamente por convecção natural.

Na eventualidade de perda do fluxo de refrigerante no sistema primário, a retirada do calor passa a ser imediatamente por convecção natural, trocando calor com a piscina fria do reator.

Assegura-se, assim, um sistema de controle do inventário de refrigerante em quaisquer condições de acidente. Vale acrescentar que o sistema de retirada do calor residual também é totalmente passivo.

A figura 3.5 esquematiza os processos passivos de remoção de calor incorporados no sistema TSP, tanto para uma situação normal de operação como para a condição de reator desligado, onde a água fria entra por um sistema venturi, sendo dirigida para cima, em direção ao núcleo, por convecção natural, onde ocorre uma elevação de sua temperatura, terminando por trocar essa carga térmica com a água da piscina.

FIGURA 3.5
SISTEMA NUCLEAR TRIGA-TPS PARA COGERAÇÃO



(SCHLEICHER, R.W. - 1988)

3.3.1.4 O sistema SIR

O sistema SIR nasceu da idéia de desenvolver-se um reator nuclear que oferecesse soluções radicais com relação à segurança, aceitabilidade e economicidade, tendo como base, entretanto, tecnologias comprovadas de reatores PWRs tradicionais, além de vários conceitos de reatores utilizados em submarinos.

Desenvolveu-se, então, um consórcio bilateral entre empresas norte-americanas e inglesas, proporcionando a oportunidade de trocas de experiências entre duas "culturas nucleares" distintas, com interesses e normas regulamentares diferentes, sendo possível a definição de um tipo de reator mais geral, não tanto "country specific".

Este consórcio é formado pelas empresas: *ABB-Combustion Engineering Inc.*⁽¹⁴⁾, a *Stone & Webster Eng. Corp.*⁽¹⁵⁾, a *Rolls-Royce and Associates Ltd.*⁽¹⁶⁾ e a *United Kingdom Atomic Energy Authority - UKAEA*, através da *AEA Technology*.

O sistema SIR define o conceito de reator integrado, ou seja, um reator onde os principais componentes que constituem o sistema primário de um reator PWR tradicional, quais sejam, o gerador de vapor, as bombas de refrigeração, o pressurizador e o núcleo propriamente dito, encontram-se todos contidos em um mesmo vaso de pressão.

(14) Tradicional fabricante de reatores PWRs.

(15) Empresa binacional "US/UK", com grande experiência em obras civis nucleares.

(16) O maior fornecedor de reatores PWRs britânico, com cerca de 20 unidades instaladas.

As principais vantagens do conceito de reator integrado são: (i) a não existência de grandes tubulações a serem conectadas no vaso de pressão, elimina-se a possibilidade de grandes rupturas em juntas e, portanto, grandes LOCA's; (ii) o reator é mais alto, propiciando maior capacidade de circulação natural do refrigerante; (iii) as dimensões da contenção final são menores do que nos reatores onde os equipamentos encontram-se dispersos.

Adicionalmente, o projeto procura tirar vantagem da construção compacta e modular, de tal forma que, em sua configuração de referência, serão instalados dentro de um mesmo vaso de pressão: o núcleo, 12 geradores de vapor, 6 bombas para refrigeração do núcleo e o pressurizador.

Com esta configuração o reator é capaz de desenvolver uma potência de referência de 320 MWe, podendo chegar a 400 MWe. Idealmente, entretanto, em um mesmo sítio, uma planta deveria operar em uma configuração dupla, capaz de desenvolver 640 MWe, ou mesmo quádrupla, capaz de desenvolver 1280 MWe.

A tabela 3.11 apresenta um resumo de outras características tecnológicas importantes incorporadas no sistema SIR, enquanto a tabela 3.12 mostra os principais sistemas passivos desenvolvidos no projeto.

O sistema SIR já foi apresentado ao DoE, sendo que uma primeira unidade poderia ser construída por volta do ano 2000.

TABELA 3.11

CARACTERÍSTICAS TECNOLÓGICAS INCORPORADAS NO SIR

1) O vaso de pressão do reator é instalado abaixo do nível da terra, permitindo, entre outras coisas, que as estruturas de contenção possam ser bem menos reforçadas do que aquelas tradicionalmente utilizadas nos PWRs. (**)

2) O vaso de pressão tem 26 m de altura, o mesmo de diâmetro e paredes com espessura análoga àquelas utilizadas em reatores PWRs tradicionais da classe 1100 MWe. Desta forma, não existe qualquer problema de fabricação desses vasos de pressão, os quais já se encontram disponíveis para uso comercial. (**)

3) O ciclo do combustível é estendido até 24 meses. Além do mais, a ausência de boro no controle da reatividade permite altos índices de disponibilidade do reator, bem como um fator de capacidade que pode chegar a 95%. (**), (***)

4) Os geradores de vapor são de fluxo único, as bombas de refrigeração são montadas horizontalmente acima do gerador de vapor enquanto o pressurizador é análogo àquele utilizado nos PWRs convencionais. Por outro lado, todas as tubulações que penetram no vaso de pressão situam-se 8 m acima do núcleo, fazendo com que, mesmo se houvesse a possibilidade de grande perda de refrigerante, sem a reinjeção passiva do mesmo, fosse necessário várias horas para que o núcleo viesse a ser descoberto. (**)

5) Um coeficiente de reatividade bastante negativo minimiza qualquer possibilidade de excursão de potência e de pressão do reator. A baixa densidade de potência do núcleo, por sua vez, garante grandes margens térmicas nos elementos combustíveis. Desta forma, pode-se concluir que o SIR é capaz de acomodar todas as variações de carga diárias e todos os transientes normais na operação da planta. (**)

(CONTINUA NA PAGINA SEGUINTE)

(CONTINUAÇÃO DA PAGINA ANTERIOR))

6) O SIR apresenta grandes vantagens com relação a um FWR tradicional no que tange à minimização da contaminação por doses de radiação tanto do pessoal que trabalha na operação e, principalmente, manutenção da planta, como no risco de liberação de produtos da fissão para a atmosfera durante qualquer tipo de acidente básico. (**)

7) Se ocorrer uma falha, cada gerador de vapor pode ser isolado do sistema e desligado sem afetar a operacionalidade dos demais. O gerador de vapor defeituoso poderá ser recuperado por robôs "in situ" ou ser facilmente substituído sem aumentar o período de parada de toda a central. (**)

Fontes: (*) (HAYNS & SHEPHERD, 1991)
(**) (STEVENSON, 1990)
(***) (FIORENTINI & SAVELLI, 1989)

TABELA 3.12

PRINCIPAIS SISTEMAS PASSIVOS INCORPORADOS NO SIR

1) Existe um sistema de supressão de pressão constituído por oito tanques de aço externos ao vaso de pressão, os quais são facilmente refrigerados por circulação natural de ar. (*)

2) Em operações de emergência, a refrigeração é garantida por circulação natural no sistema primário, enquanto o vapor gerado no sistema secundário é mandado por circulação forçada para o condensador, "by-passando" a turbina. (***)

3) Se o sistema anterior não se encontrar disponível, a remoção do calor residual é feita por um sistema de circulação natural coligado aos tanques de supressão de pressão, o que assegura a refrigeração do núcleo por 72 horas, sem que qualquer manobra de operação tenha de ser realizada. (***)

4) A altura do vaso de pressão do reator e o próprio arranjo dos componentes resultam em uma grande capacidade de circulação natural, suficiente para a remoção do calor residual do núcleo. (**)

5) O sistema de injeção de emergência de refrigerante no núcleo é inteiramente passivo, garantindo a cobertura completa do mesmo por 72 horas sem qualquer intervenção dos operadores. (**)

6) Um sistema passivo de circulação de ar garante a refrigeração da contenção. (**)

Fontes: (*) (HAYNS & SHEPHERD, 1991)
(**) (STEVENSON, 1990)
(***) (FIORENTINI & SAVELLI, 1989)

3.3.1.5 Outras experiências norte-americanas

Outras duas experiências em desenvolvimento por empresas americanas são: o "*Consolidated Nuclear Steam Generator - CNSG*" e o "*Consolidated Nuclear Steam System - CNSS*" ambos da *Babcock & Wilcox*.

O CNSG é um pequeno reator de 91 MWe, do tipo PWR integrado, baseado em projetos de reatores nucleares utilizados na propulsão naval. Tanto o núcleo como os geradores de vapor são acondicionados dentro de um mesmo vaso de pressão. O único componente do sistema primário que se encontra fora do vaso de pressão é o pressurizador e as respectivas conexões.

Dentro do vaso de pressão são introduzidos doze geradores de vapor modulares do tipo fluxo-único, quatro bombas de refrigeração, todas montadas acima dos geradores de vapor, impondo um fluxo de cima para baixo nas tubulações dos geradores de vapor, até a parte de baixo do vaso de pressão e daí para cima passando pelo núcleo.

O CNSG aproveita intensamente o fato de ser modular, eliminando a maior parte das grandes tubulações capazes de gerar LOCA's, o que, por sua vez, permite a utilização de sistemas de segurança simples e uma contenção mais simples e barata.

O CNSS, por sua vez, é um reator de 400 MWe, também do tipo PWR integrado. O seu vaso de pressão é ligeiramente maior do que aquele utilizado nos reatores PWRs tradicionais da classe 1200 a 1300 MWe, com dez módulos de geradores de vapor e oito bombas de refrigeração.

Devido à sua pequena dimensão, toda a contenção do reator vem instalada internamente ao edifício de serviço da planta, sendo que os equipamentos mais pesados são localizados na parte de baixo do prédio, enquanto os equipamentos mais leves são instalados em posições mais elevadas.

Tanto o CNSB como o CNSS encontram-se com o seu projeto conceitual em desenvolvimento, podendo estar disponíveis até o final da década de 90.

3.3.2 A experiência de outros países

Vários outros países também têm desenvolvido projetos de PCNs, invariavelmente incorporando conceitos modernos e grandes simplificações. Praticamente todas as empresas fabricantes de reatores nucleares que operam no mercado internacional mantêm linhas de pesquisas em busca do "reator nuclear de segunda geração", sendo que, invariavelmente, com menor ou maior ênfase, vislumbram as PCNs como um mercado importante a ser considerado.

A própria evolução da indústria nuclear nos anos 80 tem ditado o comportamento das diversas empresas e países no desenvolvimento tecnológico de novos reatores nucleares. Neste sentido, os norte-americanos têm sido os mais otimistas com relação ao futuro das PCNs.

Na Europa, em países como a França e/ou Alemanha, os quais apresentaram programas nucleares de sucesso, com reatores de grande porte que têm operado com índices de desempenho muito elevados, as empresas têm se mostrado mais rígidas em introduzir grandes rupturas tecnológicas em seus

novos reatores. Em particular, esses países são reticentes em diminuir a potência de suas plantas.

A *Nuclear Power International* - NPI, "joint-venture" constituída em 1989 entre a FRAMATOME francesa e a Siemens/KWU alemã, tem dedicado a maior parte de seus esforços de P&D na linha dos reatores de grande porte, principalmente na tentativa de definir critérios ótimos para a fusão da tecnologia e da grande experiência das duas empresas no setor nuclear.

Na Itália e na Suécia, por sua vez, onde a indústria nuclear sofreu enormes restrições durante a década passada, os esforços de P&D no desenvolvimento de projetos inovadores têm sido muito grandes.

Os italianos, por exemplo, seja através da *ANSALDO*, empresa fabricante de reatores nucleares, seja através da *ENEL*, concessionária estatal de eletricidade, seja através dos diversos órgãos e institutos de pesquisa voltados à área nuclear, têm desenvolvido uma série de novos conceitos de reatores nucleares, além de participarem como parceiros em várias iniciativas de âmbito internacional.

Os suecos, por sua vez, inicialmente através da *ASEA/ATOM*, posteriormente denominada *ABB-ATOM*, são os responsáveis pela definição do conceito PIUS, sem dúvida o mais inovador de todos os conceitos de reator nuclear "inerentemente seguro" em desenvolvimento.

Finalmente, os japoneses, apesar de dedicarem esforços muito grandes na linha dos reatores avançados de grande porte, adicionalmente, participam ativamente dos vários consórcios internacionais voltados ao desenvolvimento de PCNs.

3.3.2.1 A experiência canadense - o CANDU 3

É o último e o menor reator da série CANDU projetado pela AECL do Canadá. Trata-se de um projeto iniciado em 1982 para responder às novas condições de demanda de energia elétrica, que requerem reatores menores e períodos de construção muito menores.

É um reator de 450 MWe, que permitirá um elevado índice de disponibilidade, podendo atingir um fator de capacidade de 90% durante seu período de vida útil (HART, 1987), além de um período de construção de 38 meses, fazendo-o competitivo com relação às plantas a carvão e/ou gás natural (DOUST, 1990).

O CANDU 3 apresenta um alto grau de segurança, além de proporcionar reduzidos níveis de exposição radioativa em termos de homens-rem. Para tanto, possui os sistemas passivos resumidos na tabela 3.13.

O reator é projetado para uma vida útil de 100 anos, sendo que, para tanto, realizaram-se importantes melhoras na distribuição dos fluxos de neutrons de forma que estes não desgastem as propriedades mecânicas dos principais componentes do reator (CANDLISH, 1987).

Por outro lado, o próprio "lay-out" da planta faz com que a substituição de qualquer componente possa ser realizada facilmente, já que o acesso ao prédio do reator, para a substituição dos componentes mais críticos, pode ser realizado sem maiores interferências nas demais estruturas da planta (CANDLISH, 1987).

TABELA 3.13

PRINCIPAIS SISTEMAS PASSIVOS INCORPORADOS NO CANDU 3

1) Um sistema de refrigeração de emergência do núcleo e um sistema de isolamento da contenção, capazes de desligar o reator e reduzir a produção de calor, sem a necessidade de qualquer intervenção dos operadores.

2) Um sistema de tanques com gás sob pressão garante o armazenamento de energia necessário para a injeção de refrigerante a alta pressão, garantindo o alagamento do núcleo em qualquer situação de perda de refrigerante.

3) Os geradores de vapor e as bombas são localizadas em extremidades opostas do reator, proporcionando um fluxo unidirecional do refrigerante através do núcleo. Este arranjo facilita a construção e a operação da planta, além de trazer grandes avanços em termos de recarga a quente do combustível.

Fonte: (DOUST, 1990)

O CANDU 3 está sendo projetado visando a viabilidade econômica; neste sentido, os principais termos de referência podem ser assim resumidos:

(i) Custo de capital: espera-se uma redução tanto pela diminuição da quantidade de componentes envolvidos, como pela própria simplificação dos procedimentos de fabricação dos mesmos e construção da planta.

(ii) Custo de operação e manutenção: o uso de urânio natural barateia o combustível, enquanto que o procedimento de recarga com o reator ligado aumenta a disponibilidade do

mesmo. Além disso, o novo "lay-out" da planta visa simplificar a manutenção do reator.

(iii) Fator de capacidade: se obtém um alto fator de capacidade com a utilização de novos materiais com vida útil maior, manutenção a quente e o uso de componentes de comprovada confiabilidade.

O CANDU 3 encontra-se em fase de detalhamento de projeto, onde têm sido discutidas as principais questões relativas ao licenciamento do projeto junto à *Atomic Energy Control Board*, podendo estar disponível para construção já em 1992 (DOUST, 1990).

3.3.2.2 Algumas experiências na Alemanha e na França

Como já foi mencionado, em 1989 a FRAMATOME, da França, e a Siemens/KWU, da Alemanha, constituíram a NPI, tanto para a comercialização de seus tradicionais reatores, como para o desenvolvimento de uma nova geração de reatores nucleares.

Em termos de desenvolvimento tecnológico, as duas empresas têm privilegiado aquelas opções que maximizam o aproveitamento da extensa experiência desenvolvida pelas duas companhias na construção de reatores nucleares. Muitos de seus reatores tradicionais têm apresentado índices de desempenho muitas vezes superiores àqueles que o EPRI tem definido para os novos reatores avançados americanos (BALMGARTL & VIGNON, 1990).

Desta forma, a NPI tem se dedicado ao desenvolvimento de novos projetos de grande porte, capazes de fundir as experiências distintas das duas empresas. Neste sentido, parte-se de uma classe de reatores de 1000 MWe, seguindo-se

um de 1400 MWe, ficando por rever a possibilidade de se desenvolver uma versão de 600 MWe.

Em compensação, a Siemens desenvolve uma FCN do tipo SBWR de 200 MWe, que adota praticamente os mesmos sistemas passivos desenvolvidos no SBWR da GE. Neste reator, todas as tubulações que se inserem no vaso de pressão encontram-se a 10 m acima do núcleo, fazendo com que este esteja sempre com uma cobertura suficiente de água, mesmo em casos de perda significativa de refrigerante no sistema primário.

Adicionalmente, o SBWR 200 caracteriza-se pela presença de um trocador de calor integrado para a retirada do calor residual, ausência de supressores de pressão e um edifício de contenção único, tanto para o reator como para o conjunto de turbinas.

Os franceses, por sua vez, através da própria FRAMATOME, desenvolvem o reator NF300. Este é um FWR de 300 MWe com núcleo compacto, baseado na experiência da empresa *Technicatome*, que já opera um reator protótipo análogo há mais de 11 anos em Cadarache. Além do mais, a tecnologia dos principais componentes aproveita toda a experiência desenvolvida pela FRAMATOME com reatores FWR de grande porte.

A forte compactação do NP 300 permite explorar as vantagens de modularização do sistema, a diminuição do tamanho da contenção, além do projeto possibilitar a redução do número e dimensão dos tubos entre o vaso do reator e os dois geradores de vapor, diminuindo a possibilidade de ocorrência de grandes LOCA's.

Apesar não estar licenciado, os esquemas gerais do NP300 já foram definidos, estando em progresso a fase de detalhamento do projeto.

3.3.2.3 As experiências italianas

Uma vez que a construção de usinas nucleares do tipo LWR tradicional foi proibida na Itália, os italianos têm pesquisado intensamente novos reatores nucleares que possam reverter o posicionamento da opinião pública com relação à energia nuclear na Itália.

Desta forma, várias instituições italianas têm participado como parceiros importantes em iniciativas internacionais de desenvolvimento de novos conceitos de reatores nucleares, em particular nos Estados Unidos, onde os italianos colaboram no projeto do SBWR da GE e no projeto do AP600 da Westinghouse.

Além do mais, os italianos desenvolvem iniciativas próprias. A primeira que merece ser destacada é um reator PWR 300 da *ANSALDO-NIRA*, de 300 MWe, baseado na tecnologia da Westinghouse e que utiliza a central nuclear "Enrico Fermi", construída na Itália, como planta de referência.

A usina "Enrico Fermi", de 272 MWe, iniciou operação em junho de 1964. Entre junho de 1979 e abril de 1984 esteve desligada, devido às pressões da opinião pública, para que fossem implantados novos sistemas de segurança. Reiniciou a operação em abril de 1984 e, desde então, tem operado a plena carga, com ótimo desempenho, apresentando um fator de capacidade próximo de 100%.

Atualmente a *ANSALDO*, empresa italiana de equipamentos pesados, está em condições de fornecer todos os principais componentes necessários para uma planta de 300 MWe.

Uma segunda iniciativa importante está sendo desenvolvida na Universidade "La Sapienza" de Roma. O projeto MARS⁽¹⁷⁾ é um reator do tipo PWR, capaz de desenvolver 600 MWt para cogeração de energia elétrica e calor. No caso de gerar 100% de eletricidade, o reator é capaz de fornecer 170 MWe com temperaturas de operação mais baixas, penalizando a eficiência térmica (CARUSO et alii, 1987; CAIRA et alii, 1987).

O MARS também utiliza sistemas passivos, tanto para o desligamento do reator como para a refrigeração de emergência do núcleo. As principais implementações estão resumidas na tabela 3.14.

Em sua versão mais recente, o MARS II, grande ênfase foi dada a critérios como economia, modularidade, fácil montagem e fácil descomissionamento. A possibilidade de substituição de todo o sistema primário faz com que a vida útil da planta possa ser estendida indefinidamente.

Além do mais, a pré-montagem dos principais componentes em fábrica, reduz significativamente a complexidade das obras no sítio de instalação da planta, fazendo-se necessárias apenas as obras civis para o assentamento dos equipamentos.

O projeto conceitual do MARS tem sido constantemente revisto, sendo necessário comprovar alguns dos sistemas inovadores propostos.

(17) *Multipurpose Advanced Reactor inherently Safe.*

TABELA 3.14

PRINCIPAIS SISTEMAS PASSIVOS INCORPORADOS NO MARS

1) O núcleo é constituído de varetas de aço inoxidável AISI 304, que minimizam a possibilidade de escape de produtos da fissão e qualquer reação química com a água. Por outro lado, o fluxo de calor no núcleo é reduzido, permitindo a permanência do combustível por quatro ou cinco anos. (*)

2) Fora os sistemas de controle tradicionais de um FWR, quais sejam, as barras de controle comandadas eletricamente e o sistema de injeção de boro no refrigerante primário, o desligamento do reator será garantido por 20 barras de controle que caem por gravidade sempre que a temperatura do fluido primário aumenta, dilatando os sistemas de suporte das barras. (*)

3) O calor residual é refrigerado por circulação natural. Este circuito se mantém fechado durante a operação normal do reator e se abre de forma passiva em caso de mau funcionamento da bomba do sistema primário. (*)

4) O calor residual é transferido desse primeiro circuito a um segundo circuito através de um trocador de calor e deste para uma piscina de água fria. A água da piscina evapora e flui para um condensador resfriado a ar, a água que se condensa retorna assim para a piscina. Esse sistema garante a refrigeração de emergência por um tempo indefinido. (*)

5) O circuito primário encontra-se completamente contido em um invólucro de aço, denominado por "contenção primária pressurizada", contendo água à mesma pressão do refrigerante primário (mas a uma temperatura mais baixa). Elimina-se, assim, qualquer consequência de um LOCA, uma vez que deixa de existir a possibilidade de ruptura do contorno de pressão do sistema primário. Por outro lado, esse invólucro fornece uma proteção adicional contra eventos externos. (*), (**)

6) Analogamente, adota-se um "contenção secundária pressurizada", a qual ajuda a reduzir ainda mais as possibilidades de evolução dos prováveis acidentes. (**)

7) Os circuitos de emergência acima descritos são independentes, cada um capaz de remover 100% do calor residual gerado durante, pelo menos, duas semanas.

Fontes: (*) (FIORENTINI & SAVELLI, 1989)

(**) (CUMO, 1990)

3.3.2.4 A experiência japonesa

Duas versões de PWRs de pequeno porte têm sido estudadas pela *Mitsubishi* japonesa. O MS-300 e o MS-600. Com relação a este último, os estudos evoluíram mais rapidamente, de forma que têm sido propostos vários novos conceitos para os sistemas de segurança.

O MS-600 é um reator com baixa densidade de potência no núcleo, que utiliza novos métodos para a economia de nêutrons, o que permite um ciclo do combustível de até 24 meses.

O reator adota um sistema híbrido de segurança, combinando sistemas passivos com sistemas ativos convencionais. Estes últimos são bastante apropriados para atuarem em situações de transientes e em muitas situações de acidente. Os sistemas passivos, por sua vez, devem garantir a proteção final contra possíveis falhas na operação dos sistemas ativos, servindo como "back-up" destes.

A tabela 3.15 apresenta os principais sistemas ativos utilizados no MS-600 e as melhoras introduzidas nos mesmos. A tabela 3.16, por sua vez, apresenta os principais sistemas passivos incorporados no MS-600.

O projeto conceitual do MS-600 já foi completado, estando em progresso a definição do projeto básico, onde serão elaborados todos os detalhamentos. Serão tentadas ainda outras simplificações no projeto, além de se aprofundar os estudos de análise de segurança. Paralelamente, vários programas estão em andamento para confirmar algumas das propostas tecnológicas adotadas.

TABELA 3.15

PRINCIPAIS SISTEMAS ATIVOS INCORPORADOS NO MS-600

1) Os mecanismos de acionamento das barras de controle adotam uma nova tecnologia de enrolamento de alta temperatura, eliminando a necessidade de sistemas de refrigeração forçada das barras de controle.

2) O uso de geradores de vapor horizontais tem uma série de vantagens, como a menor formação de sedimentos nas tubulações e maior resistência contra possíveis eventos sísmicos.

3) As bombas de refrigeração são de alta eficiência, utilizando um monobloco de cerâmica como primeira camada de selagem, enquanto tem sido desenvolvido um tipo de selagem resistente a altas temperaturas, para funcionar como segunda selagem.

4) Os sistemas ativos de segurança combinam: bombas de injeção primárias tanto para a operação normal como para operações de emergência; bombas auxiliares acionadas pelas turbinas e por motores; geradores diesel de emergência. Estes dispositivos podem lidar sem nenhum problema com: pequenos LOCAs, rupturas nos tubos do gerador de vapor, e transientes do tipo não-LOCA, funcionando exatamente como em um FWR convencional.

Fonte: (MATSUOKA, 1991)

TABELA 3.16

PRINCIPAIS SISTEMAS PASSIVOS INCORPORADOS NO MS-600

1) Adota-se um sistema automático de despressurização do circuito primário para operar em qualquer situação de LOCA. Para tanto, o sistema consiste de válvulas de despressurização primárias e secundárias. As válvulas primárias descarregam o volume de vapor pressurizado nos tanques de água para injeção de emergência por gravidade, enquanto as válvulas secundárias, através de válvulas de alívio, descarregam o vapor do circuito secundário para o meio ambiente.

2) Um acumulador avançado adota um dispositivo de controle por vazão, garantindo o controle do inventário do refrigerante às taxas de vazão requeridas em caso de grandes LOCAs.

3) Tanques para a injeção de água por gravidade garantem a cobertura do núcleo e o seu completo alagamento, quando a pressão do circuito primário tiver caído quase ao nível da pressão interna da contenção.

4) O uso de um gerador de vapor horizontal colabora com a circulação natural do refrigerante em situações de acidente, pois esta disposição evita a formação de bolhas nas tubulações que poderiam impedir a circulação natural.

5) O circuito secundário é suprido por um tanque de armazenagem para condensação, que pode operar com total independência por três dias, garantindo a completa remoção do calor residual.

Fonte: (MATSUOKA, 1991)

3.3.2.5 Algumas experiências de outros países

A seguir, será apresentado um quadro menos detalhado do que tem sido desenvolvido em outros países, fora do grupo dos chamados "super-desenvolvidos".

3.3.2.5.1 A experiência da Índia

A Índia já vem utilizando FCNs no seu programa nuclear desde 1986, os quais vêm ocupando crescente espaço na matriz energética do país.

A sua experiência levou a uma mobilização industrial que lhe permite a construção de um reator de 235/500 MWe em períodos de 8 a 9 anos, o que já é bastante satisfatório. É um caso que poderia servir de modelo para muitos países em via de desenvolvimento.

Os reatores indianos são do tipo *Pressureized Heavy Water Reactors* - PHWR, que permitem uma rápida auto-suficiência na tecnologia de reatores, além de incorporarem muitos conceitos de segurança passiva.

Inclui-se entre esses conceitos: um sistema de redução de pressão na contenção, um sistema de retenção dos produtos da fissão através de uma piscina de supressão, um sistema de injeção de emergência de refrigerante através de acumuladores e um sistema de remoção do calor residual por meio de circulação natural (SRIVASTAVA, 1987; KAKODKAR, 1987).

3.3.2.5.2 A experiência do Paquistão

O Paquistão deverá chegar ao ano 2000, no caso de utilizar apenas fontes convencionais de energia, com um déficit de suprimento entre 4000 a 12000 MW. A cobertura desse déficit poderá ser feita ou pela importação de petróleo ou pela reativação de um programa nuclear.

Neste programa nuclear se destacaria o uso de FCNs de 300 a 400 MWe, que seriam utilizados em áreas costeiras não conectadas à rede elétrica nacional.

Esses reatores também permitiriam a instalação de dessalinizadores de água, proporcionando água potável a essas regiões carentes. Os dessalinizadores requerem vapor na temperatura de 90 a 120°C no processo de multi-evaporação, vapor este factível de ser gerado em FCNs (SHAHID, 1988).

3.3.2.5.3 O VVER-440 soviético

É um PWR de 440 MWe desenvolvido com tecnologia soviética, do qual já foi instalado mais de 30 unidades em praticamente todos os países da antiga COMECON, os quais, em geral, têm operado com desempenho muito bom, quando não ótimo, como é o caso das plantas instaladas na Hungria.

Uma nova versão tem sido desenvolvida para o atendimento dos mesmos padrões de segurança utilizados no ocidente. Seja como for, o sistema primário utilizado nos VVER se mostra bastante flexível para absorver os transientes térmicos, além de garantir a refrigeração do núcleo mesmo em caso de ruptura do circuito primário.

O circuito primário adotado nos VVERs diferem daqueles adotados nos PWRs ocidentais por utilizar geradores de vapor horizontais. Os sistemas de segurança, por sua vez, são exatamente análogos àqueles utilizados nas principais versões ocidentais (CARNEIRO et alii, 1991).

3.3.2.5.4 A experiência chinesa

Na China, o Instituto de Energia Nuclear de Chengdu, Sichuan, já terminou a primeira etapa do projeto conceitual de um PWR avançado de 600 MWe, o AC-600. As primeiras análises têm demonstrado que o núcleo do reator é mais seguro e mais econômico do que aqueles utilizados em reatores convencionais (CARNEIRO et alii, 1991).

3.3.3 O sistema PIUS e sua várias versões

A primeira proposta de um reator inerentemente seguro foi o PIUS⁽¹⁶⁾, desenvolvido pela empresa sueca ASEA/ATOM, hoje denominada ABB-ATOM, o qual, em princípio, é um reator de baixa temperatura, tanto para fins de geração de calor para pequenas comunidades como para geração de energia elétrica, neste caso, em sua versão mais atualizada, o PIUS 2000; é capaz de gerar 640 MWe (FIDRENTINI & SAVELLI, 1989).

Basicamente, o sistema PIUS é um PWR integrado, onde o núcleo é colocado no fundo de um condutor vertical imerso em uma enorme piscina de água fortemente borada, sob pressão e à baixa temperatura. As duas zonas, a do condutor vertical,

(16) *Process Inherent Ultimate Safety.*

que constitui o circuito primário, e a da piscina são mantidas à mesma pressão e separadas por dois fachos de tubos de pequeno diâmetro, colocados na parte inferior e superior do condutor, formando um bloqueador por densidade.

Durante o funcionamento normal da planta, a sobrepressão criada pelas bombas de circulação e pela distribuição de temperatura, e densidade, no condutor realizam um equilíbrio termodinâmico que impede a passagem da água fria da piscina.

Ao ocorrer qualquer situação de anormalidade, o rompimento do equilíbrio termodinâmico faz penetrar a água borada fria da piscina no núcleo. A reação é interrompida e a refrigeração do calor residual é feita por circulação natural.

A piscina é construída em cimento armado constituindo um vaso de pressão de concreto protendido. A temperatura da água é mantida constante mediante trocadores de calor colocados ao longo de seu perímetro, os quais são refrigerados através de tanques colocados sobre a estrutura de cimento armado.

A água da piscina é capaz de refrigerar o núcleo e remover o calor residual por sete dias, antes que seja necessária qualquer intervenção dos operadores. Além do mais, o sistema exclui a possibilidade de ocorrência de um LOCA no circuito primário, pois a piscina garante a circulação de água no núcleo por convecção natural.

Tanto o mecanismo de desligamento do reator como o controle de sua reatividade se baseia essencialmente na injeção de água borada através do sistema de bloqueio por densidade, não sendo utilizadas barras de controle.

O conceito PIUS elimina, de uma forma simples e de fácil compreensão, todos os caminhos passíveis de levar à desintegração do núcleo, mesmo assumindo os cenários mais pessimistas de falhas durante todas as fases da vida útil do reator. Qualquer perda significativa de produtos radioativos da fissão para o meio ambiente pode ser excluída, seja qual for o estado do restante da planta (HANNERZ et alii, 1990).

O núcleo, por sua vez, opera com baixa densidade de potência, utilizando um combustível mais ou menos igual àquele utilizado nos PWRs, apenas que sem barras de controle.

O comportamento dos componentes inovadores já foi comprovado experimentalmente, sendo necessário testa-los a nível de um planta de demonstração. Existe, entretanto, uma grande dúvida em termos da economicidade e disponibilidade da planta.

Inicialmente, estima-se que o custo de capital do PIUS seja inferior ao de um PWR de mesma potência. Apesar da grande simplificação da planta em relação a um PWR tradicional, o seu custo poderá ser elevado, devido à dificuldade de se construir a piscina em cimento armado com concreto protendido.

Com relação à disponibilidade, vários esquemas têm sido projetados para garantir que a introdução da água borada se dê em faixas de tempo compatíveis ao funcionamento passivo durante os transientes, mas bloqueie a interface quente/frio, separando a água borada do circuito primário durante a operação normal do reator.

O conceito PIUS, entretanto, ainda precisa de muitos desenvolvimentos para garantir-lhe grande estabilidade

operacional sem que o uso intenso de água borada restrinja-lhe a flexibilidade operativa.

A ABB-ATOM já requisiu à NRC dos Estados Unidos para que fosse feita uma revisão sobre a licenciamento do PIUS, sendo elaborado para tanto um relatório preliminar com informações sobre a segurança da planta (HANNERZ et alii, 1990).

Neste particular, o PIUS poderá encontrar algum tipo de problema, uma vez que a maior parte dos procedimentos desenvolvidos pelos órgãos de regulamentação quase sempre se referem a reatores LWRs, sendo necessário desenvolver procedimentos novos para a análise do PIUS.

A construção de uma planta do tipo PIUS para demonstração tem sido discutida em vários países. Os maiores interessados, fora os próprios suecos, têm sido os japoneses e os italianos. Na Itália, o financiamento de estudos de reatores nucleares avançados, como o PIUS, está previsto no Plano Energético 1990-1994.

A tabela 3.17 mostra uma série de experiências internacionais que seguem o conceito original do PIUS. Alguns desses projetos mais recentes já incorporaram importantes avanços tecnológicos.

TABELA 3.17

FAMILIA DE REATORES TIPO PIUS

PIUS	500 MWe	ASEA / ATOM
PIUS 2000	640 MWe	ABB / ATOM
ISER	200 a 300 MWe	IHHI (**)
ISIS	200 MWe	ANSALDO

(**) Ishikawagima - Harima Heavy Ind. Co. Ltd. &
Universidade de Tóquio

Fontes: (YINGZHONG, 1987)
(FIORENTINI & SAVELLI, 1989)

3.3.3.1 O ISER⁽¹⁹⁾

É um PWR de 200 a 300 MWe inicialmente desenvolvido pela Universidade de Tóquio. Como no PIUS, também não são previstas barras de controle, sendo que a reatividade vem controlada por variações na concentração de boro na água do refrigerante primário.

O desligamento do núcleo e a remoção do calor residual adotam as soluções desenvolvidas para o PIUS. A piscina em cimento armado protendido vem substituída por um recipiente de aço de alta pressão, onde é acondicionado todo o sistema primário, inclusive o pressurizador, ficando externos apenas os motores das bombas.

(19) *Intrinsically Safe and Economic Reactor.*

A quantidade de água fria borada é bem menor do que aquela necessária no PIUS e assegura a refrigeração do núcleo por dois dias, após os quais, injeta-se água no recipiente de pressão. O vapor produzido vem descarregado para fora do reator por válvulas de segurança.

O ISER encontra-se em fase de desenvolvimento de seus conceitos gerais, estando aberto à participação de outras entidades. Espera-se grandes reduções de custos de capital e O&M, uma vez que o recipiente de aço que constitui a piscina poderá ser pré-fabricado e, depois, transportado ao sítio de instalação da planta (FIORENTINI & SAVELLI, 1989).

3.3.3.2 O ISIS⁽²⁰⁾

É um PWR de 200 MWe desenvolvido pela ANSALDO italiana, que se encontra ainda em fase de projeto conceitual. Os sistemas de desligamento do reator e de remoção do calor residual adotam os conceitos desenvolvidos para o PIUS, enquanto o núcleo, ou utilizará o conceito PIUS ou adotará uma versão com pequenas modificações do núcleo Westinghouse.

O ISIS adota um sistema modular, sendo constituído por três módulos, cada um deles com um recipiente em aço independente, contendo todos os componentes do circuito primário, inclusive as bombas e, provavelmente, os seus motores, ficando externo apenas o pressurizador/acumulador. A quantidade de água borada fria utilizada nos três recipientes é bem menor do que aquela utilizada no PIUS.

Os três módulos são alojados em uma grande piscina de água fria, à pressão atmosférica, capaz de refrigerar o

(20) *Inherently Safe Immersed System.*

calor residual retirado pelos três módulos por uma semana. O calor transferido a esta piscina é evacuado por um circuito de circulação natural através de um trocador de calor água/água imerso na piscina e um segundo trocador água/ar externo ao edifício do reator.

3.3.4 A experiência dos Reatores de Alta - Temperatura⁽²¹⁾

A idéia de um reator refrigerado a gás começou a ser elaborada em meados dos anos 40, mas somente em 1956 é que se materializou no reator de Calder Hall, na Inglaterra.

A partir daí, cerca de 50 reatores do tipo MAGNOX e outros tipos de reatores a gás mais avançados foram construídos na Inglaterra e na França.

Esses reatores eram refrigerados a CO₂, exigiam baixas temperaturas e operavam com uma eficiência limitada. Os trabalhos com refrigeração a hélio procuraram estabelecer altas temperaturas de saída de modo a fornecer calor com alta eficiência. Conforme mostra a tabela 3.18, já foram construídos cinco reatores de alta temperatura refrigerados a hélio.

Inicialmente, o reator inglês permitiu testar a viabilidade do conceito de reator de alta temperatura. Subseqüentemente, os primeiros protótipos construídos nos Estados Unidos e Alemanha mostraram que os HTRs eram apropriados para gerar eletricidade com alta eficiência e produzir calor para aplicações em processos térmicos.

(21) Os HTGRs.

O AVR alemão demonstrou a perfeita adaptação dos combustíveis esféricos - "the pebble bed" - para operar em reatores tipo HTRs.

Depois de operar continuamente por 21 anos, o AVR foi desligado em 1988, tendo sido seguido pelo THTR-300, que atingiu a criticalidade em 1983. Esse passou a ser o principal reator experimental alemão, já visando o desenvolvimento de tecnologias para o uso em escala comercial.

Apesar do grande sucesso e da grande aquisição de experiência na operação do THTR-300, este teve de ser descomissionado em 1989, pois não foi possível estabelecer uma "joint venture" capaz de assumir os riscos de se passar do protótipo à escala comercial.

Apesar de tudo, durante o período de implantação do THTR-300 foram desenvolvidos vários princípios de licenciamento e infra-estruturas adequadas para a construção de reatores de alta temperatura.

O THTR-300 passou a ser a planta de referência para dois outros projetos: o HTR-500, que é um reator de 500 MWe para geração de eletricidade e opção para extração térmica, e o HTR-100, que é um reator para usos industriais ou para uso em sistemas elétricos de pequeno porte.

Tanto o HTR-500 como o HTR-100 permitem várias configurações, podendo ser adequados a diferentes tipos de sítios. Essa flexibilidade faz com que os dois projetos possam ter uma grande penetração, tanto em países desenvolvidos como em países do Terceiro Mundo.

TABELA 3.18

PROTÓTIPOS DE REATORES DE ALTA TEMPERATURA

	DRAGON	FEACH BOTTOM	AVR	FSVR	THTR
PAIS	Ing.	EUA	Alemanha	EUA	Alemanha
Criticalid. (início)	1964	1966	1966	1974	1983
Pot. Term. (em MWt)	20	115	46	842	750
Pot. Elet. (em MWe)	-	40	13	330	300
Dens. de Pot. (em MW/m ²)	14	8,3	2,5	6,3	6,0
Temp.de Saída (em °C)	750	725	950	775	750
Temp.do Vap. (em °C)	-	538	505	538	530
Vaso de Pres.	Aço	Aço	Aço	PCR ^(*)	PCR
Combustível:					
Estrutura	Anular Compacta	Anular Compacta	Esfé- rico	Hexago- nal	Esfé- rico
Enriquec.	Baixo	Alto	Alto	Alto	Alto
Composição	Óxido	Carbeto	Óxido	Carbide	Óxido
Cobertura	Triplex	BISO	BISO	TRISO	BISO
Carga	-	Em blocos	Em linha	Em deg.	Online

(*) PCR - concreto

Fonte: (HAMILTON & REUTLER, 1990)

Espera-se que até 1992 os dois projetos estejam prontos para a fase de construção. A previsão é que o período de construção de cada planta seja, em média, de 5 anos para o HTR-500 e 4 anos para o HTR-100, o que permitirá uma grande flexibilidade de ajuste da capacidade de geração ao crescimento da demanda de eletricidade (BOGEN & STOLZL, 1988).

O reator Peach Bottom 1 - PB-1, de 40 MWe, foi o primeiro protótipo do HTGR nos Estados Unidos, atingindo a criticalidade em 1966. Foi um reator projetado exclusivamente para gerar eletricidade, apesar de gerar temperaturas de saída de 725°C.

O Peach Bottom foi projetado para ter uma vida útil de 5 anos, gerando energia até 1974. O reator FSV-HTGR, de 330 MWe, começou a operar em 1976, sendo o primeiro reator a operar com combustível tipo TRISO, com três camadas de cobertura carbono/SiC/carbono, capaz de reter, virtualmente todos os radionuclídeos gerados em alta temperatura.

O FSV permitiu demonstrar vários conceitos e sistemas dentro de um ambiente comercial de operação; porém, o índice de disponibilidade desse reator foi sempre extremamente baixo, o que levou ao seu desligamento em 1988.

Contudo, a comprovação da tecnologia TRISO na construção do elemento combustível deu a certeza de que se poderia construir um reator suficientemente seguro de modo a poder ser instalado próximo a centros urbanos e processos industriais.

O programa HTGR norte-americano continuou a ter como principal objetivo a geração de eletricidade, priorizando, portanto, plantas de grande porte. Em 1983, entretanto, o *"The Science and Technology Committee of the U.S. Congress"*

sugeriu que se pesquisasse a possibilidade de uma planta economicamente viável e "inerentemente segura".

Como resposta, a *General Atomics*, junto com o DoE e a *Gas-Cooled Reactor Associates* - GCRA, constituída pelas trinta maiores concessionárias de eletricidade dos Estados Unidos para promover o desenvolvimento comercial dos HTRs, iniciaram os estudos de um projeto que incorporasse o conceito de modularidade, nascendo o MHTGR, o qual, a partir de 1984, passou a ser o principal projeto do programa HTR, esperando-se uma primeira planta de demonstração comercial para 1998.

Tanto os HTRs alemães como o MHTGR americano possuem vantagens que os fazem adequados a países do Terceiro Mundo:

(1) Os equipamentos convencionais, como os grupos turbina/gerador, não possuem nenhuma referência especial, facilitando a participação das suas indústrias.

(2) Simplicidade e segurança inerente.

(3) Modularidade, com a conseqüente diminuição dos riscos de investimento.

Os HTRs possuem combustíveis esféricos, construídos com materiais cerâmicos de urânio e grafite. Esse urânio é enriquecido em aproximadamente 8%. Com essa configuração pode-se atingir eficiências globais de até 40%; adicionalmente, as taxas de queima em um HTR podem ser até três vezes maiores do que aquelas obtidas nos atuais FWRs (BOGEN & STOLZL, 1988).

Além do mais, como o elemento combustível não contém elementos metálicos, e sim compostos cerâmicos colocados

dentro de um matriz de grafite, é possível armazenar os elementos combustíveis queimados por períodos muito longos, podendo, inclusive, efetuar-se a disposição final desses rejeitos sem a realização de qualquer tratamento inicial (BOGEN & STOLZL, 1988).

O MHTGR norte-americano possui um núcleo do tipo anular, com elementos combustíveis em forma de varetas com blocos prismáticos de combustíveis. Essas varetas são introduzidas em um vaso de pressão análogo àquele utilizado em reatores do tipo LWRs.

Dessa forma, definiu-se um núcleo com um maior nível de potência, capaz de responder a requisitos econômicos mais severos, preservando, entretanto, a filosofia básica de segurança.

A grande capacidade de auto-regulação, a existência de um edifício de contenção de concreto, a grande margem que o reator proporciona, após um acidente, para que se restabeleça as suas condições de operação antes que ocorra qualquer dano mais sério na planta, são todas características que garantem a "segurança inerente" dos reatores de alta temperatura.

O único tipo de acidente onde os sistemas passivos não garantem um nível de proteção adequado é o de qualquer ruptura no gerador de vapor. Neste caso, o isolamento do gerador de vapor terá de ser realizado através de sistemas ativos. De qualquer forma, em nenhum caso, os riscos deverão exceder os níveis considerados aceitáveis pela tecnologia nuclear (KOCDOUREK, 1990).

O isolamento de um gerador de vapor defeituoso é bastante simples, primeiro porque existe apenas um gerador de vapor em cada módulo da planta, em segundo lugar, pelo

fato que esse gerador de vapor não é utilizado como sorvedouro de calor residual em nenhuma seqüência de acidente previsto.

O uso de gás hélio como meio refrigerante, se por um lado proporciona um meio quimicamente inerte, em contrapartida faz com que a remoção do calor residual, a menos que se utilize um núcleo de diâmetro suficientemente pequeno, não possa ser realizada apenas por meios passivos. Isto resulta que cada módulo do HTGR tem sua potência limitada entre 200-350 MWt, impondo o uso de reatores modulares.

Os reatores do tipo HTGR ou HTR possuem uma grande capacidade térmica no núcleo, podendo operar normalmente em uma ampla faixa de temperaturas. Essa característica, associada a um coeficiente de temperatura negativo, garante o desligamento seguro do reator em praticamente qualquer situação de emergência.

A tabela 3.19 apresenta um quadro comparativo entre as características técnicas do HTR-modular alemão e o MHTGR, enquanto as figuras 3.6 e 3.7 apresentam, respectivamente, os esquemas do HTR-100 alemão e do MHTGR norte-americano.

TABELA 3.19

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO
HTR-MODULAR E DO MHTGR
(Plantas de Referência)

	HTR-MODULAR	MHTGR
DADOS GERAIS:		
Pot. Térmica (MWt)	2 x 200	4 x 350
Geração Pot. Min/Max (MW)	68/160	134/538
Geração Vap. Min/Max (Kg/s)	- /113	ND
Pres. de Vap. (bar)	17	ND
Temp do Vap (°C)	272	ND
REATOR:		
Núcleo (Peso/Diam)	9,6/3,0	7,9/3,5
Dens. de Pot. (MW/m ³)	3,0	5,9
Forma do Elemento Comb.	Esférica	Hexagonal
Num. de Elementos	360.000	660
Cobertura	TRISO	TRISO
Ciclo do Comb.	U/Pu	LEU/Th
Quantidade de Metais pesados no Elem. Comb.(g)	7	5300
Enriquecimento (%)	7,9	29,9
Tempo de Permanência (dias)	1000	1200
Recarga	On line	Em degraus
Temp do Hélio (°C) (entrada/saída)	250/700	250/687
Pressão do Hélio (bar)	60	63,9
Fluxo de Hélio (Kg/s) (p/ 100% de potência)	85	157
GERADOR DE VAPOR:		
Temp. da água de alim. (°C)	170	193
Pressão do Vap. na Saída (bar)	190	173
Temp. do Vap. na Saída (°C)	530	541
Fluxo de Vap. na Saída (Kg/s)	77	137

Fonte: (HAMILTON & REUTLER, 1990)

FIGURA 3.6

REATOR HTR-100 DA HRB ALEMÃ

(UTILIZAÇÃO DE ELEMENTO
COMBUSTÍVEL ESFÉRICO)

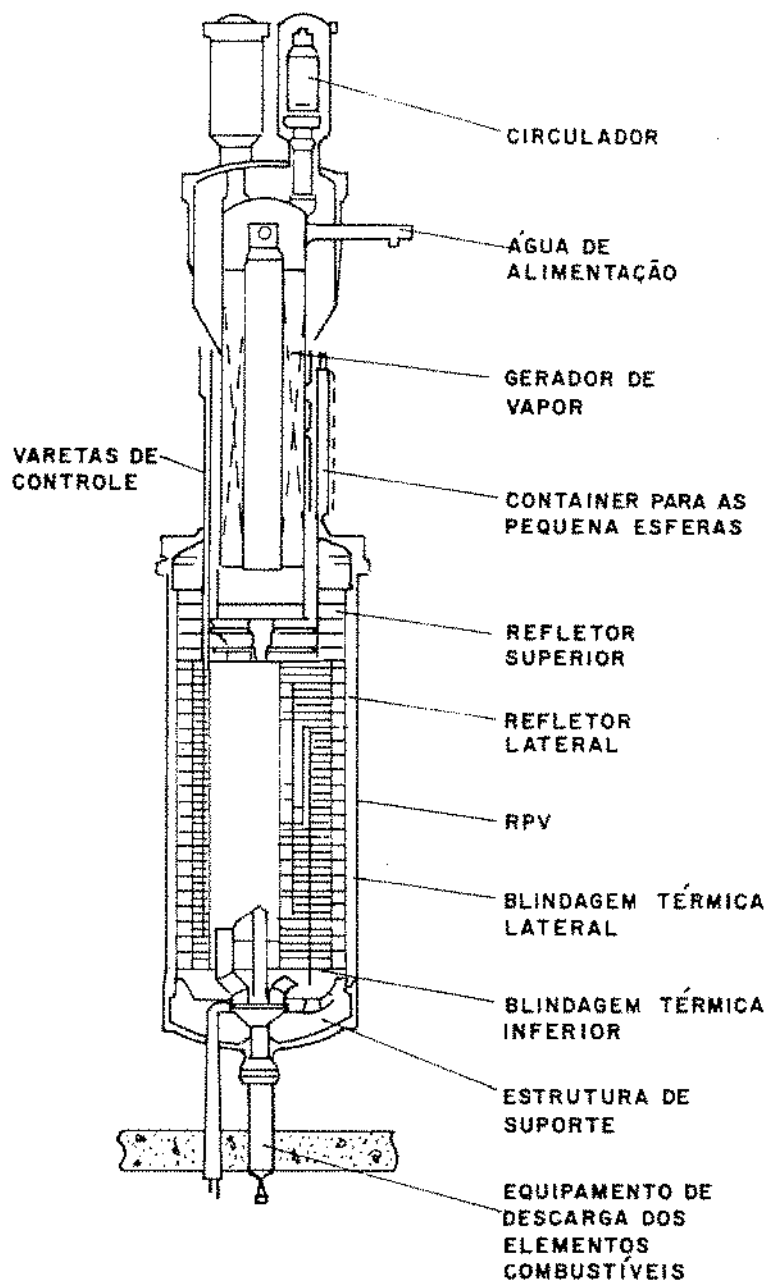
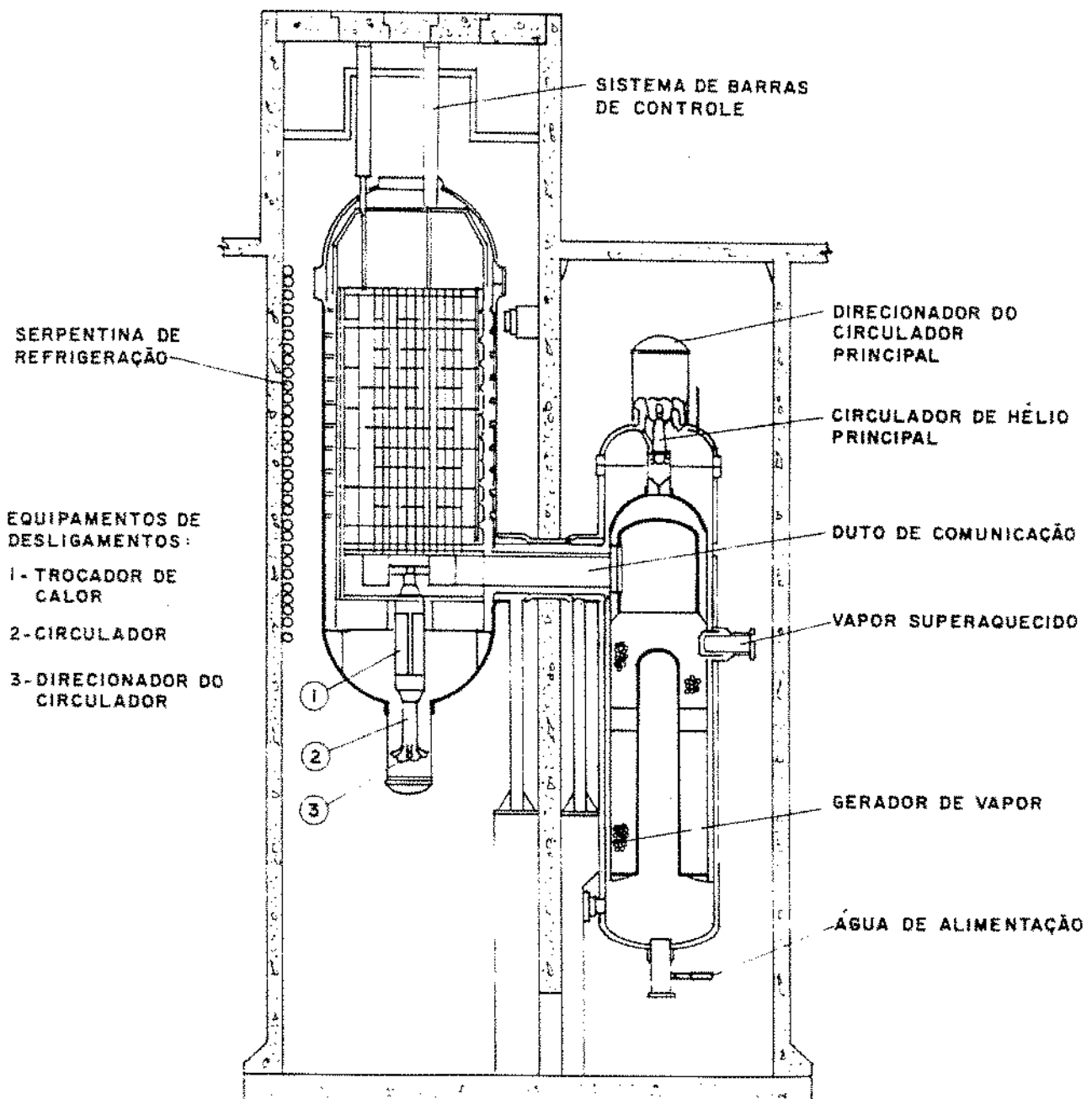


FIGURA 3.7

REATOR MHTGR DA GENERAL ATOMICS (NORTE AMERICANA)

(USO DE ELEMENTOS COMBUSTÍVEIS PRISMÁTICOS)



3.4 Considerações finais

A maior parte dos conceitos de PCNs acima expostos é do tipo avançado, mesmo partindo, em maior ou menor grau, de tecnologias já existentes. Estes procuram incorporar grandes simplificações nos respectivos projetos, tanto para recuperar a sua economicidade quando comparados, principalmente, com os reatores nucleares de grande porte, como para garantir níveis de segurança mais elevados para as plantas.

Deve ser acentuado que as PCNs, apesar de representarem uma potencial estratégia para o futuro da energia nuclear no mundo, deverão vencer problemas muito importantes, antes de se estabelecerem como uma alternativa confiável.

Um primeiro aspecto a ser analisado refere-se à maturidade tecnológica dos vários conceitos apresentados. Neste particular, os vários conceitos do tipo PIUS apresentados são os que se encontram em estado menos adiantado, apresentando vários elementos cuja eficácia ainda precisa ser comprovada.

A tecnologia do HTGR é considerada mais acabada do que a do PIUS, mas menos madura do que a dos LWRs. Em comparação com a tecnologia PIUS, por exemplo, o HTGR tem muito menos conceitos que necessitam longas experimentações e demonstrações; além do mais, as experiências realizadas são encorajadoras (SCHONING, 1988).

Os reatores do tipo LWR, entretanto, deverão predominar por mais algumas décadas. Os conceitos de PCNs que adotam as tecnologias LWRs são evolucionários, isto é, não apresentam nenhuma revolução conceitual quando comparados com os

reatores tradicionais com grande experiência comercial e operativa.

Um segundo aspecto importante a ser enfrentado pelas PCNs refere-se ao problema de obter a certificação de licença por parte dos órgãos de regulamentação de cada país. Neste sentido, novamente duas questões devem ser consideradas.

Em primeiro lugar, as empresas têm adotado como estratégia desenvolver seus projetos de forma a obter uma aceitabilidade internacional e, particularmente, garantir a certificação de seus projetos segundos os critérios das normas americanas. Entretanto, pode acontecer que alguns desses projetos, em seguida, venham a encontrar problemas quando forem analisados pelas normas específicas de outros países.

O segundo problema exige um desenvolvimento um pouco mais detalhado. A implicação do uso de sistemas passivos e grandes simplificações nos sistemas de segurança é que estes levam a uma redução no nível de redundância dos sistemas de segurança das plantas, quando não a eliminação completa de alguns dos sistemas tradicionalmente utilizados para o controle dos reatores.

Na medida que estes projetos deverão ser avaliados com base nos rigorosos processos de licenciamento dos órgãos de regulamentação de cada país, estes poderão impor sérias dificuldades à certificação das plantas, exigindo que sejam reintroduzidos alguns dos sistemas ativos de segurança antes eliminados.

Alguns projetos, como é o caso do MS-600 da Mitsubishi, têm definido uma estratégia de utilizar sistemas de

segurança híbridos, adicionando vários dos sistemas passivos apresentados a alguns sistemas ativos tradicionalmente utilizados em reatores nucleares.

De um lado, esta é uma estratégia adequada para precaver-se contra possíveis riscos no licenciamento. Contudo, este tipo de política reduz substancialmente as vantagens econômicas propostas para as PCNs, sendo necessário uma reavaliação de sua economicidade perante outras fontes de energia.

Novamente, deve-se acentuar que uma fórmula de se diminuir os riscos associados com o problema de certificação das plantas é trabalhar em estreita colaboração com os órgãos regulamentadores, desde a definição dos aspectos conceituais do projeto.

Apenas para efeito de conclusão, a tabela 3.20 apresenta um quadro com os principais projetos de PCNs definidos neste trabalho. Procura-se realçar os projetos cujo desenvolvimento se mostra mais consolidado.

A tabela 3.21, por sua vez, apresenta um quadro comparativo dos principais sistemas passivos incorporados nestes projetos. Alguns elementos são comuns a todos os projetos propostos; assim é o caso da utilização de um núcleo com menor densidade de potência e dos avançados procedimentos de construção, operação e manutenção da planta.

TABELA 3.20

PRINCIPAIS PROJETOS DE PCNs PROPOSTOS

NOME	EMPRESA	TIPO DE REATOR	MWe
SBWR	GE	Small Simplified Safe BWR	600
AP600	WESTINGHOUSE	Advanced Passive PWR (2 circuitos)	600
MS-600 ¹	MITSUBISHI	PWR (2 circuitos)	600
SIR	RRA, UKAEA CE, S&W	Safe Integral Reactor PWR Integrado	320
FIUS	ABB-ATOM	Process Inherent Ultimate Safe	640
MHTGR	GA, GE, CE	Modular High Temp. Gas-cooled Reactor (1 módulo)	135
HTR-modular	INTERATOM	High Temperature Reactor Modular (1 módulo)	80

Fonte: (CHEVALIER, 1991)

(¹) A tabela original foi modificada, substituindo-se o MS300 pelo MS600

TABELA 3.21

QUADRO COMPARATIVO ENTRE OS PRINCIPAIS
PROJETOS DE PCNs PROPOSTOS
(SISTEMAS PASSIVOS INCORPORADOS)

Sist. Passivo	SBWR	AP600	MS600 ¹	SIR	FIUS	MHTGR
<u>Circuito Primário</u>						
Circulação Natural	X	X	X	X	X	X
Condensador Isolamento	X	X				
Injeção por Gravidade	X	X	X	X		
Acumuladores		X	X			
Injetores de vapor				X		
Inventário Refrigerante	X				X	
<u>Circuito Secundário</u>						
Alimentação por Gravidade			X			
Alívio de Pressão			X			
Condensador Isolamento				X		
<u>Contenção</u>						
Acumuladores/Spray		X				
Piscina de Supressão	X			X	X	
Alagamento por Gravidade	X	X	X	X		
<u>Sorvedouro Final de Calor</u>						
Água	X	X	X			
Ar		X	X	X	X	X
Solo						X

Fonte: (CHEVALIER, 1991)

(¹) A tabela original foi modificada, substituindo-se o MS300 pelo MS600

RETROSPECTO DA POLITICA NUCLEAR NO BRASIL
E PERSPECTIVAS DE UTILIZAÇÃO DE
PEQUENAS CENTRAIS NUCLEARES - PCNs
NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

AREA INTERDISCIPLINAR DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS
ENERGÉTICOS - AIPSE

FACULDADE DE ENGENHARIA MECANICA - FEM

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

AUTOR : EDMILSON MOUTINHO DOS SANTOS

ORIENTADOR : SÉRGIO VALDIR BAJAY

CAMPINAS - 1992

BRASIL

CAPITULO 4

Aspectos Básicos para o Planejamento de Sistemas Elétricos de Potência

4.1 Considerações iniciais

O momento crítico da economia brasileira e, em particular, do setor elétrico faz com que as questões de planejamento se veem atropeladas por políticas de curto prazo necessárias para resolver os problemas gerados pelas crises conjunturais que se sobrepõem.

O "Plano 2010", elaborado pela ELETROBRAS em 1986/1987, representou um exemplo muito claro de como é difícil a tarefa de planejar em um ambiente sócio-político-econômico de grande instabilidade.

O "Plano 2010" foi elaborado no biênio 1986/1987, onde ocorreu a adoção do "Plano Cruzado". O malogro do Plano Cruzado se refletiu diretamente sobre o setor elétrico.

Inicialmente, o "Plano 2010" se viu precocemente desatualizado. Se é verdade que o Plano até que assinalava adequadamente as macroestratégias para o setor, no que tangia às indicações de obras e projetos específicos, se mostrava extremamente otimista e desconsiderava completamente os limites impostos pela profunda crise financeira e impossibilidade de obter recursos para a execução de seus projetos.

O que se viu foram obras paralisadas e/ou indefinidamente atrasadas. Empresas concessionárias, em profunda crise, começaram a digladiar-se para a definição de

uma nova ordem institucional para o setor. Em particular, as empresas concessionárias mais rentáveis se revoltaram com o sistema de repassar recursos às empresas deficitárias.

A complexidade da situação econômica, social e política do país fez com que a idéia de planejamento desmoronasse. A fragilidade institucional da estrutura de planejamento do Estado brasileiro se revelou em todas as suas dimensões, mostrando-se altamente autárquica, altamente concentradora e completamente desatualizada com relação às novas questões do tipo ambiental e de inserção regional (LIMA, 1989).

Atualmente a ELETROBRAS inicia a elaboração do "Plano 2015" e, novamente, estão no ar inúmeras indefinições quanto ao comportamento econômico mais geral do país. Parece extremamente difícil estabelecer qualquer cenário econômico com algum grau de confiabilidade para esta década de 90.

O Governo ainda não definiu as linhas mais gerais de seu projeto político. Mesmo os economistas mais otimistas são incapazes de dizer qual será o papel do Estado na economia, que tipo de inserção internacional o Brasil pode almejar, como se comportará a indústria brasileira no processo de reajuste e, mais ainda, que tipo de processo de reajuste o país passará.

Outro elemento de indefinição refere-se à nova ordem institucional à qual o setor elétrico estará submetido. A Constituição de 1988 deu um papel muito importante ao Congresso Nacional sobre o planejamento do setor. Desta forma, certamente, o "Plano 2015" será completamente diferente do "Plano 2010", pois deverá representar um consenso político.

Não fosse somente o Congresso Nacional, a segunda metade da década de 80 legitimou definitivamente a participação de interesses sociais não governamentais no processo de decisão do setor elétrico. Portanto, o "Plano 2015" deverá ser aberto à participação desses interesses e deverá refleti-los de alguma forma.

Contudo, apesar de se ter claro que o "Plano 2015" estará submetido a inúmeras forças externas ao setor elétrico, não é fácil saber o quanto essas forças estarão representadas no produto final. É difícil saber em que grau será modificada a forma de decisão e atuação dos responsáveis pelo setor.

Finalmente, resta a indefinição sobre a metodologia a ser aplicada no "Plano 2015". As autoridades do setor elétrico falam da necessidade deste Plano ser muito mais indicativo do que determinante, uma vez que fora justamente nesse aspecto que o "Plano 2010" cometera o seu principal erro. Além do mais, o novo plano deverá ser muito mais empresarial do que governamental.

Assim, procura-se substituir a programação física das obras de expansão por uma nova metodologia mais apropriada para operar sob incerteza. Essa nova metodologia deverá indicar apenas estratégias de expansão, identificando possíveis gargalos presentes e/ou futuros no sistema, e possibilidades de solução desses gargalos.

Na atualidade, entretanto, o setor elétrico vive um momento de grande desordem. No curto prazo, a tendência em curso mostra que qualquer obra capaz de mobilizar recursos financeiros para a sua execução, a princípio será vista como uma boa obra, e terá uma grande possibilidade de vir a ser incorporada ao sistema.

Neste horizonte, a questão a ser respondida não passa necessariamente por qualquer análise econômica mais rigorosa, ou seja, qualquer estratégia energética no Brasil teria alguma possibilidade de sucesso se se fizesse acompanhar dos recursos necessários para a sua implantação por algum outro canal que não os já escassos recursos do setor elétrico.

Este trabalho, entretanto, não se propõe a analisar os aspectos deste horizonte de curto prazo. Em primeiro lugar, pelo fato que as propostas tecnológicas aqui definidas não estarão disponíveis antes do próximo milênio, não representando, portanto, uma panacéia para os problemas atuais de geração elétrica do país.

Por outro lado, o próprio histórico recente da energia nuclear no Brasil mostra que o setor também vive momentos de grandes indefinições, escassez de recursos e falta de um programa nuclear coerente. Desta forma, é pouco provável que o setor nuclear conseguisse mobilizar recursos para tocar um programa de obras de geração elétrica à base nuclear independente.

Propõe-se um estudo dentro de um horizonte de longo prazo. Assume-se como hipótese que o país deverá sair, ainda na década de 90, deste longo período de estagnação econômica e incoerência política. Além do mais, o planejamento estratégico do setor elétrico deverá recuperar a sua capacidade de fornecer indicações adequadas para o desenvolvimento do setor.

4.2 A estrutura atual do planejamento do setor elétrico brasileiro

O processo de planejamento do sistema elétrico brasileiro é coordenado pela ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.. Em um primeiro nível, está o planejamento da expansão do sistema, coordenado pelo GCPS - Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema. O segundo nível refere-se ao planejamento da operação do sistema, coordenado pelo GCOI - Grupo Coordenador da Operação Integrada.

Todas as concessionárias de energia elétrica vinculadas ao sistema interligado SE/CO/S participam tanto do GCPS como do GCOI, sendo adotado um processo de decisão baseado no consenso. Por outro lado, existem vários grupos de trabalho, dos quais se destaca o responsável pela análise do programa decenal de geração.

Os estudos de viabilidade técnico-econômica de projetos e os projetos básico e executivo de usinas são desenvolvidos pelas empresas concessionárias de energia elétrica, sendo submetidos à análise da ELETROBRAS.

O planejamento da expansão do sistema é dividido em termos de horizonte de planejamento. Os estudos de longo prazo compreendem um horizonte de 30 anos e definem as linhas mestras de desenvolvimento do sistema, a composição esperada do parque gerador e grandes troncos de transmissão, os programas de desenvolvimento tecnológico-industrial e as metas para o horizonte de médio prazo (BAJAY et alii, 1991).

A análise da evolução do parque gerador utiliza os modelos ORDENAÇÃO e DESELP, enquanto a evolução da "grande transmissão" utiliza o modelo SINTRA. O modelo ORDENAÇÃO utiliza o custo unitário ou índice de mérito dos

empreendimentos para efetuar a ordenação econômica dos projetos hidro e termoeletricos.

O sistema elétrico é subdividido em regiões elétricas, as quais são interligadas por linhas de transmissão existentes ou planejadas. Cada uma dessas regiões é caracterizada por valores prováveis de consumo que terão de ser satisfeitos, enquanto que o modelo ORDENAÇÃO agrupa por região os projetos disponíveis.

As listas ordenadas de projetos por região são utilizadas pelo DESELP para a determinação da expansão ótima a longo prazo, subdividindo o horizonte de planejamento de 30 anos em intervalos de 5 anos e fornecendo como resultado uma seleção de novas obras para cada região elétrica e para cada intervalo do horizonte de planejamento.

Nos estudos de médio prazo se equaciona o atendimento do mercado para os próximos 15 anos. Se estabelece a melhor alternativa de expansão do sistema elétrico, condicionada pelos resultados dos estudos de longo prazo (BAJAY et alii, 1991).

Neste caso, são formuladas alternativas de expansão tanto do parque gerador como da rede de transmissão, sendo elaborada uma ordenação econômica dos projetos alocados no intervalo de 15 anos, que constitui o horizonte de médio prazo.

Por alternativa de expansão do sistema gerador se entende um programa de obras de geração concebido para o atendimento do mercado de energia elétrica em um determinado período. Assim, ao invés de comparar projetos de geração entre si, o planejamento da expansão de médio prazo compara alternativas completas de expansão do sistema.

Para tanto, passa-se a considerar a interação do planejamento da expansão com o planejamento da operação. Assim, para cada alternativa de expansão formulada, define-se uma estratégia de operação, em particular, de cada categoria de usina termoeletrica.

A esta estratégia de operação das termoeletricas, se somam séries sintéticas de vazões afluentes aos reservatórios das usinas hidroeletricas. Com essas informações, pode-se utilizar modelos específicos que simulam e otimizam a operação do sistema. Além do mais, analisa-se a confiabilidade do parque gerador, principalmente no que diz respeito ao atendimento dos requisitos de ponta.

Com relação às linhas de transmissão, não apenas se definem alternativas de expansão da transmissão, mas estas são testadas quanto ao fluxo de carga e quanto à estabilidade e transitórios da rede, além de se avaliar a confiabilidade da transmissão.

A comparação econômica das alternativas de expansão tanto do parque gerador como da rede de transmissão e a escolha das melhores alternativas é efetuada pelo modelo MEGA.

Finalmente, os estudos de curto prazo compreendem um período de planejamento de 10 anos, sendo efetuados ajustes nas decisões da alternativa de médio prazo em decorrência de possíveis variações conjunturais do mercado, restrições de investimentos e cronograma de obras (BAJAY et alii, 1991).

Assim, em um ciclo anual de planejamento é produzido um Programa Decenal de Obras de Geração, que é incorporado ao "Plano 2010", o qual é a referência básica da expansão do

setor, sendo válido até o fim de 1991. A partir de 1992, o "Plano 2010" deverá ser substituído pelo "Plano 2015".

Assim, para cada Plano Decenal, são considerados: o programa de expansão de médio prazo, o Plano Decenal anterior, as projeções de mercado mais recentes, os cronogramas físico-financeiros das obras, os custos de combustível do parque termoeletrico e os limites de intercâmbio entre os sub-sistemas.

Como produto final, o novo Plano Decenal fornece os novos riscos de déficit no período de planejamento, os custos marginais atualizados de expansão e do déficit e os despachos típicos de geração e interligações regionais.

Os modelos utilizados nos estudos de curto prazo são basicamente os mesmos utilizados nos estudos de médio prazo. Acontece que, no curto prazo, a questão financeira assume um papel fundamental no processo de análise, influenciando, de uma forma interativa, na definição tanto do novo programa decenal de geração como do novo programa decenal de transmissão.

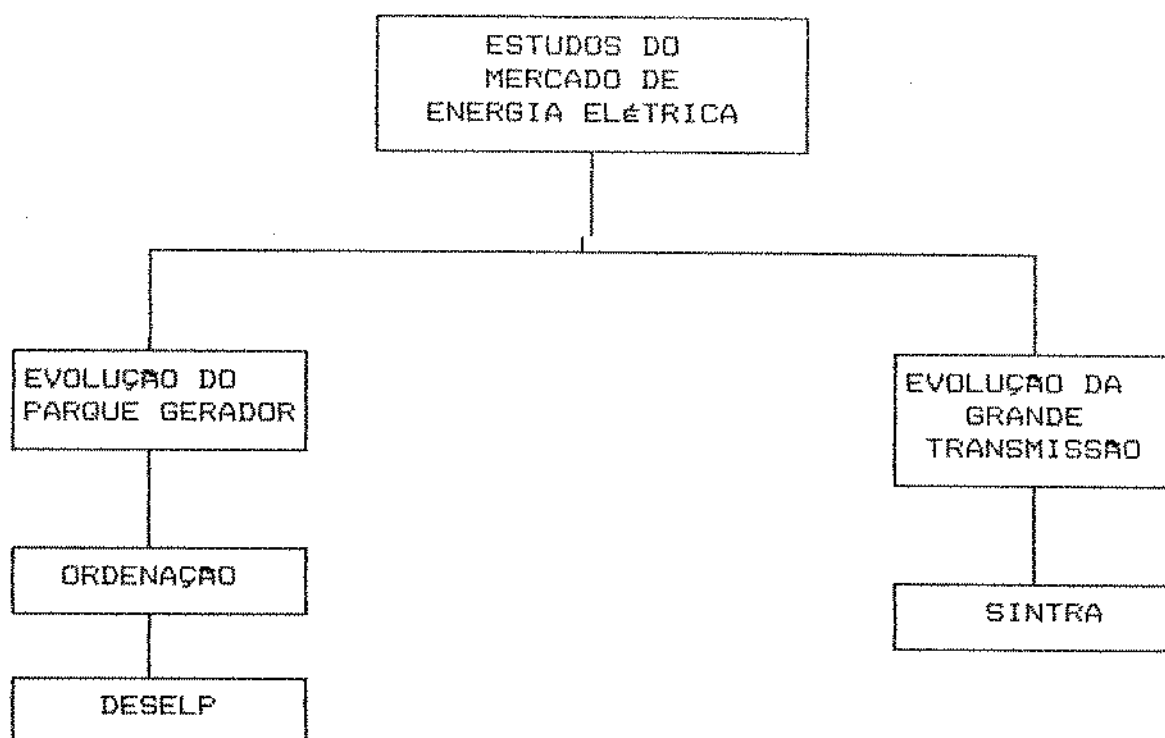
As figuras 4.1, 4.2 e 4.3 esquematizam os vários níveis de planejamento aqui apresentados. O que se observa, é que o sistema elétrico é planejado e operado por razões de ordem econômica, dentro de critérios que consideram uma probabilidade do sistema não ser capaz de atender a totalidade do mercado previsto, seja em termos de energia, seja em termos de demanda máxima (BAJAY et alii, 1991).

A competitividade entre as usinas dependerá do comportamento previsto para a hidrologia, pois isto define as possibilidades de operação das usinas hidroelétricas existentes, as quais, por sua vez, determinam a forma como as termoeletricas serão operadas, já que, em um sistema

predominantemente hidroelétrico, as usinas térmicas são operadas segundo a lógica da complementação térmica.

FIGURA 4.1

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO -
ESTUDOS DE LONGO PRAZO



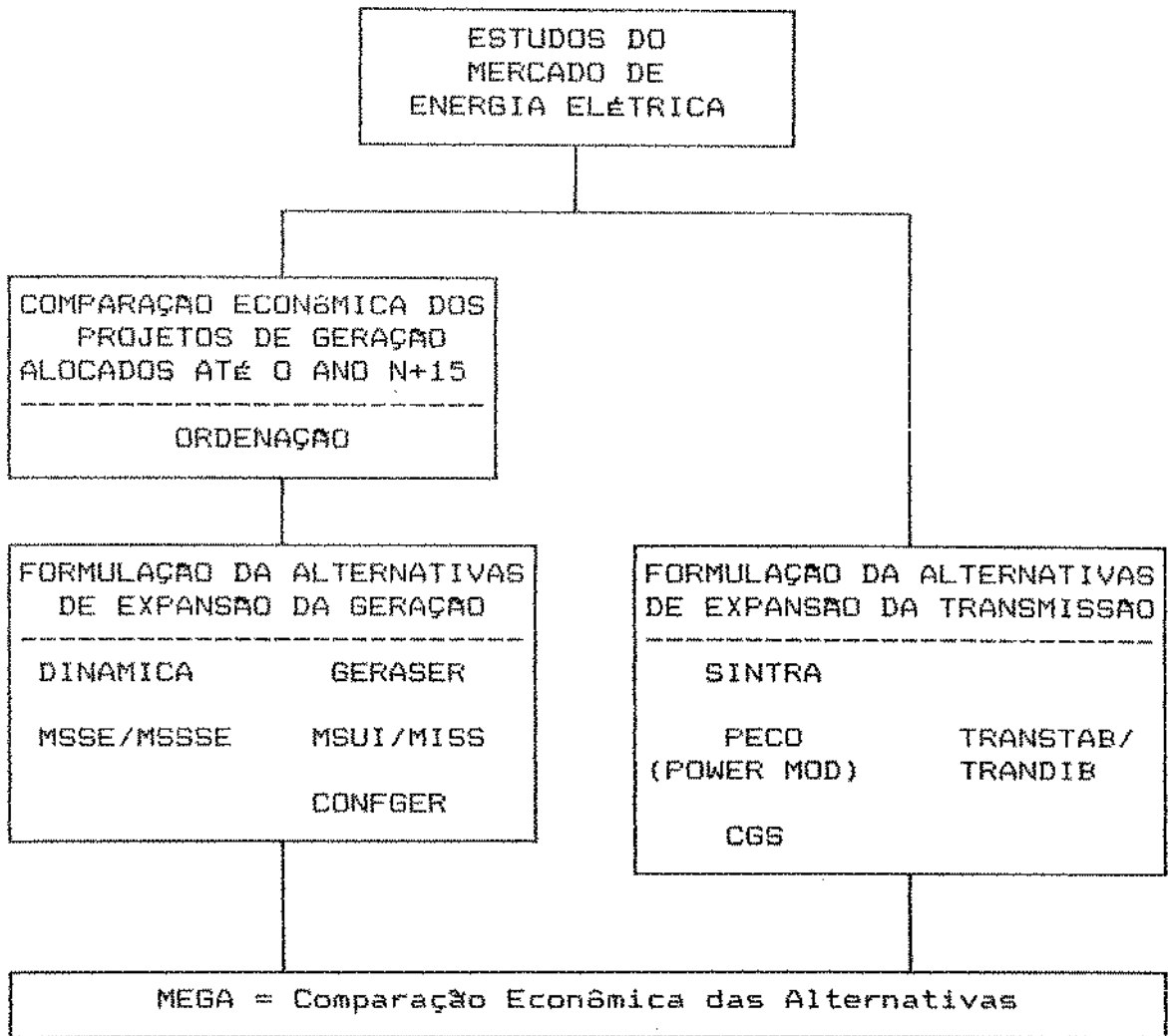
ORDENAÇÃO = Ordenação dos projetos hidro e termoeletricos

DESELF = Determinação da expansão ótima a longo prazo

SINTRA = Síntese da rede - Expansão conversacional da rede

FIGURA 4.2

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO -
ESTUDOS DE MÉDIO PRAZO



ORDENAÇÃO = Ordenação econômica dos projetos de geração

CONFGER = Confiabilidade da geração

DINAMICA = Estratégias de operação (das termoeletricas)

SINTRA = Expansão da rede

GERASER = Séries sintéticas de vazões nos reservatórios

PECO (POWER MOD) = Load flow A.C.

MSSE/MSSSE = Simulação da operação a sistemas equivalentes

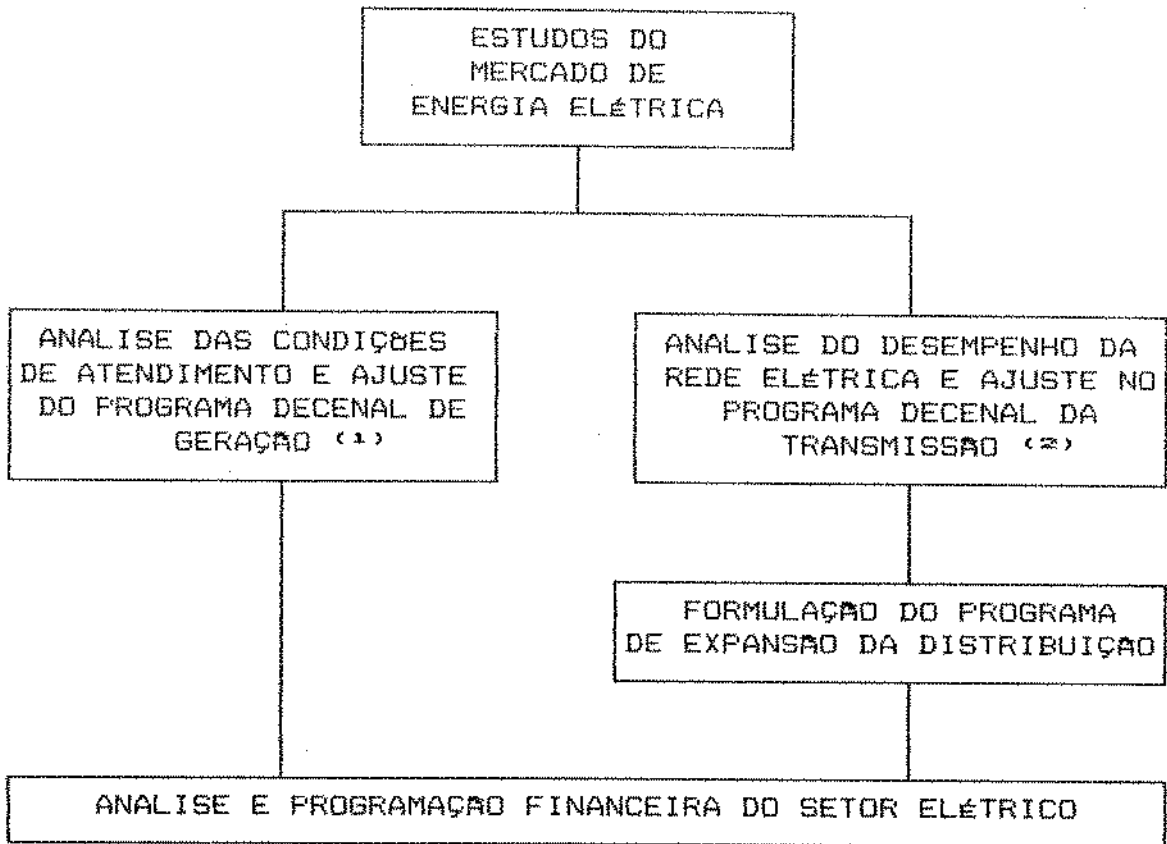
TRANSTAB/TRANSDIB = Estabilid. transitória e dinâmica

MSUI/MISS = Simulação a usinas individualizadas

CGS = Confiabilidade global do sistema

FIGURA 4.3

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO -
ESTUDOS DE CURTO PRAZO



(1) Os modelos utilizados são os mesmos da análise de médio prazo, adicionando-se, porém, um modelo de PRÉ-DESPACHO da geração.

(2) Os modelos utilizados são os mesmos da análise de médio prazo, adicionando-se, porém, o modelo PECO-NETFAULT, para análise de curto circuito.

4.3 Apresentação da metodologia para a análise da competitividade de PCNs no sistema elétrico brasileiro

A nível de planejamento é necessário considerar a economicidade de uma fonte de energia dentro do quadro econômico e energético mais geral de cada país, considerando fatores específicos de cada local.

A existência de alguma fonte de energia nacional ou regional que se deseja incentivar, as condições de infraestrutura física (indústrias, sistema de transporte etc) e institucional, a disponibilidade de mão-de-obra e o nível da mesma, a disponibilidade de recursos financeiros, são todos exemplos de fatores que influenciam as análises sobre a economicidade de cada energético.

Desta forma, um estudo rigoroso deve considerar os efeitos de cada energético sobre o sistema gerador de energia como um todo, assim como os efeitos no desenvolvimento do parque industrial do país, na capacitação de mão-de-obra, no desenvolvimento científico e tecnológico, nas questões ambientais etc.

Este tipo de análise, entretanto, costuma envolver dificuldades muito grandes, fazendo com que, na prática, os planejadores adotem uma abordagem mais modesta, considerando apenas a análise econômica da expansão do sistema elétrico.

Os estudos sobre a expansão do sistema elétrico permitem a obtenção de um número de referência adequado para analisar-se a competitividade de cada energético. A essa análise quantitativa, pode-se agregar uma análise qualitativa, considerando os efeitos sócio-econômicos mais amplos acima mencionados, definindo, assim, um critério

final de decisão sobre o mérito de cada energético disponível.

A proposta deste trabalho é apresentar metodologias de análise distintas, com complexidade crescente, as quais, por sua vez, fornecem números de referência mais robustos enquanto elementos indicativos para o processo de tomada de decisão.

No capítulo cinco desenvolveu-se a abordagem mais simplificada, de comparação econômica direta das fontes primárias de energia, apresentando tanto dados referentes ao Brasil, como uma comparação a nível internacional entre as várias alternativas de geração de eletricidade, principalmente voltadas para o atendimento às cargas de base.

Antes de mais nada, é fundamental que se tenha em mente as limitações desses estudos de simples comparação econômica das várias alternativas energéticas disponíveis para a geração de eletricidade.

Não existe um único valor correto de custo de geração elétrica e nem uma única forma padronizada de calculá-los. Existe, isto sim, um número genérico que permite a comparação entre-países e inter-combustível das diversas alternativas de geração, o qual é obtido tendo em consideração várias hipóteses comuns de condições de operação das plantas.

Desconsidera-se, contudo, o fato de que cada usina e cada energético tem características operacionais distintas quando vistos dentro de um sistema hidrotérmico mais amplo. Assim, segundo as características do sistema elétrico existente, a lógica de operação das plantas será diferente

e, conseqüentemente, os métodos de avaliação de seus benefícios também deverão adequar-se.

Desconsidera-se, também, os efeitos econômicos devidos à interação existente entre cada uma das plantas individuais e o sistema de geração e transmissão como um todo. Assim, por exemplo, não se considera a possibilidade de se operar usinas térmicas como complementação de um sistema com forte predominância hídrica.

Apesar de tudo, os números fornecidos pelos estudos de comparação entre alternativas energéticas têm, ainda, um papel bastante importante na melhor compreensão da competitividade global de um dado energético.

Não satisfeito com a mera análise comparativa, entretanto, procurar-se-á, em seguida, desenvolver uma abordagem mais ampla, considerando cada central como uma alternativa distinta de expansão do sistema elétrico como um todo.

Desta forma, serão definidos procedimentos simplificados para analisar a competitividade das PCNs dentro do processo de expansão do sistema elétrico brasileiro, tanto no que se refere aos sistemas isolados, conforme apresentado no capítulo seis, como para os grandes sistemas interligados, apresentado no capítulo sete.

Esses dois capítulos assumem, como hipótese fundamental de trabalho, que as macro-estratégias definidas pelo "Plano 2010" não deverão ser substancialmente alteradas no "Plano 2015".

Uma vez definida esta hipótese de trabalho, o restante deste capítulo ficou reservado para o resumo das considerações macro-energéticas e dos principais conceitos

sistematicamente adotadas pelo setor elétrico na definição de seus modelos de expansão de longo prazo e cenários econômicos e energéticos.

Os elementos aqui definidos aparecerão implícita ou explicitamente nos próximos capítulos, representando, na verdade, o quadro geral comum para os dois casos a serem analisados.

4.4 Considerações de macro-política energética para a análise da demanda de energia elétrica

O planejamento de uma sistema de potência começa com a estimativa das demandas futuras, tanto de energia como de ponta. Essas demandas futuras são variáveis aleatórias, mas podem ser estimadas, tendo em vista o seu comportamento passado e o conhecimento de vários outros elementos, como as diversas variáveis de política econômica que as influenciam.

O planejamento do setor de energia elétrica deve definir possibilidades de atendimento dos perfis de consumo de eletricidade de forma a garantir que esse consumo seja satisfeito com as alternativas mais adequadas de geração.

As análises do passado recente do mercado de energia elétrica indicam a existência de um comportamento inercial na sua dinâmica, induzindo o seu crescimento mesmo quando a economia se apresenta em crise.

Além do mais, mesmo quando as fortes quedas do crescimento econômico são suficientemente acentuadas para refletir em uma queda no consumo de eletricidade, o que se pode afirmar é que a carência de eletricidade é ainda muito grande na maior parte do mercado energético brasileiro,

fazendo com que as demandas reprimidas a serem atendidas tendam a empurrar o consumo para cima.

De forma geral, a visão que prevalece no seio do setor elétrico é que, no longo prazo, os cenários devem sinalizar a retomada do desenvolvimento do país, ainda que restem incertezas quanto aos prazos necessários para os ajustes e a posterior retomada do crescimento.

Além do mais, ainda que exista uma crescente pressão por um consumo mais racional da energia elétrica, as demandas reprimidas que deverão ser atendidas pelas empresas de eletricidade irão provocar um forte crescimento no consumo de eletricidade no país.

4.4.1 Hipóteses sobre o comportamento econômico internacional para o período de planejamento que se estende até 2010

Considerando a hipótese básica de que o "Plano 2015" não deverá apresentar macro-estratégias muito diferentes daquelas indicadas pelo "Plano 2010", parece suficiente para o escopo deste trabalho resgatar alguns dos cenários energéticos e econômicos elaborados pela ELETROBRAS para o período 1988-2010.

Com relação ao comportamento esperado da economia internacional no horizonte de planejamento, que se estende até 2010, delineiam-se algumas tendências de longo prazo, como os avanços científicos e a difusão de novas tecnologias, que poderão contribuir para a abertura de um novo ciclo de expansão da economia mundial.

Além do mais, mudanças estruturais apontam para uma maior terciarização da economia, o que poderá influenciar decisivamente os padrões de consumo de energia a nível mundial. Finalmente, a questão dos desequilíbrios ecológicos assumirá um destaque cada vez maior nos debates internacionais.

Estabeleceu-se, assim, uma trajetória mais provável para a evolução da economia mundial ao longo do período de estudo, que se estende até 2010, a qual tem suas características principais resumidas na tabela 4.1.

No início espera-se a continuidade e o aprofundamento da crise internacional atual, sem que se consiga um novo equilíbrio hegemônico e consistente capaz de equacionar as tensões e estrangulamentos hoje existentes.

A partir da segunda metade dos anos 90, entretanto, a economia mundial iniciará um novo ciclo de crescimento, o qual deverá se acelerar na primeira década do próximo milênio, com participação crescente dos países do Terceiro Mundo, principalmente dos países de industrialização recente - NICs.

4.4.2 Hipóteses sobre o comportamento econômico nacional para o período de planejamento que se estende até 2010

O Brasil experimentou um grande surto de crescimento e modernização econômica nas décadas de 60 e 70. Esse processo coincidiu com um momento em que a economia mundial passava também por um ciclo expansivo de capital, caracterizado por um ambiente internacional bastante favorável, principalmente no que se referia ao sistema financeiro internacional.

TABELA 4.1

CENÁRIO INTERNACIONAL MAIS PROVÁVEL - TRAÇOS MARCANTES

CENAS	CENA I	CENA II	CENA III
INDICADORES	1988	1992	2000
	A	A	A
	1992	2000	2010
Filosofia	Instabilidade e crise	Acordo Excludente	Novo ciclo expansivo
PIB	Cresce 0-2 % aa	2-4 % aa	4-5 % aa
Difusão tecnológica	Lenta	Moderada a forte	Forte
Divisão Internacional do trabalho	Estrangulamento do Terceiro Mundo e NICs	Indústrias de média tecnol. concentram-se nos NICs	Redução das vantagens do Terceiro Mundo

Fonte: (ELETRONORTE / ELETROBRAS, 1988)

Nos anos 80, entretanto, começaram a surgir os germes e sintomas da crise econômica, social e política que passou a dominar o contexto nacional. Adicionalmente, o quadro internacional também reverteu-se e entrou em profundo estado de estagnação. O Estado autoritário modernizador perdeu legitimidade, mas nenhuma outra força conseguiu substituí-la de forma coerente.

Enquanto isso, se agravam os principais focos de tensão e os estrangulamentos da realidade brasileira: o endividamento externo, a dívida do setor público, a corrosão dos salários, a inflação crônica, a acentuação das demandas sociais, a desaceleração e estagnação econômica, e a corrupção.

Utilizando os mesmos elementos do cenário mais provável concernente à situação internacional, e com base nas considerações sobre a realidade brasileira acima expostas, foi elaborada a trajetória mais provável para o comportamento econômico nacional.

Esta trajetória mais provável, no curto prazo, será marcada pelo agravamento dos conflitos internos, estimulando novas recomposições políticas.

No longo prazo, acompanhando as modificações do cenário internacional, o país também deverá iniciar um novo processo de expansão econômica com modernização tecnológica e integração crescente ao sistema econômico mundial.

A tabela 4.2 mostra de forma simplificada, a trajetória deste cenário para o Brasil nas próximas décadas, com os traços marcantes das três cenas principais.

TABELA 4.2

CENARIO NACIONAL MAIS PROVAVEL - TRAÇOS MARCANTES

CENAS	CENA I	CENA II	CENA III
	1988	1992	2000
INDICADORES	A	A	A
	1992	2000	2010
Filosofia	Instabilidade e crise	Modernização Conservadora & Integração Competitiva	Facto Social c/ Integração Comp & Orientação p/ Mercado Interno
PIB	Baixo Crescimento	Médio/Alto	Alto
Difusão tecnológica	Lenta	Moderada a forte	Forte c/ capacitação interna

Fonte: (ELETRONORTE / ELETROBRAS, 1988)

4.5 Aspectos conceituais e principais variáveis que determinam a competitividade das fontes primárias para a produção de energia elétrica

A indústria de eletricidade caracteriza-se pelo elevado peso dos investimentos na determinação dos custos finais da energia gerada. Nesse sentido, o planejamento da expansão do sistema e a escolha da opção de geração economicamente mais adequada contribuem decisivamente para a obtenção de custos de geração de eletricidade futuros menores.

Na realidade, a "competitividade econômica" entre as diversas fontes primárias de geração de eletricidade é determinada não apenas por parâmetros puramente econômicos, mas por outros condicionantes de diversas naturezas.

Entretanto, este trabalho focará atenção em dois parâmetros tradicionalmente utilizados nos estudos para o planejamento da expansão dos sistemas elétricos de potência, quais sejam, o índice de mérito - também conhecido como custo unitário de geração - de cada planta candidata para entrar no sistema e os custos marginais do sistema elétrico.

Procurar-se-á, a seguir, definir simplificada e estes conceitos, para depois apresentar a lógica que sustenta os procedimentos de expansão ótima dos sistemas elétricos.

4.5.1 Componentes de custo dos projetos de geração elétrica

A seguir são apresentados os principais componentes de custo envolvidos na instalação e operação de uma planta de geração de energia elétrica.

No longo prazo, esses componentes de custo são utilizados na comparação econômica de projetos, definindo-se um "índice de mérito - IM" ou "índice custo/benefício" de cada empreendimento, o qual vem traduzido por um custo unitário de geração.

A ordenação das alternativas de novas unidades geradoras para a expansão futura de um sistema hidrotérmico é usualmente baseada neste índice de mérito, o qual considera os investimentos necessários para a implantação dos novos aproveitamentos, bem como os custos associados com a sua operação em conjunto com o resto do sistema existente.

a. Os custos de investimento

Os investimentos em um projeto de geração de energia elétrica caracterizam o montante de recursos financeiros a ser alocado na sua implantação, incluindo a compra de equipamentos, as obras civis para a sua construção e as infra-estruturas necessárias para a execução dessa obra.

É prática do setor elétrico recorrer ao investimento unitário de um projeto, expresso em US\$/kW, como parâmetro econômico de comparação de dois projetos, sob o ponto de vista estrito dos investimentos.

b. Os juros durante a construção (JDC)

Uma característica importante dos investimentos em energia elétrica é que a forma de escalonamento dos mesmos ao longo do tempo, desde o início da sua construção até a conclusão de sua motorização, assume um papel importante para a definição da economicidade de um projeto.

Os projetos que têm um período de construção dilatado e/ou aqueles onde existe uma concentração inicial dos investimentos muito forte, antecipando os investimentos em relação à data de comissionamento efetivo da planta, serão penalizados quando comparados economicamente com outras opções.

Esse custo econômico de antecipação de gastos convencionou-se designar de "Juros Durante a Construção - JDCs", pois representa a remuneração necessária sobre o capital imobilizado aplicado na obra durante o período de construção, mas que ainda não pode ser incorporado no custo do serviço da empresa proprietária do empreendimento. Conceitualmente, o montante de JDCs representa o "custo de oportunidade" do capital aplicado no empreendimento

c. A anualização dos custos de investimento e dos JDCs

Os investimentos realizados para a instalação de um usina devem ser recuperados pelo próprio projeto, através das receitas geradas ao longo do período de operação da planta, desde o momento que ela entra em operação. Assim, um investimento que, inicialmente, é concentrado na data de entrada de operação da planta, deverá ser decomposto em parcelas anuais equivalentes por todo o período de vida útil da planta.

O valor da parcela anual equivalente a um investimento, compõe-se da soma de uma parcela de remuneração anual do capital, à taxa de atualização "i", e uma parcela anual de depreciação do investimento. Matematicamente, essa soma vem definida por:

$$A = I \cdot \frac{i \cdot (1+i)^{nv}}{(1+i)^{nv} - 1} = I \cdot FRC \quad (4.1)$$

onde:

A = anuidade equivalente;

I = montante do investimento;

NV = vida útil econômica;

i = taxa de atualização;

FRC = fator de recuperação do capital,
para uma vida útil "nv" e uma
taxa de atualização de capital "i"

Na equação (4.1), duas variáveis são de fundamental importância, a taxa de atualização do capital e a vida útil econômica do projeto.

O primeiro problema consiste em definir o que se entende por período de vida útil de um projeto. A teoria de análise econômica de projetos define o conceito de vida útil econômica de um projeto como o período de tempo em que a instalação pode ser acionada e operada economicamente.

Normalmente, a vida útil econômica é menor do que a vida útil técnica desse mesmo projeto. A idéia é que, decorrida a vida útil econômica do projeto, muito embora ele continue à disposição para ser acionado, existirão no sistema outras centrais mais eficientes capazes de operar a custos bem menores.

Recomenda-se, portanto, que os investimentos alocados na central sejam amortizados ao longo da vida útil econômica das mesmas, ficando claro, porém, que, tecnicamente, poderá se prolongar a operação por mais alguns anos, embora a custos operacionais elevados.

O período de vida útil de um projeto interfere na comparação de alternativas de geração. Como cada projeto entra em operação em datas diferentes ao longo do horizonte de planejamento, cada um terá, no final do mesmo, uma vida útil residual diferente.

Por outro lado, ao se estender a vida útil admissível para as plantas, as parcelas anuais equivalentes dos investimentos diminuem, fazendo com que projetos mais capital-intensivos sejam menos penalizados frente a outras alternativas que envolvam menores investimentos.

A segunda variável fundamental para os estudos de avaliação econômica é a taxa de atualização de capital "i". A sua importância é tão grande que pode condicionar o processo decisório.

Por exemplo, taxas de atualização elevadas tendem a beneficiar projetos de menor porte, com prazos de implantação menores e menos intensivos em capital, enquanto taxas mais baixas tendem a beneficiar projetos de implantação mais demorada, mas que tenham dispêndios desprezíveis após a entrada em operação (VENTURA FILHO et alii, 1990, p. 8).

No caso brasileiro, o valor usualmente adotado para a taxa de atualização é de 10% aa., porém esse número tem gerado inúmeras controvérsias, de forma que se recomenda a realização de análises de sensibilidade das alternativas de

expansão do sistema frente a variações no valor da taxa de atualização de capital (VENTURA FILHO et alii, 1990, p. 8).

d. Custos de operação e manutenção das plantas

Os custos de operação e manutenção - O&M não incorporam os custos com combustível. No caso de usinas hidroelétricas, utilizam-se pares de curvas que relacionam a potência instalada, em MW, com os custos de O&M, em US\$/kW/ano. Na prática, o que se obtém são números em torno de 3 US\$/kW/ano para unidades de grande porte e 7 US\$/kW/ano para unidades de menor porte.

No caso de usinas termoeletricas, é usual considerar-se um custo anual de O&M na faixa de 1 a 3% do custo anual equivalente ao investimento na usina, em função do porte e tipo da usina.

e. Custos de combustível

O setor elétrico normalmente não considera os custos com combustível como parte dos custos de operação. Estes, na realidade, vêm apresentados como um componente específico de custo.

O custo com combustível é decisivo para a determinação da competitividade econômica de usinas termoeletricas. Para efeito de avaliação de longo prazo, adotam-se os custos dos combustíveis segundo os respectivos preços internacionais. Uma única exceção é feita ao carvão energético nacional. No caso do combustível nuclear, adotam-se modelos específicos que determinam o custo do ciclo do combustível nuclear.

4.5.2 Benefícios energéticos advindos de um empreendimento energético

Entende-se por benefício energético de uma usina, ou de um conjunto de usinas, a sua capacidade de geração de energia e potência.

A capacidade de geração de energia e/ou potência de uma usina, entretanto, está associada ao critério de garantia de suprimento que se pretende alcançar e é função de sua operação econômica integrada ao sistema gerador.

No caso de um sistema predominantemente hídrico, a introdução de uma usina no sistema gera três tipos de benefícios: o ganho de energia firme, o ganho de potência garantida e o ganho de energia secundária.

A energia firme ou garantida de uma usina é definida pela contribuição da usina para a energia garantida pelo sistema a um certo nível de risco de déficit de energia. A energia secundária é o excesso de energia, em relação à energia garantida, que o sistema ou usina é capaz de gerar nas sequências hidrológicas favoráveis.

Desta forma, a competitividade entre as usinas varia em função dos períodos hidrológicos considerados. Sua determinação dependerá de estudos de simulação e de otimização da operação, tomando sempre como base uma configuração de referência para o sistema hidrotérmico.

O problema de operação ótima de um parque gerador, entretanto, é bastante complexo. Inicialmente, deve ser estabelecido um critério de operação do sistema, levando em conta objetivos como a minimização do consumo de combustíveis nas usinas termoeletricas, a minimização dos

vertimentos nas usinas hidroelétricas, a maximização do armazenamento nos reservatórios no final do horizonte de planejamento etc. Além do mais, entre as restrições impostas ao problema podem surgir questões relativas a controle de enchentes, quota mínima para navegação etc.

Quando o sistema hidrotérmico tem uma forte participação hídrica, então o consumo de combustível nas usinas termoelétricas dependerá fundamentalmente do nível esperado de utilização da usina, ou seja, do montante de energia secundária disponível no parque hidroelétrico, que possa ser utilizado durante os períodos de hidrologia favorável.

Neste caso, diz-se que as termoelétricas operam em complementação térmica do parque hidroelétrico. Para o sistema como um todo, existe um benefício associado à economia com o combustível que deixa de ser gasto, provocado pelo deslocamento da geração térmica.

A grande limitação da lógica da complementação térmica consiste justamente no fato de que as usinas térmicas impõem condições rígidas para o sistema. Uma usina a carvão, por exemplo, tem contratos de fornecimento com as minas de carvão que visam garantir um consumo anual mínimo. Grandes usinas nucleares, por serem muito capital-intensivas, precisam operar a plena carga para serem competitivas e assim por diante.

4.5.3 Confiabilidade do suprimento de energia e de ponta

O planejamento da expansão dos sistemas elétricos, principalmente daqueles onde a base de geração é hidroelétrica, deve considerar um tipo de inter-relação

entre as incertezas sobre o comportamento da demanda futura e os riscos de não disponibilidade do suprimento.

Para tanto, o critério que se define é que os sistemas elétricos devem atender aos requisitos do mercado de energia elétrica, segundo parâmetros que assegurem qualidade e confiabilidade do serviço satisfatórias e a um custo mínimo.

Quanto mais restritivos forem os critérios de suprimento adotados, maiores serão os custos de expansão e operação necessários para atendê-los e, conseqüentemente, os custos da energia elétrica para os consumidores, pois menor será a disponibilidade de geração das usinas segundo os critérios definidos.

Os critérios de garantia de suprimento adotados na prática usualmente admitem uma margem de risco de não atendimento do mercado previsto, seja em termos de energia, seja em termos de demanda máxima. Quanto maiores forem essas margens de risco, por sua vez, maior será o risco de que surjam custos sociais advindos do déficit de energia.

No que se refere à energia, segundo os critério probabilísticos adotados hoje no país, se fixa um risco de déficit pré-determinado considerado aceitável para o sistema, de 5% aa.

No que tange ao suprimento de potência, a aplicação de critérios probabilísticos também tem empregado o conceito de risco pré-fixado. Neste caso, a análise das condições de atendimento do sistema é denominada de avaliação de confiabilidade.

Um índice consagrado internacionalmente para calcular a probabilidade de que a disponibilidade de potência do sistema seja insuficiente para atender a demanda máxima é

denominado "índice de probabilidade de perda de carga - LOLF (Loss of Load Probability)".

A LOLF é definida como a probabilidade de que a carga efetiva de um sistema exceda a capacidade instalada do mesmo, em um período de tempo considerado. Para tanto, leva em consideração a probabilidade de indisponibilidade forçada das unidades geradoras e as incertezas das demandas de eletricidade. Seu valor, normalmente, é expresso em unidades tais como horas/semana, horas/ano ou, ainda, dias/ano (RICCIULLI, 1990).

Os conceitos acima estabelecidos são fundamentais nos modelos de simplificação e de otimização da expansão e da operação de sistemas hidrotérmicos. Assim, a cada ciclo anual de planejamento, o programa de obras é ajustado aos novos mercados previstos, objetivando-se manter o abastecimento de energia dentro dos padrões de garantia de suprimento.

O risco do déficit de energia é calculado com o auxílio de séries sintéticas de vazões afluentes aos reservatórios das usinas hidroelétricas. O custo "implícito" do déficit é estabelecido em cada rodada de planejamento; trata-se do valor de custo, em US\$/MWh, que garante o atendimento do mercado com o nível de risco pré-especificado.

Desta forma, nas simulações de possíveis déficits futuros, estabelece-se um critério para a definição das datas de entrada de operação de cada obra.

4.5.4 Definição do índice de mérito de uma planta

De posse das diversas parcelas de custo de uma planta, pode-se definir um índice de mérito ou de custo/benefício para a mesma, que representará o seu custo unitário médio de geração.

Matematicamente, este índice é dado por:

$$\begin{aligned} \text{IM} = & \frac{\text{PI} \cdot \text{CUI} \cdot \text{FRC}}{\text{EFA}} + \frac{\text{PI} \cdot \text{CUOM}}{\text{EFA}} + \\ & + \frac{\text{PI} \cdot \text{CUCB} \cdot \text{FCM} \cdot 8,76}{\text{EFA}} \end{aligned} \quad (4.2)$$

onde:

PI = potência instalada da central, em kW;
CUI = custo unit. total de invest. c/JDCs, em US\$/kW;
FRC = fator de recuperação de capital;
CUOM = custo unit. de O & M, em US\$/kW/ano;
CUCB = custo unit. de combustível, em US\$/MWh;
onde: CUCB = CUT . REND
CUT = custo unit. de comb em US\$/ton ou m³;
REND = consumo específico médio da usina;
FCM = fator de capacidade médio na vida útil da usina;
EFA = energia firme anual da usina, em MWh.

Considerando que EFA pode ser expressa por:

$$\text{EFA} = \frac{\text{PI}}{1000} \cdot 8760 \cdot \text{FC} \quad (4.3)$$

onde:

FC = é o fator de capacidade, descontado o consumo interno da usina, referente ao período crítico

tem-se a seguinte expressão usualmente adotada para IM:

$$IM = \frac{CUI \cdot FRC}{8,76 \cdot FC} + \frac{CUOM}{8,76 \cdot FC} + \frac{FCM \cdot CUCE}{FC} \quad (4.4)$$

Na expressão (4.4), o primeiro termo reflete o custo anual do investimento, por MWh de energia firme da usina; o segundo termo reflete o custo anual de O&M da usina, por MWh de energia firme; enquanto o terceiro termo reflete o dispêndio anual esperado com o consumo de combustível na usina.

O dispêndio com consumo de combustível é obtido através do produto do custo unitário do combustível para geração termoeletrica pela relação dos fatores de capacidade médio e de período crítico, dependendo, fundamentalmente, do nível esperado de utilização da usina.

No caso de usinas hidroelétricas, a parcela do custo de combustível não existe diretamente, podendo, no entanto, ser correlacionada com a diferença de consumo de combustível entre as configurações com ou sem a disponibilidade de energia secundária nas hidroelétricas.

Adicionalmente, a expressão (4.4) apresenta dois conceitos muito importantes, os quais merecem uma melhor diferenciação. Define-se fator de capacidade médio, FCM,⁽²²⁾ de uma usina como a relação percentual entre a potência

(22) Vale a pena notar uma diferença adicional: enquanto o fator de capacidade caracteriza a operação das usinas, o conceito de fator de carga é completamente diferente, tendo a ver com a caracterização do perfil da carga a ser atendida.

média produzida em um período e a potência máxima que se poderia produzir no mesmo período, considerando o despacho da capacidade instalada da usina sem limitações de combustível.

O fator de capacidade máximo efetivo, ou de período crítico, FC, supõe a planta operando a plena carga, quase sempre para o atendimento de cargas de base, e contempla indisponibilidades médias para manutenção forçada e programada e o consumo interno em serviços auxiliares elétricos, os quais diminuem a disponibilidade total da planta ao longo de um período de operação (BAJAY et alii, 1991).

A lógica da distinção entre FCM e FC está relacionada com a idéia de se operar as termoeletricas apenas na complementação do sistema hidrico. Assim, tecnicamente, uma termoeletrica disporá de seu fator de capacidade máximo para os períodos de hidrologia critica, porém, na maior parte do tempo, essa térmica operará com um fator de capacidade inferior.

Dentro das abordagens de planejamento já apresentadas, o "IM" assume um papel muito importante, pois, inicialmente, permite elencar as várias plantas em termos de custo e, em seguida, é utilizado na posterior otimização das alternativas de expansão de longo prazo do sistema.

Em termos matemáticos, isto vem expresso por uma aleatoriedade sobre o termo FCM das unidades térmicas, o qual passa a variar ao longo de todo o período de planejamento, de acordo com as previsões estabelecidas para o comportamento das vazões hidrológicas nas usinas hidroelétricas.

Quando uma usina termoeletrica opera em um sistema tipicamente hidrico, apenas para complementação termica, quanto menor for o seu FCM ao longo do horizonte de planejamento, menor será o custo global de geração do sistema e, portanto, mais competitiva será a planta para o sistema como um todo.

4.5.5 O conceito de custos marginais aplicado ao setor de energia elétrica

O conceito de custo marginal é utilizado para definir critérios de suprimento e operação ótima na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Além do mais, a obtenção dos valores reais dos custos nas diversas situações que caracterizam um sistema hidrotermico de potência é fundamental para a definição de uma estrutura tarifária justa para o setor.

No que se refere à otimização do suprimento de energia elétrica, procura-se, em primeiro lugar, minimizar os custos de fornecimento, definindo-se critérios de operação ótima do sistema existente. O segundo aspecto, entretanto, consiste em adequar, também de forma ótima, os investimentos futuros no setor para atender o crescimento previsto da demanda de eletricidade.

A importância da definição dos custos marginais para atingir os objetivos acima propostos pode ser verificada a partir de alguns resultados amplamente difundidos pela teoria econômica.

Em primeiro lugar, a teoria econômica identifica dois níveis de análise, quais sejam, o curto prazo e o longo prazo. No curto prazo, supõe-se fixas as quantidades

disponíveis de alguns dos fatores de produção necessários para a produção de um dado bem. Em particular, no caso do setor elétrico, supõe-se fixa a capacidade geradora do sistema.

No longo prazo, todos os fatores de produção são considerados variáveis. Assim, um conceito tradicional na análise econômica é o da passagem das curvas de custo de curto prazo para as curvas de custo de longo prazo.

A solução desse problema considera que, para cada combinação dos fatores fixos, será possível estabelecer uma curva de custo de curto prazo. Desta forma, pode-se determinar uma família de curvas de curto prazo. No longo prazo sempre será possível determinar a combinação de fatores fixos que gera custo mínimo para cada nível de produção desejado.

Esse resultado da teoria econômica tem sido extensivamente utilizado pelos planejadores do setor elétrico, principalmente para a definição de critérios adequados para a expansão do sistema

Outro resultado interessante de ser resgatado da teoria econômica fornece um critério de decisão para uma dada empresa, qual seja, a quantidade a ser produzida de um dado bem deverá ser tal que o custo marginal, ou o custo adicional para a produção da última unidade do bem, iguale o preço de venda desse bem e que, no ponto de equilíbrio, o custo marginal seja crescente.

Adicionalmente, no equilíbrio de longo prazo, o preço do produto deve ser igual ao custo médio do mesmo, acrescido de um lucro normal; caso contrário, ou as empresas estarão tendo um sobre-lucro muito grande, ou estarão com problemas

para cobrir os seus custos fixos. Nenhuma dessas duas situações é sustentável no longo prazo.

Como o preço deve igualar o custo marginal, conclui-se que o ponto de equilíbrio de cada empresa deve situar-se no nível de produção em que o custo marginal de longo prazo iguale o custo médio. Esse ponto será aquele de custo médio mínimo. Portanto, no longo prazo, o preço de mercado coincidirá com o custo médio mínimo das empresas, devidamente acrescido de um lucro normal.

Essa última consideração mostra a importância de se conhecer os custos marginais de longo prazo do sistema elétrico, os quais refletirão os custos reais da expansão, que deverão ser remunerados pelos consumidores para garantir a saúde de longo prazo das empresas.

4.5.5.1 Definição de custo marginal para o setor elétrico

Entende-se por custo marginal a relação entre o acréscimo de custo total que será incorrido pelo sistema de geração, transmissão e distribuição de eletricidade para suprir um incremento do mercado de energia elétrica ou de ponta, e este incremento de mercado.

Os custos marginais transmitem a idéia de que um aumento infinitesimal de carga reflete-se imediatamente no custo da energia elétrica fornecida aos consumidores.

Inicialmente, é fundamental que se definam alguns conceitos básicos utilizados nas várias etapas dos procedimentos de otimização da expansão dos sistemas elétricos. Em particular, distinguem-se dois tipos de custos marginais:

- (i) custo marginal de operação, ou de curto prazo; e
- (ii) custo marginal de expansão, ou de longo prazo.

O custo marginal de curto prazo é o custo por unidade de energia produzida incorrido ao se atender a um acréscimo do mercado de eletricidade através dos meios já existentes, sem adicionar novas fontes geradoras ao sistema elétrico.

O acréscimo de carga é suprido, em um sistema hidrotérmico, através da diminuição dos vertimentos nas usinas hidroelétricas, através de maior geração nas usinas termoeleétricas ou através do aumento do risco de déficit esperado.

O custo marginal de expansão é o custo por unidade de energia produzida incorrido ao se atender a um acréscimo de carga no sistema através da incorporação de, ao menos, uma nova usina geradora.

4.5.5.2 Critérios para a expansão ótima dos sistemas elétricos de potência

A definição de critérios para a expansão ótima dos sistemas de potência apela para os conceitos ora apresentados de custos marginais da teoria marginalista.

A condição de custo mínimo para a expansão e a operação de um sistema elétrico vem representada, a menos das discrepâncias de blocos discretos de energia associados a cada nova usina que entra no sistema, pela igualdade, em cada instante, entre o custo marginal de operação, ou custo marginal de curto prazo, e o custo marginal de expansão, ou custo marginal de longo prazo.

Esta condição reflete o raciocínio de que, antes de se decidir pela incorporação ao sistema de uma nova usina geradora, qualquer acréscimo de carga deve ser atendido pelo sistema existente, incorrendo-se em aumento dos custos operacionais. Isto será feito até o momento em que esse acréscimo dos custos operacionais for maior do que o custo de expansão do sistema com uma nova obra.

Enquanto o custo marginal de operação for menor do que o de expansão, será mais econômico suprir um acréscimo de carga pelo sistema existente, até o momento em que a confiabilidade do sistema deixar de atender o nível adequado. Quando isto acontece, o custo marginal do risco de déficit cresce, fazendo com que o custo marginal de operação seja maior do que o custo marginal, de longo prazo, de expansão.

O parque gerador será considerado adaptado à demanda a ser atendida, quando for planejado e operado com o nível de capacidade e confiabilidade adequados, acompanhando as necessidades de mercado, e sem que ocorra a ociosidade de investimentos.

Vale ressaltar, entretanto, que o programa de expansão deverá ser ótimo ao longo de todo o horizonte de planejamento. No curto prazo, haverá sempre o problema da indivisibilidade dos investimentos no setor elétrico.

As indivisibilidades dos investimentos fazem com que as curvas de custo total de curto prazo apresentem descontinuidades e os custos marginais de curto prazo apresentem oscilações decorrentes da entrada de novas obras em operação, podendo acarretar vários pontos de descolamento entre os custos marginais de curto prazo e os custos marginais de longo prazo.

Adicionalmente, é evidente que o programa é otimizado em relação às condições de mercado a serem atendidas. Quando as previsões de crescimento do mercado se mostram erradas, os modelos de expansão também levam a soluções não ótimas.

No caso do Brasil, por exemplo, as previsões de mercado têm sido invariavelmente super-dimensionadas, fazendo com que, atualmente, a expansão do sistema interligado não seja ótima, apresentando, pelo contrário, uma ociosidade global de investimentos.

4.5.5.3 Custos marginais de dimensionamento

Os custos marginais de dimensionamento constituem representações uniformes, equivalentes aos custos marginais de longo prazo do sistema e, em geral, crescentes ao longo do horizonte de planejamento.

Os custos marginais de dimensionamento facilitam a valorização dos benefícios energéticos das diversas alternativas de expansão, refletindo o fato de que esta valorização dos benefícios tende a ser crescente ao longo do tempo, servindo como critério de decisão para a definição da motorização das usinas.

Obviamente, é necessário que se determine o custo marginal de dimensionamento de energia, expresso em US\$/MWh, que valoriza os benefícios de energia garantida, e o custo marginal de dimensionamento de ponta, expresso em US\$/kW/ano, que valoriza os benefícios de potência garantida.

4.5.5.4 Determinação dos custos marginais pelos modelos utilizados no planejamento do sistema elétrico brasileiro

Dentro da estrutura de planejamento adotada pela ELETROBRAS, um dos principais subprodutos dos modelos matemáticos utilizados tanto para a simulação como para a otimização da expansão e operação do sistema, é o mapeamento dos custos marginais do sistema.

a. Os custos marginais de longo prazo calculados pelo DESELF

Os custos marginais de expansão são determinados através de uma pós-otimização em relação à alternativa de expansão formulada pelos estudos de longo prazo. Como foi visto, o DESELF é o programa utilizado pela ELETROBRAS para o planejamento de longo prazo do sistema elétrico brasileiro.

No processo de modelagem, o DESELF basicamente utiliza a programação linear para selecionar as obras candidatas que deverão ser incorporadas ao sistema, por região elétrica considerada e por intervalo do horizonte de planejamento.

O programa assume, inicialmente, fatores de capacidade médios para as plantas e as vazões médias nos aproveitamentos hidricos. Dadas essas condições de operação, o modelo escolhe um plano de investimento ótimo.

A partir deste plano ótimo de investimentos, o DESELF fornece como resultado os custos marginais de expansão para cada sub-região e para cada intervalo de planejamento, do décimo ano em diante. Em seguida, o DESELF também fornece os

custos marginais de dimensionamento tanto de energia como de ponta.

Vale ressaltar que, quanto mais se avança em relação ao ano base de início do horizonte de planejamento, menor o grau de confiança que se pode ter sobre o valor do custo marginal calculado para o período, uma vez que maiores serão as incertezas sobre os custos previstos para as plantas a serem instaladas e menor será o grau de ajuste fino para a definição da data justa de entrada de operação dessas plantas.

Além do mais, assume-se que o custo marginal de expansão e o custo marginal de operação serão iguais ao longo de todo o horizonte de planejamento, caracterizando, desta forma, o critério de expansão ótima do sistema.

Outra particularidade importante de sistemas tipicamente hidroelétricos é que estes, em geral, apresentam uma sobra de capacidade de ponta. O condicionamento para a expansão do sistema passa a ser o aumento na capacidade de produção de energia.

Desta forma, os estudos de longo prazo elaborados pela ELETROBRAS, quase que invariavelmente, apontam que os custos marginais para expansão da capacidade de ponta do sistema são nulos.⁽²³⁾

b. O custo marginal de longo prazo do Plano Decenal

No curto prazo, como foi visto, a cada ciclo anual de planejamento, o setor elétrico elabora um Plano Decenal de

(23) Com exceção de alguns períodos críticos em alguns dos sistemas isolados, tipicamente térmicos.

Geração, no qual são calculados os custos marginais de expansão dos sistemas interligados, representados pelo custo incremental médio de geração para o período do 6º ao 10º ano, o que reflete a decisão atual, a nível de planejamento, de expandir o sistema.

Do 1º ao 5º ano, não tem sentido planejar a expansão, uma vez que as obras a serem incorporadas neste período são aquelas que já se encontram em construção. A necessidade destas obras foi definida em ciclos de planejamento anteriores. Os custos marginais deste primeiro quinquênio são completamente irrelevantes, refletindo custos já incorridos.

Os custos marginais do Plano Decenal permitem estabelecer as tarifas de suprimento entre as empresas de energia elétrica e de fornecimento a consumidores finais.

Quando a expansão da capacidade produtiva não se dá de forma equilibrada, entretanto, observa-se que o custo marginal de longo prazo é significativamente diferente do custo marginal de curto prazo e, neste caso, será necessário calcular ambos e utilizá-los de forma ponderada para estabelecer a base tarifária da energia elétrica a ser vendida.

4.6 Mapeamento dos custos marginais de expansão do sistema elétrico brasileiro

As tabelas 4.3 a 4.9 apresentam os custos marginais de referência - energia, ponta e dimensionamento - para cada uma das regiões elétricas definidas no DESELP, inclusive com

a atualização dos valores para junho de 1990, com base na taxa de paridade⁽²⁴⁾.

A tabela 4.9 fornece valores ponderados dos custos marginais de referência, onde os pesos são os mercados de cada região, considerados os dados de junho de 1986.

4.7 Uso dos custos marginais na análise de viabilidade econômica de um projeto energético

A apresentação dos vários conceitos acima expostos permite concluir que, ao se analisar a economicidade relativa de uma dada alternativa energética, deve-se

(24) O uso da taxa de câmbio oficial não é adequada, porque esta é afetada por grandes flutuações condicionadas pela política econômica vigente e refletem as condições conjunturais de curto prazo. Ao longo deste trabalho, as atualizações monetárias dos custos para a data de referência, junho de 1990, serão realizadas segundo a taxa de paridade, a qual se mostra mais apropriada para a valorização de longo prazo em moeda estrangeira.

Abaixo são apresentados os índices utilizados para a atualização monetária de US\$ 100, considerados em vários anos, até a data de referência, tanto pela taxa de câmbio como pela taxa de paridade.

ATUALIZAÇÃO PARA JUNHO DE 1990

DATA	TAXA DE CAMBIO	TAXA DE PARIDADE
US\$100 de JUN/80	228,591	127,194
US\$100 de JUN/81	181,836	116,053
US\$100 de JUN/85	249,673	110,500
US\$100 de MAR/86	219,007	113,871
US\$100 de JUN/86	218,424	114,383
US\$100 de JUN/87	190,637	110,796
US\$100 de JUN/88	164,583	106,617
US\$100 de JUN/89	130,519	101,218
US\$100 de JUN/90	100,000	100,000

Fonte: (ELETROBRAS, 1990)

considerar como que esta se inter-relaciona com os demais energéticos que constituem o sistema.

A introdução de uma dada usina em um sistema altera os principais parâmetros técnico-operativos e econômicos das demais usinas, mudando a competitividade relativa de todo o sistema.

A inserção de um novo projeto de geração no Programa de Expansão de Referência, sob a ótica de fatores puramente econômicos, é feita depois de várias considerações. O primeiro passo, é comparar os índices de mérito dos projetos alternativos, entre si, e com o custo marginal de expansão do sistema de geração para o período em que os projetos em consideração se encontram tecnicamente disponíveis.

Usinas de porte reduzido em relação ao sistema poderão ser, automaticamente, incorporadas à expansão quando seus índices de mérito forem inferiores ao custo marginal de expansão, uma vez que, devido ao seu pequeno porte, elas não deverão alterar a lógica operativa do sistema.

Como os custos marginais de expansão são variáveis em função do período considerado e crescentes ao longo do tempo, essa comparação permite definir automaticamente a época em que a inclusão do projeto é atrativa.

Normalmente, ao se considerar a inclusão de uma usina térmica no sistema, esta usina será mais atraente se estiver plenamente adaptada para operar em complementação térmica com as hidroelétricas existentes. Para este tipo de problema, a mera consideração do índice de mérito das plantas não serve de parâmetro de comparação.

TABELA 4.3

CUSTOS MARGINAIS DE EXPANSÃO OBTIDOS PELO DESELF
PARA A REGIÃO NORTE-MARABÁ

ANO	CUSTO MARGINAL DE DIMENSIONAMENTO				CMLP			
	PONTA (US/kW/ano)		ENERGIA (US\$/MWh)		PONTA (US/kW/ano)		ENERGIA (US\$/MWh)	
	1986	1990	1986	1990	1986	1990	1986	1990
2005	0	0	22	25	0	0	15	17
2010	0	0	27	31	0	0	20	23
2015	0	0	31	36	0	0	23	26
2020	0	0	36	41	0	0	31	36
2025	0	0	40	46	0	0	40	46

Fonte: (BAJAY et alii, 1991)

TABELA 4.4

CUSTOS MARGINAIS DE EXPANSÃO OBTIDOS PELO DESELF
PARA A REGIÃO NORTE-CUIABÁ

ANO	CUSTO MARGINAL DE DIMENSIONAMENTO				CMLP			
	PONTA (US/kW/ano)		ENERGIA (US\$/MWh)		PONTA (US/kW/ano)		ENERGIA (US\$/MWh)	
	1986	1990	1986	1990	1986	1990	1986	1990
2005	0	0	21	24	1	0	14	16
2010	0	0	26	30	0	0	19	22
2015	0	0	30	34	0	0	22	25
2020	0	0	35	40	0	0	34	39
2025	0	0	36	41	0	0	36	41

Fonte: (BAJAY et alii, 1991)

TABELA 4.5

CUSTOS MARGINAIS DE EXPANSÃO OBTIDOS PELO DESELF
PARA A REGIÃO NORDESTE

ANO	CUSTO MARGINAL DE DIMENSIONAMENTO				CMLP			
	PONTA (US/kW/ano)		ENERGIA (US\$/MWh)		PONTA (US/kW/ano)		ENERGIA (US\$/MWh)	
	1986	1990	1986	1990	1986	1990	1986	1990
2005	4	5	34	39	0	0	25	29
2010	8	9	39	45	0	0	32	37
2015	13	15	43	49	0	0	36	41
2020	22	25	47	54	0	0	49	56
2025	29	33	47	54	29	33	47	54

Fonte: (BAJAY et alii, 1991)

TABELA 4.6

CUSTOS MARGINAIS DE EXPANSÃO OBTIDOS PELO DESELF
PARA A REGIÃO SE / C.OESTE

ANO	CUSTO MARGINAL DE DIMENSIONAMENTO				CMLP			
	PONTA (US/kW/ano)		ENERGIA (US\$/MWh)		PONTA (US/kW/ano)		ENERGIA (US\$/MWh)	
	1986	1990	1986	1990	1986	1990	1986	1990
2005	0	0	33	38	0	0	23	26
2010	0	0	39	45	0	0	31	35
2015	0	0	44	50	0	0	34	39
2020	0	0	50	57	0	0	49	56
2025	1	1	50	57	1	1	50	57

Fonte: (BAJAY et alii, 1991)

TABELA 4.7

**CUSTOS MARGINAIS DE EXPANSÃO OBTIDOS PELO DESELF
PARA A REGIÃO SUL**

ANO	CUSTO MARGINAL DE DIMENSIONAMENTO				CMLP			
	PONTA (US/kW/ano)		ENERGIA (US\$/MWh)		PONTA (US/kW/ano)		ENERGIA (US\$/MWh)	
	1986	1990	1986	1990	1986	1990	1986	1990
2005	0	0	31	35	0	0	22	25
2010	0	0	36	41	0	0	29	33
2015	0	0	41	47	0	0	33	38
2020	0	0	46	53	0	0	42	48
2025	0	0	48	55	0	0	43	49

Fonte: (BAJAY et alii, 1991)

TABELA 4.8

**CUSTOS MARGINAIS DE EXPANSÃO OBTIDOS PELO DESELF
PARA OS SISTEMAS ISOLADOS**

ANO	CUSTO MARGINAL DE DIMENSIONAMENTO				CMLP			
	PONTA (US/kW/ano)		ENERGIA (US\$/MWh)		PONTA (US/kW/ano)		ENERGIA (US\$/MWh)	
	1986	1990	1986	1990	1986	1990	1986	1990
2005	0	0	16	18	0	0	0	0
2010	0	0	26	30	0	0	24	28
2015	0	0	28	32	0	0	31	36
2020	0	0	25	29	0	0	20	23
2025	0	0	28	32	0	0	28	32

Fonte: (BAJAY et alii, 1991)

TABELA 4.9

CUSTOS MARGINAIS DE EXPANSÃO OBTIDOS PELO DESELF
MÉDIAS PONDERADAS PARA O BRASIL

ANO	CUSTO MARGINAL DE DIMENSIONAMENTO				CMLP			
	PONTA (US/kW/ano)		ENERGIA (US\$/MWh)		PONTA (US/kW/ano)		ENERGIA (US\$/MWh)	
	1986	1990	1986	1990	1986	1990	1986	1990
2005	1	1	32	37	0	0	22	25
2010	1	1	37	42	0	0	29	33
2015	2	2	42	48	0	0	33	38
2020	3	3	47	54	1	1	46	53
2025	4	5	48	55	4	5	48	55

Fonte: (BAJAY et alii, 1991)

O processo de análise é mais complicado, sendo necessário definir uma estratégia de incorporação de várias plantas térmicas, executar os modelos de otimização e verificar se a solução ótima com uma maior participação de usinas térmicas resulta em custos marginais menores.

Outro tipo de análise deve ser feito quando se estuda a possibilidade de operar as usinas térmicas na base, substituindo, portanto, usinas hidroelétricas de maior custo. Neste caso, como as térmicas deverão operar quase que constantemente com fator de capacidade máximo, a comparação de seu índice de mérito com a evolução dos custos marginais do sistema hídrico, serve de indicação do período em que as térmicas poderão ser vistas como alternativas candidatas sérias no processo de expansão.

Finalmente, em certos casos, alguns projetos que apresentam custo unitário de geração superior ao custo marginal de expansão do sistema podem ter a sua antecipação justificada, desde que permitam um rápido deslocamento de possíveis déficits e/ou necessidade de grandes expansões do sistema.

Para aferir o custo de oportunidade de uma proposta de antecipação, a metodologia consiste em comparar duas alternativas de expansão, uma considerando a economicidade natural dos projetos e a outra adotando a proposta de antecipação.

A comparação, em um primeiro estágio, se faz entre o índice de mérito e o custo marginal de expansão do sistema. Neste caso, porém, a componente de custo do déficit permite quantificar o prejuízo econômico inerente aos racionamentos.

A antecipação de um empreendimento se justifica quando o valor presente do custo global correspondente a esta alternativa for inferior ao custo global da alternativa em que o comissionamento da obra é mantido na data original.

Sempre que, ao se analisar o Programa de Expansão de Referência, o custo marginal de operação, ou de curto prazo, considerando aqui a incorporação do custo marginal do risco de déficit, for muito superior ao custo marginal de expansão, ou de longo prazo, poderá ocasionar uma situação onde seja necessário adiantar, de forma anti-econômica, investimentos em capacidade que, em situação normal, só seriam realizados no futuro.

Para concluir, é necessário tecer alguns comentários complementares sobre a competitividade das plantas de grande

porte, principalmente, nos horizontes de curto e médio prazos.

Em situação conjunturais onde o sistema apresenta grandes descompassos entre a oferta e a demanda, operando com elevados riscos de déficit, a "velocidade ou ritmo" de motorização de uma usina pode ser decisiva para definir a prioridade de uma alternativa em relação a outra, principalmente se houver uma situação de restrições financeiras que impeça o andamento normal do Programa de Obras de Referência. Na verdade, este é o outro lado do problema de antecipação de obras acima mencionado.

CAPITULO 5

Dimensionamento das Fontes de Geração e Custos de Referência

5.1 Considerações iniciais

O processo de dimensionamento das fontes de geração é constituído de duas etapas principais. Em primeiro lugar é necessário avaliar a disponibilidade de recursos energéticos, próprios e/ou importados⁽²⁵⁾, que poderão ser utilizados como fontes primárias de geração.

A segunda etapa visa definir projetos de referência, tecnologicamente aceitáveis como os mais adequados para a exploração dos recursos energéticos existentes e, com base nesses projetos e nos custos estimados para a exploração dos recursos em questão, determinar o custo de referência de cada uma das alternativas energéticas disponíveis.

Tendo dimensionado o potencial energético total à disposição de um sistema elétrico, pode-se determinar a capacidade de geração dos empreendimentos individuais que farão parte do Programa de Obras de Referência.

5.2 Aspectos teóricos para o dimensionamento da capacidade de geração de um recurso energético

O critério básico do dimensionamento de uma fonte de geração é o de maximizar a função benefício total menos

(25) Dentro de algum esquema especial de integração comercial internacional.

custo total de cada alternativa energética. Entende-se por benefício energético de uma usina, ou de um conjunto de usinas, a sua capacidade de geração de energia e potência.

A capacidade de geração de uma usina está associada a um critério de garantia de suprimento e é função de sua operação econômica integrada ao sistema gerador. Portanto, dependerá de estudos de simulação e de otimização da operação dos sistemas hidrotérmicos. A competitividade entre as usinas varia em função do período e dos cenários hidrológicos considerados.

Apesar de tudo, uma prática internacional bastante difundida consiste em comparar as alternativas energéticas, supondo plantas de referência, operando na base, com fator de capacidade médio próximo do fator de capacidade máximo internacionalmente reconhecido para aquele tipo de planta.

Se, por um lado, este tipo de comparação tem grandes limites enquanto critério de comparação entre-energéticos, por outro lado, fornece um número grosseiro do posicionamento relativo do mérito das várias alternativas energéticas disponíveis para um país.

Adicionalmente, fornece uma metodologia para a realização de algum tipo de comparação internacional entre as indústrias de geração de eletricidade de países distintos, o que, de alguma forma, indica a capacitação tecnológica de cada país em explorar de forma econômica um recurso energético.

Quando se analisa os custos de geração de energia elétrica das várias alternativas de geração disponíveis, entretanto, é fundamental que se procure trabalhar com faixas de valores para os principais componentes de custos, uma vez que o passado recente do setor elétrico tem mostrado

que existe uma razoável discrepância entre os custos inicialmente estimados para os empreendimentos e os custos reais dos mesmos.

5.3 Avaliação energética do potencial brasileiro de geração de energia

Nesta seção são apresentados, entre outras coisas, os dados utilizados pela ELETROBRAS para o dimensionamento das fontes primárias de energia disponíveis em território brasileiro para a geração de eletricidade.

Na verdade, procura-se definir para cada energético faixas de custo de geração, considerando, para tanto, informações obtidas junto à ELETROBRAS, informações disponíveis de experiências internacionais e alguns dados consolidados por estudos realizados por outras instituições brasileiras.

É claro que os custos de referência utilizados pelo setor elétrico apresentam distorções intrínsecas da própria economia brasileira, marcada por distorções de mercado, como, por exemplo, a grande cartelização dos setores de construção civil e fabricantes de equipamentos pesados, grandes abusos na manipulação dos recursos públicos alocados nas empresas de energia elétrica, além da própria instabilidade econômica.

Os custos de geração a nível internacional são, normalmente, inferiores aos obtidos no país, sendo mais provável que os custos futuros de geração de novas obras continuem a apresentar esse sobre-custo, ainda que se possa crer em uma tendência declinante do mesmo.

5.3.1 Potencial hidroelétrico

A composição do parque gerador brasileiro é predominantemente hidroelétrica, com mais de 90% da potência instalada total de origem hídrica. Essa participação deverá manter-se neste nível em um horizonte de longo prazo.

A mais recente avaliação do potencial hidroelétrico brasileiro, considerando apenas os potenciais de médio e grande porte, indica um valor de 127,5 GW-ano de energia firme, o que equivale a 255 GW de potência instalada, supondo um fator de capacidade de 50%. A energia média deve apresentar um valor cerca de 10% superior ao da energia firme (VENTURA FILHO et alii, 1990).

Com relação aos aproveitamentos hidroelétricos de pequeno porte, o setor elétrico não dispõe de levantamentos confiáveis sobre o seu potencial de geração. Sabe-se, entretanto, que este potencial é razoável, variando bastante de região para região. Além do mais, dada a grande diversidade tecnológica das PCHs, é muito difícil estabelecer-se um único padrão para os custos unitários dessas instalações.

A tabela 5.1 apresenta o potencial hidroelétrico brasileiro competitivo no horizonte de longo prazo, desmembrado por região elétrica, segundo a classificação adotada para o modelo DESELF.

Por outro lado, na tabela 5.2, são apresentados um valor alto e um valor baixo típicos para os custos unitários de geração de PCHs de 10 MW.

TABELA 5.1

POTENCIAL HIDROELÉTRICO BRASILEIRO
(US\$ - Jun./90)

Potencial Hidroelétrico Total ⁽¹⁾	255,0 GW
Potencial de Energia Firme ⁽²⁾	127,5 GW

FAIXAS DE CUSTOS REGIONALIZADAS P/ O POTENCIAL INVENTARIADO

<u>REGIÃO</u>	<u>POTENCIAL (MW/ano)</u>	<u>CUSTO DE GERAÇÃO</u> <u>(US\$ JUN./90)</u>
Norte - Marabá	25635	18 / 58
Norte - Cuiabá	9445	19 / 49
Nordeste	7970	32 / 61
Sudeste/C.Oeste	33152	17 / 69
Sul	15179	17 / 62
Isolado	2287	38 / 50
Brasil	93668	17 / 69

(¹) As usinas binacionais estão computadas pela parcela brasileira, ou seja, metade das suas disponibilidades

(²) Supondo um fator de capacidade de 50%

Fonte: (TRINKENREICH & CASTRO, 1990)

TABELA 5.2

CUSTOS UNITARIOS DE GERAÇÃO TÍPICOS PARA PCHs

(US \$ - JUN/90)

	Taxa de desconto			
	de 10%		de 15%	
	BAIXO	ALTO	BAIXO	ALTO
FC (em %)	90	90	90	90
Vida Útil (anos)	50	50	50	50
Custo de Construção (US\$/kW)	1500	4000	1500	4000
JDC (US\$/kW)	224	597	346	924
Custo de O&M (US\$/kW/ano)	75	200	75	200
Custo unitário de geração (em US\$/MWh)	32	85	45	121

Fonte: (BAJAY et alii, 1991)

5.3.2 Potencial termoelétrico a carvão.

Segundo o Balanço Energético Nacional (MINFRA, 1990), o carvão mineral constitui um terço dos recursos energéticos não renováveis do país, sendo suas reservas quinze vezes maiores que as de petróleo e sessenta vezes superiores às de gás natural.

O carvão mineral brasileiro com competitividade comercial encontra-se principalmente na região Sul do país. A tabela 5.3 resume as principais informações de referência relativas ao potencial aproveitamento do carvão nacional como fonte de geração elétrica, supondo a utilização de tecnologia convencional.

Os custos da geração elétrica com base no carvão mineral, entretanto, parecem ser muito sensíveis ao tipo de tecnologia a ser utilizado. O "Plano 2010" considera apenas usinas termoelétricas convencionais, operando segundo um ciclo convencional vapor, porém novas tecnologias têm sido desenvolvidas nos últimos anos.

A tabela 5.4 apresenta os custos de geração relacionados com a opção de se utilizar carvão mineral nessas usinas, através da queima de carvão pulverizado em caldeiras convencionais, conforme adotado no "Plano 2010".

Por sua vez, a tabela 5.5 apresenta os elementos necessários ao cálculo do custo unitário de geração de usinas termoelétricas a carvão que utilizam algumas novas tecnologias hoje em desenvolvimento a nível internacional. As seguintes tecnologias estão consideradas na tabela:

TABELA 5.3

**POTENCIAL DE GERAÇÃO TERMOELÉTRICA
A CARVÃO**

Recursos identificados totais (em 1986)	32.446 bi. de ton
Potencial energético total	6,6 bi. de tEP

POTENCIAL TERMOELÉTRICO DAS RESERVAS MEDIDAS - INDICADAS -
INFERIDAS (excluído o carvão metalúrgico) (1)

<u>Tipo de</u> <u>Carvão</u>	<u>Milhões de</u> <u>Toneladas</u>	<u>Consumo especif.</u> <u>(em t/MWh)</u>	<u>PCS</u> <u>(em kcal/kg)</u>
CE6000(PR)	33,88	0,41	6000
CE4500(SC)	482,98	0,55	4500
CE3700(RS)	3098,98	0,68	3700
CE3300(RS)ca	3538,50	1,00	3150
CE3300(RS)ss	4181,60	1,00	3150

Tem-se o seguinte potencial total teórico:

<u>Tipo de</u> <u>Carvão</u>	<u>Potencial</u> <u>Termoelétrico (MW)</u>
CE6000(PR)	630
CE4500(SC)	6675
CE3700(RS)	34680
CE3300(RS)ca	26929
CE3300(RS)ss	31823
 TOTAL	 100737

(1) Usina termoelétrica de referência com tecnologia convencional, vida útil de 25 anos, fator de capacidade max/esperado até 70/60 %

Fonte: (TRINKENREICH & CASTRO, 1990)

TABELA 5.4

USINAS TERMOELÉTRICAS A CARVÃO
CUSTOS DE GERAÇÃO DE REFERENCIA
(US\$ - Jun./90)

UT CONVENCIONAL (1)				
Custo de Construção (US\$/kW) (2)	1400			
Custo de O&M (US\$/kW/ano)	28			
(2% aa. do custo de construção)				
Custo do Combustível:				
	CE3300(RS)ca(3)		CE4500(SC)	
PCS (kcal/kg)	3150		4500	
Rendimento (%)	32		36	
Custo de Comb. (US\$/t)	10		30	
Taxa anual de desconto (%)	10	15	10	15
JDC (em US\$/kW)	350	470	350	470
Custo unitário de geração (US\$/MWh)	45	61	52	69

⁽¹⁾ Unidades de 350 MW, operando em regime de base; fator de capacidade de 70%; vida útil de 25 anos.

⁽²⁾ Incluso apenas o uso de filtros eletrostáticos para retenção de particulados. Sistemas mais complexos elevarão os custos em até 30%.

⁽³⁾ Mina de Candiota a céu aberto

Fontes: (TRINKENREICH & CASTRO, 1990; BAJAY et alii, 1991)

TABELA 5.5

USINAS TERMOELÉTRICAS A CARVÃO
CUSTOS DE GERAÇÃO DE REFERENCIA
(US\$ - Jun./90)

TECNOLOGIAS ALTERNATIVAS (1)						
TECNOLOGIA	PFBC-CC		IGCC		STIG	ISTIG
Rendimento (%)	39	39	38	34	36	42
Potência (MW)	500	250	600	100	100	100
Investim. (US\$/kW)	1830	2050	1790	3130	1470	1190
Custo O&M (2) (US\$/kW/ano)	37	41	36	63	29	24
Custo de Combustível:						
	CE3300(RS)ca		CE3300(RS)ss		CE4500(SC)	
PCS (kcal/kg)	3150		3150		4500	
Custo de Comb. (US\$/t)	10		15		30	
Custo unitário de geração (US\$/MWh)						
TECNOLOGIA	PFBC-CC		IGCC		STIG	ISTIG
CE3300(RS)ca	46	51	45	74	39	32
CE3300(RS)ss	49	54	49	78	43	35
CE4500(SC)	54	58	53	83	47	39

⁽¹⁾ Valores de referências internacionais; operação na base; fator de capacidade de 70%; vida útil de 25 anos e taxa de atualização anual de 10%.

⁽²⁾ Custo de O&M de 2% aa. do custo de investimento

Fonte: (TRINKENREICH & CASTRO, 1990)

- PFBC-CC: é um conceito de ciclo combinado tendo o carvão como combustível, queimando em um leito fluidizado sob pressão.

- IGCC: é um conceito de ciclo combinado com gaseificação do carvão⁽²⁶⁾.

- STIG: também utiliza o gás de carvão, porém em ciclo simples, em turbina a gás com injeção de vapor na câmara de combustão da turbina, aumentando a sua potência e eficiência.

- ISTIG: é um sistema STIG particular, com estágios de refrigeração do ar no compressor, permitindo uma maior eficiência.

Os custos unitários das tabelas 5.4 e 5.5 refletem a prática internacional, não aplicável, a curto prazo, no Brasil. Segundo Trinkenreich e Castro, a implantação das novas tecnologias no sistema elétrico brasileiro poderia acarretar um sobrecusto de aproximadamente 50% acima dos valores apresentados na tabela 5.5.

A CESP, em estudos recentes, adotou os seguintes parâmetros para uma usina termoelétrica a carvão: um custo de construção de 2970 US\$/kW, incluindo JDC; um custo de 35 US\$/t para um carvão de 4500 kcal/t, incluindo 10% para o frete, $FC = 0,80$ e $FCM = 0,70$, resultando em um custo unitário de geração de 66,11 US\$/MWh (BAJAY et alii, 1991).

Este valor reflete melhor a realidade brasileira, onde as usinas o carvão vêm vivendo uma situação caótica, com

(26) Desperta interesse, principalmente, como reserva potencial para usinas de ciclo combinado a gás natural.

problemas sérios de financiamento, falta de competitividade e prazos de construção inaceitavelmente longos.

Além do mais, no estado tecnológico atual, o custo de produção do carvão mineral brasileiro, com exceção de Candiota, é elevado para os padrões internacionais, principalmente pelo baixo rendimento em relação ao estéril, pela necessidade de beneficiamento e pelos custos de transporte.

5.3.3 Potencial termoelétrico a gás natural

No Brasil, as ocorrências de gás natural estão localizados em poucos locais do território nacional, quase sempre em reservas associadas ao petróleo. Isto tem gerado críticas por parte de alguns setores, de que a PETROBRAS não prioriza as pesquisas de novas reservas de gás, principalmente do tipo não associado.

O montante de reservas e sua localização, a baixa produção de gás natural, adicionadas às prioridades estabelecidas pelo Governo Federal para o gás natural, através do FLANGAS - Plano Nacional de Gás Natural -, fazem concluir que não existe disponibilidade de gás para um programa termoelétrico de porte significativo.

Porém, apesar das grandes dificuldades institucionais hoje existentes quanto ao aproveitamento do gás natural na geração de energia elétrica, este poderá tornar-se um energético com um papel importante a médio prazo, principalmente quando se considera a sua eventual importação da Bolívia e Argentina. Além do mais, em alguns sistemas isolados da região Norte, o gás natural pode mostrar-se competitivo como substituto de derivados de petróleo.

A viabilização da importação de gás natural da Argentina e da Bolívia teve avanços significativos nos últimos anos. Este gás deveria atender não apenas setores industriais, mas, também, as empresas de energia elétrica dos estados do Sul do país e de S. Paulo.

Assim, seria possível pensar na geração de eletricidade em unidades termoelétricas a gás natural específicas, em unidades termoelétricas convertidas de carvão para gás natural, além de um potencial significativo de cogeração de eletricidade em empresas de grande porte.

Existem dois outros elementos a serem considerados com relação à utilização do gás natural importado para geração de eletricidade no Sul do país. O primeiro conta de forma positiva, e consiste da possibilidade de uso de gás de carvão da região como energético de garantia às possíveis unidades a gás ali instaladas.

O segundo elemento, entretanto, conta de forma negativa, e refere-se ao fato que os contratos internacionais de importação de gás natural certamente não serão flexíveis de modo a permitir a operação dessas unidades segundo a lógica estrita da complementação térmica.

A tabela 5.6 apresenta os principais dados sobre o uso termoelétrico do gás natural. Com relação ao custo de geração de referência, considera-se apenas a tecnologia de ciclo combinado, porém, vale dizer que, a nível internacional, vem se consolidando outras tecnologias como os sistemas STIG e ISTIG, que utilizam turbina a gás com injeção de vapor, gerando rendimentos tão elevados quanto aqueles hoje obtidos em ciclos combinados.

Os valores adotados na tabela 5.6 são relativamente conservadores. A CESP, por exemplo, visualiza no médio prazo

TABELA 5.6

USINAS TERMOELÉTRICAS A GÁS NATURAL
CUSTOS DE GERAÇÃO DE REFERENCIA
(US\$ - Jun./90)

Reservas de gás natural (Dez. 1987)	116 bi. de m ³ (1)
Disponibilidade de gás para comercialização:	
Em 1993	29 milhões de m ³ /dia
Em 1997	50 milhões de m ³ /dia
Possibilidades de importação de gás natural:	
- Argentina: +/- 5 milhões de m ³ /dia	
- Bolívia : +/- 11 milhões de m ³ /dia	

CUSTO DE GERAÇÃO DE REFERENCIA
USINAS COM CICLO COMBINADO - 460 MW (2)

Custo de Construção (US\$/kW) (3)	1100		1500	
Custo de O&M (US\$/kW/ano) (4)	22		30	
Custo do Combustível (US\$/GJ)	3,5		5,7	
PCS (kcal/m³)	9000		9000	
Custo do Combustível (US\$/MWh)	28,0		45,6	
	-----		-----	
Taxa anual de desconto (%)	10	15	10	15

Custo unitário de geração (US\$/MWh)	51,3	59,4	77,4	88,4

(1) +/- 60% - Gás associado e 40% - Gás não-associado

(2) Operando na base; fator de capacidade de 70%; vida útil de 25 anos; rendimento de 45%; considera-se duas faixas de custo de construção.

(3) Custo de construção e JDC

(4) Custo de O&M 2% aa. do custo de investimento

Fontes: (TRINKENREICH & CASTRO, 1990; BAJAY et alii, 1991)

a utilização de gás natural em São Paulo, de forma que, em estudos recentes, utilizou um custo de investimento de 835 US\$/kW, um custo do gás natural de 3,0 US\$/MM BTU, FOB Santa Cruz de La Sierra (Bolívia), FC = 0,90 e rendimento de 45%, obtendo um custo de geração de 27 US\$/MWh, o que pode ser visto como um limite inferior para o valor esperado deste custo (BAJAY et alii, 1991).

5.3.4 Potencial termoelétrico a derivado de petróleo

No Brasil, até o momento, a geração termoelétrica com derivados de petróleo utiliza principalmente óleo diesel e óleo combustível, assumindo um papel muito importante nos sistemas isolados da região Norte. Apesar de tudo, existem grandes dificuldades e sérias limitações de se utilizar intensamente derivados de petróleo como energético para geração de energia elétrica.

Apresenta-se na tabela 5.7 os dados para a opção térmica convencional, a vapor, utilizando óleo combustível. Na tabela 5.8 são apresentados os dados sobre para a geração de energia elétrica a óleo diesel, supondo a utilização de turbinas a gás industriais "Heavy Duty".

A CESP adota um custo unitário de instalação de 1845 US\$/kW, incluindo JDCs, um custo de 166 US\$/t para o óleo combustível (BPF 1-A), FC = 0,88 e FCM = 0,45, obtendo um custo unitário de geração de 48 US\$/MWh (BAJAY et alii, 1991).

Além do mais, no curto prazo, a CESP tem mostrado interesse na geração termoelétrica a partir de óleos ultraviscosos, conseguindo incluir no último Programa Decenal de Geração do Setor Elétrico duas usinas queimando

TABELA 5.7

USINAS TERMOELÉTRICAS A ÓLEO COMBUSTÍVEL
CUSTOS DE GERAÇÃO DE REFERÊNCIA
(US\$ - Jun./90)

USINA CONVENCIONAL (1)		
Custo de Construção (US\$/kW)	1200	
Custo de O&M (US\$/kW/ano)	12	
Custo do Combustível:		
Preço Internacional do Petróleo (US\$/barril)	30	
Preço do óleo Combustível - CIF (US\$/ton)	200	
Densidade do Petróleo (kg/m³)	867	
PCS (kcal/kg)	10300	
Custo do Combustível (US\$/MWh)	47,7	
Taxa anual de desconto (%)	10	15
JDC (US\$/kW)	300	410
Custo unitário de geração (US\$/MWh)	73,0	85,5

(1) Operando na base; fator de capacidade 80%, vida útil de 25 anos; rendimento de 35%.

Fontes: (TRINKENREICH & CASTRO, 1990; BAJAY et alii, 1991)

TABELA 5.8

**USINAS TERMOELÉTRICAS A ÓLEO DIESEL
CUSTOS DE GERAÇÃO DE REFERENCIA
(US\$ - Jun./90)**

USINA CONVENCIONAL A ÓLEO DIESEL (1)				
Custo de Construção (US\$/kW)	500			
JDC (US\$/kW)	0			
Custo de O&M:				
Fixo (US\$/kW/ano)	8,2			
Variável (US\$/MWh)	8			
Custo do Combustível:				
Poder calorífico (kcal/kg)	10800			
Custo Diesel CIF usina (US\$/ton)	248,7			
	-----		-----	
Rendimento (%)	32		26	
Custo de combustível (US\$/MWh)	62		76,3	
	-----		-----	
Taxa anual de desconto (%)	10	15	10	15

Custo unitário de geração (US\$/MWh)	81,9	85,1	96,1	99,4

(1) Turbina a gás industrial de 10 MW, operando com fator de capacidade de 72%; vida útil de 15 anos;

Fonte: (BAJAY et alii, 1991)

este óleo, a usina de Paulínia e a de São José dos Campos (BAJAY et alii, 1991).

A tabela 5.9 apresenta os valores referentes aos custos de geração da usina de Paulínia, considerando, inclusive, as faixas de incerteza envolvidas.

TABELA 5.9

**CUSTO UNITARIO DE GERAÇÃO DE REFERENCIA
PARA A USINA TERMOELÉTRICA DE PAULINIA
(US\$ - Jun./90) (1)**

Custo de Construção (US\$/kW) (2)	1845	1903
Custo de O&M (US\$/kW/ano)	12	28
Custo do Combustível (US\$/MWh)	10,7	11,3
Taxa anual de desconto (%)	10	15
JDC (US/kW)	382	538
Custo unitário de geração (US\$/MWh)	45,8	67,2

(1) 2 unidades de 350 MW, operando na base; com um fator de capacidade máximo de 84% e FCM = 40%, vida útil de 25 anos.

(2) Incluindo o sistema de dessulfurização. O valor menor adota a alternativa de "torre úmida" para o processo de resfriamento, enquanto o valor mais elevado adota "torre seca".

Fonte: (BAJAY et alii, 1991)

5.3.5 Potencial termoelétrico utilizando biomassa

No Brasil, o uso de biomassa para geração elétrica se apresenta como uma alternativa bastante interessante. Contudo, a avaliação do potencial disponível é de difícil obtenção.

No que se refere à biomassa florestal, as aplicações mais recentes no país têm utilizado unidades pequenas, de 300 a 10000 kW, as quais têm operado com baixa eficiência térmica e enfrentado problemas sérios no gerenciamento do combustível. Em particular, a ausência de técnicas adequadas de gerenciamento florestal se mostrou altamente nociva a essas experiências.

Na tabela 5.10 são apresentados os custos de referência de uma termoeletrica convencional a vapor consumindo lenha picada e de uma central utilizando tecnologia STIG, com gaseificação da lenha, ambas com uma potência de 50 MW.

Deve-se ter em conta, entretanto, que são necessários novos estudos e a instalação de novos projetos pilotos, tanto para confirmação dos parâmetros apresentados, como para a realização de economias de aprendizado no aproveitamento desse energético.

No que se refere ao aproveitamento do bagaço de cana, a geração de eletricidade está vinculada à possibilidade de cogeração industrial no setor sucro-alcooleiro. É neste setor industrial, também, que ocorrem as primeiras interconexões de usinas de autoprodutores de energia elétrica às redes elétricas locais, suprindo energia excedente às concessionárias.

Estudos efetuados na UNICAMP apontam a tendência de formação de um excedente de bagaço no país, o qual, se empregado integralmente para geração de eletricidade, poderia viabilizar a implantação de um potencial de 3580 MW, utilizando vapor gerado a 62 kgf/cm² manométrico, ou 2180 MW, com vapor gerado a 21 kgf/cm² manométrico, nos próximos dez anos (BAJAY et alii, 1991).

TABELA 5.10

USINAS TERMOELÉTRICAS A BIOMASSA FLORESTAL
CUSTOS DE GERAÇÃO DE REFERENCIA
(US\$ - Jun./90)

	CONVENCIONAL 50 MW (¹)		STIG/GAS. 50 MW (²)	
Custo de Construção (US\$/kW)	2400		1900	
Custo de O&M (US\$/kW/ano)	38		38	
Custo do Combustível:				
Consumo específico (kg/kWh)	1,5		-	
100% de carga				
Teor de umidade da madeira (%)	50		50	
PCS (kcal/kg)	3300		3300	
Custo do combustível (US\$/MWh)	50		45	
	-----		-----	
Taxa anual de desconto (%)	10	15	10	15

Custo unitário de geração (US\$/MWh)	90	108	76	90

(¹) Operando na base; fator de capacidade 70%; vida útil de 25 anos

(²) Operando na base; fator de capacidade 70%; vida útil de 25 anos; rendimento 32,5%

Fontes: (TRINKENREICH & CASTRO, 1990; BAJAY et alii, 1991)

Esse potencial estaria disponível somente durante a safra, um período de 6 meses, que coincide com o período de estiagem no país, o que torna esta opção bastante atraente sob o ponto de vista da complementação térmica.

Estudos técnico-econômicos do aproveitamento do excedente do bagaço de cana têm sido realizados, considerando tanto as tecnologias convencionais, com vários níveis de pressão, como os ciclos com gaseificação do bagaço para utilização em turbinas a gás, juntamente com o gás de vinhaça (TRINKENREICH & CASTRO, 1990, p. 37).

Nestes estudos, vale a pena notar que o preço do excedente de bagaço varia de acordo com a localização da usina, podendo ser zero, quando o bagaço é simplesmente queimado, por falta de mercado e anti-economicidade do transporte a distâncias maiores que 60 km da usina, ou, estando a usina próxima a um mercado com demanda suficiente, o preço da tonelada do bagaço pode chegar a 75% do preço da tonelada da cana de açúcar, ou seja, algo como 8 US\$/ton.

A tabela 5.11 apresenta os custos de referência para duas instalações de 7 MW, uma gerando vapor a 21 kgf/cm² e a outra a 62 kgf/cm², supondo, também, que o preço do bagaço de cana assume os valores extremos de sua faixa de variação no mercado.

5.3.6 Potencial termonuclear

O custo de geração núcleo-elétrica utilizado nos estudos de planejamento do setor elétrico brasileiro está baseado em referências internacionais, uma vez que não existe uma experiência nuclear nacional apropriada para a

TABELA 5.11

USINAS TERMOELÉTRICAS A BAGAÇO DE CANA
CUSTOS DE GERAÇÃO DE REFERENCIA
(US\$ - Jun./90) (1)

Pressão do vapor (kgf/cm ²)	21	62		
Rendimento (%)	12	17		
Custo de investimento (US\$/kW)	380	850		
JDC (US\$/kW)	0	0		
Custo de O&M (US\$/kW/ano)	19	42,5		
Custo do combustível:				
Poder calorífico (kcal/kg)	1780	1780		
Preço do bagaço (US\$/ton)	0	8	0	8
Custo do comb. (US\$/MWh)	0	32,8	0	32,8
Taxa anual de desconto (%)	10	15	10	15
Custo unitário de geração (US\$/MWh)	15,6	52,8	35	68,8

(1) Supondo um fator de capacidade de 45% em uma vida útil 25 ano.

Fonte: (BAJAY et alii, 1991)

montagem de uma base de dados de referência, pois as centrais nucleares construídas ou em construção em Angra dos Reis extrapolaram em muito os padrões internacionais de custo e tempo de construção.

Isto impõe várias dificuldades, a principal delas relativa ao fato de que, quando da elaboração do "Plano

2010" se realizou uma análise profunda das várias experiências de programas nucleares desenvolvidos em outros países, observando-se, a nível internacional, um grande espectro de variação dos custos de geração. Além do mais, em alguns países de porte, como nos Estados Unidos, a energia nuclear passava por uma crise estrutural sem precedentes.

Em seus estudos de planejamento, a ELETROBRAS considera como referência, plantas de grande porte, de 1000 a 1300 MWe, operando na base, fora, portanto, da regra de complementação térmica.

A tabela 5.12 resume os principais dados atualmente utilizados pela ELETROBRAS para os estudos de competitividade da energia nuclear. Estes dados constituem atualizações monetárias dos dados quantitativos apresentados no "Plano 2010".

A CESP, com um custo de instalação de 3440 US\$/kW, incluindo JDCs, um custo de combustível de 8,6 US\$/MWh e $FC = FCM = 65\%$, obteve, recentemente, um custo unitário de geração de 82,35 US\$/MWh para este tipo de central (BAJAY et alii, 1971).

5.3.7 Opções para geração elétrica no Brasil - quadro comparativo dos custos finais de geração

A tabela 5.13 apresenta, de uma forma condensada, as faixas de incerteza dos custos unitários de geração dos principais recursos energéticos disponíveis para geração de energia elétrica no Brasil. Considera-se, para tanto, não somente os dados apresentados nas tabelas 5.1 a 5.12, mas também os dados utilizados pela CESP, mencionados no texto.

TABELA 5.12

GERAÇÃO TERMONUCLEAR
(Dados de Referência)
(US\$ - Jun./90)

Reservas de Urânio (10 ³ ton. de U ₃ O ₈)	301,5
Medidas e Indicadas	182
Inferidas	109
Reserva Recuperável	120,1
Parâmetros de Processamento da Reserva Recuperável:	
Perdas na Conversão	0,5 %
Perdas na Fabricação	1,0 %
Rejeito do Enriquecimento	0,3 %
Capacidade Instalável ⁽¹⁾	26000 MW

CUSTOS DE REFERENCIA
CENTRAIS NUCLEARES DE GRANDE PORTE ⁽²⁾

Custo de Investimento (US\$/kW)	1660
Custo de O&M (US\$/kW/ano)	44
Custo do Combustível (US\$/MWh)	9,5
Taxa anual de desconto (%)	10 15
JDC (US\$/kW)	712 975
Custo unitário de geração (US\$/MWh):	59 84

(¹) Sem considerar a reciclagem do urânio e o plutônio.

(²) Unidade de referência de 1245 a 1300 MW, do tipo PWR; vida útil de 25 anos; fator de capacidade médio de 70%.

Fontes: (TRINEPNEICH & CASTRO, 1990; BAJAY et alii, 1991)

TABELA 5.13

CUSTO UNITARIO DE GERAÇÃO DAS PRINCIPAIS FONTES DE GERAÇÃO
QUADRO SINTÉTICO DAS FAIXAS DE INCERTEZA
(US\$ - Jun./90)

FONTE	FAIXAS DE INCERTEZA DOS CUSTOS (US\$/MWh)			
	TX DE DESC. 10%aa		TX DE DESC. 15%aa	
Hidroeletricidade médio e grande porte ⁽¹⁾	17	- 69	25,3	- 102,7
PCHs	32	- 85,3	45	- 121
Carvão ⁽²⁾	45	- 66,1	61	- 88,5
Gás Natural	27	- 77,4	31	- 88,4
óleo Combustível	48,9	- 73	57,2	- 85,5
RASF	45,8	- 50	62,8	- 67,2
Diesel	81,9	- 96,1	85,1	- 99,4
Biomassa Florestal	76	- 90	90	- 107,7
Bagago de Cana	15,6	- 35	52,8	- 68,6
Nuclear	59	- 82,4	84	- 109,5

(¹) Custos de geração dos aproveitamentos disponíveis após o horizonte decenal, incluindo os investimentos associados em transmissão para a ligação ao coletor de cada região.

(²) Supondo uso tanto de tecnologia convencional, com fator de capacidade máximo de 70%, como o uso de outras tecnologias em desenvolvimento

Fonte: (BAJAY et alii, 1991)

5.4 Estudos recentes sobre a competitividade de usinas nucleares a nível internacional

Como foi observado no item 5.3.6, a ELETROBRAS, no "Plano 2010", avaliou o dimensionamento e os custos de referência da opção termonuclear no Brasil, tendo como base a experiência internacional na construção de usinas nucleares.

A partir do "Plano 2010", os dados quantitativos têm sido atualizados monetariamente, sendo mantidos, entretanto, os resultados qualitativos expressos naquele Plano, o qual continua sendo a base de análise da energia nuclear para o setor elétrico.

Os estudos efetuados no âmbito do "Plano 2010" refletiam perfeitamente o estado de indefinição da energia nuclear no mundo, insistindo, inclusive, no fato de existir uma grande disparidade nos dados apresentados pelos principais países desenvolvidos que implantaram programas nucleares de grande porte.

Os dados apresentados pela CESP no item 5.3.6, por exemplo, se alinham perfeitamente aos piores números existentes na história nuclear norte-americana, quando, na primeira metade da década de 80, a energia nuclear viveu os seus momentos de maior crise e reatores, cujas obras se arrastavam por anos, foram comissionados com um custo de investimento que superava os 3000 US\$/kW.

Neste trabalho, entretanto, assume-se que a mera atualização monetária dos dados quantitativos levantados pelo "Plano 2010" não reflete o ponto de inflexão vivido

pela energia nuclear, principalmente nos Estados Unidos, na segunda metade dos anos 80. Portanto, procurou-se incorporar outros estudos que trouxessem uma avaliação mais atualizada do comportamento econômico da energia nuclear a nível mundial.

Estudos mais recentes sobre a competitividade da energia nuclear nos principais países da OCDE já não mostram uma situação tão desvantajosa para esse energético. Pelo contrário, a introdução de reatores nucleares de tecnologia avançada, aliado a um ambiente de licenciamento mais estável, parecem ter recuperado a competitividade da energia nuclear frente às demais alternativas de geração termoeleétrica.

Nos Estados Unidos, como foi visto no capítulo um, a atuação integrada das empresas de energia elétrica, empresas produtoras de centrais nucleares e diversos órgãos do governo fez com que se recuperasse o controle dos custos e do tempo de construção das plantas.

Para considerar essas novas tendências, esse trabalho apresenta os resultados de dois estudos recentes, efetuados em países da OCDE, procurando, principalmente, definir novos elementos qualitativos que possam servir de parâmetro para a energia nuclear até, pelo menos, o ano 2000.

Esses estudos adotam a abordagem simplificada de comparação econômica direta entre as várias alternativas de geração de eletricidade, principalmente voltadas para o atendimento às cargas de base.

Mesmo considerando as limitações intrínsecas deste tipo de estudo, deles se pode extrair comparações que, apesar de tudo, tem ainda um papel bastante importante para

a melhor compreensão da competitividade global de um dado energético.

5.4.1 O estudo de avaliação econômica dos sistemas de geração elétrica elaborado pela USCEA

O relatório "*Advanced Design Nuclear Energy Plants: competitive, economical electricity*" foi elaborado pela USCEA, para a análise dos custos de geração elétrica projetados para quatro tipos de energéticos: reatores nucleares com características avançadas, usinas a carvão, usinas a gás natural e usinas a óleo combustível disponíveis para serem comissionados até o ano 2000 nos Estados Unidos (USCEA, 1991).

No estudo da USCEA, assume-se os parâmetros operacionais descritos na tabela 5.14 e as condições econômicas estabelecidas na tabela 5.15. Como resultado, a tabela 5.16 mostra que, até o ano 2000, a energia nuclear deverá ser novamente a alternativa termoelétrica mais econômica.

Observe-se que os valores obtidos contrastam com os mais de 3000 US\$/kWe incorridos na construção dos reatores nucleares norte-americanos nas décadas de 70 e 80. Na verdade, essa mudança reflete, em primeiro lugar, o novo cenário macroeconômico dos Estados Unidos previsto para a década de 90, com taxas de inflação e de juros menores.

Em segundo lugar, as alterações nos procedimentos de licenciamento devem garantir aos reatores nucleares maior estabilidade e clareza, permitindo que os novos projetos, padronizados e com tecnologias avançadas, possam ser pré

TABELA 5.14

DESCRIÇÃO TÉCNICA (1)

	NUCLEAR	CARVÃO	GÁS NATURAL	ÓLEO
TIPO DE PROJETO	Avançado	Pulveri- -zado	Ciclo Combi- -nado	Vapor
CAPACIDADE DE REFERENCIA (MW) (2)	1200	1000	1000	1000
TAXA TÉRMICA (Btu/kWh)	10200	9700	8000	9300
FATOR DE CAPAC. (%) (3)	75	75	75	75
TEMPO DE CONSTRUÇÃO (anos)	5 (4)	4	2	4

(1) Plantas operando na base; 30 anos de vida útil.

(2) No caso nuclear, uma unidade de 1200 MW (ALWR); no caso das plantas a carvão e a óleo, 2 unidades de 500 MW; no caso do gás natural, 5 unidades de 200 MW.

(3) Um maior grau de automação, procedimentos de manutenção mais simples e uma melhor utilização do combustível deverá fazer com que as novas plantas tenham um fator de capacidade maior.

(4) Número comum na França e Japão, sendo possível realizá-lo em um ambiente de grande padronização, pré-aprovação dos projetos e licenciamento simplificado.

Fonte: (USCEA, 1971)

TABELA 5.15

ASPECTOS ECONÔMICOS E FINANCEIROS (1)
(US\$ - 1990)

	NUCLEAR	CARVÃO	GAS NATURAL	ÓLEO
Custo de Const. (US\$/kW) (2)	1400	1220	520	770
JDC (US\$/kW) (3)	190	130	25	80
Custo do comb. (4) (cents/milhão Btu)	70	150	250	280
Taxa de cresc. anual do custo comb.	0,0%	1,0%	4,0%	4,0%
Custo de O&M (5)				
- Custos Fixos (US\$/kW/ano)	63,5	22,5	3,9	2,0
- Custos Variav. (mills/kWh)	1,1	5,0	3,9	4,8
Custo de Geração (US\$/MWh)	43	48	61	81

(1) Sem considerar possíveis efeitos inflacionários futuros. Considera-se a formação de um fundo para o descomissionamento final da planta (US\$200 milhões para a planta nuclear e US\$25 milhões para a planta a carvão).

(2) Estimado pelo EPRI Technical Assessment Guide - 1989; com relação ao óleo, as estimativas são do EPRI Technical Assessment Guide - 1982. No caso nuclear, incorpora-se também um encargo anual da planta de 0,5%aa do custo de capital final (incluindo JDC), para a formação de um fundo para substituição parcial de equipamentos nucleares ou modificações de projeto que se mostrem necessárias após o início da operação.

(3) Assume-se juros reais de 6,5% aa.

(4) Inclui uma parcela de 0,1 cents/KWh para a formação de um fundo para o tratamento final dos rejeitos nucleares

(5) No caso das plantas a carvão, assume-se a necessidade de remoção de 90% do enxofre gerado; projetos nucleares mais avançados deverão apresentar O&M mais simples e menos custosas.

Fonte: (USCEA, 1991)

TABELA 5.16

CUSTO DA ELETRICIDADE GERADA PARA PLANTAS
COM INICIO DE OPERAÇÃO NO ANO 2000
(em cents de 1990 / kWh)

NUCLEAR	4,3
CARVÃO	4,8
GÁS NATURAL	6,1
ÓLEO	8,1

Fonte: (USCEA, 1991)

-aprovados antes mesmo do início da construção e imobilização de capital.

Adicionam-se, as maiores restrições ambientais às quais estarão sujeitas as plantas que queimam combustíveis fósseis, as dúvidas com relação ao preço e a disponibilidade desses combustíveis e a perda de eficiência de velhas unidades a óleo e a carvão.

Tudo isto mostra que existem condições para que, até o final da década de 90, possa haver uma retomada do apoio popular e político à construção de novos reatores nucleares nos Estados Unidos.

5.4.2 O estudo de avaliação econômica dos sistemas de geração elétrica elaborado pela OCDE/NEA

Um estudo de maior fôlego foi elaborado pela *Nuclear Energy Agency* - NEA, órgão consultor da OCDE para questões de energia nuclear. Esse estudo fez uma revisão dos custos de geração de eletricidade previstos para as opções energéticas disponíveis para operar no atendimento de cargas de base, para plantas que venham a ser comissionadas entre 1995 e 2000.

Os dados apresentados nas tabelas 5.17 a 5.24 cobrem 17 países membros da OCDE e 5 países não-membros, inclusive o Brasil, os quais representam um quadro representativo dos países do Terceiro Mundo.

Além do mais, o estudo cobre detalhadamente as opções tradicionalmente utilizadas no atendimento de cargas de base, quais sejam, as plantas nucleares e a carvão, porém, considera também que, para a década de 90, deverá existir uma faixa maior de opções técnicas disponíveis às concessionárias de eletricidade. Em particular, analisa-se com maior detalhe a possibilidade de plantas a gás natural operando em ciclo combinado.

A tabela 5.17 apresenta as principais características técnicas levados em conta pela NEA para o estudo em países membros da OCDE, enquanto a tabela 5.18 apresenta os principais parâmetros adotados para o estudo nos países não-membros.

As tabelas 5.19 e 5.20 fornecem as estimativas de custo de investimento em usinas nucleares nos países estudados, respectivamente para os países membros da OCDE e para os países não-membros.

TABELA 5.17

VALORES DE REFERENCIA

PAISES MEMBROS DA OCDE

Vida Útil de 30 anos Taxa de Retorno Anual de 5%aa.

Fator de Capacidade Médio de 75% (considerando os primeiros anos de operação, obtém-se um FCM = 72,4%)

Plantas utilizando tecnologia convencional

Custos de P&D efetuados por outros setores governamentais não são considerados, porém, as despesas com P&D efetuadas pelas próprias concessionárias são incorporadas aos seus custos de geração.

Custos calculados no barramento de geração, não considerando, portanto, os custos de transmissão e distribuição.

Fonte: (OCDE/NEA, 1989)

TABELA 5.18

VALORES DE REFERENCIA
PAISES NAO-MEMBROS DA OCDE

PAIS	TAXA DE DESCONTO (%)	TEMPO DE CONSTRUÇÃO (anos)	VIDA UTIL (anos)	FATOR DE CAPACIDADE (%)
Brasil	10	Nuclear = 8 Carvão = 5	25	Nuclear = 70 Carvão = 60
China	10	Nuclear = 7 Carvão = 5	25	Nuclear = 70 Carvão = 70
Coréia	9,5	Nuclear = 6 Carvão = 5	25	Nuclear = 70 Carvão = 70
India	4,7	Nuclear = 8 Carvão = 5	25	Nuclear = 70 Carvão = 70
Indonésia	10	Nuclear = 6 Carvão = 5	30	Nuclear=73,1/80 ¹ Carvão = 81

(¹) Respectivamente para PWR e PHWR

Fonte: (OCDE/NEA, 1989)

TABELA 5.19

CUSTO DE INVESTIMENTO EM USINAS NUCLEARES (1)
(US\$/kWe - JAN/1987)

PAISES DA OCDE						
PAIS	TIPO DE PLANTA DE REFERENCIA	Custo de Const.	JDC	Subst. Parcial Equip.	Custo Capital Total	Provisão para Descomis
Alemanha	PWR/1x1256	1879	275	Incl.	2154	35
Bélgica	PWR/1x1390	1327	211	5	1543	29
Canadá						
-Centro	CANDU/4x881	1138 ²	169	5	1312	12
-Leste	CANDU/1x456	1366 ²	173	Incl.	1539	8
Espanha	PWR/1x950	2060	374	46	2480	61
EUA(Midwest)	PWR/1x1144	1406 ³	296 ³	Incl.	1662	100 ⁴
Finlândia	PWR/1x1000	1387	217	10	1615	28
França	PWR/2x1370	1093	171	Incl.	1264	34
Holanda	PWR/1x1300	1414	219	Incl.	1633	62
Inglaterra	PWR/1x1175	1828	420	Incl.	2248	28
Itália	PWR/2x945	1925	378	Incl.	2303	44
Japão	LWR/4x1100 ⁵	1773	252	Incl.	2025	38

(1) Investimento em usinas nucleares, segundo a referência técnica de cada país.

(2) Inclui o inventário de água pesada

(3) US\$/meados de 1987

(4) 100 US\$/KW não estão descontados, representando os gastos reais em US\$/1986 para o desmantelamento de uma usina nuclear.

(5) Potência elétrica bruta

Fonte: (OCDE/NEA, 1987)

TABELA 5.20

CUSTO DE INVESTIMENTO EM USINAS NUCLEARES(1)
(US\$/kWe - JAN/1987)

PAISES NAO MEMBROS DA OCDE						
PAIS	TIPO DE PLANTA DE REFERENCIA	Custo de Const.	JDC	Subst. Parcial Equip.	Custo Capital Total(2)	Provisão para Descomis
Brasil	PWR/1x1245	n.d.	n.d.	n.d.	2035	n.d.
China	PWR/1x238	n.d.	n.d.	n.d.	1705	n.d.
	PWR/2x950	n.d.	n.d.	n.d.	1589	n.d.
Coréia	PWR/2x940	n.d.	n.d.	n.d.	1706	n.d.
India	PHWR/2x210	n.d.	n.d.	n.d.	1368	n.d.
	PHWR/2x450	n.d.	n.d.	n.d.	1395	n.d.
Indonésia	PWR/2x938	n.d.	n.d.	n.d.	1647	n.d.
	PHWR/2x750	n.d.	n.d.	n.d.	1887	n.d.
Turquia	PWR/1x1066	1850	347	Incl.	2197	n.d.

(1) Investimento em usinas nucleares, segundo a referência técnica de cada país.

(2) Custo de construção mais JDC, calculado conforme a taxa de desconto específica de cada país.

Fonte: (OCDE/NEA, 1989)

Por outro lado, as tabelas 5.21, 5.22 e 5.23 apresentam os custos de geração projetados para cada país, considerando os parâmetros das tabelas 5.17 e 5.18, respectivamente. Na prática, as tabelas 5.22 e 5.23 permitem uma análise de sensibilidade dos custos de geração frente a mudanças na taxa de retorno.

É interessante observar que também no estudo da NEA, admite-se que as novas plantas nucleares, mesmo utilizando tecnologia convencional, deverão operar com desempenho superior às experiências vivenciadas em passado recente. Desta forma, adota-se um fator de capacidade médio de 72,4% como um número de referência.

O estudo dedica bastante atenção a análises de sensibilidade para verificar o comportamento da economicidade relativa da energia nuclear perante mudanças nas taxas de desconto e na previsão do comportamento dos preços internacionais do carvão energético.

Assim, além das tabelas 5.22 e 5.23, que permitem analisar a sensibilidade do custo total de geração frente a variações na taxa de retorno em países do Terceiro Mundo, a tabela 5.24 resume os resultados dos diversos exercícios de sensibilidade executados para os países membros da OCDE.

O que se observa é que, no caso de referência, a energia nuclear perde para as plantas a carvão apenas na Espanha, Holanda e em regiões dos Estados Unidos ou Canadá próximas a minas de carvão de baixo custo. Entretanto, esta vantagem da energia nuclear não tem a magnitude que se esperava no início dos anos 70 (OCDE/NEA, 1989, p. 31)

TABELA 5.21

CUSTO TOTAL DE GERAÇÃO - CASO DE REFERENCIA
PAISES MEMBROS DA OCDE
(US\$/MWh - JAN/1987)

PAIS	NUCLEAR				CARVÃO				RELAÇÃO CARVÃO/ NUCLEAR
	Inv.	O&M	Comb	Tot.	Inv.	O&M	Comb	Tot.	
Alemanha									
-Carv.Imp.	21,4	7,4	11,1	39,9	10,1	8,5	25,3	43,9	1,10
-Carv.Nac.	21,4	7,4	11,1	39,9	10,1	8,5	38,1	56,7	1,42
Austrália	-	-	-	-	10,5	2,1	7,0	19,6	-
Bélgica	15,6	5,6	8,1	29,1	13,9 ¹	9,2	29,1	52,2	1,79
Canadá									
-Central	13,2	2,4	4,0	19,6	8,2	1,9	15,9	26,0	1,33
-L-n/L-c	15,4	7,4	3,1	26,2	9,1	3,7	15,1	27,9	1,06
-L-n/O-c	15,4	7,4	3,1	26,2	10,3	3,3	7,9	21,5	0,82
Dinamarca ²	-	-	-	-	6,9	5,6	25,2	37,7	-
Espanha ³	25,4	8,7	8,5	42,6	12,5	6,0	22,8	41,3	0,97
EUA ⁴									
-Meioeste	21,7	11,4	5,6	38,7	15,0	6,0	14,4	35,4	0,91
-Oeste	21,4	11,4	5,6	38,4	15,1	4,1	11,9	31,1	0,81
-Leste	21,7	11,4	5,6	38,7	16,3	4,7	20,5	41,5	1,07
Finlândia	16,4	4,6	6,5	27,5	9,4	6,3	17,3	33,0	1,20
França	12,9	5,4	9,1	27,4	11,3	4,8	23,5	39,6	1,45
Grécia	-	-	-	-	11,0	1,6	21,5	34,2	-
Holanda	17,6	6,4	10,6	34,6	9,7	4,0	19,1	32,8	0,95
Inglaterra	22,6 ⁵	6,6	6,6	35,8	13,1	6,9	18,1	38,1	1,06
Itália ⁶	23,4	6,3	10,7	40,4	12,7	6,9	23,5	43,1	1,07
Japão	21,4	8,7	13,2	43,3	18,0	13,3	24,4	55,7	1,28
Portugal	-	-	-	-	11,1	5,7	25,9	42,7	-
Suécia	-	-	-	-	12,6	8,4	25,0	46,0	-

(¹) Assume-se que os equipamentos de controle de emissão tenham vida útil de 10 anos

(²) Planta de 1x600 MW

(³) Dados referentes ao carvão importado

(⁴) Os custos de O&M englobam os custos de descomissionamento

(⁵) Os investimentos englobam os custos de descomissionamento

(⁶) Assume-se apenas a estimativa mais baixa para os preços do carvão

Fonte: (OCDE/NIA, 1986)

TABELA 5.22

CUSTO TOTAL DE GERAÇÃO - PARAMETROS DE REFERENCIA (1)

PAISES NAO-MEMBROS DA OCDE

(US\$/MWh - JAN/1987)

PAIS	NUCLEAR				CARVÃO				RELAÇÃO CARVÃO/ NUCLEAR
	Inv.	O&M	Comb	Tot.	Inv.	O&M	Comb	Tot.	
Brasil									
-Candiota	17,0	5,9	8,1	31,0	13,7	3,3	10,9	27,9	0,90
-Outros	17,0	5,9	8,1	31,0	12,5	3,3	20,5	36,4	1,17
China	13,2	4,9	4,6	22,9	6,2	2,7	20,8	29,7	1,30
Coréia	15,5	5,1	7,3	28,2	11,0	5,8	17,0	33,8	1,20
India									
- Bihar	15,0	7,7	10,6	33,3	9,2	1,4	22,8	33,4	1,00
- Outros	14,8	8,0	9,9	32,8	9,2	1,4	36,0	46,6	1,42
Indonésia	17,0	5,4	7,4	29,9	10,7	3,4	21,7	35,8	1,20
Turquia	22,5	3,7	6,0	32,2	11,6	2,8	19,4	33,8	1,05

(1) Taxa de desconto de 5% ao. e vida útil de 30 anos

Fonte: (OCDE/NEA, 1989)

TABELA 5.23

CUSTO TOTAL DE GERAÇÃO - PARAMETROS ALTERNATIVOS (1)

PAISES NAO-MEMBROS DA OCDE

(US\$/MWh - JAN/1987)

PAIS	NUCLEAR				CARVÃO				RELAÇÃO CARVÃO/ NUCLEAR
	Inv.	O&M	Comb.	Tot.	Inv.	O&M	Comb.	Tot.	
Brasil									
-Candiota	33,2	6,0	8,6	47,8	24,9	3,4	10,9	39,1	0,82
-Outros	33,2	6,0	8,6	47,8	22,8	3,4	20,5	46,6	0,98
China	25,9	5,0	5,1	36,0	11,1	2,8	19,7	33,5	0,93
Coréia	29,8	5,4	8,0	43,2	20,0	6,7	17,0	43,7	1,01
India									
- Bihar	28,6	7,9	9,6	46,3	16,5	1,5	20,8	38,8	0,84
- Outros	28,6	8,2	9,7	47,0	16,5	1,5	32,9	50,9	1,08
Indonésia	31,3	5,5	7,7	44,8	18,9	3,4	21,1	43,4	0,97
Turquia	44,5	4,2	7,4	56,1	22,0	3,0	19,4	44,4	0,79

(1) Taxa de desconto de 10% aa. e vida útil de 30 anos

Fonte: (OCDE/NEA, 1989)

Como mostra a tabela 5.24, entretanto, variações nas previsões sobre o comportamento futuro dos preços do carvão e variações na taxa de retorno utilizada nos estudos de planejamento pode alterar completamente a economicidade relativa da energia nuclear, fazendo com que a opção carvão possa tornar-se a mais barata na maioria dos países.

Por outro lado, o estudo da NEA também conclui que outras variáveis, sobre as quais existe igualmente um grande grau de incerteza quanto ao seu comportamento futuro, como é o caso do custo de descomissionamento das usinas, as possíveis variações nos custos de O&M e as variações nos custos das várias etapas do ciclo do combustível nuclear, têm todas pouco efeito sobre o custo de geração total das plantas.

Vale notar, também, que o estudo da NEA ressalta o fato de que os custos da energia nuclear nos principais países da OCDE continuam a apresentar uma faixa de variação muito grande entre os vários países membros. Contudo, esta faixa de variação foi bastante reduzida quando comparada com aquelas existentes em estudos anteriores (OCDE/NEA, 1989, p. 26).

Esta diminuição está relacionada, basicamente, com os menores custos esperados para a energia nuclear nos Estados Unidos e, por outro lado, com o aumento dos custos de investimento no Japão e nos países europeus, advindo, principalmente, da valorização do dólar a partir de 1985 (OCDE/NEA, 1989, p. 26).

Finalmente, no que se refere especificamente aos países do Terceiro Mundo analisados, observa-se que, supondo os parâmetros do caso de referência, a energia nuclear apenas perderia para o carvão em regiões isoladas próximas às minas mais baratas. No Brasil, isto aconteceria na região Sul do país.

TABELA 5.24

SENSIBILIDADE DA RELAÇÃO DE CUSTOS DE GERAÇÃO CARVÃO/NUCLEAR
FRENTE A VARIAÇÕES NOS PARAMETROS

PAIS	RELAÇÃO CARVÃO/NUCLEAR			
	CASO 1 (1)	CASO 2 (2)	CASO 3 (3)	CASO 4 (4)
Alemanha			0,99	0,83
-Carv.Imp.	1,10	0,88		
-Carv.Nac.	1,42	1,13		
Bélgica	1,79	1,42	1,53	1,25
Canadá			1,88	0,98
-Central	1,33	1,06		
-L-n/L-c	1,06	0,90		
-L-n/O-c	0,82	0,76		
Espanha	0,97	0,77	0,85	0,69
EUA			-	-
-Meioeste	0,91	0,84		
-Oeste	0,81	-		
-Leste	1,07	-		
Finlândia	1,20	0,98	1,35	1,07
França	1,45	1,22	1,31	1,13
Holanda	0,95	0,80	0,93	0,79
Inglaterra	1,06	0,85	1,09	0,86
Itália	1,07	0,86	1,06	0,85
Japão	1,28	1,11	1,19	1,04

(1) Taxa de desconto de 5% aa.; vida útil de 30 anos; preço do carvão conforme previsões das próprias concessionárias - preço médio para o ano 2005 de US\$60/ton (para 26 GJ/ton), com as devidas correções segundo os custos de transporte de cada país.

(2) Taxa de desconto de 10% aa.; vida útil de 30 anos; preço do carvão análogo ao item (1).

(3) Taxa de desconto de 5% aa.; vida útil de 30 anos; preço do carvão conforme proposto pela "Coal Industry Advisory Board - IAE", preço mínimo para o ano 2000 US\$42/ton (para 26 GJ/ton), com as devidas correções, segundo os custos de transporte de cada país.

(4) Taxa de desconto de 10% aa.; vida útil de 30 anos; preço do carvão análogo ao item (3)

Fonte: (OCDE/NEA, 1989)

Entretanto, dos seis países aqui considerados, apenas a Coreia conseguiu fazer com que as suas usinas nucleares atingissem um fator de capacidade médio durante a vida útil maior do que 70%. Por outro lado, o uso de uma taxa de retorno de apenas 5% aa. não reflete a escassez de recursos vivida pela maioria desses países.

Como mostram as tabelas 5.22 e 5.23, uma taxa de desconto de 10% aa. aumenta significativamente a vantagem relativa das plantas a carvão com relação às nucleares. Analogamente, o uso de um fator de capacidade médio menor, por exemplo, 65%, também faz com que as plantas a carvão consigam operar com custos menores.

5.4.3 Outros aspectos a serem considerados nos estudos internacionais

A apresentação destes estudos internacionais não visa conclusões no estabelecimento de uma nova base de custo para a energia nuclear no Brasil; pretende, porém, motivar a necessidade de se elaborar novos estudos com a profundidade daqueles realizados quando da elaboração do "Plano 2010", a fim de que se consiga captar as novas tendências internacionais.

Fora o próprio comportamento dos custos de referência da energia nuclear, essas novas tendências internacionais apontam outros elementos muito significativos na determinação da competitividade relativa entre vários energéticos.

a. Uso de plantas a gás natural

O estudo da OCDE/NEA, por exemplo, reconhece que, até o final da década de 90, haverá um maior leque de opções energéticas disponíveis às companhias de eletricidade para a geração elétrica, em grande escala, no atendimento de cargas de base.

Dentre essas alternativas, o estudo fornece alguns dados adicionais sobre os custos de plantas a gás natural, operando em ciclo simples e/ou ciclo combinado. Esses dados, entretanto, não foram fornecidos por todos os países participantes do relatório; na verdade, somente cinco países forneceram os dados com o rigor necessário.

A tabela 5.25 apresenta os resultados relativos à base de custo de plantas a gás natural fornecidos por esses cinco países. Como destaca o relatório da NEA, a queda dos preços internacionais dos combustíveis fósseis e os grandes avanços tecnológicos, inclusive a nível de controle ambiental, faz com que as plantas a óleo combustível e a gás natural possam ser competitivas no horizonte que se estende até o ano 2000.

Em termos tecnológicos, o desenvolvimento da turbina a gás LM6000 representa um marco para o lançamento definitivo das turbinas a gás em plantas de geração de potência e/ou de cogeração.

A LM6000 é a turbina a gás de mais alta eficiência da *General Electric*, com uma potência de saída de 42 MW, podendo atingir uma eficiência térmica de 41% em ciclo simples. Além do mais, as suas pequenas dimensões e peso fazem possível o desenvolvimento de unidades extremamente compactas, pré-montadas e de rápida instalação através de construção modular.

TABELA 5.25

CUSTO TOTAL DE GERAÇÃO EM PLANTAS DE GAS NATURAL
CASO DE REFERENCIA
PAISES MEMBROS DA OCDE
(US\$/MWh - JAN/1987)

PAIS	TIPO DE PLANTA DE REFERENCIA	EFICIENCIA TERMICA (%)	GAS NATURAL			
			Inv.	O&M	Comb	Tot.
Canadá						
- TG ⁽¹⁾	100 MW	35,6	2,8	1,6	51,6	56,0
Dinamarca						
- C.Comb. ⁽²⁾	250 MW	52,0	6,3	4,1	37,7	48,1
Holanda						
- C.Comb.	250 MW	48,0	6,8	2,9	38,7	48,4
Itália						
- C.Comb.	317 MW	46,3	8,4	4,2	32,9 ⁽³⁾	45,5
Japão ⁽⁴⁾						
- TG	4x600 MW	40,0	14,0	9,1	47,6	70,7

(1) Turbina a gás em ciclo simples

(2) Turbina a gás em ciclo combinado

(3) Supondo um cenário de preços baixos para o gás natural

(4) Planta utilizando GNL

Fonte: (OCDE/NEA, 1989)

O uso de equipamentos de alta eficiência e a operação das plantas em ciclo combinado possibilita o atendimento de cargas de base. Com um sistema de queima suplementar é possível se gerar um adicional de potência para o atendimento de cargas de ponta.

Por outro lado, o conceito de unidades pré-montadas com instalação modular, faz com que os equipamentos cheguem em seus sítios finais completamente testados, prontos para a montagem final e a entrada em operação. Com isso reduz-se o tempo de construção da planta, gerando economias significativas.

b. A evolução dos mercados do combustível nuclear

Atualmente o mercado de urânio enriquecido encontra-se concentrado em cinco grandes produtores: USDoE, COGEMA/EURODIF, URENCO, TECHSNABEXPORT, da URSS, e JNFI/PNC, do Japão.

Para o ano 2000, a capacidade total de produção dos cinco é estimada em torno de 42 milhões SWU/ano, enquanto a demanda não deverá chegar a 35 SWU/ano, o que representará uma sobre oferta de 20% (PALEIT, 1989).

Os consumidores de urânio enriquecido no mercado internacional poderão contar, portanto, com um suprimento seguro no longo prazo, com a diversificação das fontes de suprimento, estabelecimento de contratos específicos com os produtores etc. A única fonte de risco prevista deverá ser de influência política entre as nações.

Os produtores, por seu lado, considerando os longos prazos para o "pay-back" dos investimentos, os altos custos para a manutenção da infra-estrutura produtiva e uma política adequada de P&D, a própria concorrência internacional etc, procuram estabelecer contratos de fornecimento de longo prazos.

Através do estabelecimento de contratos de longo prazo, os cinco produtores acima mencionados estabelecem as suas necessidades de investimento em expansão da capacidade produtiva.

Pelo aspecto tecnológico, todos os produtores têm dedicado atenção especial à tecnologia de enriquecimento a laser. Entretanto, essa é uma tecnologia que apenas no longo prazo deverá atingir a maturidade comercial. A URENCO, por exemplo, desenvolve importantes avanços em seu processo de centrifugação, que deverão se refletir em reduções de custo e aumento de competitividade em prazos muito menores.

Por outro lado, já na década de 80, foi consolidada comercialmente a tecnologia de enriquecimento do urânio reciclado, provindo tanto de reatores refrigerados a gás como de reatores refrigerados a água.

Um último elemento a ser considerado, refere-se ao componente político que envolve diretamente toda a indústria nuclear mundial. O fato de sempre existir a ameaça de usos não-pacíficos do urânio enriquecido, fará com que a energia nuclear continue a ser tratada como elemento estratégico, com regimes rigorosos de salvaguardas internacionais.

Entretanto, com o final da Guerra Fria e a derrocada dos países comunistas, não existem grandes tensões políticas que possam afetar dramaticamente o comportamento dos mercados de urânio enriquecido, levando os governos a

bloquearem as exportações de urânio por parte de seus fabricantes.

Pode-se concluir, portanto, que as expectativas de não elevação dos preços do urânio podem ser adequadas para os estudos de planejamento energético com horizonte que se estenda até o início do próximo século, mesmo que a década de 90 venha a assistir uma retomada no ritmo de construção de novas centrais nucleares e o relançamento de vários programas nucleares.

c. Análises de sensibilidade frente a mudanças nos parâmetros que influenciam a competitividade relativa das alternativas energéticas.

Os dois estudos internacionais expostos anteriormente apresentam grandes avanços metodológicos, pois ambos explicitam algumas variáveis de custo muito importantes, no que se refere à energia nuclear, mas que, normalmente, não são consideradas nos procedimentos de avaliação econômica.

Em primeiro lugar, é dada atenção muito especial aos efeitos advindos de variações na taxa de desconto utilizada nos cálculos dos custos de capital anualizados. O segundo elemento, consiste em se tratar de modo explícito os problemas referentes aos custos de descomissionamento das centrais.

O perfil de distribuição de fluxo de caixa de uma usina nuclear de grande porte faz com que esta seja competitiva com taxas médias de descontos. Uma taxa de desconto muito elevada faz com que o peso do custo de capital inicial tenha um impacto muito grande.

Por outro lado, uma taxa de desconto muito baixa faz com que a longa série de custos de gestão de resíduos e descomissionamento tenha um peso significativo (THOMAS, 1989)..

É fundamental que se defina uma metodologia adequada para descontar os custos de longuíssimo prazo de descomissionamento e gestão de rejeitos de reatores nucleares. Na verdade, a prática de descontar os custos futuros a uma taxa fixa se torna imprudente, pois não serão mais válidas várias das hipóteses básicas que sustentam a operação de desconto (THOMAS, 1989).

Além do mais, existe um segundo problema referente ao financiamento desses custos futuros. Existem, fundamentalmente, dois métodos de financiamento.

O primeiro visa constituir um fundo de amortização com um rendimento variável de acordo com o investimento e que se consolidaria para cobrir os custos futuros. Neste caso, os custos deverão ser pagos pelo próprio projeto, através da energia elétrica gerada, o que, na prática, representa um sobrecusto final de geração do projeto em questão.

Na outra forma de financiamento, os custos futuros poderiam ser cobertos através de receitas futuras que se gerariam não só pelo próprio projeto, mas por outros investimentos lucrativos que viessem a ser implantados.

Neste caso, é a geração de energia elétrica futura que deverá encarregar-se do pagamento desses custos e isto representa, na prática, um aumento dos custos marginais de expansão do sistema elétrico como um todo.

Fora a taxa de desconto, os estudos acima mencionados desenvolvem considerações importantes sobre a influência de

possíveis mudanças nos preços internacionais dos combustíveis fósseis e nos níveis esperados para os fatores de capacidade médios das plantas. Esta última variável tem ganho muito peso nas análises energéticas, uma vez que serve de "proxy" para a mensuração da qualidade de operação das plantas.

Um último elemento a ser considerado, é o reconhecimento de que as centrais termoeleétricas a serem comissionadas no futuro poderão adotar uma vida útil econômica de 30 anos, superior aos 25 anos tradicionalmente assumidos nos estudos realizados até 1986.

Pode-se acrescentar, inclusive, que existem esforços significativos de se ampliar ainda mais essa vida útil a partir de novas gerações de reatores, influenciando, portanto, a competitividade global das centrais térmicas de potência.

5.5 Competitividade de reatores de pequeno e médio porte - PCNs

Um outro aspecto a ser considerado é que os estudos da ELETROBRAS, e mesmo da CESP, mencionados anteriormente, não consideraram dentro do elenco de alternativas energéticas disponíveis a opção nuclear com base em PCNs.

Este trabalho tem mostrado, entretanto, que, do ponto de vista tecnológico, os projetos de PCNs descritos em capítulos anteriores, principalmente aqueles com conceitos evolucionários como o AP600 e o SBWR, mostram-se bastante viáveis para serem comissionados até o ano 2000. O próprio aproveitamento de tecnologias tradicionalmente comprovadas,

far com que esses projetos não venham necessitar de plantas de demonstração antes de estarem disponíveis comercialmente.

Desta forma, um importante ponto a ser analisado refere-se à eventual competitividade desses reatores frente aos grandes reatores nucleares de características avançadas, e, ao mesmo tempo, frente a outras alternativas energéticas disponíveis para a geração de eletricidade.

No que se refere às PCNs que adotam conceitos revolucionários, a análise sobre a sua competitividade é mais complexa, uma vez que serão necessárias plantas protótipos que possam fornecer a base de dados necessária para os estudos econômicos.

Para que se possa estudar a competitividade das PCNs, a análise deve equacionar bem algumas variáveis fundamentais, como a taxa de juros, a taxa de crescimento da demanda de energia elétrica a ser atendida, a composição do parque gerador e o fator de escala.

Atualmente, as economias de escala em reatores nucleares de grande porte são muito grandes. Os seus custos de capital, por kW, devem ser 50% inferiores aos custos de capital unitários de reatores de pequeno porte que utilizam a mesma tecnologia e os mesmos conceitos de segurança (BEHRENS, 1985).

Entretanto, vale a pena explorar alguns outros elementos referentes aos ganhos de escala a partir do acréscimo de potência das plantas. Em primeiro lugar, o aproveitamento indiscriminado de economias de escala pelo lado da maior capacidade das plantas reduz significativamente quaisquer efeitos relativos a possíveis economias de escala devidas ao maior número de usinas.

Uma segunda questão, de ordem metodológica, qual seja, não se pode analisar de forma linear os ganhos de escala em coisas tão diversas como uma planta de 300 MWe e uma outra de 1200 MWe. As técnicas econômicas tradicionalmente utilizadas para o estudo e a medida de possíveis economias de escala em um processo produtivo apenas permitem verificar como variam os custos dentro de uma faixa de 10 a 15% a partir de uma planta de referência. Fora dessa faixa, podem ocorrer saltos tecnológicos que impõem descontinuidades nas curvas de custo, que não podem ser contabilizadas através de simples relações de escala.

Quando se projeta uma PCN, vários componentes podem apresentar saltos tecnológicos. Por exemplo, a menor potência e a menor densidade energética do núcleo exigirão equipamentos e sistemas com especificações de classe de segurança muito menos sofisticadas.

Além do mais, muitos sistemas que, em plantas tradicionais, eram classificados como de segurança, exigindo, portanto, maior confiabilidade e redundância, nas PCNs não são mais necessários, ou deixam de ser classificados como de segurança, de forma que, em geral, consegue-se uma grande diminuição no número de componentes.

Uma outra metodologia deve ser formulada para o estudo do efeito de escala em PCNs. Em primeiro lugar, deve ser organizada uma base de dados para cadastrar as condições relativas ao estágio de maturidade técnica e de licenciamento dos vários projetos. Em seguida, deve ser definido um fator de escala composto, que permita descrever a influência de escala dos principais componentes e sistemas que compõem cada uma das plantas.

Nesta nova metodologia, uma outra questão importante deve ser considerada, qual seja, o comportamento histerético

das relações de escala. Basicamente, trata-se do fato que o processo de aprendizado nas áreas de projeto, construção, operação e segurança de reatores nucleares de grande porte gera conhecimentos e experiências tais que, ao se retornar a reatores de menor porte, estas refletirão custos unitários menores.

Aparentemente, existe uma contradição entre a necessidade de aproveitar o máximo possível as tecnologias já comprovadas em reatores de grande porte - reduzindo-se os riscos e custos com P&D - e a necessidade de gerar projetos com singularidades suficientes para compensar as economias de escala perdidas.

Na verdade, mesmo tomando os grandes reatores como base tecnológica, deve-se pensar em uma PCN como algo significativamente diferente destes, isto é, uma PCN não é um mero "scaled down" das grandes centrais nucleares hoje existentes.

Algumas considerações não podem ser perdidas de vista: em primeiro lugar, não se deve pensar em uma boa solução de projeto para pequenos reatores tendo em vista um programa nuclear mais amplo, com a conseqüente extrapolação dessa solução a grandes reatores, pois este "scaled up" imporá limitações a várias possíveis melhorias específicas para PCNs.

Por outro lado, cortes de custo mais significativos não serão conseguidos por pequenas diminuições de custo sobre todos os componentes e sistemas. É necessário procurar eliminar alguns componentes e sistemas de peso, ainda que isto implique em aumentos de dimensões de outros equipamentos que apresentem um custo unitário menor.

Desta forma, feitas estas considerações, estima-se que os novos projetos de PCNs podem ser construídos com um custo por kW que não supere em 12% os custos esperados para as plantas de grande porte (BEHRENS, 1985).

Em recente estudo sobre a competitividade dos reatores de pequeno porte do tipo SIR, frente à alternativa de utilizar-se PWRs convencionais de 1175 MWe, foi estimado que o custo unitário de capital para uma única unidade SIR, a ser construída na Inglaterra, não deveria ser superior a 10% ao correspondente custo unitário de capital esperado para a alternativa de grande porte (HAYNS & SHEPHERD, 1991).

Conforme apresentado no capítulo três, o SIR utiliza intensamente o conceito de modularidade, sendo proposta a instalação de várias unidades em um mesmo sítio. Isto faz com que se progrida mais rapidamente sobre as curvas de aprendizado, levando a rápidas otimizações econômicas.

Em termos de planejamento, é muito difícil fazer uma previsão do impacto de cada um desses elementos no custo final das centrais. É verdade que existem fortes indicações de que os custos unitários de capital das PCNs poderão estar próximos dos valores esperados para os grandes reatores. Entretanto, é necessário comprovar o quanto essas vantagens poderão compensar os indubitáveis ganhos de escala dos grandes projetos.

Fora as questões de escala econômica, um outro aspecto a ser considerado refere-se aos níveis de desempenho operacional das PCNs frente à alternativa de grande porte. As tabelas 5.26, 5.27 e 5.28 fornecem alguns dados sobre a experiência conhecida com relação ao desempenho de reatores nucleares.

TABELA 5.26

CENTRAIS NUCLEARES QUE OPERARAM COM MAIOR
FATOR DE CAPACIDADE NO ANO DE 1990

NOME DO REATOR	PAIS	TIPO	FATOR DE CAPACIDADE
> 1000 MWe			
Diablo Canyon 1	USA	PWR	92
Emsland	Alemanha	PWR	92
La Salle 1	USA	BWR	90,9
Neckar II	Alemanha	PWR	90,1
Fukushima II 1	Japão	BWR	89,2
Waterford 3	USA	PWR	89,2
Tihange 3	Bélgica	PWR	88,4
Leibstadt	Suíça	PWR	87,6
Grohnde	Alemanha	PWR	87,6
K-Kariwa 5	Japão	BWR	85,9
De 600 a 1000 MWe			
Mihama 3	Japão	PWR	100
Almaraz 2	Espanha	PWR	97,4
Pt. Lepreau	Canadá	PHWR	95,9
Farley 1	USA	PWR	92,2
Hatch 2	USA	BWR	95
TVO 1	Finlândia	BWR	94,4
Oconee 3	USA	PWR	93,3
TVO 2	Finlândia	BWR	92,7
Takahama 3	Japão	PWR	92,3
Takahama 1	Japão	PWR	91,3
De 150 a 600 MWe			
Genkai 2	Japão	PWR	100
Ikata 2	Japão	PWR	100
Shimane 1	Japão	BWR	97,5
Monticello	USA	BWR	92,4
Paks 2	Hungria	PWR	90,3
Paks 3	Hungria	PWR	89,6
Paks 1	Hungria	PWR	89,6
Muehleberg	Suíça	BWR	88,0
Pickering 5	Canadá	PHWR	86,9
Beznau 2	Suíça	PWR	86,2

Fonte: (FIORENTINI, 1991)

TABELA 5.27

**PERCENTAGEM DE CAUSAS DE PERDAS NAS
PLANTAS NUCLEARES EM 1987/88**

PAIS	TIPO DE REATOR	REATOR ANO	FC (médio)	SAIDA (1) COMPLETA	PERDAS (2) OPERACIONAIS.
URSS	PWR 1000	17	65,0	30,3	4,5
URSS	PWR 440	22	77,9	16,4	5,2
EUA	PWR > 700	67	62,4	31,0	5,6
EUA	PWR < 700	12	85,3	11,6	- 0,1
Japão	PWR > 700	19	72,5	27,1	0,3
Japão	PWR < 700	12	76,6	22,9	0,5

(1) Perdas advindas principalmente por motivos de parada para recarga de combustível, manutenção e reparos gerais.

(2) Perdas advindas do fato de a planta não produzir à sua taxa máxima autorizada.

Fonte: (THOMAS, 1990)

TABELA 5.28

FREQUENCIA DE DESLIGAMENTO DAS PLANTAS EM 1987/88

PAIS	TIPO DE REATOR	REATOR ANO	FREQUENCIA TOTAL (1)	SAIDAS FORÇADAS
URSS	PWR 1000	17	11,30	8,68
URSS	PWR 440	22	3,86	2,13
EUA	PWR > 700	67	12,22	9,29
EUA	PWR < 700	12	4,43	2,70
Japão	PWR > 700	19	1,86	0,75
Japão	PWR < 700	12	1,14	0,15 (2)

(1) Paradas forçadas e planejadas

(2) Equivalente a uma parada forçada a cada 9 anos

Fonte: (THOMAS, 1990)

Na tabela 5.26, compara-se o desempenho das melhores centrais nucleares em operação no ano de 1990. As tabelas 5.27 e 5.28, por sua vez, comparam o agregado nuclear de três países com padrões tecnológicos distintos, mas todos com grande participação da energia nuclear, considerando, entretanto, apenas os reatores de tecnologia PWR, de modo a permitir a comparação de projetos com conceitos similares.

As tabelas 5.26 e 5.27 mostram que o desempenho dos grandes reatores é, invariavelmente, pior do que o das pequenas centrais, mesmo considerando que as FCNs referidas nessas tabelas adotam, ainda, as mesmas tecnologias tradicionais dos sistemas de grande porte.

O projeto, a construção e a operação de grandes centrais nucleares requer uma elevada qualificação técnica dos recursos humanos empregados, inclusive a nível de gerenciamento das plantas, de forma que somente algumas companhias de eletricidade se encontram preparadas para conquistar altos índices de desempenho para as suas grandes usinas nucleares.

A importância dos índices de indisponibilidade dos reatores apresentados na tabela 5.28 é óbvia. Quanto maior a disponibilidade de uma central, mais rápido será o retorno de seu capital. Além disso, se uma central sai do sistema, a energia por ela gerada deverá ser atendida por uma outra fonte mais custosa.

De uma forma não muito rigorosa, pode-se avaliar que uma melhora no índice de disponibilidade de uma central nuclear de 70% para 80% produz uma diminuição no custo de geração da ordem de 13% (HAYNS & SHEPHERD, 1991).

Assim, a partir dos elementos expostos, existem bons motivos para que sejam elaborados cenários otimistas quanto à competitividade das novas PCNs que se encontram em fase de desenvolvimento. O projeto AP600, por exemplo, encontra-se em fase adiantada de desenvolvimento; a base de custos fornecida pela Westinghouse confirma a competitividade do projeto, como mostra a tabela 5.29.

Os números desta tabela ratificam as expectativas de estudos anteriores elaborados pela AIEA. A figura 5.1, por exemplo, apresenta as principais faixas de custos de geração de eletricidade através de fontes termoelétricas previstas, em 1984, para as plantas que deveriam entrar em operação até 1990.

As estimativas foram realizadas assumindo que as plantas operariam na base, com um fator de capacidade de 70%, teriam uma vida útil de 30 anos e aplicar-se-ia uma taxa de desconto de 10% aa. (SCHIMIDT, 1984).

Como mostra a figura 5.1, mesmo as mais caras PCNs de 300 MWe teriam condições de competir com usinas térmicas a óleo. Além do mais, as PCNs mais baratas poderiam competir com usinas a carvão relativamente caras, com a mesma capacidade (SCHIMIDT, 1984).

Entretanto, mesmo que as novas PCNs em desenvolvimento venham a ser menos econômicas, em termos de custos unitários de investimento, do que a alternativa nuclear de grande porte, principalmente se se considera o advento dos ALWR - reatores avançados -, existem outros elementos que podem justificar a sua atratividade para as empresas de energia elétrica.

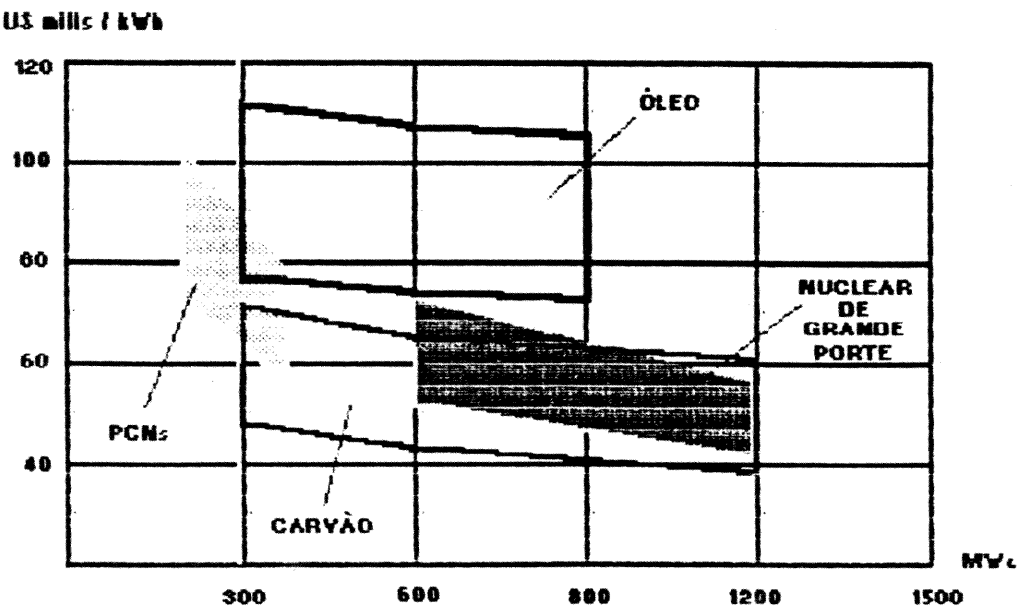
TABELA 5.29

CUSTO DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE NOS
ESTADOS UNIDOS (em US\$/MWh) (1)
(US\$ - 1990)

	AP600	CARVÃO (baixo custo)	CARVÃO (alto custo)	GÁS NATURAL Ciclo Comb.
Custo de capital	28(2)	20	20	9
Custo comb	7	10	18	58
Custo O&M	8	10	10	5
Custo total de geração	43	40	56	70
Vantagem Comparativa do AP600	-	- 7%	+ 31%	+ 64%

(1) Supondo uma vida útil da planta de 30 anos
(2) A partir de um custo de capital de 1370 US\$/kW

Fonte: (FIORENTINI, 1991)



Fonte: (AIEA, 1986)

FIGURA 5.1 - FAIXAS DE CUSTO DE GERAÇÃO PARA USINAS NUCLEARES (PCNs & GRANDE PORTE), USINAS A CARVÃO E USINAS A ÓLEO COMBUSTIVEL COMMISSIONADAS ATÉ 1990

O primeiro deles tem a ver com o fato que um projeto de menor porte causa uma menor exposição financeira para a empresa de eletricidade. Este elemento, como já foi mencionado no capítulo quatro, pode inverter a ordem de mérito das fontes de geração, principalmente em ambientes onde existam grandes restrições financeiras.

O problema da exposição financeira envolve, em primeiro lugar, a possibilidade de mobilização de recursos; um segundo elemento, entretanto, aplica-se aos riscos de escalada dos custos, principalmente durante o período de construção da usina.

Quanto maior o porte do projeto, maior o risco de que haja uma escalada nos custos financeiros do mesmo, fazendo com que nem mesmo as previsões futuras de receitas do empreendimento garantam a sua viabilidade.

A economicidade das PCNs deve ser estudada principalmente tomando-se em conta as várias possibilidades de escalada dos custos financeiros para a construção de grandes obras de geração elétrica. Muitas vezes essa escalada gera deseconomias que superam quaisquer vantagens de escala técnica conquistadas.

Ainda com relação ao período de construção, é necessário também se ter em consideração que, enquanto uma usina se encontra em construção, a energia que ela deveria gerar poderá ter de ser atendida por outras usinas mais custosas.

Normalmente esses custos não são reconhecidos, mas, na verdade, eles são reais e potencialmente elevados, principalmente em situações onde existam grandes atrasos no tempo de construção (THOMAS, 1989).

O menor período de construção e a maior certeza de que os cronogramas de obras inicialmente previstos podem ser realmente executados, representam, a princípio, uma grande vantagem para a alternativa de PCNs.

É verdade, porém, que as conclusões não são tão lineares como se apresentam. Somente para caracterizar a dificuldade do problema, basta considerar que os japoneses e os franceses têm conseguido construir grandes reatores em prazos que variam de 4 a 5 anos. Mesmo para as PCNs, períodos de construção significativamente menores do que estes parecem ser pouco prováveis (BOARD, 1991).

Vale a pena ressaltar um pouco mais o problema dos riscos, generalizando um pouco mais a discussão, de forma a envolver não apenas os riscos financeiros, mas todos os demais riscos relativos à instalação de qualquer grande projeto produtivo.

Sempre que se estima o custo de construção de uma atividade produtiva de grande escala, as empresas definem fundos de contingência capazes de cobrir possíveis incertezas. Esses fundos de contingência se refletem em custos reais para os projetos.

Na medida em que os projetos avançam em sua fase de construção, as incertezas diminuem, de forma que, em um segundo projeto com as mesmas características, os fundos de contingência previstos são menores e, portanto, os custos finais de construção também poderão ser menores.

A tabela 5.30 procura explicitar os vários níveis de riscos envolvidos com a construção de uma usina nuclear. Nesta tabela, procura-se dar a noção de como o aprendizado produz uma sensível redução nos riscos envolvidos,

refletindo em significativas reduções nos custos finais das obras.

TABELA 5.30

VARIAÇÕES DOS RISCOS ENVOLVIDOS NA
INSTALAÇÃO DE REATORES NUCLEARES

TIPO DE RISCO	PRIMEIRA PLANTA	OUTRAS PLANTAS DA MESMA SÉRIE
Erros na estimativa dos custos	5%	0%
Riscos técnicos	7%	0%
Riscos comerciais	5%	3%
Riscos de construção	8%	5%
TOTAL	25%	8%

Fonte: (BOARD, 1991)

O problema de mobilização de recursos financeiros e o comportamento frente os riscos se inter-relacionam. Quando o risco de um dado projeto é muito alto, a empresa passa a ter dificuldades para obter os recursos necessários para a execução do mesmo no sistema financeiro.

Outro elemento que pode influenciar a economicidade relativa entre grandes projetos e pequenos projetos de geração é a magnitude do crescimento previsto para a demanda de eletricidade. A diminuição da taxa de crescimento da demanda de eletricidade a ser atendida gera vantagens para projetos de geração de menor porte.

A introdução de grandes blocos de energia em um sistema elétrico cuja demanda apresente taxas de crescimento não muito elevadas, faz com que sejam necessários vários anos, antes que uma nova usina de grande porte possa ser completamente utilizada.

Como já foi visto no capítulo quatro, o critério de expansão ótima de um sistema elétrico consiste na compatibilidade entre a capacidade instalada e o crescimento da demanda. É de se esperar, portanto, que, em algumas situações, principalmente em sistemas elétricos de menor porte, a instalação de PCNs possa usufruir dessa vantagem.

Finalmente, a estrutura do parque gerador é fundamental para a viabilidade de PCNs nos programas de expansão. Já foi mencionado que a entrada de uma dada planta em um sistema de geração elétrica tem efeitos sobre todo o sistema, que não podem ser detectados pela simples comparação dos custos de referência de cada alternativa.

Por exemplo, quando um sistema elétrico é constituído principalmente de usinas térmicas de elevado custo operacional, como é o caso de usinas a óleo combustível, uma usina nuclear poderá entrar no sistema, deslocando as usinas a óleo, permitindo uma sensível redução nos custos globais de geração do sistema.

Além do mais, com o uso de unidades geradoras de menor porte e de rápida construção, a necessidade de reserva de potência instalada no sistema elétrico poderá ser reduzida, primeiro por que as unidades poderão ser construídas mais rapidamente, segundo pela maior disponibilidade dessas plantas e, finalmente, pelo fato que o desligamento de uma planta isolada não gerará grandes perdas de capacidade em todo o sistema.

No caso de sistemas com grande base hídrica, entretanto, a análise não é tão simples. Na verdade é preciso considerar as possibilidades técnicas e econômicas de se operar PCNs segundo a lógica de complementação térmica.

Outra possibilidade, em termos de introdução de PCNs, seria como estratégia de postergação de grandes obras de geração, através da eliminação de pequenos gargalos nos quadros de demanda esperados.

Neste caso, a competitividade das PCNs em relação à alternativa hidroelétrica, teria de considerar a maior flexibilidade na localização das plantas nucleares, evitando-se, principalmente, pesados investimentos em linhas de transmissão.

Para concluir, a combinação dos vários fatores apresentados, adicionados a tantas outras possíveis considerações, como, por exemplo, aquelas apresentadas na tabela 5.31, pode fazer com que as PCNs sejam competitivas em todo o mundo, ainda que o custo unitário de geração de uma planta isolada seja maior do que o de outras alternativas.

No médio prazo, as PCNs deverão ser competitivas em comparação com unidades nucleares de grande porte e centrais termoelétricas convencionais à carvão e à gás natural, principalmente as unidades que operam em ciclo combinado. No longo prazo, deverão competir também com as novas tecnologias que utilizam o carvão como combustível, tecnologias estas que, atualmente, não se encontram comercialmente disponíveis.

TABELA 5.31

ASPECTOS RELEVANTES PARA A COMPETITIVIDADE DAS PCNs

1) Os PCNs podem ocupar novos mercados hoje inacessíveis aos grandes reatores nucleares, como a geração de calor para distritos urbanos, cogeração de calor para atividades industriais e geração de eletricidade para pequenas redes elétricas, operando não somente na base, mas também em cargas intermediárias e de ponta.

2) O emprego de um alto grau de padronização permite a produção industrial em série, levando a uma diminuição de custos, já que um fluxo constante de encomendas aos fabricantes de equipamentos, permite um melhor planejamento dos volumes a serem produzidos, podendo refletir tanto em redução nos preços dos equipamentos, como no custo de manutenção dos mesmos.

3) Existe a possibilidade de adotar-se uma solução mais adequada para a questão do armazenamento do combustível queimado. Neste sentido, alguns projetos de pequeno porte prevêem o armazenamento de todo o combustível queimado gerado em toda a vida útil da planta no próprio espaço físico da central.

4) Melhor uso do combustível através de tecnologias que permitam aumentar a queima do combustível e sua taxa de conversão.

A base de custos dessas alternativas de geração, impõem objetivos plenamente alcançáveis pelas novas PCNs em desenvolvimento, desde que se considerem programas nucleares bem planejados.

Fora o mero aspecto econômico-financeiro, se se adiciona o fato de que as PCNs trazem grandes avanços em termos técnicos e de segurança, sendo mais facilmente aceitáveis pela opinião pública, além de serem mais facilmente absorvidas por países que têm programas nucleares ativos, mas que têm infra-estruturas industriais não totalmente desenvolvidas, problemas de desenvolvimento tecnológico etc, pode-se prever que até o ano 2000, existirá um mercado potencial crescente para essas plantas (SCHIMIDT, 1984).

De qualquer forma, é fundamental que os possíveis usuários dessas PCNs estabeleçam programas nucleares onde se desenvolvam critérios tanto de longo, como de médio e curto prazos, incorporando tanto questões estratégicas, tais como o domínio da tecnologia nuclear e o desenvolvimento de pessoal qualificado, quanto elementos econômicos capazes de selecionar as alternativas energéticas mais apropriadas (WALD, 1988).

CAPITULO 6

Possibilidades de uso de PCNs no sistema elétrico brasileiro Análise dos Sistemas Isolados

6.1 Considerações iniciais

Os sistemas elétricos isolados são aqueles que não se encontram interligados aos grandes sistemas elétricos nacionais. Basicamente são constituídos de várias unidades geradoras⁽²⁷⁾, e um sistema de transmissão pouco extenso, interligando, dentro de cada sistema isolado, um ou mais centros de carga.

Os principais sistemas isolados existentes no Brasil estão localizados na Amazônia Legal, de forma que, para o entendimento completo de suas características, torna-se necessário, pelo lado da demanda, estudar as perspectivas econômicas e energéticas para a região, consideradas as macroestratégias previstas tanto para o país como para a economia internacional.

Pelo lado da oferta, por sua vez, é necessário estudar como se comportam os sistemas tipicamente térmicos existentes, suas possibilidades de expansão e as principais alternativas a serem consideradas, quando da definição de novas opções de geração para o atendimento dos consumos crescentes esperados para essas regiões.

(27) A maior parte delas de pequeno porte.

6.2 Aspectos macroeconômicos e energéticos para as regiões que caracterizam os principais sistemas isolados do país

A seguir, procura-se resgatar e resumir as informações contidas no documento "Cenários Sócio-Econômicos e as Necessidades de Energia Elétrica para a Amazônia (1988 - 2010)", o qual analisa, de forma exaustiva, os principais elementos que compõem os vários estudos de planejamento do setor elétrico.

Na verdade, esse documento, assim como ocorreu com o "Plano 2010", tornou-se precocemente desatualizado no que se refere às suas análises quantitativas; contudo, os elementos qualitativos têm uma grande abrangência, de forma que o documento, neste sentido, ainda é uma importante referência.

Os possíveis cenários energéticos e econômicos futuros da Amazônia foram construído com base na interação e confronto de um conjunto de interesses e condicionantes externos à região, com outros interesses e características endógenas.

Desta forma, para a construção desses cenários, foi necessário considerar os elementos de ordem nacional e internacional apresentados no capítulo quatro, definindo as implicações dos mesmos sobre a região. Paralelamente, analisa-se a dinâmica e os comportamentos possíveis dos fatores internos da Amazônia, que poderão estimular ou retardar as transformações na região.

6.2.1 Influência de interesses exógenos sobre a região

Resumidamente, o cenário "mais provável" para o comportamento da economia nacional e internacional assume uma lenta recuperação econômica a partir de 1993, a qual se consolida na virada do século e se mantém até 2010. Este processo de recuperação econômica faz com que a capacidade de investimentos no processo de ocupação econômica e modernização da Amazônia volte a se acelerar, principalmente com investimentos em infra-estrutura.

A demanda nacional e internacional por "commodities" e insumos básicos minero-metalúrgicos, energéticos e eletro-intensivos, produtos nos quais a Amazônia apresenta vantagens comparativas, deverá crescer, orientando a localização dos programas privados e estatais de investimentos. Adicionalmente, uma vez que se consolide o quadro de recuperação da economia nacional, poderá ocorrer um estrangulamento na oferta nacional de energia elétrica, fazendo com que seja provável a exploração das grandes reservas hidroelétricas da Amazônia.

O crescimento econômico da Amazônia dependerá da continuidade dos fluxos migratórios de outras regiões do país, mantendo o processo que, em passado recente, permitiu que a expansão demográfica da região fosse quase o dobro da nacional.

A crise econômica dos anos 80 e a perda de capacidade do poder público manter as políticas de colonização nas novas regiões de fronteira, fez com que essas regiões ficassem submetidas ao completo desamparo, provocando a diminuição das taxas de migração em direção à Amazônia. Entretanto, em um quadro de recuperação econômica, esses

fluxos devem retornar aos valores registrados em passado recente.

Como a agricultura brasileira, principalmente nas regiões mais desenvolvidas, ainda deverá sofrer um grande processo de modernização, pode-se prever a continuidade da liberação de mão-de-obra e proprietários agrícolas para a manutenção desses fluxos migratórios.

Por outro lado, é provável que o desenvolvimento futuro da Amazônia apresente um componente urbano importante, de forma que se acentue o precoce crescimento de alguns centros urbanos hoje já observados na região, característica essa que tem grande importância na definição do perfil da demanda de energia a ser prevista.

Os impactos de todos esses elementos dos cenários econômicos nacional e internacional sobre a Amazônia serão mediados por condições sócio-econômicas, culturais e ecológicas inerentes à região, criando obstáculos ou estimulando os processos de mudança.

6.2.2 Influência de elementos endógenos sobre a região

Dentre os principais elementos endógenos que devem ser considerados pode-se citar:

(i) Fatores de estrangulamento ou que criam resistência às mudanças:

- fragilidade do sistema ecológico
- a realidade sócio-cultural
- os conflitos de terra
- desigualdades intra-regionais

(ii) Mudanças em andamento que deverão configurar a região:

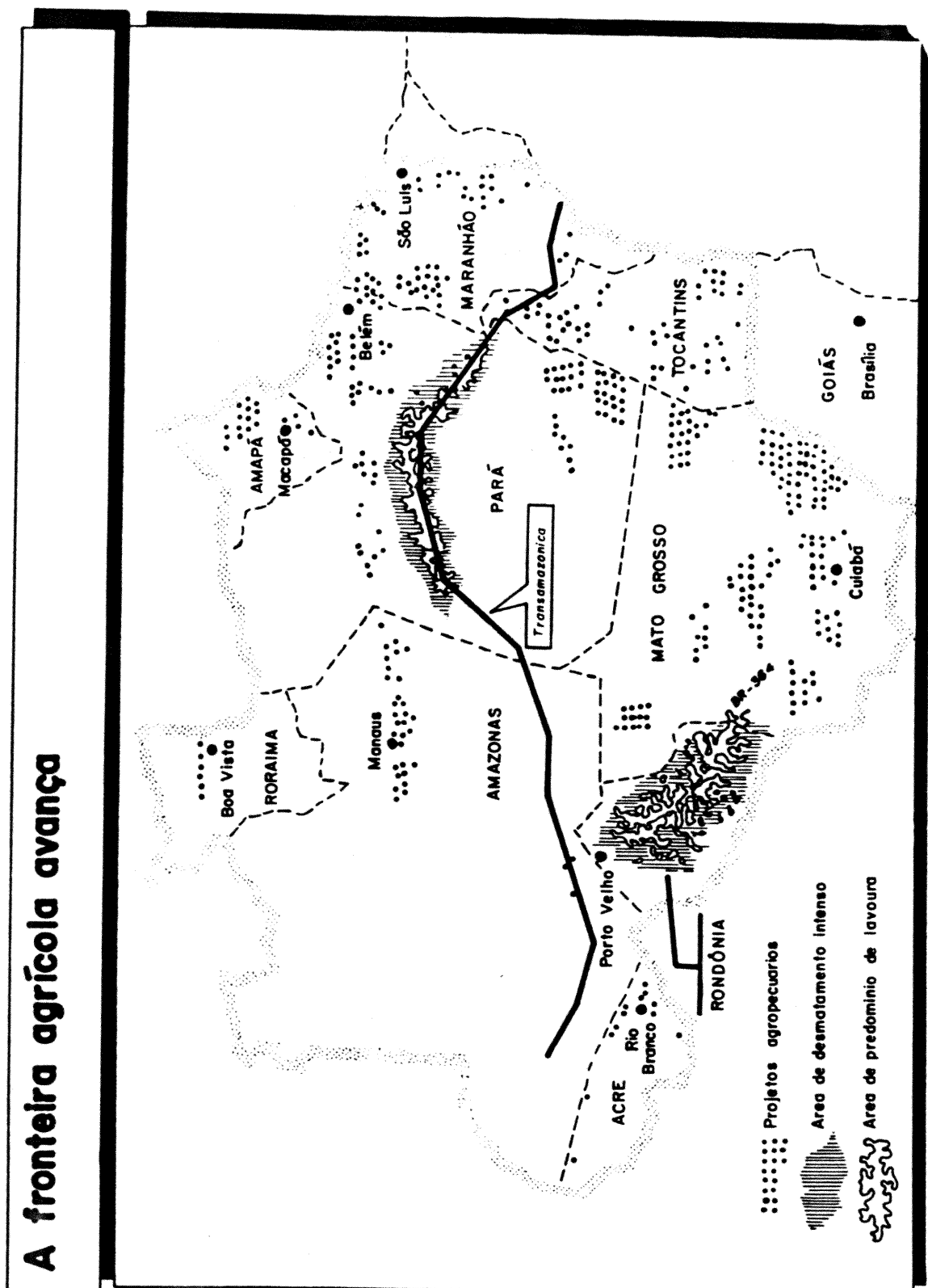
- a crescente disponibilidade de recursos naturais, que cresce na medida em que aumenta o capital investido na sua exploração
- a formação de um mercado interno
- a ampliação do raio de influência dos pólos mais modernos da região
- a maior urbanização

A expansão de atividades agro-pecuárias, minero-metalúrgicas, hidroelétricas e extrativistas já estão provocando desarticulações no sistema ecológico amazônico. Esses ecossistemas são muito vulneráveis à ocupação econômica intensa com tecnologias inadequadas trazidas de fora.

Nas regiões onde as atividades econômicas tendem a se concentrar, essas poderão ser responsáveis por efeitos retardados sérios sobre o ambiente, provocando reações políticas capazes de levar a uma revisão do processo de ocupação e penetração econômica na região.

A figura 6.1 mostra o avanço da fronteira agrícola sobre os territórios amazônicos, indicando a correlação existente entre a ocupação das novas terras sem que os colonos tivessem acesso às tecnologias e técnicas mais adequadas para a exploração das mesmas e a evolução das áreas de desmatamento intenso. A própria necessidade de moderar o processo de ocupação da Amazônia deverá induzir à busca de tecnologias alternativas capazes de garantir a sua exploração econômica auto-sustentada no longo prazo.

FIGURA 6.1
DEGRADAÇÃO DA FLORESTA AMAZÔNICA COM O
AVANÇO DA FRONTEIRA AGRÍCOLA



O segundo elemento que vale a pena realçar tem a ver com o fato de que, mesmo para grupos empresariais da região amazônica, a expansão de suas atividades apresenta desigualdades, com grandes diferenças internas na sua estrutura econômica, na sua base social e na sua integração com os interesses nacionais e internacionais. Na verdade, pode-se identificar quatro pólos de modernidade diferenciados e, atualmente, desarticulados:

O núcleo eletro-eletrônico de Manaus: formado por um conjunto de empresas de alta tecnologia.

O pólo agro-pecuário de Rondônia: atividades agrícolas de pequeno e médio porte, com a confluência de grande número de migrantes e colonos.

O triangulo de Carajás: onde concentram-se atividades minero-metalúrgicas e industrial-portuárias.

O eixo agro-pecuário do Centro-Oeste e Sudeste Amazônico: onde concentram-se empreendimentos agropecuários para o mercado nacional e internacional.

Essa desarticulação cria um desequilíbrio interno e disputas políticas pelos benefícios do progresso econômico.

Finalmente, uma terceira questão surge do próprio processo de crescimento da população e do aumento da concentração de renda nessas regiões, os quais induzem a formação de um mercado interno, o qual passa a demandar produtos de consumo mais sofisticados.

Esses mercados internos tenderão a crescer com maior ou menor intensidade, dando condições a investimentos industriais diretos na região, substituindo importações hoje realizadas a partir das regiões mais desenvolvidas do país.

6.3 Cenário econômico e energético mais provável para a Amazônia

Para a construção do cenário econômico e energético mais provável para a Amazônia, combinou-se as considerações sobre o ritmo e a forma de crescimento econômico nacional e internacional, com as variáveis endógenas responsáveis pelas resistências ecológicas, econômicas e culturais à ocupação e modernização da região.

A trajetória mais provável é irregular. Em uma primeira fase, que se estende até o ano 2000, essa trajetória tenderá a se afastar do tradicional modelo de desenvolvimento marcado pela rápida integração da região à economia nacional.

Ao se afastar do modelo tradicional, o desenvolvimento amazônico refletirá uma preocupação crescente com as questões de inserção regional, dando ênfase para a articulação intra-regional e para o desenvolvimento dos mercados internos.

Entretanto, esse afastamento não se dará de forma brusca, ou seja, o modelo de desenvolvimento continuará condicionado pela maior ou menor penetração de investimentos na região, seja do setor público seja de empresas nacionais e/ou multinacionais, às flutuações dos preços internacionais e demandas das principais "commodities", à continuação dos processos migratórios, e à recuperação econômica nacional.

Até o ano 2010 a Amazônia consolidará a sua função de supridora de matérias-primas e energéticos. Ao mesmo tempo, registrará uma industrialização voltada para o seu mercado

interno. A partir do ano 2000, tornar-se-á evidente a incorporação de medidas parciais e crescentes de restrições de ordem ecológica e cultural.

Apesar da recessão que dominará a economia mundial e nacional até meados da década de 90, a Amazônia continuará apresentando taxas razoáveis de crescimento devido à inércia, maturação e continuidade de empreendimentos realizados nas décadas de 70 e 80.

A tabela 6.1 resume os principais elementos que caracterizam a trajetória mais provável para a Amazônia durante o horizonte de planejamento, que se estende até o ano 2010.

As figuras 6.2 a 6.5 procuram refletir a transição entre as cenas, dentro deste cenário mais provável da Amazônia.

Em linhas gerais, tomando-se como referência as quatro principais sub-regiões econômicas anteriormente descritas, o triângulo de Carajás se expande para oeste, em direção a Santarém, e para o sul, tendo como base as indústrias de alumínio e ferro-ligas. O norte de Mato Grosso tenderá a integrar-se ao Estado de Rondônia em um eixo agrícola e agroindustrial.

A Amazônia Ocidental terá o seu espaço vazio ocupado por um centro de produção de gás natural e petróleo de Juruá e Urucu, principalmente após a virada do século, o qual se voltará tanto para Manaus como para o sul, vinculando-se ao eixo agrícola de Rondônia e Mato Grosso.

Por fim, o núcleo industrial de Manaus se diversificará na direção de bens de consumo voltados à demanda regional, conservando, porém, o destaque das

exportações extra-regionais, principalmente com produtos de alto valor agregado.

TABELA 6.1

CENÁRIO AMAZÔNICO MAIS PROVÁVEL - TRAÇOS MARCANTES

CENAS	CENA I	CENA II	CENA III
	-----	-----	-----
	1988	1992	2000
INDICADORES	A	A	A
	1992	2000	2010
Filosofia	Instabilidade e crise	Retomada do Crescimento	Consolidação dos Mercados Internos
FIB	Cresce 7-8 % aa	10-12 % aa	9-10 % aa
Investimen- to externo	Maturação & Continuidade	Novos Impulsos em bens primários	Arrefecimento
Taxa de Migração	Declínio	Retomada	Manutenção de altas taxas
Ecologia	Pouca influência	Influência Crescente	Decisiva nos novos projetos

Fonte: (ELETRONORTE / ELETROBRAS, 1988)

FIGURA 6.2
CENÁRIO DE EVOLUÇÃO ECONÔMICA DA AMAZÔNIA - SITUAÇÃO
DE 1988

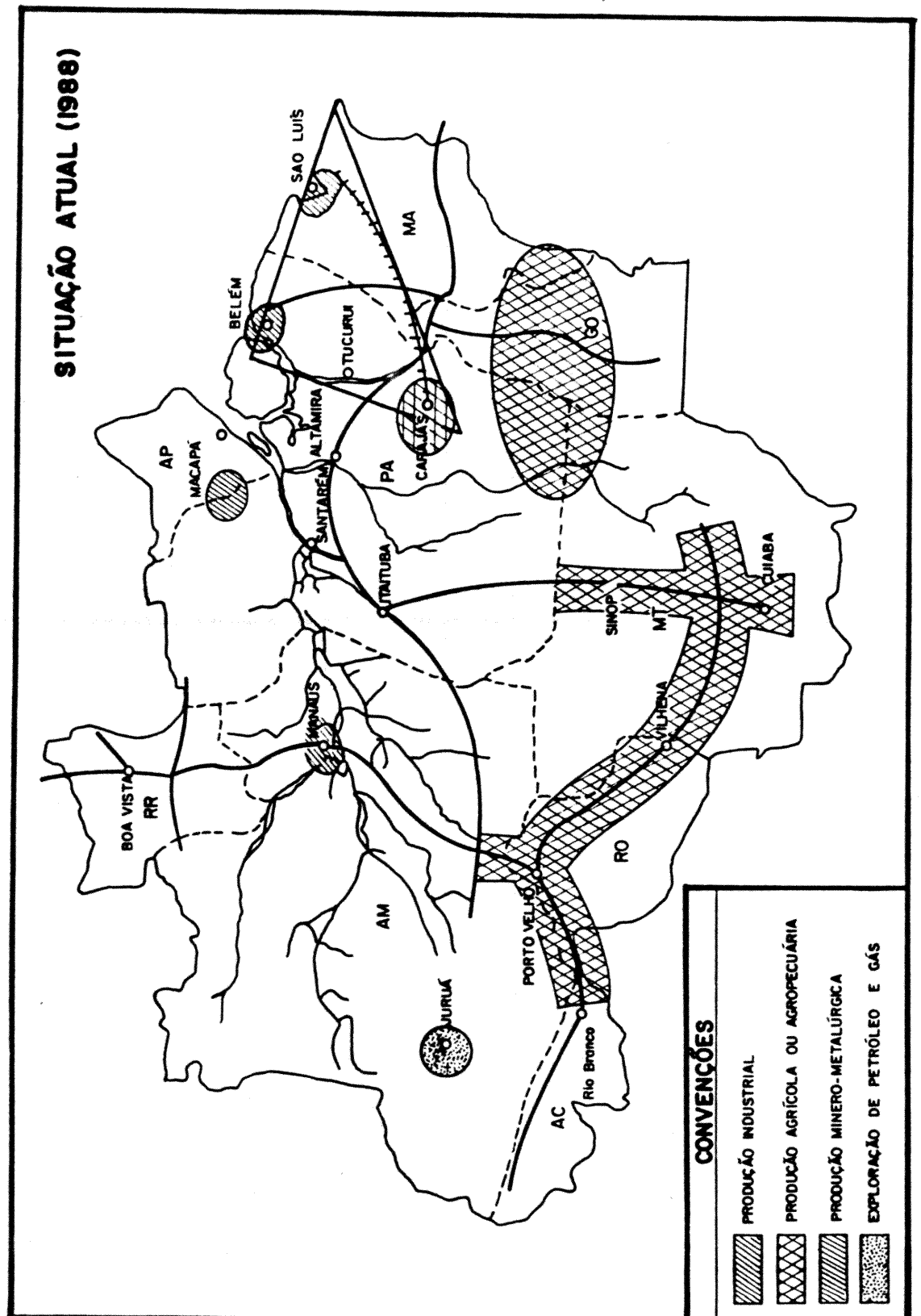
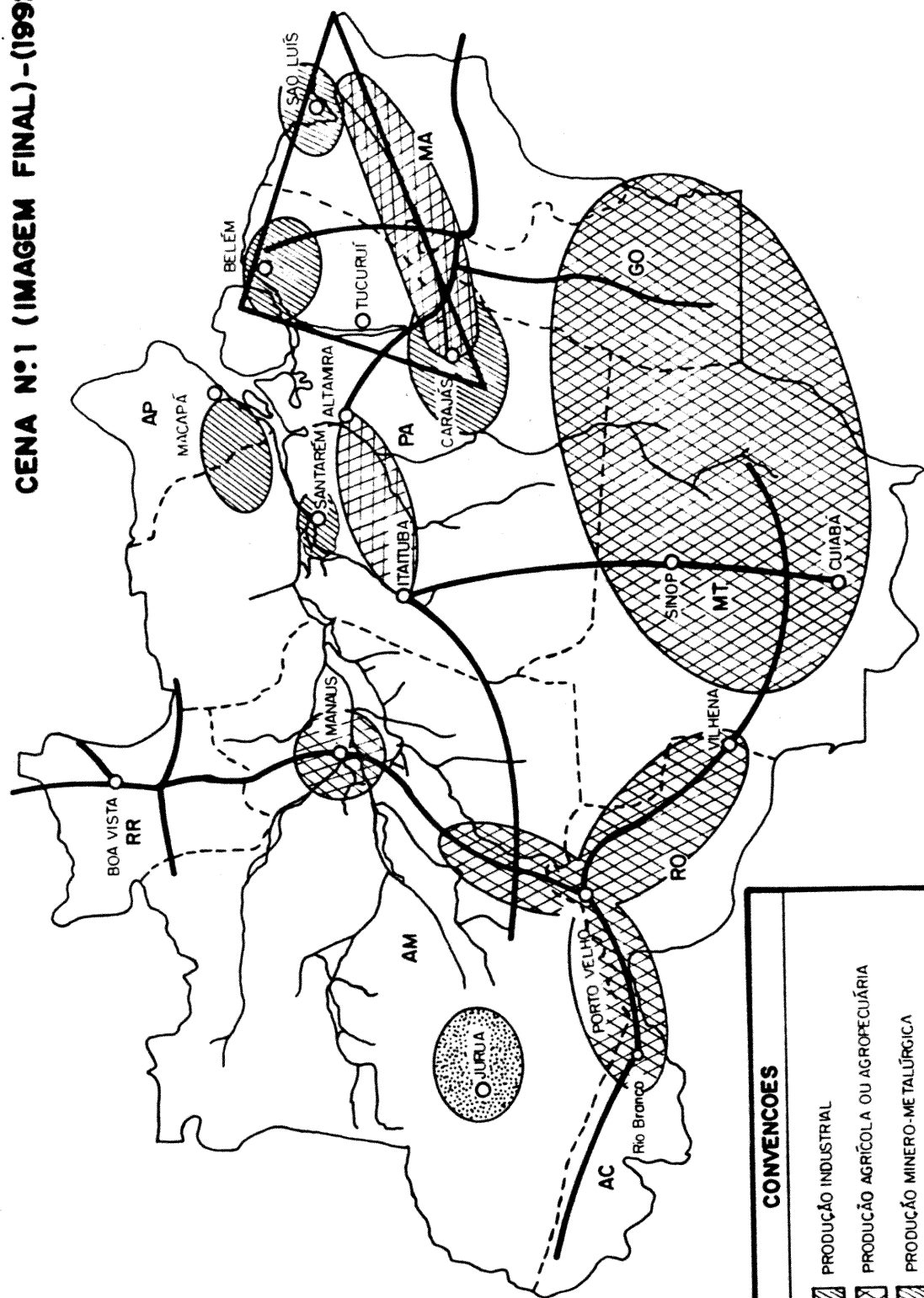


FIGURA 6.3
CENÁRIO DE EVOLUÇÃO ECONÔMICA DA AMAZÔNIA - SITUAÇÃO
DE 1992

CENA Nº1 (IMAGEM FINAL) - (1992)



CONVENCOES

-  PRODUÇÃO INDUSTRIAL
-  PRODUÇÃO AGRÍCOLA OU AGROPECUÁRIA
-  PRODUÇÃO MINERO-METALÚRGICA
-  EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

FIGURA 6.4
CENÁRIO DE EVOLUÇÃO ECONÔMICA DA AMAZÔNIA - SITUAÇÃO
DE 2000

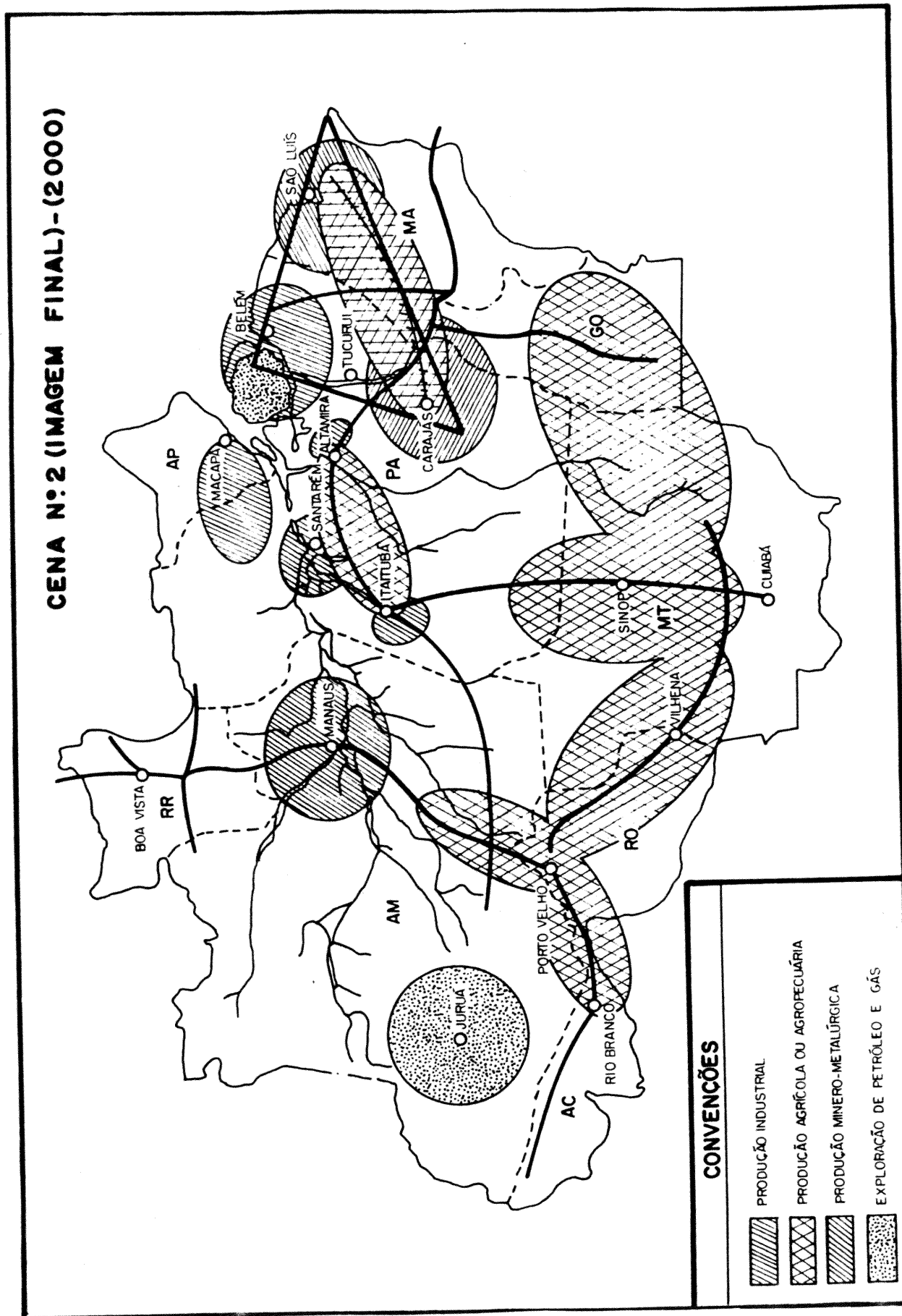
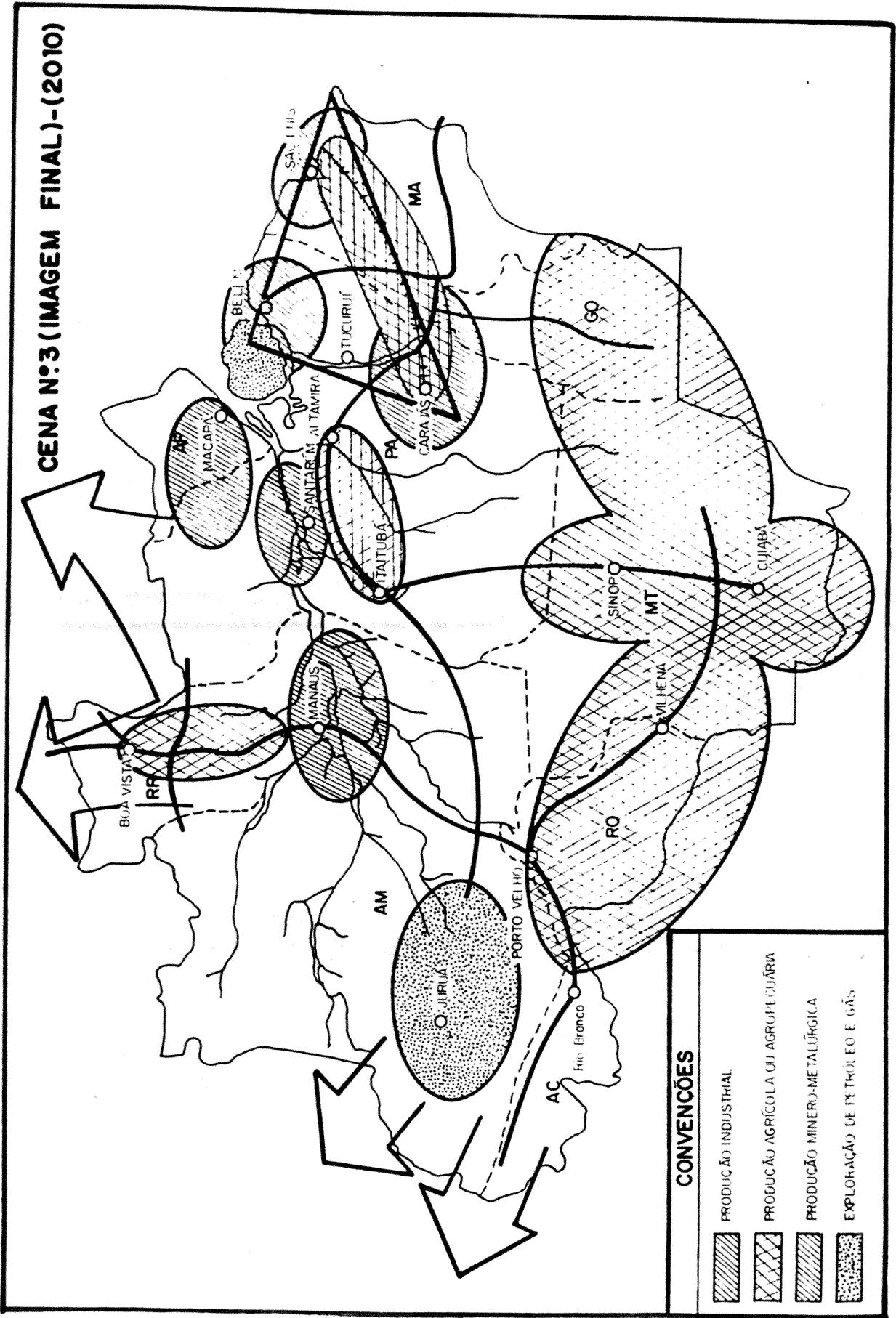


FIGURA 6.5
CENÁRIO DE EVOLUÇÃO ECONÔMICA DA AMAZÔNIA - SITUAÇÃO
DE 2010



6.4 Os principais sistemas elétricos isolados do Brasil

A análise anterior procurou resgatar a visão do setor elétrico com relação às possíveis evoluções do quadro social e econômico da Amazônia, definindo os pólos mais prováveis de concentração de atividades econômicas modernas, com um razoável grau de intensidade energética.

A confirmação das previsões econômicas do cenário apresentado na tabela 6.1 fará com que a região amazônica como um todo continue a apresentar taxas de crescimento da demanda de energia elétrica acima da média nacional. Isto está ilustrado na tabela 6.2, onde são apresentadas as últimas previsões de mercado da ELETROBRAS para a região norte do país.

TABELA 6.2

PREVISÃO DE CRESCIMENTO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA
CICLO DE PLANEJAMENTO DE 1991
TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO (% aa)

ANO	NORTE + MA ISOLADO	NORTE TOTAL	BRASIL
1989/90	10,7	13,1	2,1
1990/95	10,0	10,3	5,8
1995/2000	10,4	7,0	5,8
2000/01	7,3	5,0	5,6
1989/2001	10,0	8,7	5,5

Fonte: (ELETROBRAS, 1991/1))

6.4.1 O sistema elétrico de Manaus

A área atendida pela sistema elétrico de Manaus é formada pela própria capital do Estado do Amazonas, mais o município de Rio Preto da Eva. No quadro histórico recente da região, a economia se desenvolveu principalmente sob influência da Zona Franca, a qual levou à instalação de mais de 400 indústrias de segmentos eletro-eletrônicos, muitas delas com um razoável conteúdo tecnológico.

Assim, na década de 70, a urbanização da cidade se consolidou por um forte processo migratório. A concentração industrial atraiu contingentes de mão de obra especializada de outros estados e mesmo de outros países.

A rápida urbanização da cidade, o processo de industrialização e o crescimento econômico advindo disso, fez com que as taxas de crescimento do consumo de energia elétrica no sistema Manaus permanecessem, durante toda a década de 70, acima dos 20% aa. Além do mais, o consumo de eletricidade da cidade de Manaus passou a representar mais de 87% do consumo de todo o Estado.

Na década de 80, entretanto, o Distrito Industrial de Manaus e a própria Zona Franca - ZFM passaram a viver o mesmo processo de crise, comum a toda a economia brasileira. A estrutura produtiva do Amazonas é muito dependente do mercado interno e, portanto, susceptível a qualquer flutuação na economia do país. Assim, as taxas de crescimento no consumo de eletricidade também declinaram, como mostra a tabela 6.3.

TABELA 6.3

SISTEMA MANAUS - TAXA DE CRESCIMENTO MÉDIA
DO CONSUMO DE ELETRICIDADE

PERÍODO	% aa.
1970 - 1980	22,3
1980 - 1985	7,0
1985 - 1986	19,6
1986 - 1987	13,4
1987 - 1988	7,9
1988 - 1989	7,2
1970 - 1989	14,1

Fonte: (ELETRONORTE, 1990)

a. Previsões para o comportamento da demanda de energia elétrica

O consumo de energia elétrica na cidade de Manaus tem sido caracterizado por uma participação cada vez maior da classe industrial, cabendo se destacar alguns grandes consumidores como a CAIAMA, a Cia. Siderúrgica de Manaus - SIDERAMA, a Honda etc. Em 1989, o setor industrial foi responsável por 33,6% do consumo correspondente à capital Manaus.

A evolução do consumo da classe industrial dependerá de como se comportará a política de incentivos à região, induzindo a ampliação do parque industrial já existente e a implantação de novas fábricas. Entretanto, supondo a manutenção dos incentivos da ZFM até o ano 2013, e um cenário de recuperação econômica, pode-se prever que o consumo de eletricidade industrial apresente crescimentos entre 9,0 e 10,0% aa. até o ano 2000.

A segunda maior parcela de consumo é a residencial; a relação consumo mensal/consumidor chegou, em 1989, a 212

kWh/consumidor, sendo comparável aos mais altos índices do país. Assim, dadas as características climáticas da região e o cenário de recuperação econômica, a expectativa de crescimento do consumo residencial de Manaus no período 1989/2001 é de 7,5% ao ano.

Através de um programa de ligações de baixa renda, espera-se aumentar a taxa de atendimento dos atuais 93% do total de domicílios para cerca de 96% do total de domicílios previstos nos municípios em questão para o ano 2001.

Com relação ao consumo de classe comercial, deve-se mencionar dois elementos importantes. O primeiro é que o comércio de Manaus depende cada vez menos das lojas de artigos importados, atravessando um período de grandes mudanças, com a abertura de filiais de praticamente todas as grandes lojas do centro-sul do país.

O segundo elemento é que, no setor terciário, o turismo tende a ser a atividade econômica de maior expansão, principalmente com os novos projetos de turismo ecológico. Além do mais, dentro de um cenário de diversificação industrial, deverá desenvolver-se uma série de serviços especializados, tanto para o atendimento dessa indústria, como da própria população local.

Assim, assumindo a hipótese de um maior dinamismo do setor turístico e seus reflexos nas atividades comerciais de Manaus, espera-se que as taxas médias de crescimento do consumo de eletricidade nos períodos 1991/1995 e 1995/2001 sejam de 10,5 e 9,8% aa., respectivamente.

Finalmente, o setor primário, apesar de sua pequena expressão, mesmo com a criação, em 1975, do Distrito Agropecuário, a 30 km de Manaus, terá que crescer em

importância para reduzir a dependência do Estado da importação de alimentos.

b. Mercados potenciais

O Estado do Amazonas como um todo ainda não teve inventariado todo o seu potencial em recursos naturais. O crescimento econômico em torno da Zona Franca, na verdade, inibiu a ocupação do Estado, dificultando a incorporação de novas áreas econômicas.

Apesar de tudo, estão depositados no Estado grandes jazidas minerais, como é o caso da cassiterita (estanho), ouro, potássio, petróleo e gás natural, além de vários outros minerais.

O desenvolvimento de uma indústria de base minero-metalúrgica constitui o grande mercado potencial para o sistema Manaus. Destaca-se, neste sentido, o projeto PETROMISA, para exploração de potássio no município de Nova Olinda do Norte.

Por outro lado, dadas as características geográficas do sistema Manaus, ele poderia expandir-se de forma a absorver a região de Itacoatira, no Estado do Amazonas, uma série de localidades do Estado do Pará situadas à margem esquerda do rio Amazonas, além de estender-se até a região do vale do rio Trombetas.

De acordo com as considerações acima descritas, prevê-se, para o período 1989/1999, um crescimento acumulado do consumo de eletricidade no sistema Manaus de aproximadamente 115%. As projeções de demanda previstas até o ano 2001 estão apresentadas na tabela 6.4.

TABELA 6.4

SISTEMA MANAUS / ELETRONORTE ISOLADO
PREVISÃO DE CRESCIMENTO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA
CICLO DE PLANEJAMENTO DE 1991

DESCRIÇÃO	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Total de Energia Requerida (GWh) ⁽¹⁾	2049	2235	2441	2657	2878	3097	3317	3595	3887	4131
Requisito de Energia (MW-ano)	233	255	279	303	328	354	379	410	442	472
Fator de Carga (%)	65,4	65,6	65,5	65,6	65,6	65,9	65,9	66,1	66,1	66,5
Requisito de Ponta Total (MWh/h)	357	389	425	463	500	537	574	621	669	709

(¹) Incluso mercado total próprio, energia a ser transferida para a CEAM e perdas/diferenças.

Fonte: (ELETROBRAS, 1991)

c. Opções de suprimento de energia elétrica

O sistema Manaus é atendido pela ELETRONORTE: ele constitui o sistema termoelétrico de maior porte da empresa, representando, aproximadamente, 51% da capacidade geradora termoelétrica total da companhia.

A potência nominal instalada desse parque termoelétrico é de 341 MW, sendo que metade é constituído por turbinas a gás que consomem óleo diesel, de elevado custo operacional. Além do mais, devido à elevada temperatura ambiente, existe uma perda de rendimento térmico nestas turbinas, resultando em uma potência efetiva de 309 MW (vide tabela 6.5).

Com a entrada em operação da UHE de Balbina (5x50 MW), em fevereiro de 1989, iniciou-se o processo de substituição da geração termoelétrica por geração hidroelétrica. Dentro deste processo, prevê-se, também, a construção da UHE Cachoeira Porteira (4x175 MW), a qual possibilitará a eliminação total da geração termoelétrica no sistema, segundo o Plano Decenal 1991/2000, no ano 2000.

A entrada das quatro primeiras máquinas da UHE Balbina permitiu a substituição de 63% da geração termoelétrica, levando a uma melhora significativa no suprimento de Manaus, eliminando, principalmente, os constantes racionamentos devido à insuficiente reserva de potência do sistema.

O sistema local de transmissão é constituído por uma linha de 230 kV, com 178 km de extensão, em circuito duplo, interligando a UH Balbina à subestação de Presidente Figueiredo e à subestação V-8 em Manaus.

TABELA 6.5

SISTEMA MANAUS - POTENCIA TERMOELÉTRICA INSTALADA

(em kW)

USINA	POTENCIA NOMINAL		POTENCIA EFETIVA	
	POR MAQ.	TOTAL	POR MAQ.	TOTAL
UTM-1	7500		7500	
	7500		7500	
	7500		7500	
	9375	31875	9375	31875
UTM-2	18609		16000	
	18609		16000	
	50000		50000	
	50000	137218	50000	132000
UGA	26000		20000	
	26000	52000	20000	40000
ELECTRON	20000		18000	
	20000		18000	
	20000		18000	
	20000		18000	
	20000		18000	
	20000	120000	15000	105000
SISTEMA		341093		308875

Fonte: (ELETRONORTE, 1987)

A entrada da UHE Cachoeira Forteira permitirá não só a eliminação da geração térmica, mas também a expansão do sistema Manaus até a região do vale do rio Trombetas, além do atendimento dos mercados potenciais acima descritos. Para tanto, o sistema de transmissão associado a essa usina

deverá ser de 500 kV em circuito duplo, com cerca de 350 km de extensão.

Devido à postergação da UHE Cachoeira Forteíra, com relação ao que era previsto no "Plano 2010", o Plano Decenal de Geração 1991/2000 prevê a ampliação do parque termoeletrico do sistema Manaus, com obras previstas para a década de 90, conforme mostrado na tabela 6.6.

O sistema elétrico de Manaus vem representado na figura 6.6. Observa-se que a localização da UHE Cachoeira Forteíra vem representada na figura, inclusive com uma possível rota para a linha de transmissão necessária para a interligação dessa usina com a UHE Balbina.

TABELA 6.6

SISTEMA MANAUS - POTENCIA TERMOELÉTRICA A SER INSTALADA
(Plano Decenal 1991/2000)
(em kW)

USINA	POTENCIA NOMINAL		DATA DE ENTRADA	
	FOR MAQ.	TOTAL	GCPS/90	Plano 2010
UTM-2	25000			
	25000	50000	1992	1988
UTRN-1	40000			
	40000			
	40000	120000	1995	-
UTRN-2	40000			
	40000	80000	1997	-

Fonte: (ELETROBRAS, 1991)

A map of the Amapá region in Brazil, showing its borders with Suriname to the west and French Guiana to the south. The Atlantic Ocean is to the east. The map highlights several key locations and infrastructure:

- Geographical Features:** Rio Amapá, Rio Paranaíba, Rio Trombetas, Ilha de Marajó, and the border with French Guiana (Guiana Francesa).
- Cities and Towns:** Macapá (capital), Princesa Gonzales, Laranjeiras, and Ilheus.
- Infrastructure:** A major highway (BR-166) connecting Macapá to Laranjeiras and Ilheus. A bridge is shown crossing the Rio Trombetas near Macapá.
- Other Labels:** "PARÁ" (likely referring to the state of Pará), "PROJETO AMB" (likely referring to the Amapá Development Project), and "OCEANO ATLÂNTICO".

EXISTENTE	FUTURO	
_____	_____	LT 120 KV
_____	_____	
		SUBESTAÇÃO
		USINA TERMOELÉTRICA
		USINA HIDRELÉTRICA

312

d. Considerações em relação às demais regiões do Estado do Amazonas

Apesar da super concentração econômica e energética de Manaus, o crescimento da população urbana do interior do Estado do Amazonas superou em muito o da capital. As políticas desenvolvimentistas da década de 70 facilitaram a penetração e a distribuição espacial de correntes migratórias.

Vários centros localizados ao longo das rodovias e hidrovias que serviram de escala de migrantes rumo a Manaus, registraram taxas de crescimento ainda maiores do que a própria capital, principalmente nas localidades onde a agropecuária é mais desenvolvida, formando importantes centros de comercialização agrícola regional e industrialização da juta.

Como o Estado do Amazonas procura incentivar a produção de alimentos na região para suprir a cidade de Manaus, uma das cidades de custo de vida mais elevado do país, é de se prever que o sistema CEAM, que serve o resto do Estado do Amazonas, também deverá verificar crescimentos elevados nos requisitos de energia.

Assim, em todo o Estado existe um total de 78 localidades supridas de energia elétrica através de 250 grupos diesel em operação, todas sob a responsabilidade da CEAM⁽²⁸⁾, cobrindo uma área de 1,5 milhão de km².

Na verdade, nem todas as localidades atendidas pela CEAM são beneficiadas com energia elétrica 24 horas por dia,

(28) Concessionária de energia elétrica pertencente ao governo do Estado do Amazonas.

seja por rejeição de carga nas horas de pico, seja por indisponibilidade das máquinas.

Com relação a este último elemento, vale observar que, dada a diversidade dos grupos geradores diesel existentes no sistema CEAM, além da própria dificuldade tanto com o transporte de diesel como de equipes de conserto, existe uma grande dificuldade com a manutenção e reposição de peças para os equipamentos. Isto reflete em um custo de manutenção muito elevado, além de baixos índices de disponibilidade média das máquinas.

Como alternativa energética para essas localidades, pode-se pensar na substituição das unidades à diesel por usinas a lenha e/ou PCHs. Pelas suas características de relevo, com um território com pouca declividade, são poucas as opções de se construir grandes barragens no Estado do Amazonas.

Para tanto, a CEAM tem feito testes de aproveitamento da lenha para fins energéticos, com a implantação de uma UT de 12 MWe no município de Manacapuru, e o desenvolvimento de florestas energéticas nas proximidades, porém, os resultados obtidos até o momento foram muito negativos.

Quanto às PCHs, é necessário fazer o levantamento dos potenciais, porém as perspectivas são promissoras, principalmente se se consolidar o interesse da iniciativa privada para participar de atividades de geração de eletricidade.

A CEAM já tem aprovados pelo DNAEE três projetos de construção de PCHs no Estado: PCH São Gabriel da Cachoeira (1370 kW - 5x392 kW), PCH Apuí (1568 kW), e PCH Iauaretê (6000 kW - 3x2000 kW).

e. Considerações finais

A sobrevivência econômica de Manaus torna imprescindível a verticalização do parque industrial do Estado, de forma a tornar auto-sustentável o seu crescimento. Para tanto, será necessário criar uma estrutura de escoamento da produção mais eficiente, de forma a alcançar outros mercados com competitividade, e a consolidação de um setor energético robusto, garantindo níveis de confiabilidade e padrões de qualidade compatíveis com as necessidades do mercado em expansão.

6.4.2 O sistema elétrico Acre - Rondônia

Os Estados do Acre e Rondônia, até o final dos anos 60, eram dominados por uma economia extrativista - vegetal e mineral. Essa situação se alterou com a abertura da rodovia Cuiabá-Porto Velho, a BR 364, que passou a escoar a produção regional para a região centro-sul do país.

Nos anos 70, foi lançado o "Programa de Integração Nacional - PIN", o qual marcou o início de uma série de políticas de desenvolvimento regional, baseadas em projetos de colonização do INCRA. A esses programas veio se juntar o fluxo espontâneo de populações rurais provenientes sobretudo de regiões do centro-sul, fazendo com que Rondônia vivesse um intenso movimento migratório em direção às novas fronteiras agrícolas.

O desenvolvimento populacional de 1960 a 1980 mostra a importância dos movimentos migratórios para Rondônia:

Pop. de Rondônia segundo o Censo de 1960: 70.000 hab.
 Pop. de Rondônia segundo o Censo de 1970: 111.000 hab.
 Pop. de Rondônia segundo o Censo de 1982: 493.000 hab.

De 1970 a 1980 a população regional cresceu a uma taxa anual de 15,8%. Estas migrações continuaram crescentes na década de 80, conforme mostra a tabela 6.7.

A maior parte dos novos projetos de colonização encontra-se nas margens da rodovia BR 364, a qual tem se tornado o eixo de desenvolvimento regional. Durante as duas últimas décadas, paralelo ao avanço das fronteiras agrícolas, Rondônia sofreu um intenso processo de urbanização, que se realizou tanto na capital Porto Velho como ao longo da BR 364.

TABELA 6.7

**POPULAÇÃO E MIGRAÇÃO
 ESTADO DE RONDÔNIA
 1980 / 1987**

ANO	POPULAÇÃO (A)	TAXA DE CRESCIM. (%)	NUMERO DE MIGRANTES (B)	TAXA DE CRESCIM. (%)	(B)/(A)
1980	491069	-	49205	33,7	10,0
1981	569610	16,0	60218	22,4	10,6
1982	659667	15,8	58052	-3,6	8,8
1983	764520	15,9	92723	59,7	12,1
1984	885942	15,9	153327	65,4	17,3
1985	904298	2,1	151621	-1,1	16,8
1986	1038446	14,8	165899	9,4	16,0
1987	1192494	14,8	103654	-37,5	8,7

Fonte: (CERON, 1987)

Essa urbanização precoce da região pode ser explicada pela demanda por terras maior do que a oferta, e pelo fato

que muitos projetos de colonização agrícola, dado o nível tecnológico extremamente baixo no cultivo, já sofrem o esgotamento da fertilidade do solo.

O elemento chave da economia de Rondônia é a produção agropecuária. Tanto a produção agrícola como o rebanho vêm registrando crescimentos contínuos. Pelo lado do extrativismo mineral, prevalece a extração da cassiterita e do ouro.

A economia do Acre, por sua vez, sempre esteve ligada ao extrativismo vegetal, inicialmente com o ciclo da borracha e, mais recentemente, com a extração da castanha-do-pará, borracha e madeira.

Apesar de possuir terras com grande fertilidade, a produção agrícola no Estado ainda não se consolidou em função da estrutura fundiária, onde prevalecem os grandes latifúndios, do baixo nível tecnológico existente na região e da carência de infra-estruturas básicas, principalmente pela ausência de rodovias que permitam o escoamento da produção e energia elétrica.

Paralelamente aos grandes latifúndios, que ocupam cerca de 80% das terras do Estado, o Governo vem implantando projetos de assentamentos agrícolas, aproveitando as ondas de migrantes vindas do sul do país. Esses projetos, entretanto, também sofrem restrições com a falta de infra-estruturas e tecnologias adequadas.

De certa forma, a presença de grandes latifúndios fez com que a migração para o Acre não fosse tão acentuada como aquela que aconteceu em Rondônia, apesar das características naturais favoráveis. Paralelamente, não tem se formado no Estado concentrações urbanas com grande poder de atração populacional como ocorre no interior de Rondônia, fazendo

com que Rio Branco continue a concentrar a maior parte da população urbana acreana.

O setor industrial tanto de Rondônia como do Acre sempre foi pouco representativo no que se refere à formação da renda interna. Acompanhando a produção do setor agrícola, entretanto, a indústria começou a diversificar-se, resultando na implantação de unidades de beneficiamento e transformação de produtos agrícolas.

Além do mais, dado o forte crescimento populacional, houve um grande impulso à indústria de minerais não-metálicos para a produção de produtos cerâmicos, principalmente telhas e tijolos.

No entanto, o setor industrial que mais se desenvolveu foi o madeireiro. A existência de grande quantidade de madeira de lei de primeira qualidade, mais os desmatamentos para a expansão de terras, fizeram surgir inúmeras indústrias madeireiras e de mobiliários, tanto para os mercados do sul do país, como para exportação.

Em 1981, o Presidente Figueiredo criou o Programa POLONOROESTE, englobando o nordeste do Mato Grosso e todo o Estado de Rondônia. A este programa foi dedicado US\$ 1,5 bilhões, contando com a participação do BIRD em torno de 34%.

A pavimentação da BR 364, concluída em 1984, representou a obra chave do programa, consumindo 42% dos recursos a ele destinados. O asfaltamento dessa estrada fez com que os movimentos migratórios se expandissem na década de 80.

O prolongamento do asfaltamento da BR-364 de Porto Velho até Rio Branco, mais a construção da BR-317, Rio

Branco - Peru, esta última podendo ligar a região a portos de exportação do Pacífico, poderão ser decisivos para a definição do andamento futuro da economia regional e a possibilidade de uma real integração sócio-econômica do Acre com Rondônia.

Nos últimos anos, entretanto, a região mergulhou em profunda crise estrutural e conjuntural. O controle dos desmatamentos e invasões de terras têm sido cada vez mais difíceis, gerando grandes conflitos, principalmente com povos indígenas. A resistência à construção de novas rodovias ou qualquer obra de grande impacto na região é crescente.

Por outro lado, a crise econômica tem afetado a região através da falta de crédito e a falta de apoio ao pequeno produtor em geral. Dessa forma, os agricultores da região têm sofrido pressões financeiras, problemas para bancar os altos custos de produção e comercialização, além de pressões pela preservação ambiental, contra o sistema de queimadas tradicionalmente adotado.

A sinalização dada pelo Governo Collor indica o encerramento das políticas de expansão da fronteira agrícola, tendo-se como nova meta a criação de mercados internos na região para evitar o passeio de produtos agrícolas aos portos ou às grandes cidades do centro-sul. Além do mais, a intensão é verticalizar a produção, com a instalação de agroindústrias na região.

A crise atual se mostra cada vez mais nítida, com a diminuição significativa da produção agrícola nas últimas safras. A fiscalização do IBAMA faz com que seja impossível o aumento da produção pela mera expansão da terra arável. Por outro lado, a introdução de tecnologias mais eficientes

é incompatível com as políticas agrícolas do governo, cuja remuneração não cobre sequer os custos atuais.

Um último desafio a ser considerado é a questão energética, pois a região continua gerando a sua energia elétrica através de pequenas termoelétricas, sem escala para sustentar um processo de industrialização de maior peso.

a. Previsão para o comportamento da demanda de energia elétrica

Acompanhando o forte crescimento populacional, os Estados do Acre e Rondônia apresentaram, durante toda a década de 80, taxas de crescimento elevadas para o consumo de energia elétrica.

No caso de Rondônia, não apenas em Porto Velho, mas, principalmente, no interior do Estado, o crescimento populacional e o grande dinamismo das atividades econômicas têm levado a um crescimento distribuído da demanda energética. No Acre, de forma diversa, as cidades de Rio Branco e Cruzeiro do Sul têm concentrado cerca de 80% da demanda de energia elétrica do Estado.

Na verdade, a principal restrição para o crescimento do consumo de eletricidade, tanto no Acre como em Rondônia, tem sido a limitada capacidade de geração das companhias elétricas responsáveis pela geração local.

Com a resolução dos problemas de oferta, a previsão para o crescimento das demandas locais sinalizam taxas de crescimento elevadas para toda a década de 90, principalmente dentro de um cenário de recuperação econômica para o país.

O consumo residencial da CERON⁽²⁹⁾ no período 1989/2001 deverá crescer a uma taxa média de 11,8% aa., a mais expressiva de toda a região norte. A taxa de atendimento deverá passar dos atuais 82% nas áreas urbanas e 20% nas áreas rurais, para algo em torno a 94% e 37%, respectivamente, no ano 2000. A relação consumo/consumidor residencial deverá passar dos 170 kWh/cons., em 1989, para 220 kWh/cons. no ano 2001.

Além do mais, existe uma grande demanda reprimida a ser consolidada, advinda da própria incorporação de novas localidades a eletrificar, a estruturação de uma base agrícola de pequenos e médios propriedades que deverão ser energizadas e a expectativa do aumento do nível de renda pessoal na região.

Com relação à ELETROACRE⁽³⁰⁾, o consumo residencial deverá apresentar um crescimento com taxas médias de 10,3% aa. no mesmo período 1989/2001.

Por sua vez, a demanda industrial deverá assumir uma participação crescente na matriz energética local. No período 1989/2001, o consumo industrial na região da CERON deverá crescer à taxas médias de 25% aa. Este crescimento é justificado pelas previsões de implantação e ampliação do parque agro-industrial em Rondônia e pela integração de várias indústrias auto-produtoras ao sistema elétrico da CERON.

Acompanhando o crescimento industrial, o consumo de eletricidade da classe comercial também deverá ser

(29) Concessionária de energia elétrica pertencente ao governo do Estado de Rondônia.

(30) Concessionária de energia elétrica pertencente ao governo do Estado do Acre.

expressivo. No período 1989/2001, a taxa média de crescimento na região da CERON será de 12,8% aa., a maior taxa de toda a região norte.

A ampliação do número de consumidores residenciais e o aumento do nível de renda médio dos mesmos, permitem um maior acesso ao uso de facilidades domésticas, fazendo com que a estrutura comercial da região tenda a se ampliar e diversificar.

Além do mais, a própria localização geográfica de Rondônia, com as rodovias Porto Velho - Cuiabá e Porto Velho- Manaus, e a hidrovia do Rio Madeira, potencializam o Estado como corredor natural de produtos/população e centro distribuidor de um mercado inter-regional que poderá ganhar, inclusive, contornos internacionais.

Finalmente, vale a pena ressaltar que o próprio processo de desenvolvimento previsto para o Acre e Rondônia fará com que as infra-estruturas de serviços públicos tenham de ser significativamente ampliadas, levando, conseqüentemente, a um crescimento acentuado do consumo de eletricidade de outras classes.

b. Mercados potenciais

Apesar dos grandes esforços de ampliação da capacidade de atendimento das concessionárias, a maior parte dos investimentos na expansão da distribuição de energia elétrica têm se concentrado em áreas urbanas.

Uma vez que o crescimento econômico dos dois Estados têm apresentado um grande componente de atividades agropecuárias, é possível concluir que o grande mercado

potencial do sistema Acre-Rondônia estará localizado nas áreas rurais, onde a demanda reprimida é muito grande.

Dadas as considerações acima expostas, as tabelas 6.8 e 6.9 apresentam as últimas previsões de mercado elaboradas pela ELETROBRAS, desagregadas por subsistema de eletricidade, para a região Acre - Rondônia.

c. Parque gerador atual

O sistema elétrico Acre-Rondônia é abastecido, basicamente, pela ELETRONORTE - responsável pelo abastecimento das cidades de Porto Velho e Rio Branco - e pelas duas concessionárias estaduais de energia elétrica, a CERON, que abastece o interior do Estado de Rondônia, e a ELETROACRE, que abastece os municípios do interior e algumas propriedades rurais do Acre.

Apesar da ELETRONORTE ser responsável pela geração nas duas capitais, as concessionárias estaduais são responsáveis pela distribuição em todo o Estado, inclusive nas capitais.

O papel da ELETRONORTE, contudo, extrapola o atendimento de Porto Velho e Rio Branco. Na verdade, a ELETRONORTE é responsável pela definição das estratégias de geração capazes de garantir, a longo prazo, o suprimento do sistema Acre-Rondônia.

A CERON, atualmente, atende 31 localidades, através de 24 grupos geradores diesel de pequeno porte, adquire a energia da ELETRONORTE para distribuir em Porto Velho e, ainda, adquire uma pequena quantidade de energia da Equipamentos Termoelétricos SA - SATHEL, única empresa privada a atuar no setor elétrico do Estado, completando o sistema de geração para o município de Ariquemes.

TABELA 6.8

SISTEMA ACRE - RONDÔNIA

PREVISÃO DE CRESCIMENTO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

CICLO DE PLANEJAMENTO DE 1991

DESCRIÇÃO	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
I.) CERON - ISOLADO										
Total de Energia Requerida (GWh) ⁽¹⁾	972	1130	1306	1539	1751	1989	2254	2549	2680	3055
Requisito de Energia (MW-ano)	111	129	149	176	199	227	257	291	328	349
Fator de Carga (%)	55,3	55,3	55,1	55,0	55,0	55,4	55,6	55,8	55,8	56,2
Requisito de Ponta Total (MWh/h)	200	233	270	319	362	410	463	522	587	620
II.) ELETROACRE - ISOLADO										
Total de Energia Requerida (GWh) ⁽¹⁾	241	266	298	333	372	415	461	512	566	624
Requisito de Energia (MW-ano)	27	30	34	38	42	47	53	58	64	71
Fator de Carga (%)	59,0	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,1	59,1	59,1
Requisito de Ponta Total (MWh/h)	46	51	57	64	72	80	89	99	109	120

(1) Incluso mercado total próprio, energia a ser transferida para terceiros e perdas/diferenças.

Fonte: (ELETROBRAS, 1991)

TABELA 6.9

SISTEMA ACRE - RONDÔNIA/ ELETRONORTE

PREVISÃO DE CRESCIMENTO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

CICLO DE PLANEJAMENTO DE 1991

DESCRIÇÃO	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
I.) ELETRONORTE/SAMUEL - ISOLADO										
Total de Energia Requerida (GWh) ⁽¹⁾	541	658	1018	1206	1428	1633	1868	2132	2536	2629
Requisito de Energia (MW-ano)	62	75	116	138	163	186	213	243	289	300
Fator de Carga (%)	58,7	58,9	59,4	59,5	59,7	59,8	60,0	60,1	62,6	60,1
Requisito de Ponta Total (MWh/h)	105	127	196	231	272	312	356	405	461	497
II.) ELETRONORTE/RIO BRANCO - ISOLADO										
Total de Energia Requerida (GWh) ⁽²⁾	189	208	0	0	0	0	0	0	0	0
Requisito de Energia (MW-ano)	22	24	0	0	0	0	0	0	0	0
Fator de Carga (%)	60,2	60,2	0	0	0	0	0	0	0	0
Requisito de Ponta Total (MWh/h)	36	39	0	0	0	0	0	0	0	0

(¹) Consumo próprio e energia vendida à CERON para distribuição em Porto Velho; a partir de 1994, fornecimento crescente de energia à CERON para abastecimento de cidades do interior e à ELETROACRE para abastecimento de Rio Branco.

(²) Consumo próprio e energia vendida à ELETROACRE para distribuição em Rio Branco; a partir de 1994, prevista a interligação de Rio Branco à UHE Samuel.

Fonte: (ELETROBRAS, 1991)

Em seu sistema no interior do Estado, a CERON utiliza basicamente óleo diesel, com exceção da SATHEL, que utiliza geração a lenha, e da PCH Rio Vermelho, localizada na região de Vilheça. Esse parque gerador é constituído, na sua maior parte, por unidades geradoras transferidas de outras concessionárias, com uma idade superior a 15 anos.

Dada a precariedade deste sistema, a CERON, como a ELETRONORTE, também enfrenta sérios problemas de racionamento e dificuldades com a manutenção e reposição de peças para as suas máquinas, implicando em um fator de capacidade médio da ordem de 56% e um índice de perda de energia acima de 15%. Além do mais, a qualidade do suprimento de energia no Estado deixa muito a desejar, estando muito abaixo do que o DNAEE define como normas mínimas de atendimento (CERON/BIRD/ELETROBRAS, 1988).

A ELETRONORTE, por sua vez, mantém um parque termoelétrico em Porto Velho constituído por turbinas a gás - queimando óleo diesel -, motores diesel lentos - que podem queimar óleo combustível - e motores diesel rápidos - que apenas queimam óleo diesel. O parque termoelétrico de Rio Branco apresenta somente motores diesel lentos e rápidos, que consomem exclusivamente óleo diesel e requerem muita mão de obra para a manutenção preventiva e corretiva.

Da mesma forma, a ELETROACRE responde pela geração no interior do Acre apenas com unidades a diesel, quase sempre muito antigas, que ficam fora de operação por períodos muito longos por falta de peças de reposição, além de apresentarem custos operacionais muito elevados.

O início da operação da UHE Samuel (217 MW - 5x43,4 MW) em junho de 1989 permitiu adequar o sistema de abastecimento de Porto Velho, possibilitando, inclusive, a liberação de unidades dieselétricas para Rio Branco e para o interior de

Rondônia. A partir da entrada em operação da segunda máquina de Samuel, a ELETRONORTE passará a suprir também o interior de Rondônia.

A partir de 1993, o Plano Decenal prevê que o sistema de transmissão em 230 kV da UHE Samuel se estenderá para Ariquemes e Ji-Paraná⁽³¹⁾. Esta linha deverá chegar a Pimenta Bueno e Vilhena até 1995 e chegará em Abunã, Guajará Mirim e Rio Branco, até 1996, interligando, finalmente, o Acre a Rondônia.

A disponibilidade média de energia da UHE Samuel é de 80 MW-médios, descontadas as perdas de transmissão. No entanto, a disponibilidade média mensal varia significativamente de acordo com a época do ano. Durante o primeiro semestre, a disponibilidade mensal varia de 90 MW-mês a 125 MW-mês, sendo que os meses de maior disponibilidade são março e abril. No segundo semestre, ele varia de 30 MW-mês a 80 MW-mês, sendo que outubro e novembro são os meses de menor disponibilidade (ELETRONORTE, 1987).

Esta extrema variação da capacidade mensal de geração de energia da UHE Samuel é explicada pela insuficiência do seu reservatório para a regularização das vazões do Rio Jamari. Desta forma, a usina será capaz de suprir, quase que integralmente, todo o mercado durante 5 meses de cada ano, enquanto nos demais 7 meses será necessário uma expressiva complementação térmica (ELETRONORTE, 1987).

Dadas as considerações acima, o Plano Decenal prevê, para Porto Velho, a instalação da UTE Madeira, constituída por uma turbina a gás de 20 MW, programada para substituir muitas das unidades antigas, em condições precárias, que formam a base térmica local.

(31) Sendo acompanhado de um segundo circuito até 1995.

Para sanar as deficiências do abastecimento de Rio Branco, antes que a sua interligação com a UHE Samuel esteja realizada, o Plano Decenal prevê a entrada em operação da UTE Rio Acre, constituída por três turbinas a gás de 10 MW cada, prevista para junho de 1992. Alternativamente, estuda-se a possibilidade de transferir duas unidades térmicas a gás de 20 MW, provenientes de Camaçari.

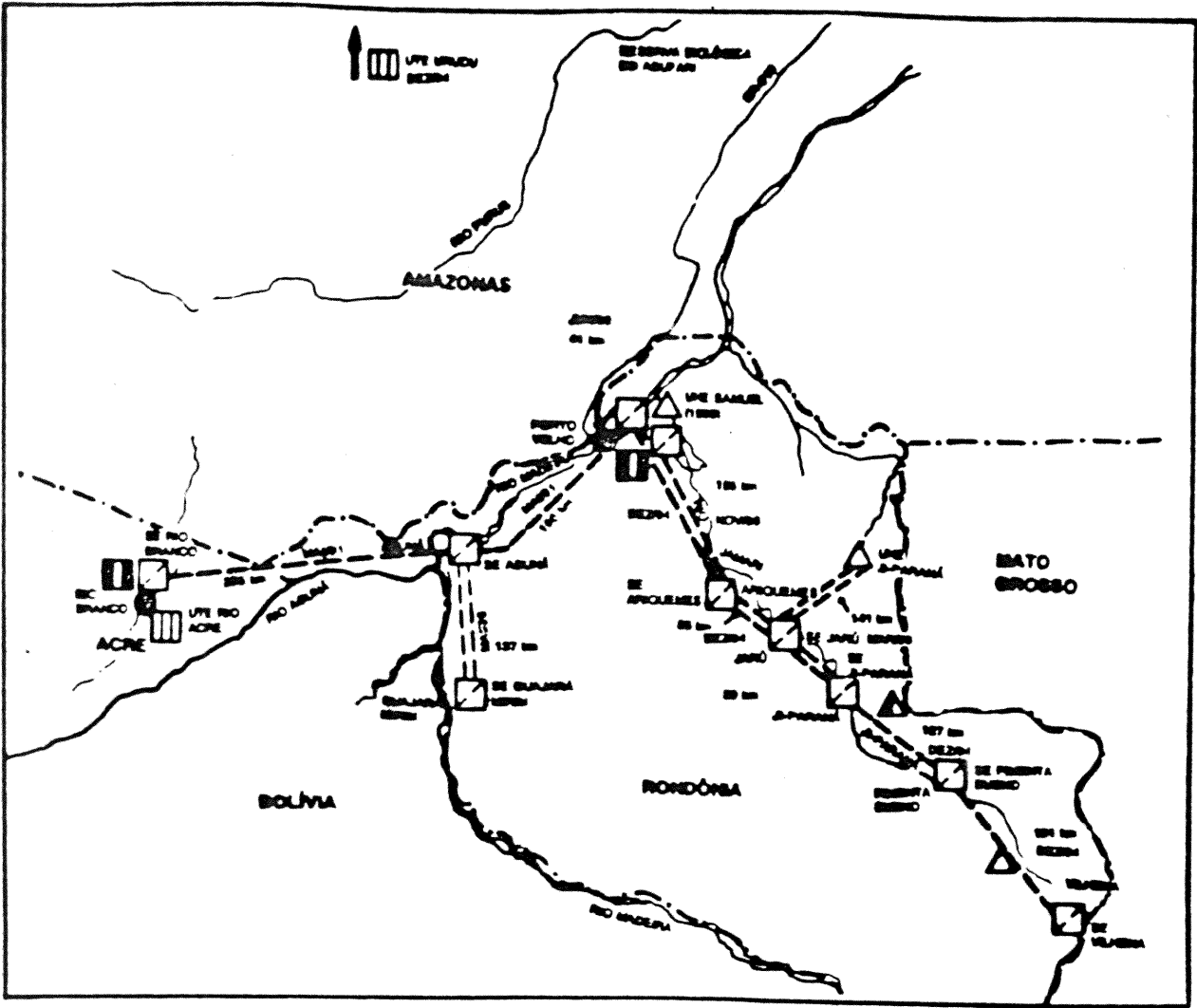
Fora das capitais, na medida em que a linha de transmissão da UHE Samuel for abrangendo novas localidades, o parque gerador dessas mesmas localidades poderá ser prontamente desativado e deslocado, de modo a atender outras localidades hoje sem nenhum atendimento.

Embora a CERON não possua linhas de transmissão, face às características do seu sistema de geração - usinas operando próximas aos centros de carga -, já existem algumas linhas de distribuição operando em 13,8 kV ou 34,5 kV, interligando municípios próximos. Desta forma, a chegada da energia da usina de Samuel representará um atendimento pronto a muitos municípios.

O interior do Acre, entretanto, deverá ficar com a estrutura geradora atual por mais tempo, uma vez que o Plano Decenal não prevê qualquer extensão da linha de transmissão de Samuel a outras localidades do Estado.

A figura 6.7 esquematiza a configuração atual e prevista do sistema Acre-Rondônia. Observa-se que, a rigor, até o momento, os dois subsistemas da ELETRONORTE - Porto Velho e Rio Branco - encontram-se isolados entre si e das demais regiões elétricas dos respectivos Estados.

FIGURA 6.7
SISTEMA ELÉTRICO ACRE-RONDÔNIA



LEGENDA

EXISTENTE	FUTURO	
		- LT 230 kV
		- LT 60 kV
		- SUBESTAÇÃO
		- BARRA TERMELÉTRICA
		- BARRA MICROELÉTRICA

- CAPITAL
 - GEDARE
 - BIVDA DE BISTADO

NOT A

-  Atendendo ao Sudeste de Planaltina em fase de definição estão-se também sua antecipeção pra Dez 90.
-  Sistema de Transmissão associado a UTE Unicum em construção.

d. Opções de suprimento de energia elétrica

A estratégia de suprimento inicialmente prevista pela ELETRONORTE para o sistema Acre-Rondônia consistia na construção da UHE Samuel, seguida da UHE Ji-Paraná (512 MW - 4x128 MW), a qual consolidaria a participação da ELETRONORTE no abastecimento energético do interior do Estado de Rondônia, além de substituir definitivamente a geração térmica tanto de Porto Velho como de Rio Branco.

A construção da UHE Ji-Paraná viria associada à integração com a UHE Samuel em Jaru, além da própria linha de transmissão de 230 kV / 80 km, circuito duplo, ligando Jaru à usina. A falta de recursos financeiros, entretanto, fez com que a UHE Ji-Paraná fosse retirada do Plano Decenal, sendo postergada para depois do ano 2000.

Em compensação, o Plano Decenal prevê para 1995 a UTE Urucu (3x100 MW), operando a gás natural. Com já foi mencionado, na bacia do rio Juruá, próximo à cidade de Carauari, Estado do Amazonas, foi detectada a presença de gás. Na bacia do rio Urucú, também no Estado do Amazonas, foram descobertos tanto gás como petróleo.

O aproveitamento desses recursos fará com que todas as localidades próximas tenham o seu ritmo de desenvolvimento modificado nos próximos anos, sendo previsto, no longo prazo, a formação de um pólo petroquímico na região. O aproveitamento do óleo teria como destino final a refinaria de Manaus.

O gás natural, por sua vez, poderia ser consumido tanto na cidade de Manaus - consumo previsto de 1,5 milhões de m³/dia, sendo transportado através de gasoduto -, como através da UTE Urucu, cuja energia seria transportada para o Estado de Rondônia.

O escoamento da energia da UTE Urucu será proporcionado, segundo o Plano Decenal, por um circuito duplo em 230 kV até Porto Velho. A partir da capital, será possível distribuir a sua energia para o interior através da linha da UHE Samuel, garantindo energia suficiente para que se possa estender esta linha de Ji-Paraná até Pimenta Bueno e Vilhena.

Caso a UTE não se concretize, face às dificuldades de implantação, a própria linha de transmissão prevista para interligar Pimenta Bueno e Vilhena ao restante do sistema Samuel deverá ser postergada até a entrada em operação ou da UTE Urucu ou da UHE Ji-Paraná.

Em face das deficiências no fornecimento de energia elétrica por parte das concessionárias públicas, existe em Rondônia uma grande tendência à auto-produção por parte de empresários locais. A tabela 6.10 fornece informações bastante significativas neste sentido.

Na maior parte das indústrias autoprodutoras também prevalece a geração à diesel - mesmo no setor madeireiro -, fazendo com que toda a produção industrial esteja vinculada ao desempenho destas máquinas.

Tendo em vista esta situação de precário atendimento e a crise crônica vivida pelo setor elétrico estatal, o DNAEE implantou um programa de licitação de usinas hidroelétricas, onde a iniciativa privada participaria para suprir mercados precariamente atendidos.

Fora o Mato Grosso e o Maranhão, o Estado de Rondônia foi considerado prioritário para a primeira fase do programa, tendo sido licitados no Estado, até 1989, quatro mercados isolados, conforme apresentado na tabela 6.11.

TABELA 6.10
PARTICIPAÇÃO DE AUTO-PRODUTORES INDUSTRIAIS NO
SISTEMA ELÉTRICO DE RONDÔNIA

SETOR MADEIREIRO (representa 50% da indústria)

30,9% das indústrias são AUTO-PRODUTORES e sequer estão interligados ao sistema de distribuição.

53,7% das indústrias possuem sistemas mistos

15,4% trabalham com energia recebida exclusivamente da CERON

DEMAIS INDÚSTRIAS

14,1% das indústrias são AUTO-PRODUTORES e sequer estão interligados ao sistema de distribuição.

46,1% das indústrias possuem sistemas mistos

39,8% trabalham com energia recebida exclusivamente da CERON

Fonte: (FERNANDES et alii, 1988)

TABELA 6.11

**PARTICIPAÇÃO DE AUTO-PRODUTORES INDUSTRIAIS NO
SISTEMA ELÉTRICO DE RONDÔNIA**

LOCALIDADES ABRANGIDAS PELO SISTEMA ISOLADO	ENERGIA LICITADA (MWh/ano)	PREÇO TETO (mills/kWh)	PONTO DE ENTREGA DA ENERGIA
1. Vilhena	91.000	65	Vilhena 13,8 kV
2. Cacoal, Pimenta Bueno e Espigão D'Oeste	190.000	71,5	P. Bueno 34,5 kV
3. Cerejeiras e Colorado D'Oeste	98.000	71,5	Colorado e Cerejeiras 13,8 kV
4. Rolim Moura	62.200	71,5	R. Moura 13,8 kV

Fonte: (RAMOS, 1989)

O programa das concorrências públicas para outorga de concessão para construção e operação de usinas hidroelétricas pela iniciativa privada apenas começou. Pode-se antever um futuro promissor e generoso relativamente aos resultados que serão colhidos (RAMOS, 1989)

Estudos demonstram que o Estado de Rondônia poderá vir a ser o maior beneficiado deste tipo de programa, uma vez que existem vários aproveitamentos hídricos adequados à instalação de PCHs ou mini centrais - MCHs, como mostra a tabela 6.12.

TABELA 6.12

SISTEMA RONDÔNIA - POTENCIAL EXISTENTE DE PCHs

(em kW)

APROVEITAMENTO	LOCALIZAÇÃO	POTENCIA INSTALADA ESTIMADA
Alta Floresta I	Alta Floresta	3000
Cachoeira Cachimbo	Alta Floresta	2000
Enganado	Colorado D'Oeste	1500
Rio Vermelho II	Vilhena	1000
Santa Cruz	Ariquemes	4000
Mineração Cuyan	Vilhena	2500
Cabixi I	Vilhena	4000
Cabixi II	Vilhena	3000
Aprov. Rio Machadinho	Machadinho	5000
Aprov. Rio P. Bueno	Vilhena/Colorado	4000
Aprov. Rio S. Miguel	São Miguel	2000
Aprov. Rio Roosevelt	Espigão D'Oeste	7000
Aprov. Rio Cautário	Costa Marques/G. Mirim	7000
Aprov. Rio Duro Preto	G. Mirim	5000
Aprov. Primavera	Pimenta Bueno	7000
Aprov. Apertado	P. Bueno	10000
TOTAL		68000

Fonte: (SEC. ESTADO de PLANEJAMENTO de RONDÔNIA, 1988)

6.4.3 Outros sistemas isolados de menor porte

Fora os dois sistemas isolados de maior porte, já analisados, o sistema elétrico brasileiro se destaca pela presença de outros subsistemas de menor porte, dos quais

merecem referência especial aqueles relacionados às capitais dos Estados de Roraima e Amapá.

Por outro lado, alguns estados brasileiros, apesar de encontrarem-se em boa medida interligados aos grandes sistemas elétricos nacionais do N/NE ou SE/CO, ainda apresentam significativas parcelas de seus territórios eletricamente isolados.

As parcelas isoladas dos sistemas elétricos existentes nestes estados, na maior parte das vezes, encontram-se dispersas em áreas enormes, ocupadas invariavelmente por atividades agropecuárias em grande expansão. Outra constante nestas regiões, é que a capacidade geradora local das concessionárias elétricas responsáveis pelo seu atendimento se mostra insuficiente para o atendimento das demandas em expansão, representando grande empecilho ao crescimento econômico regional.

Os estados do Maranhão, Pará, Tocantins e Mato Grosso constituem os casos mais significativos desses sistemas isolados. O que se observar é que a estratégia básica de suprimento de longo prazo desses mercados isolados passa sempre por um esforço concentrado tanto no desenvolvimento de alternativas de geração locais, basicamente PCHs e uma ampliação do parque dieselétrico, como na expansão das malhas de transmissão dos sistemas interligados que já cobrem os principais mercados estaduais, em geral concentrados nas respectivas capitais e em alguns outros poucos centros urbanos.

6.4.3.1 O sistema elétrico de Roraima

6.4.3.1.1 Características básicas do sistema

A capital Boa Vista é suprida desde 1989 pela ELETRONORTE. As localidades do interior são abastecidas pela concessionária estadual, CER. A localidade de Mucajaí, nascida a partir de um programa de colonização de pequenos proprietários implantado na década de 70, é interligada a Boa Vista por uma linha de 13,8 kV, sendo que a energia fornecida pela CER é comprada junto à ELETRONORTE.

O sistema é termoelétrico de pequeno porte, baseado exclusivamente em centrais dieselétricas, sendo insuficiente para o atual nível de demanda, impondo aos consumidores constantes racionamentos.

Dentro de um cenário de recuperação econômica para o país, a demanda de energia no sistema Roraima deverá crescer em função de:

- ampliação das atividades agro-pecuárias no Estado;
- regularização da exploração de recursos minerais;
- incentivo à imigração, graças ao asfaltamento da rodovia Manaus - Boa Vista, a BR 174, e seu prolongamento até a cidade venezuelana de Santa Helena;
- incentivos e investimentos governamentais a partir do Projeto Calha Norte, onde está previsto, inclusive, a finalização da Perimetral Norte, BR-210, que corta longitudinalmente o sul do Estado.

A figura 6.8 apresenta as características atuais e as previstas do sistema elétrico de Roraima. As projeções da demanda de energia elétrica até 2001 se encontram na tabela 6.13.

6.4.3.1.2 Opções de suprimento

A capital Boa Vista opera três termoelétricas, que totalizam uma potência nominal de 36,7 MW e uma potência efetiva de 23,4 MW. A localidade de Mucajaí, por sua vez, possui duas unidades geradoras diesel de 0,3 MW cada, operadas pela CER e interligadas à capital.

As opções de suprimento do Plano Decenal para 1991 - 2000 contemplam:

- Implantação de uma unidade dieselétrica rápida de 2,5 MW, ampliando a capacidade da usina Boa Vista II.
- Implantação da UTE Floresta I (2x26 MW), com unidades a gás transferidas de Manaus.
- Implantação da UTE Floresta II, com uma unidade de 20 MW para 1995.
- Implantação da UHE Faredão (27 MW - 3x9 MW), prevista para 1997.
- Concomitante à UHE Faredão, prevê-se a interligação de algumas localidades do interior do Estado à capital.

TABELA 6.13

SISTEMA RORAIMA

PREVISÃO DE CRESCIMENTO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

CICLO DE PLANEJAMENTO DE 1991

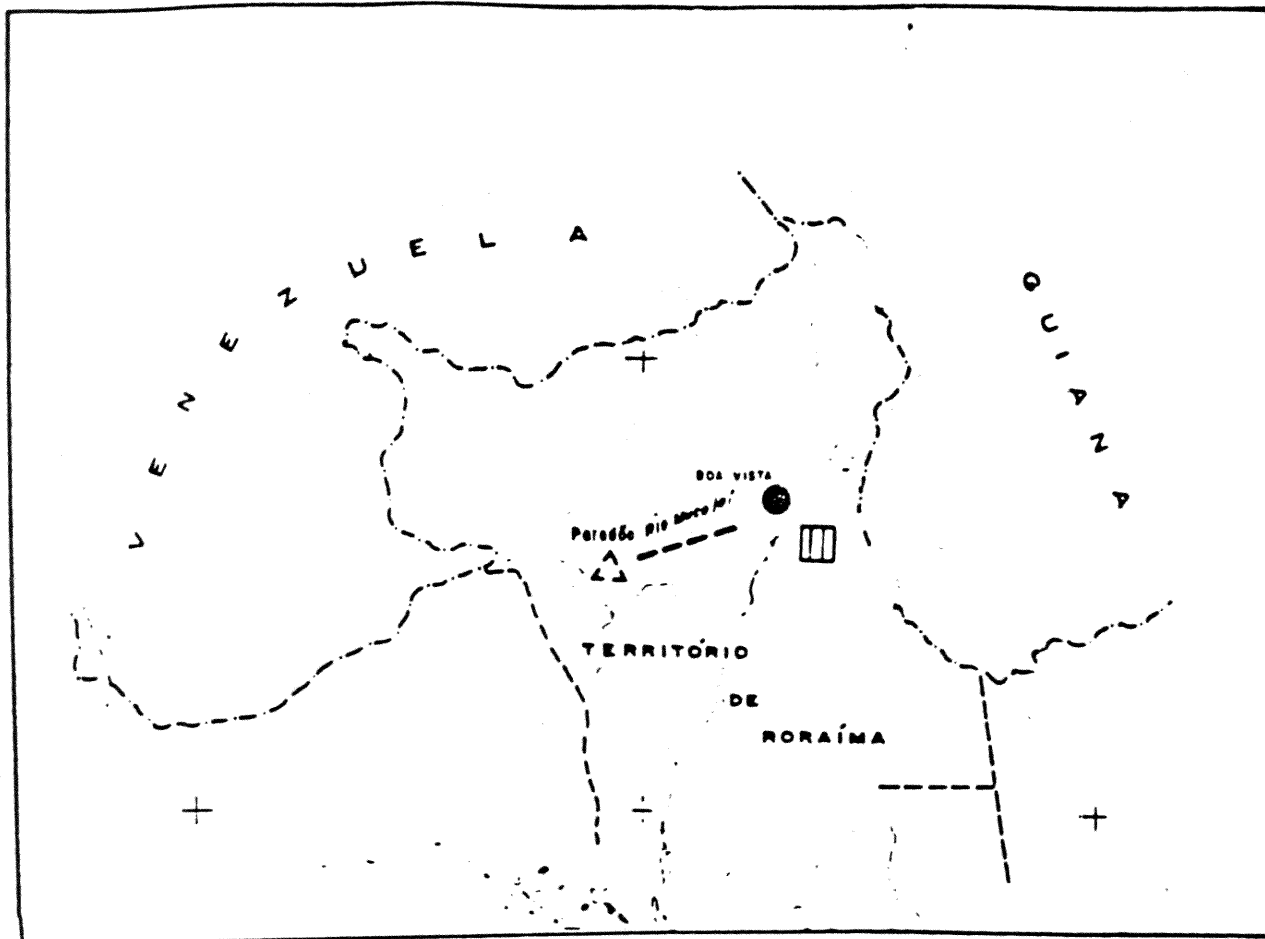
DESCRIÇÃO	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
I.) CER - ISOLADO										
Total de Energia Requerida (GWh) ⁽¹⁾	26	34	42	53	61	71	82	95	111	126
Requisito de Energia (MW-ano)	3	4	5	6	7	8	9	11	13	14
Fator de Carga (%)	59,0	59,3	59,6	59,7	59,7	60,1	60,3	60,5	60,5	60,9
Requisito de Ponta Total (MWh/h)	5	6	8	10	12	14	16	18	21	24
II.) ELETROHORTE - BOA VISTA										
Total de Energia Requerida (GWh) ⁽²⁾	155	174	195	218	241	265	292	320	358	387
Requisito de Energia (MW-ano)	18	20	22	25	27	30	33	36	41	44
Fator de Carga (%)	64,5	64,7	64,8	64,8	63,2	64,9	65,0	65,1	65,0	65,3
Requisito de Ponta Total (MWh/h)	27	31	34	38	43	47	51	56	63	68

(1) Incluso mercado total próprio, perdas/diferenças.

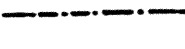
(2) Incluso mercado total próprio, perdas/diferenças e uma pequena parcela de energia transferida à própria CER para ser distribuída em Mucajaí.

Fonte: (ELETROBRAS, 1991)

FIGURA 6.8
SISTEMA ELÉTRICO DE RORAIMA



LEGENDA

EXISTENTE	FUTURO	
		LT 138 KV
		- SUBESTAÇÃO
		- USINA TERMELÉTRICA
		- USINA HIDRELÉTRICA
		- CAPITAL
		- CIDADE
		- DIVISA DE ESTADO

Roraima oferece uma topografia que agrega as serras do Parima, Pacaraima e Tepequem, sendo bastante propícia ao aproveitamento hidroelétrico. Estudos de inventário estimaram em cerca de 600 MW o potencial concentrado na bacia do Contigo ao norte do Estado, podendo ser incorporado ao sistema atual. A construção de PCHs no Estado poderia, inclusive, representar a consolidação da pequena indústria de construção civil já instalada, principalmente em Boa Vista.

6.4.3.2 O sistema elétrico do Amapá

6.4.3.2.1 Características básicas do sistema

Este sistema compreende o centro-sudeste do Amapá, destacando-se a capital Macapá e a cidade de Porto Santana. O consumo de energia elétrica do Estado está intimamente ligado aos grandes consumidores industriais localizados em Macapá e na Serra do Navio, onde está localizada a ICOMI, do grupo CAEMI, que explora minério de manganês.

O nível de atendimento atual é crítico, com um problema crônico de falta de reserva de potência. Além do mais, a tendência é que o consumo de energia elétrica tenha uma grande expansão, dados os vários programas de investimento previstos para a região.

Estes programas incluem:

- Ampliação da Usina de Ferro-ligas Manganês, a qual deverá ampliar a demanda de 9 MW para 17,5 MW.

- Implantação da Usina Ferro-ligas Cromo, cuja demanda inicial deverá ser de 22 MW, para 1992, podendo atingir uma demanda de 40 MW em plena produção.
- No longo prazo, poderá ser instalada uma Usina de Ferro-silício-manganês, também esta, grande consumidora de energia.
- A Amapá Florestal e Celulose - ANCEL, produz, via centrais dieselétricas, toda a energia que consome, porém seria conveniente interligá-la ao sistema elétrico do Estado.
- O Projeto de Calcinação de Bauxita demandará 1,5 MW a partir de 1992.

A figura 6.9 apresenta a configuração atual e a prevista do sistema elétrico do Amapá. Na tabela 6.14 se encontram as projeções da demanda de energia elétrica deste sistema até o ano 2001.

6.4.3.2.2 Opções de suprimento

O sistema do Amapá é hidrotérmico, com predominância de geração hídrica, sendo constituído pela UHE Coaracy Nunes (2x20 MW), da ELETRONORTE, instalada no rio Araguari, que atende Macapá, algumas localidades no seu entorno e as instalações industriais da ICOMI. Adicionalmente, existe a UTE Porto Santana - ICOMI (10 MW), com grupos dieselétricos, que complementa a geração hídrica.

Finalmente, os sistemas isolados do interior são atendidos por grupos geradores a diesel de propriedade da concessionária estadual, CEA. A distribuição em todo o

TABELA 6.14

SISTEMA AMAPA

PREVISÃO DE CRESCIMENTO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

CICLO DE PLANEJAMENTO DE 1991

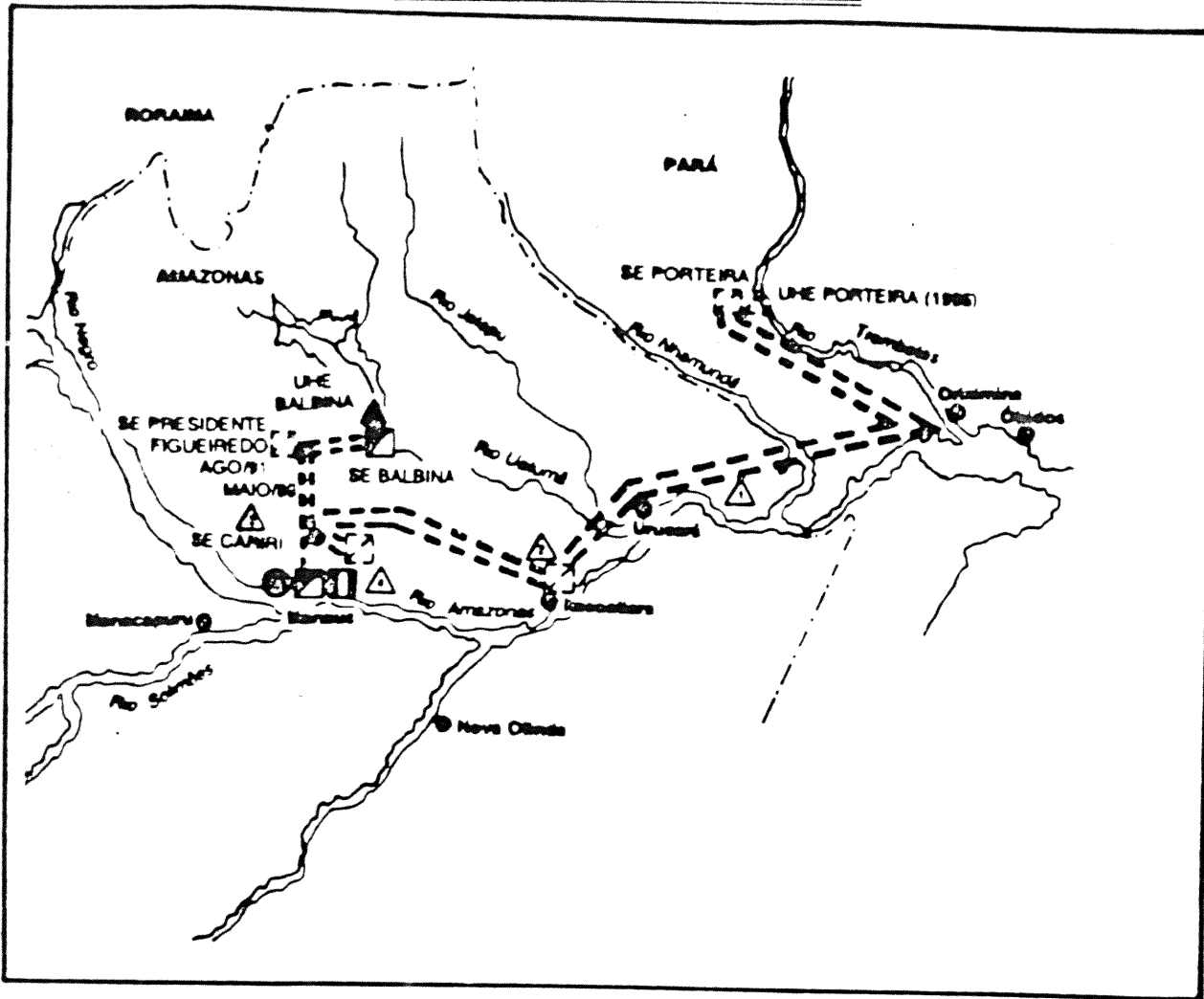
DESCRIÇÃO	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
I.) CEA - TÉRMICO - ISOLADO										
Total de Energia Requerida (GWh) ⁽¹⁾	9	11	12	13	15	16	18	20	22	23
Requisito de Energia (MW-ano)	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3
Fator de Carga (%)	43,2	43,4	43,3	43,3	43,2	43,3	43,3	43,3	43,2	43,4
Requisito de Ponta Total (MWh/h)	2	3	3	4	4	4	5	5	6	6
II.) ELETRONORTE - AMAPA										
Total de Energia Requerida (GWh) ⁽²⁾	338	370	400	431	467	507	546	587	631	666
Requisito de Energia (MW-ano)	38	42	46	49	53	58	62	67	72	76
Fator de Carga (%)	68,5	68,4	68,1	67,9	67,5	67,5	67,3	67,2	66,9	66,9
Requisito de Ponta Total (MWh/h)	56	62	67	72	79	86	92	100	107	114

(1) Inclusa apenas a energia térmica que é distribuída no mercado próprio, e as perdas/diferenças no sistema térmico

(2) Incluso mercado total próprio, energia a ser transferida para a CEA para ser distribuída no Estado e perdas/diferenças no sistema hídrico.

Fonte: (ELETROBRAS, 1991)

FIGURA 6.9
SISTEMA ELÉTRICO DO AMAPÁ



LEGENDA

EXISTENTE	FUTURO	
		- LT 230 kV
		- SUBESTAÇÃO
		- USINA TERMELÉTRICA
		- USINA HIDRELÉTRICA

	- CAPITAL
	- CIDADE
	- DIVISA DE ESTADO

- Notas:
- Nota e tensão dessa LT em avaliação
 - Localização dessa SE em estudo
 - Esta SE seccionará a LT Balbina/VBII em jun/86, ela servirá como distribuidora da energia vinda de Balbina e Porteira para VBII e nova SE retransmissora 230/69 kV.
 - Nova Subestação retransmissora 230/69 kV, prevista para jun/86. Localização em definição.

Estado é feita pela CEA, a menos da própria ICOMI, cujo abastecimento é feito diretamente pela ELETRONORTE.

A saída de operação de uma unidade da UHE Coaracy Nunes implica na necessidade de geração térmica, além de um corte de carga de 40% nos períodos de ponta do sistema. Na situação mais crítica, a perda de duas unidades daquela usina implica um corte de carga da ordem de 80%.

O Plano Decenal prevê para 1992 a implantação da UTE Santana (3x10 MW), com unidades a gás, por parte da ELETRONORTE, servindo para compor os requisitos de reserva de potência e complementação térmica para o sistema.

Além do mais, o Plano Decenal prevê a conclusão da UHE Coaracy Nunes, com a instalação da terceira e última unidade de 30 MW, para 1994, garantindo maior confiabilidade no atendimento do sistema e reduzindo a geração térmica.

Em termos de transmissão, o Plano Decenal prevê para 1994 a duplicação do circuito de 138 kV / 108 km, conectando a UHE Coaracy Nunes à UTE Santana e uma linha em circuito simples de 60 kV / 116 km até a Serra do Navio.

Por outro lado, a Cia. Jari, agora pertencente ao grupo CAEMI, possui um projeto hidroelétrico de 100 MW, o qual poderá ser implementado, sendo interligado ao sistema já existente da UHE Coaracy Nunes.

No interior do Estado, a CEA desenvolve um programa de estudos visando a implantação de PCHs, além de um programa de expansão do número de centrais diesel.

6.4.3.3 Os sistemas elétricos isolados do Mato Grosso, Maranhão, Pará e Tocantins

Os sistemas elétricos desses estados, como já foi dito, se caracterizam pelo fato de serem compostos por dois subsistemas distintos, um subsistema isolado, pulverizado em toda a respectiva região interiorana e um subsistema interligado, extensão de um dos grandes sistemas interligados nacionais, ou do sistema interligado SE/CO ou do sistema interligado N/NE, o qual, invariavelmente, visa atender os centros de carga mais desenvolvidos dos estados, quase sempre concentrados nas respectivas capitais.

A tendência nestes casos é que um número cada vez maior de localidades venha a ser interligado nos grandes sistemas elétricos, principalmente quando alguma dessas localidades se transformar em um centro de carga especial.

O Pará e o Mato Grosso, por exemplo, devido aos seus enormes recursos hídricos, serão interligados aos grandes sistemas como fornecedores de energia, uma vez que as regiões Sudeste, Sul e Nordeste, no longo prazo, verão os seus aproveitamentos competitivos esgotados.

Para as localidades mais afastadas e economicamente menos consolidadas, as respectivas companhias estaduais procurarão desenvolver recursos energéticos locais - basicamente PCHs - ou reforçarão seus sistemas dieselétricos, neste caso, deslocando unidades de regiões que forem sendo paulatinamente interligadas aos grandes sistemas elétricos.

6.4.3.3.1 O sistema isolado do Mato Grosso

TABELA 6.15

CARACTERISTICAS BASICAS DO SISTEMA

1.) O sistema elétrico do Mato Grosso é inteiramente gerido pela concessionária estadual CEMAT.

2.) O Estado do Mato Grosso tem vivenciado intensos movimentos migratórios, advindos do grande impulso econômico baseado na expansão da produção agro-pecuária, com a conseqüente elevada taxa de crescimento do número de consumidores residenciais. Em particular, as regiões isoladas do norte do Estado são aquelas que apresentam taxas mais elevadas.

3.) O grande impulso dado pelo Governo Federal para a integração do Estado à economia brasileira foi conquistado, principalmente, pela construção das rodovias Cuiabá-Porto Velho e Cuiabá-Santarém, que cortam o Estado, servindo de passagem para os migrantes que vão para Rondônia e Pará.

4.) As atuais condições de oferta de energia elétrica têm reduzido substancialmente o ritmo de crescimento do consumo de eletricidade, gerando demandas reprimidas muito elevadas; a implantação de várias indústrias em todo o Estado tem sido adiada, pois a CEMAT não tem condições de assegurar o suprimento nas condições requeridas.

5.) O baixo índice de atendimento nas áreas rurais, apesar do alto potencial agrícola do Estado, evidencia a restrição da oferta como fator limitante à sua expansão.

6.) As limitações do parque gerador, a baixa confiabilidade do sistema, e as restrições quanto ao horário de funcionamento têm induzido o surgimento de muitos auto-produtores.

(BAJAY et alii, 1971)

TABELA 6.16

OPÇÕES DE SUPRIMENTO

1.) O sistema isolado do Mato Grosso é atendido por centrais térmicas a diesel e PCHs da CEMAT, as quais apresentam precárias condições de atendimento, especialmente no norte do Estado. A possibilidade de se instalar uma série de PCHs nessas regiões isoladas, com ampla participação da iniciativa privada, tem sido estudada pela CEMAT e pelo DNAEE.

2.) O Estado do Mato Grosso possui um grande potencial hidroelétrico, estimado em cerca de 13,6 MW, sendo que toda a atual capacidade de geração instalada no Estado é de responsabilidade da CEMAT. O esgotamento dos recursos energéticos de origem hidráulica do Centro/Sul, poderá fazer com que os recursos matogrossenses sejam aproveitados e absorvidos dentro do sistema interligado SE/CO.

3.) No longo prazo, o atendimento das localidades isoladas do Mato Grosso será resolvido pela sua interligação ao sistema SE/CO; para tanto, os esforços mais acentuadas deverão ser feitos no reforço do sistema de transmissão que interliga o Estado às regiões Sudeste e Sul e a ampliação da malha de transmissão no norte do Estado, de forma a atender os novos aglomerados urbanos que crescem aceleradamente.

(BAJAY et alii, 1991)

TABELA 6.17

SISTEMA MATO GROSSO ISOLADO
PREVISÃO DE CRESCIMENTO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA
CICLO DE PLANEJAMENTO DE 1991

DESCRIÇÃO	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
I.) CEMAT - ISOLADO										
Total de Energia Requerida (GWh) ⁽¹⁾	229	143	138	140	143	160	180	194	140	80
Requisito de Energia (MW-ano)	26	16	16	16	16	18	21	22	16	9
Fator de Carga (%)	73,9	45,3	43,8	38,6	38,6	38,8	38,9	39,0	39,0	39,2
Requisito de Ponta Total (MWh/h)	35	36	36	41	42	47	53	57	41	23

(¹) Incluso mercado próprio e as perdas/diferenças

Fonte: (ELETROBRAS, 1991)

6.4.3.3.2 O sistema isolado do Maranhão

TABELA 6.18

CARACTERISTICAS BASICAS DO SISTEMA

1.) O Maranhão é quase que integralmente suprido com energia elétrica da ELETRONORTE, através do subsistema norte do sistema interligado norte/nordeste. Além da ELETRONORTE, as localidades situadas na fronteira com o Estado do Piauí são atendidas pela CEPISA - concessionária de eletricidade do Piauí -, enquanto a concessionária estadual do Maranhão, a CEMAR, é responsável pela distribuição de energia elétrica em todo o estado, além de atender, com geração própria, vários pontos isolados do Estado.

2.) A ELETRONORTE, a partir da implementação da UHE Tucuruí, vem garantindo o suprimento de energia elétrica aos grandes consumidores maranhenses, além de ser responsável pela geração de mais de 90 % da energia elétrica distribuída pela CEMAR.

3.) No Maranhão não há grandes aproveitamentos hidroelétricos a serem construídos; assim, o suprimento de energia elétrica para o estado vem sendo garantido parte pela UHE Boa Esperança (216 MW), situada na fronteira do Piauí e, principalmente, pela quase total integração ao sistema interligado norte/nordeste.

4.) Apesar das dificuldades vividas pela CEMAR, houve um significativo esforço no sentido de absorver as áreas isoladas, assegurando a interligação de quase todo o estado. Na verdade, a CEMAR e a ELETRONORTE têm definido um programa integrado de linhas de transmissão e subestações de forma a garantir o aumento do suprimento de energia elétrica no estado a partir da energia gerada em Tucuruí.

5.) A nível de perspectivas futuras, existem vários sítios onde podem ser implantadas PCHs, além da possibilidade de se aproveitar a energia das marés, que no litoral de S.Luis apresentam desníveis de até 8 metros, mas cuja tecnologia não está dominada. De qualquer forma, quase todas as localidades isoladas encontram-se com opções energéticas definidas.

Fonte: (ELETRONORTE, 1987)

6.4.3.3.3 O sistema isolado do Pará

TABELA 6.19

CARACTERISTICAS BASICAS DO SISTEMA

1.) A demanda de eletricidade do Estado do Pará se distribui em dois segmentos distintos. O primeiro corresponde ao fornecimento realizado diretamente pela ELETRONORTE - suprimindo os grandes consumidores, os quais constituem mais de 50% do mercado -; o segundo corresponde à área de atuação da concessionária estadual CELPA, na qual se destaca a participação da cidade de Belém, que consome cerca de 30% da energia elétrica do Estado.

2.) A CELPA adquire a maior parte da energia que distribui da ELETRONORTE, através da UHE Tucuruí, a qual constitui a principal usina do subsistema norte do sistema interligado norte/nordeste.

3.) O Estado do Pará tem apresentado taxas de crescimento econômico bastante elevadas, principalmente como reflexo da implantação do Programa Grande Carajás. Contudo, mesmo fora da parte paraense do Programa e das áreas próximas de Belém, outras áreas também vêm experimentando grandes taxas de crescimento econômico, destacando-se a parte sul do estado e o triângulo formado por Santarém, Itaituba e Altamira.

4.) No que se refere ao Pará, todos os principais centros de carga encontram-se integrados ao sistema interligado norte/nordeste, sendo que mais de 70% do segmento urbano já se encontra interligado. Realça-se que, no ano 2000, prevê-se que a taxa de atendimento dos domicílios urbanos situados na área da CELPA alcance 95%, através da incorporação de localidades atualmente isoladas ao sistema interligado.

5.) Constitui uma exceção importante a parte ocidental do Estado, onde existem regiões cujo fornecimento de eletricidade provém de usinas termoelétricas a diesel da própria CELPA. No caso da cidade de Santarém, parte do abastecimento é feito pela UHE Curuá Una (30 MW).

6.) O Plano Decenal, entretanto, prevê para 1997 o circuito de 230 kV ligando Tucuruí a Santarém, o que permitirá a interligação de todo o oeste do estado ao sistema N/NE.

Fonte: (ELETRONORTE, 1987)

6.4.3.3.4 O sistema isolado do Tocantins

TABELA 6.20

CARACTERISTICAS BASICAS DO SISTEMA

1.) O recém criado Estado do Tocantins também possui uma pequena parcela de seu sistema elétrico interligado ao sistema norte/nordeste. Entretanto, a maior parte das regiões se encontram isoladas, com um atendimento extremamente precário.

2.) A própria constituição do novo estado da federação, entretanto, sinaliza que a região deverá receber incentivos significativos para a implantação, de fato, de um novo pólo de atração econômica dentro da região centro-oeste do país.

3.) Além do mais, as regiões mais ao norte deverão sentir alguns dos efeitos multiplicadores advindos da instalação do Programa Grande Carajás.

4.) Atualmente, apesar da pequena presença de atividades comerciais e industriais na região, e apesar da baixa densidade populacional e inexistência de qualquer grande aglomerado urbano, o Estado do Tocantins apresenta níveis de atendimento de energia elétrica muito abaixo da média nacional, o qual pode ser verificado, principalmente, na taxa de atendimento residencial abaixo dos 60%. Espera-se, portanto, que a consolidação da economia regional e das respectivas infra-estruturas urbanas, venham a requerer níveis de atendimento de energia elétrica melhores.

6.5 Possibilidades de penetração de PCNs nos sistemas isolados

Os mercados de todos os sistemas isolados acima analisados têm apresentado elevadas taxas de crescimento, excluindo-se os últimos anos, quando a crise econômica que se abateu sobre todo o país também teve efeitos negativos nestas regiões.

Quase todos estes sistemas propiciam algum espaço para a penetração de PCNs, principalmente aqueles na faixa de 10 a 50 MW, enquanto alguns dos mercados isolados mais dinâmicos permitiriam inclusive a instalação de PCNs da faixa de 100 a 300 MW.

Pode-se dividir os sistemas isolados brasileiros, do ponto de vista da possibilidade de penetração de PCNs, em sistemas bastante propícios, sistemas medianamente propícios, e sistemas nos quais, à primeira vista, a introdução de PCNs não teria uma lógica simples capaz de justificá-la.

6.5.1 Os sistemas bastante propícios à penetração de PCNs

Os sistemas bastante propícios à penetração de PCNs seriam o Sistema Manaus, o Sistema Acre-Rondônia e, em menor escala, o Sistema Amapá, por causa dos grandes projetos de mineração previstos para o estado.

No sistema Manaus, a introdução de PCNs poderia ser uma alternativa estratégica à UHE Cachoeira Porteira, podendo postergar a instalação dessa hidroelétrica. Neste caso,

poderiam ser utilizados PCNs na faixa de 100 a 300 MW, com possibilidades de ampliação no horizonte de 2005 a 2025.

Outra possibilidade, seria, mais a longo prazo, após a instalação da UHE Cachoeira Porteira, de substituir todo o parque térmico atualmente existente em Manaus por PCN's. Neste caso, pode-se imaginar uma primeira fase, com a instalação de algumas centrais de 30 a 50 MW, seguida de uma segunda fase com unidades de 100 a 300 MW.

No sistema Acre-Rondônia haveria espaço tanto para PCNs na faixa de 100 a 300 MW, como na faixa de 30 a 50 MW. As primeiras, em um horizonte de menor prazo, teriam de competir com centrais hidroelétricas de médio porte - principalmente a UHE Ji-Paraná - e com uma expansão da UTE Urucú, associada a uma longa linha de transmissão ligando as reservas de gás natural no estado do Amazonas até o estado de Rondônia.

Em um horizonte um pouco maior, poder-se-ia imaginar tanto um regime de complementação térmica UHE e PCN, como um regime de complementação PCN e unidades a gás, as primeiras atendendo a base e as últimas a ponta da curva de carga do sistema.

As PCNs de menor porte, por sua vez, substituiriam a base térmica existente nos principais aglomerados urbanos do Acre e Rondônia. Além do mais, há a possibilidade de interessantes composições entre PCNs e PCHs, as primeiras operando em regime de complementação térmica das segundas.

Finalmente, no sistema Amapá, haveria espaço para a instalação de uma PCN da faixa de 30 a 50 MW, com possibilidades de expansão modular, totalizando uma capacidade instalada de 90 a 150 MW. Neste caso, devido ao perfil tipicamente industrial da demanda local de

eletricidade, com indústrias energo-intensivas, o uso de uma fonte energética com grande disponibilidade, capaz de fornecer um serviço de energia elétrica de qualidade, encontraria obstáculos políticos menores.

6.5.2 Os sistemas medianamente propícios à penetração de PCNs

Entre os sistemas medianamente propícios à penetração de PCNs estariam o Sistema Roraima, o qual poderia absorver uma PCN na faixa de 30 a 50 MW, com possibilidade de ampliação modular no longo prazo, e alguma localidade muito específica que pudesse se destacar, ao longo da década de 90, como um importante centro de carga.

Neste caso, a princípio, existiria a região de Santarém no estado do Pará, em não se confirmando a sua conexão ao sistema interligado N/NE. A nível especulativo, pode-se prever um crescimento bastante grande para a atual capital do estado do Tocantins, a qual, ao longo da década de 90, poderá se consolidar como um centro de atração econômica e populacional.

6.5.3 Os sistemas menos favoráveis à penetração de PCNs

Todos os demais sistemas isolados das regiões Norte e Centro-Oeste do país parecem, a princípio, menos favoráveis à penetração de PCNs. O interior do Pará, Maranhão, Tocantins e Mato Grosso, mesmo apresentando um certo dinamismo econômico, constituem, a nível do sistema elétrico, cargas muito dispersas em áreas territoriais muito extensas.

Essas regiões dependerão, ainda, de uma forte base térmica dieselétrica ou do desenvolvimento de recursos locais, principalmente PCHs. No longo prazo, entretanto, essas regiões deverão ser absorvidas pelos grandes sistemas interligados nacionais, seja o sistema SE/CO/S, seja o sistema N/NE.

CAPITULO 7

Possibilidades de uso de PCNs no sistema elétrico brasileiro Análise dos Sistemas Interligados

7.1 Considerações iniciais

O território brasileiro é dividido em quatro regiões geo-elétricas, as quais caracterizam as áreas de atuação das concessionárias federais: FURNAS, ELETROSUL, CHESF e ELETRONORTE. Estas empresas têm a função prioritária de geração e transmissão de energia elétrica, ficando a distribuição a cargo de concessionárias estaduais e privadas.

O sistema de energia elétrica brasileiro é constituído por dois grandes sistemas interligados: Sistema Interligado Sudeste/Centro Oeste/Sul e o Sistema Interligado Norte/Nordeste. Esses dois sistemas encontram-se desconectados entre si.

O sistema interligado SE/CO/S caracteriza-se por possuir várias usinas hidroelétricas de grande porte, conectadas aos principais centros consumidores do país através de linhas de transmissão de 138 kV a 500 kV.

O sistema interligado N/NE caracteriza-se por possuir grandes complexos de geração situados nos rios São Francisco, Parnaíba e Tocantins, cuja energia é escoada para os centros consumidores, localizados na sua grande maioria no litoral, por uma rede de transmissão de 230 kV e 500 kV.

O que se procurará identificar aqui são os possíveis gargalos existentes no sistema, onde, em um horizonte de

longo prazo, poderão haver situações de suprimento de energia elétrica não satisfatórias, as quais, dadas as condições de mercado previstas e as opções de oferta existentes, poderão constituir um ponto de interesse para a possível instalação de FCNs.

7.2 As estratégias de expansão da geração do "Plano 2010" e as revisões de suas previsões quantitativas

Como já foi dito, o "Plano 2010" da ELETROBRAS continua sendo a principal referência a definir as estratégias de suprimento de energia elétrica para os sistemas interligados brasileiros. Em termos quantitativos, entretanto, o Plano Decenal de Expansão 1991-2000 e as novas análises de longo prazo para o período 2005-2025 devem ser considerados como as atualizações mais recentes das hipóteses definidas no "Plano 2010".

As três principais estratégias definidas pelo "Plano 2010" podem ser assim resumidas:

- (i) Prosseguir o desenvolvimento de um programa hidro-elétrico mediante o aproveitamento do potencial econômico e ambientalmente viável. Assim, prevê-se a manutenção da forte base hídrica para a geração elétrica brasileira. Para tanto, o "Plano 2010" define como principal estratégia de expansão da capacidade geradora, o aproveitamento do grande potencial hidroelétrico amazônico⁽³²⁾, com a conseqüente exportação da energia para os sistemas interligados SE/CO/S e N/NE.

(32) Estimado em 85.900 MW.

(ii) Desenvolver um programa de usinas a carvão na região Sul do país, de modo a capacitar a indústria nacional para o futuro, quando este energético puder ser competitivo com os recursos hídricos. Este programa se concentraria no desenvolvimento de unidades de pequeno e grande porte⁽³³⁾.

(iii) Desenvolver um programa nuclear mínimo, de modo a capacitar a indústria nacional, dentro de uma política de transição gradual no sentido de um maior uso da energia nuclear no Brasil. O "Plano 2010", entretanto, concentra a atenção nas usinas nucleares de grande porte, da classe 1300 MWe, sem tecer qualquer consideração sobre a possibilidade de desenvolvimento de PCNs⁽³⁴⁾.

Em termos quantitativos, no entanto, o "Plano 2010" não pode ser tomado como referência para os estudos de planejamento. O Plano Decenal 1991-2000 evidencia que, no curto e médio prazo, o setor elétrico vem apresentando um crescimento mais lento dos requisitos de mercado de energia elétrica, além de sofrer sérios problemas de insuficiência de recursos financeiros para os investimentos, levando a modificações temporais nas propostas do "Plano 2010".

Desta forma, já se visualiza um deslocamento de pelo menos cinco anos no início do aproveitamento do potencial hidroelétrico da Amazônia, juntamente com a necessidade de uma re-análise do programa térmico mínimo no período 2001/2005.

(33) Até 120 MW e 350 MW respectivamente.

(34) Na verdade, em 1987, quando o "Plano 2010" foi publicado, os vários programas de PCNs, a nível internacional, ainda não tinham realmente decolado.

Os cronogramas de obras de geração foram em geral postergados em relação às datas previstas no "Plano 2010". Assim o novo Plano Decenal prevê, como mostrado na tabela 7.1, uma evolução da capacidade instalada no país até o ano 2000 bem mais modesta do que aquela do "Plano 2010".

Essa capacidade instalada será suficiente para o atendimento dos novos requisitos de energia previstos e apresentados na tabela 7.2, dentro das condições de atendimento mostradas nas tabelas 7.3 e 7.4.

Com relação ao sistema interligado SE/CO/S, observa-se que o plano de obras previsto permite verificar condições de atendimento satisfatórias em todo o período, com riscos anuais de déficit inferiores ao critério de 5%, adotado pelo Setor Elétrico Brasileiro.

O sistema interligado N/NE apresentará condições satisfatórias de atendimento até 1994, com riscos de déficit inferiores a 5%. Em 1994/95, o risco do déficit deve aumentar, evidenciando o papel importante da UHE Xingo, cujo cronograma de construção deverá ser cumprido com rigor.

Após 1995, os riscos retornam a patamares aceitáveis, permanecendo assim até 1998. Em 1999/2000, os riscos voltam a crescer, mas, com a ampliação dos sistemas de transmissão poderão ser controlados até a virada do século.

O programa de obras do Plano Decenal prevê algumas estratégias básicas para o horizonte que se estende até o ano 2000. Na tabela 7.5, são apresentadas as principais estratégias voltadas ao parque termoelétrico, enquanto a tabela 7.6 apresenta os elementos principais ligados ao parque hidroelétrico.

TABELA 7.1

BRASIL - EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA

1990 - 2000 (em MW)

GERAÇÃO	ANOS		
	1990	1995	2000
HIDROELÉTRICA	50.977	59.133	73.988
TERMOELÉTRICA	5.704	7.300	9.864
TOTAL	55.891	66.433	83.852

Fonte: (ELETROBRAS, 1991)

TABELA 7.2

BRASIL - PREVISÃO DO CONSUMO TOTAL DE ENERGIA ELÉTRICA

1990/2000 (em TWh)

REGIÕES	ANOS				
	1990	1993	1995	1997	2000
NORTE	9,0	13,8	16,2	18,8	23,7
NORDESTE	31,7	40,0	44,7	49,6	59,4
SUDESTE	123,3	142,3	155,7	173,1	201,1
C.OESTE	8,4	10,6	12,4	14,5	18,5
SUL	27,8	33,2	37,0	41,2	48,6
TOTAL	200,2	239,9	266,0	297,2	351,9

Fonte: (ELETROBRAS, 1991)

TABELA 7.3

BRASIL - SISTEMA INTERLIGADO SE/CO/S

CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO DO MERCADO

ANO	MAIOR RISCO DE DÉFICIT OBSERVADO NO SISTEMA (%)	
	QUALQUER DÉFICIT	> 10% DO MERCADO
1991	0,0	0,0
1992	0,4	0,0
1993	1,1	0,4
1994	1,9	0,4
1995	3,8	1,6
1996	4,3	1,9
1997	3,9	1,7
1998	4,2	1,6
1999	4,3	1,7
2000	5,8	2,5

Fonte: (ELETROBRAS, 1991)

TABELA 7.4

BRASIL - SISTEMA INTERLIGADO N/NE

CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO DO MERCADO

ANO	MAIOR RISCO DE DÉFICIT OBSERVADO NO SISTEMA (%)	
	QUALQUER DÉFICIT	> 10% DO MERCADO
1991	0,2	0,0
1992	2,4	1,2
1993	4,3	1,7
1994	9,6	4,5
1995	8,8	3,3
1996	1,7	0,7
1997	2,5	1,4
1998	3,8	1,4
1999	7,0	3,0
2000	6,6	3,3

Fonte: (ELETROBRAS, 1991)

TABELA 7.5

PLANO DECENAL - 1991-2000

ESTRATÉGIAS DO PLANO DE OBRAS PARA O PARQUE TERMOELÉTRICO

1.) Continuação do programa termoelétrico a carvão no Sul. Com relação ao programa de unidades de grande porte, de 300 MW, prevê-se a conclusão das obras de J.Lacerda IV (1992), Jacuí (1994) e Candiota III (1996), além da unidade de Candiota III-2 (1999) a ser construída junto à mina.

O programa de centrais de pequeno porte deve continuar na medida necessária para a capacitação tecnológica do país na fabricação dessas unidades. São previstas quatro unidades de 50 MW, duas de 125 MW e uma usina piloto de 12 MW.

2.) O programa de obras de centrais nucleares foi postergado devido à enorme crise vivida tanto pelo setor elétrico como pelo setor nuclear. A usina de Angra II deverá entrar no sistema somente em 1997, enquanto a usina de Angra III foi retirada do Plano Decenal, devido à impossibilidade de viabilizar o seu financiamento.

3.) O Plano Decenal considerou fortemente a opção termoelétrica a RASF ou RESVAC - a qual havia recebido pouca atenção no "Plano 2010". Assim, algumas unidades que atualmente queimam óleo combustível serão convertidas - Sta. Cruz (RJ) e Igarapé (MG) -, enquanto quatro novas unidades deverão ser construídas: duas de 350 MW em Paulínia, uma de 350 MW em S.J. dos Campos e uma de 125 MW em Minas Gerais.

4.) O Plano Decenal também deu maior ênfase à opção termoelétrica a gás natural. Assim, no sistema SE/CO 3 o plano prevê a construção de uma termoelétrica na Bolívia, e a conseqüente compra de energia elétrica pelo Brasil⁽³⁵⁾. Há, ainda, a UTE Urucu, prevista para o sistema isolado Acre-Rondônia.

Fonte: (ELETROBRAS, 1991)

(35) Constituinto uma primeira integração com as grandes reservas de gás natural bolivianas.

TABELA 7.6

PLANO DECENAL - 1991-2000

ESTRATÉGIAS DO PLANO DE OBRAS PARA O PARQUE HIDROELÉTRICO

1.) A opção hidráulica continua sendo aquela de maior peso.

2.) Na região Sul, as opções hídricas continuam sendo muito competitivas. A Bacia do rio Uruguai apresenta aproveitamentos com custos de geração muito baixos⁽³⁶⁾. Outra opção consiste na interligação com a Argentina através da binacional UHE Garabi, com 1800 MW. Além do mais, o Plano prevê vários outros aproveitamentos em outras bacias.

3.) No subsistema Sudeste, são previstas as últimas grandes usinas da CESP⁽³⁷⁾, apesar das dificuldades financeiras vividas pela concessionária paulista. Em seguida resta o complexo formado pelas UHE Serra da Mesa e UHE Cana Brava, a ser instalado por FURNAS no alto Tocantins, com um total de 1680 MW.

Uma vez que estes projetos tenham sido implantados, a região Sudeste não apresentará mais nenhum grande aproveitamento hídrico a ser aproveitado com usinas na faixa dos 1000 MW. Existirão, contudo, vários aproveitamentos de médio porte, variando de 30 a 600 MW, e um número ainda não conhecido de possíveis PCHs.

4.) No que concerne ao sistema interligado N/NE, são previstas apenas cinco obras de grande porte. No rio São Francisco, será construído o último grande aproveitamento disponível, a UHE Xingó, com 5000 MW, prevista para 1994, para a eliminação de possíveis riscos de déficit de energia no Nordeste após 1994.

São previstas as UHEs Pedra do Cavalo, Sacos e Araça, totalizando 824 MW, permitindo um grande reforço no atendimento do Estado da Bahia.

Finalmente, está prevista a segunda fase da UHE Tucuruí, com 3300 MW, cuja entrada em operação foi postergada para 1999. Com a construção dessa usina, a região Norte passa a ser uma grande exportadora de energia para o Nordeste, o que dependerá principalmente do reforço das linhas de transmissão entre as duas regiões.

Fonte: (ELETROBRAS, 1991)

(36) Em um total de 2500 MW.

(37) Três Irmãos, Taquaruçu e Porto Primavera.

Os dados acima apresentados tomam como referência a recuperação da economia brasileira a partir da segunda metade da década de 90, além da expectativa de incorporação de aproximadamente 1,2 milhões de novos consumidores residenciais, em média, por ano.

Com relação ao consumo residencial, vale dizer que, não só está previsto um crescimento quantitativo do número de consumidores, mas, igualmente importante, deverá ocorrer um crescimento do consumo per capita de energia elétrica, uma vez que o consumidor brasileiro consome muito pouco quando comparado aos padrões internacionais, ou mesmo quando se considera apenas o consumo per capita das regiões mais desenvolvidas do país.

Na classe industrial estão previstas expansões e a entrada de novas unidades produtivas, principalmente levando em conta que as exportações brasileiras devem crescer sensivelmente, dentro de um quadro de maior interação econômica entre o Brasil e o exterior.

No horizonte do Plano Decenal, estão previstos crescimentos significativos das indústrias do alumínio na Região Norte, química e petroquímica no Nordeste e no Rio de Janeiro, ferro-ligas e papel e celulose, etc. Estas constituem todas indústrias eletrointensivas.

Além do mais, o restabelecimento do crescimento econômico permitirá a retomada do processo de intensificação do uso de energia elétrica pela indústria, uma vez que estão previstos investimentos na modernização do parque industrial brasileiro, associados a uma crescente sofisticação dos processos produtivos.

Em termos de um horizonte de longo prazo, uma vez que o "Plano 2010" encontra-se desatualizado e o "Plano 2015" ainda não foi elaborado, os novos números de referência são obtidos de um estudo recente, onde a ELETROBRAS analisou um plano de expansão de longo prazo do sistema elétrico brasileiro para o período 2005 a 2025, determinado através do modelo DESELF, tomando como base a configuração adotada pelo "Plano 2010", o novo programa de obras definido pelo Plano Decenal 1991-2000 e os novos dados de mercado.

O conjunto de projetos avaliados neste estudo foi o mesmo adotado no "Plano 2010", com a diferença que foram adicionadas as usinas térmicas a RASF na região Sudeste. Desta forma, fora o programa de obras do Plano Decenal, este estudo supõe um programa nuclear e um programa de carvão mínimos. A opção nuclear foi permitida em qualquer região, o carvão mineral ficou restrito à região Sul, enquanto não são consideradas térmicas a óleo diesel e a óleo combustível. Foram permitidas também usinas hidroelétricas em todas as regiões.

A configuração do sistema continuou idêntica àquela adotada no "Plano 2010", isto é, subdividiu-se o sistema em seis regiões elétricas. Admitiu-se a hipótese de que os sistemas isolados da margem direita do rio Amazonas serão interligados ao coletor Marabá do sistema interligado N/NE a partir de 2005 e ao coletor Cuiabá a partir de 2010. Os sistemas da margem esquerda permanecem isolados.

Desta forma, as regiões isolados do estado do Pará, Maranhão e Amazonas⁽³⁸⁾ passam a ser interligadas ao coletor Marabá, enquanto as regiões isoladas do Norte do Mato Grosso e o sistema Acre-Rondônia passam a ser interligados ao coletor Cuiabá.

(38) A margem direita do Rio Amazonas.

Permanecem isolados os sistemas Manaus, Roraima, Amapá e os mercados da margem esquerda atendidos pela CEAM, no Amazonas e pela CELPA, no Pará.

As tabelas 7.7 e 7.8 apresentam as projeções dos requisitos de energia firme e de ponta, por região elétrica, considerando as interligações acima previstas, e por intervalo de planejamento, utilizadas nestes estudos com o modelo DESELP.

Para o atendimento desses requisitos, o programa ótimo de expansão de longo prazo foi estabelecido segundo as evoluções apresentadas nas tabelas 7.9 e 7.10, para a evolução da potência instalada e disponibilidade de energia firme no parque hidroelétrico, e nas tabelas 7.11 e 7.12, para a evolução da potência instalada e disponibilidade de energia firme no parque termoeletrico.

7.3 As redes de transmissão

Para efeito dos estudos de planejamento, o sistema elétrico é dividido em rede de transmissão e rede de subtransmissão. A primeira tem como funções o transporte da energia das usinas para os centros consumidores, a alimentação de grandes consumidores industriais, a interligação de usinas geradoras, bacias hidráulicas e regiões com características hidrológicas heterogêneas.

A rede de transmissão tem a função de permitir a gestão ótima dos estoques de energia primária, o que, em última instância, significa utilizar primeiro os recursos de menor custo, avaliados no longo prazo.

TABELA 7.7

BRASIL - PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO - DESELP - 2005/2025

REQUISITOS DE ENERGIA (em MW-ano)

REGIÕES	ANOS					TAXA
	2005	2010	2015	2020	2025	MÉDIA 2005/25
NORTE MARABÁ	4008	5661	7595	10041	13264	6,1%
NORTE CUIABÁ ¹	0	730	979	1295	1710	5,8% ²
NORTE ISOLADO	728	1029	1380	1824	2410	6,1%
NORDESTE	7614	10674	14446	19250	25408	6,2%
SE/C. OESTE ³	31917	42214	51445	61075	72119	4,0%
SUL	8016	10731	13653	17184	21396	5,0%
TOTAL	53283	71039	89498	110669	136307	4,4%

(¹) Os sistemas isolados somente estarão interligados ao coletor Cuiabá após 2010.

(²) Taxa média 2010/2025

(³) A UHE Itaipu foi alocada integralmente ao subsistema SE/C.Oeste e ao mercado dessa região foi acrescentada uma estimativa de fornecimento de energia ao Paraguai

Fonte: (ELETROBRAS, 1991)

TABELA 7.8

BRASIL - PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO - DESELF - 2005/2025

REQUISITOS DE PONTA (em MW)

REGIÕES	ANOS					TAXA MÉDIA 2005/25
	2005	2010	2015	2020	2025	
NORTE MARABÁ	5509	7696	10137	13193	17233	5,9%
NORTE CUIABÁ ¹	0	1396	1800	2342	3060	5,5% ²
NORTE ISOLADO	1192	1665	2193	2854	3727	5,9%
NORDESTE	11464	16017	21200	27650	35730	5,8%
SE/C. OESTE ³	51383	65312	75908	88325	102812	3,5%
SUL	12475	16408	20114	24850	30540	4,6%
TOTAL	82023	108464	131352	159214	193102	3,9%

(¹) Os sistemas isolados somente estarão interligados ao coletor Cuiabá após 2010.

(²) Taxa média 2010/2025

(³) A UHE Itaipu foi alocada integralmente ao subsistema SE/C.Oeste e ao mercado dessa região foi acrescentada uma estimativa de fornecimento de energia ao Paraguai

Fonte: (ELETROBRAS, 1991)

TABELA 7.9

BRASIL - PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO - DESELP - 2005/2025

EVOLUÇÃO DO PARQUE HIDROELÉTRICO

POTENCIA INSTALADA (em GW)

REGIÕES	ANOS				
	2005	2010	2015	2020	2025
NORTE MARABA ¹	15,20	20,19	29,53	33,29	35,64
²	0,00	9,10	9,10	9,10	9,10
NORTE CUIABA ¹	0,00	0,22	0,28	1,39	1,39
²	0,00	1,80	14,30	17,11	17,91
NORTE ISOLADO ¹	1,69	1,69	2,65	2,73	2,73
²	0,00	0,23	0,23	0,98	2,04
NORDESTE ¹	11,79	13,16	13,85	13,97	13,97
²	0,00	0,00	0,00	0,19	0,19
SE/C.DESTE ¹	48,14	54,27	56,44	59,16	59,16
²	0,00	0,24	0,37	4,57	4,57
SUL ¹	15,36	19,96	21,42	23,12	23,36
²	0,00	0,24	2,15	4,65	5,50
BRASIL TOTAL ¹	92,17	109,49	124,16	133,66	136,25
²	0,00	11,61	26,14	36,60	39,30
(1) Inventariado					
(2) Estimado					

Fonte: (ELETROBRAS, 1991)

TABELA 7.10

BRASIL - PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO - DESELF - 2005/2025

EVOLUÇÃO DO PARQUE HIDROELÉTRICO

DISPONIBILIDADE DE ENERGIA FIRME (em GW-ano)

REGIÕES		ANOS				
		2005	2010	2015	2020	2025
NORTE MARABA	1	7,68	11,46	17,68	19,89	21,09
	2	0,00	4,55	4,55	4,55	4,55
NORTE CUIABA	1	0,00	0,05	0,08	0,70	0,70
	2	0,00	0,90	7,15	8,56	8,95
NORTE ISOLADO	1	0,87	0,87	1,39	1,39	1,39
	2	0,00	0,11	0,11	0,49	1,02
NORDESTE	1	6,71	7,46	7,82	7,88	7,88
	2	0,00	0,00	0,00	0,09	0,09
SE/C.OESTE	1	24,94	28,10	29,37	30,80	30,80
	2	0,00	0,12	0,19	2,29	2,29
SUL	1	8,03	10,59	11,42	12,28	12,42
	2	0,00	0,13	1,10	2,35	2,78
BRASIL TOTAL	1	48,23	58,54	67,77	72,93	74,26
	2	0,00	5,81	13,09	18,33	19,68
(1) Inventariado						
(2) Estimado						

Fonte: (ELETROBRAS, 1991)

TABELA 7.11

BRASIL - PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO - DESELP - 2005/2025

EVOLUÇÃO DO PARQUE TERMOELÉTRICO

POTENCIA INSTALADA (em GW)

REGIÕES	ANOS				
	2005	2010	2015	2020	2025
NORTE MARABÁ					
Gás Natural	0,00	0,30	0,30	0,30	0,30
NORDESTE					
Nuclear	0,00	0,00	2,49	9,14	9,14
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00	9,23
SE/C. OESTE					
RASF	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29
Nuclear	3,12	5,61	5,61	10,65	16,86
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00	15,07
SUL					
Carvão	2,98	4,55	6,17	8,96	10,82
Gás Natural	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
TOTAL					
RASF	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29
Carvão	2,98	4,55	6,17	8,96	10,82
Gás Natural	0,45	0,75	0,75	0,75	0,75
Nuclear	3,12	5,61	8,10	19,79	26,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00	24,30

Fonte: (ELETROBRAS, 1991)

TABELA 7.12

BRASIL - PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO - DESELP - 2005/2025

EVOLUÇÃO DO PARQUE TERMOELÉTRICO

DISPONIBILIDADE DE ENERGIA FIRME (em GW-ano)

REGIÕES	ANOS				
	2005	2010	2015	2020	2025
NORTE MARABÁ					
Gás Natural	0,00	0,23	0,23	0,23	0,23
NORDESTE					
Nuclear	0,00	0,00	1,74	6,40	6,40
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00	6,46
SE/C.OESTE					
RASF	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76
Nuclear	2,18	3,93	3,93	7,46	11,80
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00	10,55
SUL					
Carvão	2,08	3,19	4,32	6,27	7,57
Gás Natural	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
TOTAL					
RASF	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76
Carvão	2,08	3,19	4,32	6,27	7,57
Gás Natural	0,25	0,47	0,47	0,47	0,47
Nuclear	2,18	3,93	5,67	13,85	18,20
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00	17,01

Fonte: (ELETROBRAS, 1991)

A rede de subtransmissão tem por finalidade transmitir a energia ao interior dos grandes centros de carga, a consumidores industriais, a pequenas cidades, etc. Na verdade, a rede de subtransmissão reparte, espacialmente, a energia recebida das subestações de transmissão entre as subestações de distribuição.

O esgotamento dos recursos hídricos apropriados para a construção de usinas de grande porte nas regiões Sudeste e Nordeste até o final da década de 90 implica em desenvolver novas e expressivas fontes de geração. Os potenciais da Amazônia se apresentam como única solução hidroelétrica competitiva para grandes usinas.

Isto implicará, em primeiro lugar, na ampliação da interligação regional de longa distância. Porém, para o recebimento dos grandes blocos de energia a serem transportados, será necessário, também, expandir os sistemas regionais de transmissão e subtransmissão.

Os estudos desenvolvidos pelo DESELP para o período 2005 - 2025 fornece os valores previstos relativos às interligações regionais, os quais são apresentadas nas tabelas 7.13 e 7.14, supondo o esquema previsto de interligações do sistema apresentado na figura 7.1.

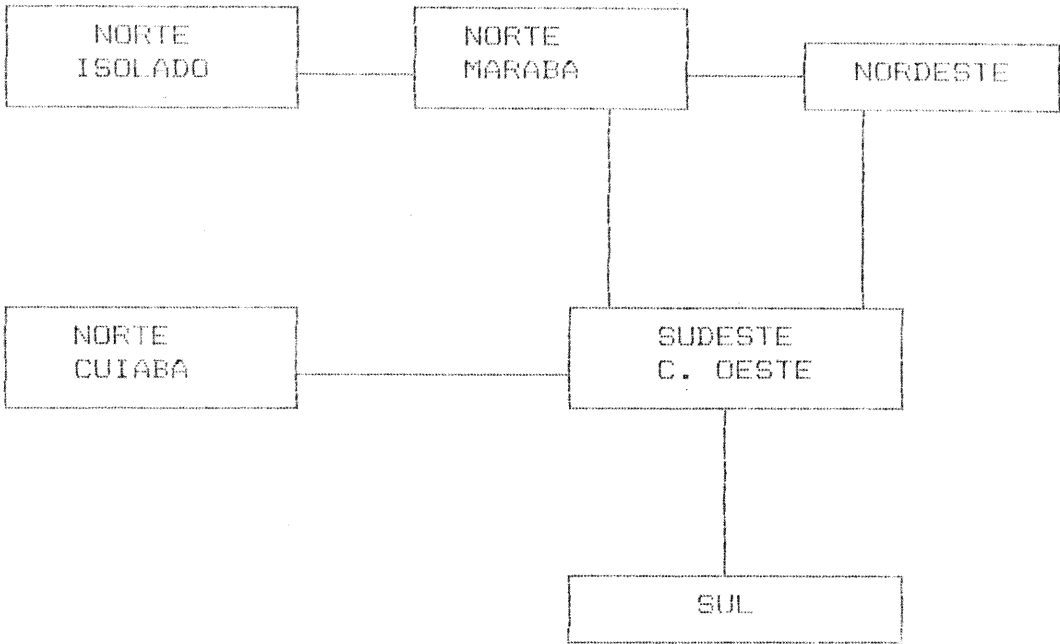
7.4 Análise integrada dos sistemas interligados de energia elétrica

Estudos recentes, elaborados para o "Plano 2015", concluem que, na região Sudeste, no longo prazo, São Paulo, Rio de Janeiro, Belo Horizonte, Interior Paulista, Vitória, Brasília e Goiânia serão as regiões que apresentarão maior probabilidade de déficit de geração de energia elétrica (BAJAY et alii, 1991).

FIGURA 7.1

ESQUEMA DE INTERLIGAÇÕES PREVISTO PARA O

SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO



Fonte: (ELETROBRAS, 1991)

TABELA 7.13

BRASIL - PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO - DESELF - 2005/2025

EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO (em MW)

ORIGEM / DESTINO	ANOS				
	2005	2010	2015	2020	2025
N. MARABÁ - NORDESTE	1387	4925	7487	7487	7487
N. MARABÁ - SUDESTE	3680	7011	10870	11777	11777
N. CUIABÁ - SUDESTE	0	545	6935	8705	8705
SUDESTE - SUL	3950	4998	4998	4998	4998

Fonte: (ELETROBRAS, 1991)

TABELA 7.14

BRASIL - PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO - DESELP - 2005/2025

EVOLUÇÃO DOS FLUXOS INTER-REGIONAIS (em MW-ano)

ORIGEM / DESTINO	ANOS				
	2005	2010	2015	2020	2025
N. MARABA - NORDESTE	1040	3693	5615	5615	5261
N. MARABA - SUDESTE	1987	5258	8153	8833	7110
N. CUIABA - SUDESTE	0	449	6479	8181	8163
SUDESTE - SUL	2342	3445	3456	3998	1647

Fonte: (ELETROBRAS, 1991)

Isto faz com que estes pontos sejam os candidatos a receberem novas fontes de geração. No caso de São Paulo, o déficit será tão expressivo que deverá implicar em uma grande concentração das novas termoeletricas a serem construídas na região Sudeste.

O interior de São Paulo também poderá apresentar um forte déficit. Isto fará com que cada vez mais energia proveniente das UHEs do rio Paraná atenda a estes consumidores, fazendo com que parte desta energia, que hoje atende a capital paulista, não seja mais disponível para a Grande São Paulo. Por outro lado, o interior paulista, poderá implantar um forte programa de cogeração junto às indústrias sucro-alcooleiras existentes no Estado.

Na região Nordeste, Recife, Salvador e Fortaleza são os pontos de maior concentração de carga e poderão apresentar

déficits bastante elevados. Isto faz com que estas capitais sejam os futuros pontos de recepção da energia gerada na região Norte. No caso de Recife e Salvador, a possibilidade de instalação de potência termoelétrica deverá ser fortemente considerada.

Na região Norte, o avanço na implantação do Programa Grande Carajás fará com que prossiga o processo de industrialização de regiões do Pará e Maranhão, principalmente nas cidades de Belém e São Luis, onde estarão concentradas grandes indústrias de alumínio, caracterizadas por serem grandes consumidoras de energia elétrica.

O desenvolvimento dessas indústrias dependerá, em última palavra, da disponibilidade da energia gerada na UHE Tucuruí. Portanto, torna-se imprescindível que exista um sistema de transmissão suficientemente robusto para a interligação de Tucuruí às cidades de Belém e São Luis.

Quanto à região Sul, verifica-se uma tendência à auto-suficiência em termos de geração. A longo prazo, a região poderá se transformar em exportadora de energia elétrica para a região Sudeste, dependendo do ritmo de exploração do potencial termoelétrico a carvão existente.

As tabelas 7.15 a 7.19 procuram agregar as informações referentes à expansão prevista para os sistemas gerador e de transmissão, de forma a atender os principais centros de carga do sistema elétrico brasileiro, focando, inclusive algumas estratégias de longo prazo.

TABELA 7.15

ESTRATÉGIAS AGREGADAS DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO E DA TRANSMISSÃO

REGIÃO SUL

A região Sul é atendida por uma extensa rede de 230 kV e outra igualmente extensa de 500 kV. A primeira interliga algumas importantes usinas e ainda interliga a região ao subsistema Sudeste, em complementação aos troncos de transmissão de Itaipu. O sistema de transmissão de 230 kV do Sul está preparado para receber a ligação das usinas a carvão previstas nos planos de geração.

A configuração de 500 kV, por sua vez, constitui uma forte interligação Sul-Sudeste, interligando as usinas de Foz de Areia e Salto Santiago até Ivaiporã, juntando-se ao tronco de Itaipu, e seguindo até Londrina. A mesma rede de 500 kV liga essas usinas do rio Iguaçu a Curitiba, Blumenau e Porto Alegre, passando pelas futuras usinas do rio Uruguai.

Finalmente, o tronco associado à usina de Itaipu está composto por dois circuitos de 750 kV, Foz de Iguaçu/Tijuco Preto, e dois elos CC de 600 kV, Foz do Iguaçu/Ibiúna. Este tronco estará completo com o terceiro circuito de 750 kV e a implantação de compensação série nos dois circuitos existente.

Para a região Sul, está prevista a antecipação da interligação do sistema de 230 kV local com o sistema elétrico da Argentina, antes mesmo da conclusão da UHE Garabi. Assim, será possível estabelecer uma primeira fase de intercâmbio, limitada a 225 MW. Através da rede de 500 kV será possível estabelecer o intercâmbio de 900 MW previsto com a implantação final de Garabi.

O intercâmbio com a Argentina, que possui vários aproveitamentos a serem construídos ao longo do rio do Prata e a intensificação do programa de termoeletricas a carvão constituem as duas principais estratégias de longo prazo para o suprimento de energia da região Sul, cabendo, inclusive, a possibilidade de exportação de energia elétrica para São Paulo.

Fonte: (BAJAY et alii, 1971)

TABELA 7.16

ESTRATÉGIAS AGREGADAS DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO E DA
TRANSMISSÃO

REGIÃO CENTRO OESTE

MATO GROSSO:

O suprimento do Estado é feito por dois circuitos paralelos e radiais de 230 kV e 138 kV, respectivamente, a partir das usinas de Cachoeira Dourada e Itumbiara.

No médio prazo, a UHE Manso vai se constituir na principal fonte de suprimento para a região, principalmente para Cuiabá. Esta usina, associada a um reforço do tronco de 230 kV, permitirá estender o atendimento do sistema interligado até as regiões do norte do Estado, hoje isoladas. No longo prazo, o Estado deve tornar-se um grande exportador de energia elétrica, dado os enormes recursos hídricos existentes no Alto Araguaia, e nos rios formadores do Tapajós.

MATO GROSSO DO SUL:

O Estado é atendido por um tronco radial de 138 kV a partir de Jupiá e por um sistema de 230 kV a partir da usina de Salto Osório. No médio prazo, as opções de expansão do suprimento para o Estado são: a usina a gás natural a ser construída na Bolívia, interligada ao sistema local de 230 kV; ou a expansão de um sistema de 230 kV conectando a SE de Dourados às usinas do Pontal do Paranapanema que a CESP está construindo.

A não consolidação de uma das duas estratégias poderá levar a uma situação de racionamento para o Estado. No longo prazo, a consolidação do Estado do Mato Grosso como exportador de energia fará com que haja uma derivação de abastecimento também para o Mato Grosso do Sul.

GOIAS / BRASÍLIA:

Atualmente, as áreas de Goiás, Brasília e leste de Minas Gerais são alimentadas por um tronco de 345 e 230 kV a partir das usinas do rio Paranaíba. A construção do complexo formado pelas UHE Serra da Mesa e UHE Cana Brava, permitirá, a um custo bastante baixo, melhorar significativamente as condições de suprimento de Goiás e Brasília, através de dois circuitos de 500 kV até Brasília, conectando-se, em seguida, ao sistema interligado.

Fonte: (BAJAY et alii, 1991)

TABELA 7.17

ESTRATÉGIAS AGREGADAS DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO E DA
TRANSMISSÃO

SUDESTE

O desenvolvimento dos grandes aproveitamentos do rio Parnaíba e a UHE Marimbondo no rio Grande propiciou a construção de uma extensa rede de 500 kV, que supre as áreas de Belo Horizonte, Grande Campinas e Grande Rio. As usinas de Angra dos Reis estão integradas ao sistema de 500 kV do Rio de Janeiro, o qual se interliga a São Paulo em Tijuco Preto, para o recebimento dos excedentes de energia de Itaipu. Esta rede deverá ser expandida para o escoamento da energia das novas usinas da CEMIG previstas no Plano Decenal e a interligação de Angra II, quando esta estiver concluída.

O sistema de transmissão do Rio de Janeiro encontra-se, atualmente, saturado. Uma alternativa seria utilizar a SE de 500 kV de Cachoeira Paulista que atende a região da Grande Campinas. Contudo, no longo prazo, também esta região encontrará problemas com o seu abastecimento de energia elétrica. Para evitar a expansão da transmissão, na medida que as usinas nucleares de Angra II e III foram postergadas para além do próprio Plano Decenal, é fundamental que se estabeleçam alternativas de expansão da geração para o atendimento do Rio de Janeiro. Para tanto, seria possível motorizar alguns pequenos aproveitamentos ao longo do rio Paraíba do Sul.

O atendimento de Minas Gerais também exigirá grandes reforços nos sistemas de transmissão, pois a CEMIG prevê a construção de usinas em vários aproveitamentos, todos eles, entretanto, de pequeno ou médio porte⁽³⁹⁾. Além do mais, será necessário um reforço do sistema para a recepção da energia gerada nos aproveitamentos do alto Tocantins, que será conectada ao sistema interligado através de um circuito de 500 kV que chegará em Emborcação, após passar por Brasília.

Outras regiões de ponta de linha do sistema interligado SE/CO/S, como é o caso de Vitória e o norte de Minas, hoje atendidos por circuitos radiais de 345 kV a partir das UHEs do rio Grande, também têm problemas a serem resolvidos no longo prazo. Essas regiões dependerão dos avanços nos programas de expansão dos sistemas de transmissão inter-regional interligando o Sudeste ao Nordeste.

Fonte: (BAJAY et alii, 1991)

(39) No máximo 600 MW.

TABELA 7.18

ESTRATÉGIAS AGREGADAS DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO E DA
TRANSMISSÃO

SÃO PAULO

Em torno da Grande São Paulo existe um anel de 345 kV da ELETROPAULO. A este anel estão conectados os principais centros de carga do país, além das subestações que recebem as linhas vindas das UHEs do rio Grande (LT - 345 kV), das UHEs Ilha Solteira, Jupia, Agua Vermelha e Capivara (LT - 440 kV) e as linhas vindas de Itaipu. A área da Grande São Paulo apresentará sérias dificuldades para a implantação de novos terminais receptores de energia devido à escassez de áreas disponíveis.

O sistema de 440 kV também abastece os principais centros urbanos do interior paulista, cuja demanda tem apresentado constante crescimento, na medida que a economia do interior de São Paulo se consolida.

O sistema de 440 kV deverá ser expandido para a conexão das usinas do Pontal aos centros consumidores, assim como a futura integração das termoeletricas a RASF previstas para Paulinia e S.J. dos Campos.

Como já foi mencionado, o maior consumo de energia elétrica por parte dos consumidores localizados no interior do Estado revela-se particularmente interessante para a injeção de potência nessa região, beneficiando-se da proximidade da cidade de São Paulo e da possibilidade de aproveitamento de folgas, a longo prazo, dos troncos da CESP já existentes.

No longo prazo, São Paulo continuará consumindo a energia produzida além das fronteiras do próprio Estado; assim, deverá ser o principal mercado para a energia a ser exportada no futuro pela região Sul, pelo Mato Grosso e, finalmente, pelas grandes hidroelétricas previstas para a Amazônia.

Fonte: (BAJAY et alii, 1991)

TABELA 7.19

ESTRATÉGIAS AGREGADAS DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO E DA
TRANSMISSÃO

SISTEMA INTERLIGADO N/NE

No complexo gerador Paulo Afonso - Moxotó - Itaparica, no rio São Francisco, originam-se troncos de 230 kV e 500 kV para suprir as principais cidades e capitais do Nordeste. Esta mesma rede interliga as UHEs Sobradinho e Boa Esperança, fazendo, finalmente, a interligação com a região Norte.

A principal expansão deste sistema deve passar por Xingo, constituindo o terceiro circuito de 500 kV entre Recife e Salvador. Uma vez terminada a UHE Xingó, o Nordeste não possuirá mais nenhum grande aproveitamento hidroelétrico a ser explorado. As várias UHEs que poderão ser construídas visarão atender apenas sistemas locais.

No Norte, pretende-se construir o terceiro circuito de Tucuruí a Presidente Dutra, garantindo maior confiabilidade ao sistema tanto para o abastecimento da cidade de São Luís, como para a interligação com o subsistema Nordeste. Além do mais, está previsto um segundo circuito da SE Presidente Dutra até Fortaleza. Este reforço do sistema proveniente da região Norte estará adequado para escoar a energia da segunda casa de força da UHE Tucuruí.

No longo prazo, a completa consolidação da região Norte como grande exportadora de energia elétrica se materializará com a construção da UHE Belo Monte na Bacia do rio Xingu, a qual, entretanto, dependerá de estudos ambientais mais rigorosos e a solução de problemas tecnológicos ligados à transmissão de longa distâncias.

A nível da rede de 230 kV, pretende-se expandi-la para o oeste e sul da Bahia e para os estados do Rio Grande do Norte e Paraíba. O grande crescimento da demanda nas regiões baianas, devido ao grande desenvolvimento agro-pecuário no Estado, fará com que estas regiões tenham de ser abastecidas por meio de outras alternativas, por exemplo, pela extensão de uma rede de 230 kV desde as usinas do Alto Tocantins.

Fonte: (BAJAY et alii, 1991)

7.5 Possibilidades de implantação de PCNs nos sistemas interligados

No contexto dos sistemas interligados brasileiros, as regiões Sudeste e Nordeste são as que apresentam as condições mais favoráveis para a implantação de PCNs. Ambas as regiões apresentarão para o próximo século limitada alternativa energética devido ao esgotamento de seus principais aproveitamentos locais de suprimento.

Além do mais, nessas duas regiões é que se encontrarão os principais gargalos em termos de balanço de energia elétrica, concentrados nas principais capitais estaduais e na dispersa região do interior de São Paulo.

Essas regiões terão de reforçar o seu parque de usinas termoeletricas, situando-se, aí, eventualmente, PCNs. Neste sentido, as PCNs na faixa de potência de 100 a 300 MW se adequariam bem em qualquer uma dessas regiões, podendo se tirar algumas vantagens decorrentes do próprio fato de serem pequenas.

Já as PCNs de maior porte, na faixa de 400 a 600 MW somente seriam absorvidas com facilidade se fossem localizadas próximas a São Paulo, Rio de Janeiro ou Belo Horizonte.

PCNs com capacidade instalada de 100 a 300 MW podem ser inseridas em 138 kV ou 230 kV. Os benefícios seriam maiores em 138 kV. As usinas com capacidade instalada entre 400 e 600 MW podem ser inseridas em 230 kV, mas, se forem previstas ampliações, seriam mais convenientes os níveis de tensão de 345 ou 500 kV (BAJAY et alii, 1991).

Em termos de macro-política, pode-se estabelecer duas alternativas a serem consideradas. A primeira posterga a instalação de centrais nucleares na região Nordeste, concentrando-as na região Sudeste, onde a infra-estrutura industrial, científica e tecnológica se encontra mais desenvolvida.

Com esta estratégia, seria possível diminuir as transferências de energia do sistema Norte-Marabá para o sistema Sudeste. Em compensação, seria necessário ampliar as transferências do sistema Norte-Marabá para o sistema Nordeste.

A segunda estratégia adianta a instalação de usinas nucleares no Nordeste, mas isto faz com que seja necessário ampliar as transferências Norte-Marabá / Sudeste, diminuindo, em contrapartida, as transferências Norte-Marabá / Nordeste.

No caso da região Sudeste, principalmente no que se refere ao estado de São Paulo, seria possível definir uma estratégia de instalação de PCNs entre 200 a 300 MW. A energia gerada por essas PCNs seria transportada para a Grande São Paulo através dos já existentes troncos da CESP, os quais, como foi mencionado, tenderão a apresentar certa folga, na medida que a energia das grandes barragens do rio Paraná for desviada para o interior do estado.

A região Sul é aquela menos propícia à penetração das PCNs. Em primeiro lugar pelo fato de existir um grande potencial hídrico a baixo custo possível de ser implantado. Esse potencial hídrico poderá ser expandido se for consolidada uma política de maior integração econômica e energética com os países do Cone Sul, principalmente através da importação de energia da Argentina.

Fora as possibilidades hídricas da região, as possibilidades térmicas e carvão apresentam, nestes estados, vantagens econômicas, políticas e estratégicas contra as quais as PCNs dificilmente terão condições de competir.

CAPITULO 8

CONCLUSÕES & RECOMENDAÇÕES

8.1 Considerações iniciais

A eletricidade apresenta características favoráveis realmente únicas. Suas aplicações são altamente controláveis, ela própria é limpa do ponto de vista ambiental. Além do mais, a eletricidade constitui a melhor forma de energia para utilização descentralizada e em pequena escala. Portanto, o novo ciclo industrial que o mundo deverá experimentar levará obrigatoriamente a uma maior "eletro-intensificação" das atividades humanas.

Os problemas relativos à geração e transmissão da energia elétrica, entretanto, se diversificaram e ganharam magnitude sócio-política, afetando todas as principais alternativas energéticas disponíveis para a obtenção da eletricidade.

Desta forma, os temores pelas emissões de SO_x , NO_x e CO_2 dos combustíveis fósseis, gerando problemas importantes como a chuva ácida e o efeito estufa, e os impactos sócio-ambientais das grandes barragens de hidroeletricidade ocuparam espaços crescentes tanto na imprensa como no debate político, equilibrando, em certa medida, a posição da opinião pública frente à energia nuclear.

A chuva ácida é um problema que vem gerando vários atritos internacionais na Europa e entre os Estados Unidos e o Canadá. A questão do efeito estufa poderá gerar uma provável tentativa de se assinar um "tratado mundial de não proliferação de mudanças climáticas", qualquer coisa análoga

ao que se fez entre os países possuidores de armamentos atômicos através do Tratado de Não-Proliferação Nuclear.

As novas tecnologias para a combustão de combustíveis fósseis ofereceram grande potencial para a redução das emissões de SO_2 e NO_x , porém, infelizmente, pouco tem sido obtido para o controle das emissões de CO_2 .

Uma vez que o controle do SO_2 e NO_x já tem um impacto significativo sobre o custo da eletricidade gerada pelas usinas termoelétricas a óleo combustível, pode-se prever que a definição de medidas mais severas para controle das emissões de CO_2 poderá ter uma influência muito negativa em termos de custo para esses energéticos (AHEARNE, 1989).

O efeito estufa modificou um dos principais parâmetros na equação "anti-nuclear". A energia nuclear, com relação as emissões de CO_2 , é completamente limpa, e isto vem atraindo parte da comunidade ambientalista - principalmente nos países desenvolvidos - à idéia de se reaprender a opção nuclear.

É claro que a energia nuclear não deverá se transformar na grande solução para os problemas de aquecimento global devido ao efeito estufa. No momento, existem soluções mais seguras e baratas, principalmente no vasto potencial que representa a conservação de energia. No longo prazo, entretanto, as pesquisas devem buscar que a energia nuclear transmita confiança tanto ao público como aos investidores.

Além da questão ambiental, há os traumas dos países desenvolvidos com relação aos choques do petróleo da década de 70, que voltaram à tona com o deflagrar da Guerra do Golfo com o Iraque. Novamente, está em questão o custo de se preservar o acesso aos recursos petrolíferos mundiais para o atendimento das necessidades energéticas dos países

industrializados e o risco de que, em um dado momento, esta energia não se encontra disponível.

Em suma, a energia nuclear poderá seguramente ter seu futuro revisto à luz dos novos problemas que deverão afetar as demais alternativas de geração de eletricidade, podendo vir a ter a sua posição revigorada, ocupando novos espaços na matriz mundial de oferta de eletricidade.

É necessário lembrar, entretanto, que a solução para os rejeitos nucleares e para os temores, tanto com relação aos acidentes nucleares, quanto com relação à proliferação de armas nucleares, constituem ainda problemas sérios a pesar contra a energia nuclear.

Por motivos de segurança, as pessoas são levadas a opor-se que os locais de depósitos de rejeitos nucleares sejam implantados em seus territórios. Até hoje, nenhum país conseguiu resolver de forma satisfatória e definitiva - tanto do ponto de vista técnico como pelo aspecto político - o problema da estocagem permanente dos rejeitos altamente radioativos.

Antes do acidente de Chernobyl, os maiores obstáculos colocados contra a energia nuclear referiam-se à disposição final destes rejeitos de alta radioatividade. Enquanto parte da comunidade científica defende que esses rejeitos podem ser convenientemente armazenados com as tecnologias atualmente existentes, outros técnicos e o público em geral não concordam.

É verdade que uma análise rigorosa é difícil de ser realizada quando se está falando de períodos envolvendo milhares de anos. Contudo, o fato das quantidades de rejeitos gerados serem pequenas, faz com que esses possam ser facilmente armazenados em lugares seguros, sem que haja

um impacto significativo sobre o custo da energia gerada pelas usinas nucleares (BLIX, 1987).

Em realidade, ao se analisar a questão dos rejeitos e do descomissionamento de usinas nucleares é preciso estender o escopo dos estudos de forma a considerar os efeitos dos mesmos problemas sobre as demais formas de energia. Estudos energéticos e econômicos mais recentes têm mostrado a tendência de se considerar os custos de descomissionamento tanto de usinas a carvão como de grandes barragens hidroelétricas.

Com relação às armas nucleares, o que se nota é que a não-proliferação dessas armas teve muito maior sucesso do que as visões pessimistas previam na década de 60. Depois de quarenta e cinco anos de exploração da energia nuclear, apenas alguns poucos países são possuidores de armas nucleares.

As principais razões dessa limitada proliferação são: a grande complexidade tecnológica envolvida na construção de uma arma atômica e o fato de as superpotências terem instaurado um regime internacional de não-proliferação nuclear.

A principal incógnita para a década de 90 refere-se à desagregação do império soviético e o possível enfraquecimento desse regime internacional de não-proliferação de armas nucleares.

Novamente se colocam várias previsões pessimistas, as quais, no caso de se confirmarem, poderão induzir a uma grande proliferação de armamento atômico, mas, através de um processo completamente imprevisível até há poucos anos atrás, descarregando substancialmente "a culpa" dos programas civis de desenvolvimento de tecnologia nuclear.

Finalmente, com relação à preocupação com a segurança das centrais nucleares, após os acidentes de Three Miles Island - TMI, em 1979, e Chernobyl, em 1986, muitas medidas foram tomadas sob a justificativa de impedir o alastramento dos efeitos de um acidente nuclear e, realmente, muitas destas medidas ajudaram a diminuir o risco de exposição das populações à radiação.

Cada governo e autoridade reagiu de forma diferente; o que se pode dizer hoje, entretanto, é que muitas das medidas tomadas foram desnecessariamente severas, resultando em perdas econômicas, pressões financeiras às empresas e uma desnecessária ansiedade com relação a tudo que se refira ao setor nuclear.

Gerou-se na opinião pública uma sensação de incompetência por parte das autoridades nucleares dos respectivos países, e uma completa falta de harmonia no gerenciamento dos riscos ambientais.

Contudo, toda a tragédia traz consigo várias lições positivas. Em Chernobyl, por exemplo, das quatro unidades geradoras, as de número 1 e 2 já entraram em operação outra vez, a unidade 3 foi re-adaptada e desacoplada da unidade 4, acidentada, para voltar a operar normalmente, enquanto a unidade 4, propriamente dita, foi concretada.

Um sistema de canais e diques foi construído para evitar que águas subterrâneas contaminadas atingissem os rios Pripyat e Dnjepr. O que se observa, por fim, é que, apesar dos enormes danos contra a vida humana e a saúde das populações vizinhas à usina⁽⁴⁰⁾, e apesar dos enormes custos

(40) Alguns possíveis de serem avaliados apenas durante o correr dos anos.

materiais envolvidos, nem mesmo o acidente de Chernobyl se aproximou das catástrofes desenhadas pelos oponentes radicais da energia nuclear.

O acidente foi mantido sob controle, e não haverá aquelas faixas de terra que se tornariam inabitáveis por centenas de anos. Com exceção das regiões imediatamente vizinhas à usina, a situação lentamente retorna ao normal.

Nos demais países da Europa, a ansiedade foi grande, mas as conseqüências foram relativamente fáceis de serem administradas, apesar das autoridades serem pegas despreparadas e sem uma compreensão comum do que deveria ser feito (BLIX, 1987).

É evidente que medidas significativas devem ser tomadas para se reduzir as possibilidades de acidentes nucleares. Em particular, é inaceitável que aconteça novos escapes significativos de produtos radioativos ao meio ambiente.

Através da AIEA, está se desenhando um sistema de cooperação internacional para o gerenciamento de acidentes nucleares. Chernobyl demonstrou que os canais internacionais de transmissão de informações sobre acidentes nucleares trabalham com defasagens de tempo muito grandes. Novas convenções de informações de acidentes nucleares e de assistência de emergência em casos de acidentes radiológicos estão sendo definidas.

O relançamento da energia nuclear como uma opção energética confiável, portanto, exige uma grande eficiência em todo o setor, a nível internacional, pois qualquer acidente nuclear tem efeito desastroso sobre toda a indústria nuclear.

A AIEA tem tentado difundir novos padrões de operação e segurança nuclear para os seus Estados Membros, porém tem encontrado severos obstáculos, pois esses novos padrões devem ser incorporados pelos órgãos de regulamentação nuclear nacionais.

Atualmente, com a ordem institucional existente, a aceitação dos padrões internacionais impõe implicitamente o direito geral de inspeção das instalações nucleares dos Estados Membros, o que gera problemas políticos bastante difíceis de serem superados.

A tendência, entretanto, é a consolidação da idéia de que a AIEA não possui esse direito natural de inspeção de instalações nucleares, permitindo o estabelecimento de um melhor clima de colaboração internacional, o que levará, sem dúvida alguma, a um aprimoramento generalizado de todos os índices de medida de eficiência do setor nuclear.

8.2 Alguns aspectos relativos ao Brasil

Conforme mostrado no decorrer deste trabalho, os estudos de longo prazo da ELETROBRAS, mesmo aqueles mais recentes, prevêm, a partir do próximo século, que haverá um espaço significativo para a geração nuclear no sistema elétrico brasileiro.

Este espaço dificilmente poderá ser preenchido com a estrutura nuclear remanescente do Programa Nuclear com a Alemanha. Isto faz com que exista um "nicho natural" para a possível penetração de PCNs no país (BAJAY et alii, 1991).

Esta perspectiva deverá estar presente nas discussões correntes para a elaboração do "Plano 2015" da ELETROBRAS,

principalmente pelo fato de que existe hoje um incentivo à difusão de formas de geração descentralizadas de energia elétrica no país e os novos conceitos de FCNs poderão assumir um posto bastante privilegiado neste novo quadro.

A este altura parece estar claro que, a nível de planejamento energético, é necessário considerar a economicidade de uma fonte de energia dentro do quadro econômico e energético mais geral de cada país, considerando fatores específicos de cada local.

A existência de alguma fonte de energia nacional ou regional que se deseja incentivar, as condições da infraestrutura física e institucional, a disponibilidade de mão-de-obra e o nível da mesma, e a disponibilidade de recursos financeiros são todos exemplos de fatores locais fundamentais que influenciam as análises sobre a economicidade de cada energético.

Desta forma, um estudo rigoroso deveria considerar os efeitos de cada energético sobre o sistema gerador de energia como um todo, assim como os efeitos no desenvolvimento do parque industrial do país, na capacitação de mão-de-obra, no desenvolvimento científico e tecnológico, nas questões ambientais, etc.

Além do mais, qualquer estudo de planejamento energético deve privilegiar os usos da energia e o desenvolvimento de tecnologias de geração de energia elétrica que se caracterizem por alta eficiência.

Eficiência energética deve ser uma das prioridades básicas da política energética de qualquer país. Os governos devem esforçar-se em aumentar o suprimento energético, com baixo impacto ambiental e custo mínimo.

Outro aspecto fundamental de uma política energética refere-se à flexibilidade da mesma. O estabelecimento de uma política energética flexível passa pela definição de critérios que permitam reduzir o horizonte de tempo das decisões, diminuindo a sensibilidade destas perante possíveis variações momentâneas do ambiente, além de aumentar a capacidade de se reconhecer as incertezas e, portanto, a capacidade de se adaptar a elas.

De forma geral, Collingridge e James (1991) identificam cinco critérios principais que podem dar maior flexibilidade a uma política energética:

(i) Estratégias de desenvolvimento incremental

Qualquer decisão que envolva a concentração de grande quantidade de recursos em uma única estratégia tem uma grande possibilidade de gerar erros de grande magnitude.

Toda estratégia que se baseia em medidas incrementais, que possam ser implementadas em estágios e rapidamente alteradas ou canceladas são obviamente mais flexíveis.

(ii) Máxima substitutibilidade

A possibilidade de se substituir variáveis de "input" e/ou "output" em um processo energético aumenta a flexibilidade deste processo. A possibilidade de queima de vários combustíveis, ou a possibilidade de cogeração de eletricidade e vapor fornecem exemplos de processos mais flexíveis.

(iii) Máxima diversidade

É fundamental que, no médio e longo prazo, exista uma diversidade técnica e institucional que permita a implementação rápida e em maior escala de qualquer estratégia energética.

(iv) Procedimentos sofisticados de avaliação e monitoramento

Grandes erros estratégicos são comumente gerados porque prevalecem crenças e previsões erradas, ou mesmo, porque a existência de interesses individuais mascaram a sensibilidade com relação ao entendimento do comportamento do meio ambiente em que se vive.

Este tipo de erro é comum e mais perigoso quando as organizações são muito poderosas e impõem a sua realidade à sociedade. Assim, é necessário que se defina um sistema onde possa conviver uma larga faixa de opiniões distintas, capaz de minimizar os interesses particulares.

(v) Planos de contingência sofisticados

É mais fácil de se adaptar às novas circunstâncias quando, anteriormente, já foram realizados estudos considerando as modificações mais prováveis das variáveis chaves. Os tomadores de decisão precisam estar acostumados com os problemas e oportunidades de cada cenário para evitar as respostas de pânico.

A introdução de PCNs no sistema elétrico brasileiro, como uma política de referência para a definição de um novo programa nuclear para fins energéticos, permitiria introduzir um elemento de maior flexibilidade na política energética nacional.

Como ocorreu na maior parte dos países, a estratégia traçada para o sistema energético brasileiro sempre foi muito inflexível do ponto de vista institucional. Grandes estruturas organizacionais como a ELETROBRAS, PETROBRAS, NUCLEBRAS, etc, foram responsáveis pela construção de aparatos energéticos de grande escala.

Por outro lado, fora a questão institucional, os sistemas energéticos brasileiros em si se desenvolveram segundo estratégias que apresentam inflexibilidades técnicas muito grandes. Essas estratégias se caracterizaram por serem altamente capital-intensivas, exigirem não apenas recursos, mas um tempo de maturação muito grande para serem implantadas, requerendo, em paralelo, a construção de sofisticada infra-estrutura, onde o suprimento de energia elétrica propriamente dito passa a ser apenas uma parte de um sistema complexo mais amplo.

O caso do setor nuclear apenas refletiu com mais clareza que esta estrutura com pouca flexibilidade não somente é onerosa quando procura implementar um programa, mas envolve custos igualmente elevados para ser cancelada, principalmente se parcela significativa das infra-estruturas já tiver sido construída.

Hoje existe uma demanda muito maior, por parte de outros interesses nacionais, de participar das discussões que envolvem a elaboração do "Plano 2015". As decisões do setor elétrico tendem a ser cada vez menos centralizadas, a fronteira entre os interesses do setor elétrico e os

interesses de fora do setor tende a ser cada vez menos clara.

Com esta modificação na estrutura institucional, já se pode notar o fortalecimento de alternativas energéticas mais flexíveis, as quais, em passado recente, não conseguiam desenvolver-se pela simples razão de não estarem adequadas aos interesses dos agentes promotores do setores energéticos deste país.

O desenvolvimento de políticas efetivas de conservação de energia, a maturação definitiva da cogeração, principalmente através de auto-produtores, o lento, mas gradual avanço da integração internacional com países vizinhos, são sinais bastante claros de que existe o desejo de se estabelecer uma política energética nacional mais flexível.

Recuperar a energia nuclear através de uma estratégia de PCNs estaria plenamente de acordo com esta política de introduzir elementos de flexibilidade no setor energético brasileiro. Os PCNs trazem menor risco na imobilização de capital, as empresas podem gerenciar melhor o acoplamento demanda-oferta, através de plantas modulares, sem contar a própria questão da maior eficiência das plantas de menor porte.

Poder-se-ia questionar o custo de se retornar ao nuclear, uma vez que ainda existe muito a fazer em termos de capacitação tecnológica. É fundamental que se tenha em conta o fato de que, uma vez que uma certa infra-estrutura esteja disponível, ela introduz um viés nas decisões da política energética.

O Programa Nuclear com a Alemanha permitiu a construção dessa infra-estrutura mínima, as várias

iniciativas de origem militar permitirem, igualmente, a formação de um corpo técnico de alto nível e a conquista de uma capacidade tecnológica nos aspectos mais sensíveis do ciclo do combustível nuclear.

Desta forma, a definição de um programa nuclear com base em usinas de pequeno e médio porte pode se mostrar bastante viável, inclusive do ponto de vista econômico, desde que corretamente organizado, com uma visão de longo prazo, sem que haja a dispersão de recursos em linhas de ação díspares que escapem de uma lógica global para o setor.

8.3 A nova ordem institucional do setor nuclear brasileiro

Como já foi salientado, este trabalho procurou negligenciar o debate político referente à futura ordem institucional do setor nuclear brasileiro. Contudo, a nível das conclusões, é necessário que se façam alguns comentários neste sentido.

A Constituição de 1988 restringe o uso da energia nuclear para fins pacíficos, permitindo o seu uso na propulsão de naves de guerra, como o submarino nuclear em desenvolvimento pela Marinha do Brasil, desde que estes estejam desprovidos de mísseis nucleares.

Dada esta situação institucional, é necessário criar condições institucionais adequadas para o controle político das instalações nucleares existentes no país.

A decisão de se construir uma bomba atômica brasileira não deve ser tomada pelas esferas técnicas ou mesmo pelos responsáveis pela estratégia de defesa da nação. É uma decisão política e somente pelos canais políticos legítimos

é que a nação poderia definir a sua predisposição nuclear-militar (ROSA, 1990).

A Constituição de 1988 também define que o Congresso Nacional deve acompanhar e fiscalizar todas as atividades desenvolvidas na área nuclear, criando um sistema de salvaguardas internas. Porém, o que se observa atualmente é que o Congresso não se encontra preparado, nem institucionalmente, nem tecnicamente, para exercer essas suas novas atribuições (ROSA, 1990).

O segundo elemento desta discussão institucional refere-se à necessidade de se reverter a postura negativa da opinião pública brasileira frente à energia nuclear. A história nuclear brasileira está particularmente marcada por fracassos, os quais geraram um sentimento de descrédito muito forte na opinião pública.

A pequena indústria nuclear construída ao longo desses anos não se caracteriza pela simplificação e racionalidade de sua organização. Esta estrutura institucional não será capaz de assegurar uma política de padronização, condição necessária para garantir qualidade, confiabilidade e controle de custos e tempo de construção das usinas nucleares futuras.

Mais ainda, a década de 80 serviu para criar um sentimento generalizado de descrença nas instituições públicas. Ao assistir o desmoronamento de todos os principais setores de infra-estrutura, o brasileiro não encontra qualquer justificativa para acreditar na capacidade técnica e gerencial dos setores públicos.

Assim, existe um sentimento negativo e uma ordem institucional que não estão adequados para refletir as novas tendências político-sociais de ver cada aproveitamento

energético dentro de um contexto de política regional. É fundamental, portanto, que o setor nuclear brasileiro tenha capacidade de se adequar às novas perspectivas para o setor a serem estabelecidas pelo "Plano 2015".

Na verdade, esta tendência não representa nenhuma novidade. Desde o seu início, o programa nuclear francês sempre foi considerado como fator de organização do território devido às conseqüências econômicas locais que resultam da construção e exploração das centrais nucleares.

Desde 1981 a consulta à coletividade local através de seus vereadores se intensificou na França. Junto a cada instalação nuclear foi criado todo um aparato capaz de garantir um fluxo de informações às comunidades locais. A partir de 1986, a política seguida em matéria de informação é a da transparência.

Por outro lado, o setor nuclear francês compreendeu que os assuntos nucleares têm uma ressonância na opinião pública que ultrapassa largamente o plano local. O setor precisa responder às questões que se colocam a um público não diretamente implicado pela implantação de uma instalação nuclear.

Depois do acidente de Chernobyl, ficou claro que as instituições existentes eram incapazes de garantir que as informações veiculadas ao público em momentos de crise não fossem deformadas. O nascimento da associação WANO (*World Association of Nuclear Operation*) constituiu um dos meios de permitir um fluxo de informação regular sobre todos os eventos e incidentes que se produzam em instalações nucleares dos vários países membros.

Todas essas considerações mostram claramente que é fundamental que os responsáveis pelo setor nuclear

brasileiro, a classe acadêmica e as classes políticas trabalhem juntos para definir atitudes que sejam capazes de criar um ambiente de confiança, tanto na opinião pública interna como na opinião pública internacional, sobre as reais intenções e os caminhos a serem seguidos para a implantação de um novo programa nuclear.

Finalmente, existe um último aspecto a ser considerado com relação aos problemas institucionais. A desintegração da NUCLEBRAS e a confirmação do PATN como programa oficial do governo para o setor nuclear, na realidade, abriu um certo vácuo institucional.

O programa nuclear atualmente desenvolvido pela COPESP e pelo IPEN tem um objetivo muito claro, o qual deverá ser atingido através de um caminho de desenvolvimento técnico e científico muito bem traçado, com metas de longo prazo muito bem estabelecidas. Neste programa, entretanto, não consta, a priori, a implantação de instalações nucleares industriais necessárias para o desencadear de um programa de PCNs no país.

Neste sentido, é fundamental que se estabeleça uma nova ordem institucional, onde fique claro quem ocupará o papel de produtor das centrais nucleares, quem realizará os serviços de engenharia e de consultoria técnica, quais empresas se encontram realmente preparadas para a construção de PCNs, segundo os novos critérios de modularização, pré-fabricação e controle rigoroso dos cronogramas de obras.

Além do mais, é necessário que se defina o papel a ser assumido pela ELETROBRAS e pelas concessionárias de energia elétrica, tanto federais como estaduais. Aqui, novamente, existe um complexo "trade-off" entre a necessidade de se garantir elevados padrões de segurança, mantendo a energia nuclear restrita àquelas empresas de maior porte, que

possuam um sistema de gerenciamento de alto nível, contra a necessidade de se garantir flexibilidade ao programa nuclear, pois este é um dos elementos fortes da introdução de PCNs.

Finalmente, existe um papel fundamental a ser preenchido pela CNEN, de promoção da energia nuclear e, ao mesmo tempo, de regulamentação e definição das normas de segurança. As relações do setor nuclear com o setor elétrico têm de ser intensas e colaborativas, o acesso às informações, por parte do público em geral, tem de ser facilitado e a fronteira que separa a promoção da regulamentação da energia nuclear tem de ser clara.

A tabela 8.1 apresenta um quadro comparativo de algumas estruturas institucionais nucleares existentes em países onde a energia nuclear se encontra bastante consolidada. Esta tabela serve para demonstrar que existe uma gama de possibilidades muito grande, de onde se pode estabelecer uma ordem institucional brasileira, coerente com um programa nuclear de longo prazo.

TABELA 8.1

ESTRUTURAS INSTITUCIONAIS DO SETOR NUCLEAR

	ESTADOS UNIDOS	ALEMANHA
<u>PRODUTORES:</u>		
Número	3-4	1-2
Origem	Diversificada Longa tradição	Diversificada Longa tradição
Fonte Tecnológica	Própria	Importada
Capacitação Indust.	Crescente uso de subempreitadas	Quase totalmente subempreitada
Sustento do Gov.	Nenhum apoio direto	Nenhum apoio direto
<u>CONSULTORIA TÉCNICA & ENGENHARIA:</u>		
	Empresas especializadas	Produtores
<u>CONSTRUTORES:</u>		
	Empresas especializadas	Empresas especializadas
<u>COMPANHIAS ELÉTRICAS:</u>		
Número	Mais de 50	Cerca de 10
Dimensões	Notáveis	Médio/Grande
Propriedade	Geralmente sociedades por ações	Sociedades por ações
Area de competência	Variável	Em geral nacional
<u>NORMAS DE SEGURANÇA:</u>		
Relações com a Cia. de eletricidade	Fria	Fria
Acesso às Informações	Muito amplo	Amplo
Métodos	Ativos	Ativos
Concentração	Funções parcial- mente delegadas	Funções parcial- mente delegadas
Fonte: (THOMAS, 1989)		

TABELA 8.1 (CONT.)

ESTRUTURAS INSTITUCIONAIS DO SETOR NUCLEAR

	FRANÇA	CANADA
<u>PRODUTORES:</u>		
Número	1	1
Origem	Criada Propositamente	Criada Propositamente
Fonte Tecnológica	Importada	Própria
Capacitação Indust.	Quase totalmente fechada em poucas empresas	Quase totalmente subempreitada
Sustento do Gov.	Aval do Governo	Participação Direta
<u>CONSULTORIA TÉCNICA & ENGENHARIA:</u>		
	Companhias de eletricidade	Companhias de eletricidade
<u>CONSTRUTORES:</u>		
	Companhias de eletricidade	Companhias de eletricidade
<u>COMPANHIAS ELÉTRICAS:</u>		
Número	1	3 (c/uma dominante)
Dimensões	Muito Grande	Grande
Propriedade	Estatal	Estatal
Area de competência	Nacional	Provincial
<u>NORMAS DE SEGURANÇA:</u>		
Relações com a Cia. de eletricidade	Estreita com colaboração	Estreita com colaboração
Acesso às Informações	Crescente	Amplo
Métodos	Reativos	Reativos
Concentração	Centralizado	Centralizado

Fonte: (THOMAS, 1989)

8.4 Recomendações

O objetivo principal deste trabalho consistiu em re-introduzir no debate energético nacional as questões relativas à energia nuclear, incorporando uma série de avanços, tanto relativos às novas questões políticas que afetam o setor a nível mundial, como uma série de conceitos tecnológicos que deverão estar presentes nos novos projetos de centrais nucleares que estarão disponíveis no final do século.

Em particular, observou-se que existe uma tendência de redução de escala das centrais nucleares, incorporando, paralelamente, novos conceitos de segurança baseados em sistemas passivos.

Este tipo de abordagem permitiria o retorno da energia nuclear no Brasil, dentro de um novo programa nuclear, moderno, viável, tanto pelo aspecto tecnológico, como pelo aspecto econômico, o qual permitiria a convergência entre as políticas que buscam a capacitação interna da tecnologia nuclear e as políticas que procuram manter o país em fase com o "estado-da-arte" da energia nuclear a nível mundial.

Como consequências deste trabalho, existem várias linhas de ação propícias para o aprofundamento dos estudos. Do ponto de vista tecnológico, seria necessário avançar na definição de um projeto de referência para uma FCN nacional.

Nesta linha, seria conveniente a definição de uma referência tecnológica para FCNs na faixa de potência de 30 a 50 MW, 100 a 300 MW e 400 a 600 MW. Para tanto, é fundamental que se tenha em consideração as possíveis aplicações destes três tipos de FCNs dentro do sistema elétrico brasileiro, para que o projeto de referência possa

ser otimizado segundo o tipo de demanda e a região geográfica que cada uma das centrais propostas deverá atender.

Uma segunda linha de pesquisa que se abre para estudos posteriores, deverá estabelecer padrões quantitativos capazes de sinalizar com maior precisão a economicidade dos PCNs. Propõe-se, como sugestão, que sejam realizadas modelagens econômicas dos vários sistemas elétricos, considerando a presença de PCNs, procurando otimizar os custos marginais de expansão da geração elétrica.

Estes modelos deverão realizar estudos paramétricos de forma a estabelecer a sensibilidade dos custos marginais de expansão da geração com relação a possíveis mudanças nos custos unitários das PCNs. Desta forma, pode-se estabelecer uma faixa de custos de referência dentro da qual as PCNs seriam competitivos com as demais alternativas de geração existentes no país.

A terceira recomendação refere-se à execução de um estudo econômico do tipo setorial mais global, capaz de identificar os reais efeitos que a definição de um programa nuclear com base em PCNs teria sobre o parque industrial e técnico-científico do país.

Na verdade, este tipo de estudo permitiria, em primeiro lugar, medir os efeitos multiplicadores de um programa nuclear como este na economia brasileira, tanto do ponto de vista nacional, como em seus aspectos regionais. Este tipo de informação é muito importante para alterar o comportamento da opinião pública frente à energia nuclear.

Além do mais, seria possível detectar os pontos fortes e os possíveis gargalos no desenvolvimento do programa. Assim, seria possível estabelecer a priori os setores que

deverão ser incentivados no longo prazo, o grau de participação que será dado à participação da indústria internacional, etc.

Finalmente, como última recomendação, propõe-se que se estabeleça um estudo profundo do quadro institucional hoje vigente, tanto para o setor nuclear como para o setor elétrico, determinando, com precisão, possíveis avanços desta ordem institucional.

Em particular, o setor elétrico brasileiro atravessa um momento de inflexão institucional, sendo previstas grandes mudanças nos próximos anos. Considerando os possíveis quadros institucionais para o setor elétrico, pode-se desenhar alguns esquemas de organização para o setor nuclear de modo a adequar os dois setores para a implantação de um programa nuclear com base em PCNs.

O estudo desses vários cenários permitiria isolar alguns elementos comuns que já poderiam ser implantados, antes mesmo da consolidação do novo quadro institucional para os setores elétrico e nuclear. Além do mais, seria possível prever alguns obstáculos futuros, e as possíveis estratégias para superá-los.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

AHEARNE, J.F. Energia Nucleare Ed Effetto Serra. Energia, Anno X num. 4, Dec/1989.

BAJAY, S.V.; ENNES, S.A.W.; AGRA, D.A.; MARTINEZ, C.B.; SANTOS, E.M. Estudo Preliminar sobre a Atual Situação do Setor Elétrico Brasileiro. Campinas, AIPSE/DE/FEM/UNICAMP, Dez. 1991. (Convênio COPESP/UNICAMP/FUNCAMP Nº 752/0004/P1).

BAUMGARTL, B.J.; VIGNON, D. NPI's Work on Future Reactor. Nuclear Europe Worldscan, 11-12/1990, pag. 12.

BEHRENS, C. Small Nuclear Power Plants - financing ease may balance scaling factor. Energy Policy, Washington, aug/1985, vol. 13, num. 4, pag. 360-370.

BITTENCOURT, C.F.B. A Política Nuclear Brasileira em Face à Opinião Pública. ECEME, 1988. (Monografia).

BISCONTI, A.S. U.S. Public Opinion on Nuclear Energy. Atom, London, nov/1988, num. 385, pag. 10-11.

BLIX, H. Nuclear Power - Environmental Risks and Energy Production. Nuclear Spectrum, 3(2), 1987.

BOARD, J.A. Economic targets for small PWR reactor designs. Nuclear Energy, 30, num. 2, 75-78, Apr/1991.

BOGEN, J.; STOLZL, D. The Challenge of Introducing High-Temperature-Reactor Plants onto the International Power Plant Market. Nuclear Engineering and Design, num. 109 (1988):381-386, Amsterdam.

BOUDREAU, J.E. ITSR Report num 008. Institute for Technology and Strategic Research, The School of Engineering and Applied Science, The George Washington University, 1989.

BREWER, S.T. Toward a Nuclear Revival. In Conference on Atoms for Peace: an analysis after thirty years held in Washington, DC - USA - 7-8 Dec, 1983, pag. 231-236.

CAIRA, M.; CUMO, M.; NAVIGLIO, A.; SOCRATES, S. MARS II: Design Improvement to Reduce Construction Time and Cost. In EPFL First International Seminar Small and Medium Sized Nuclear Reactors held in Lausanne, Aug. 24-26, 1987. VOL. I, SESSION II.17.

CANDLISH, R. CANDU 300 Advances in Constructability. In EPFL First International Seminar Small and Medium Sized Nuclear Reactors held in Lausanne, Aug. 24-26, 1987. VOL. I, SESSION II.12.

CARNEIRO, F.A.N. A Nova Geração de Usinas Nucleares. Belo Horizonte, CDTN/CNEN, Jun./1991. (Relatório S-217/91).

CARUSO, G.; CUMO, M.; DE JACO, L.; NAVIGLIO, A. Safety Characteristics of MARS Nuclear Plant. In EPFL First International Seminar Small and Medium Sized Nuclear Reactors held in Lausanne, Aug. 24-26, 1987. VOL. I, SESSION II.16.

CERON - BIRD - ELETROBRAS Estudo de Mercado Regionalizado (REVISAO V), maio/1988.

CERON Boletim Estatístico. 1987

CHEVALIER, A.B.H. Passive safety features - a considered view of UK safety arguments. Nuclear Energy, 30(2):79-83, Apr/1991.

COLLINGRIDGE, D.; JAMES, P. Inflexible Energy Policies in Rapidly-changing Market. Long Range Planning, vol 24, num 2, pag. 101-107, Apr/1991.

CUMO, M. MARS: Italian Proposal for "Inherently Safe" Reactor. Nuclear Europe Worldscan, 11-12/1990, pag. 22.

DOS SANTOS, M.P. Custos Marginais de Expansão de Longo Prazo do Parque Gerador. ELETROBRAS, DPE/DPEP, Jan. 1991 (Informação Técnica num. 06/91).

DOUST, R. Desingning the CANDU 3. Nuclear Europe Worldscan, 11-12/1990, pag. 17.

ELECTRIC UTILITY WEEK, Ago/1988

ELECTRIC UTILITY WEEK, Nov/1988

ELETROBRAS - Centrais Elétricas do Brasileiras SA; Min. de Minas e Energia - Plano 2010 - Plano Nacional de Energia Elétrica 1987 - 2010. Rio de Janeiro, Dez/1987.

ELETROBRAS - GCPS - Mercado de Energia Elétrica 1990/2001. Previsão Provável - Brasil. Regiões Geopelétricas e Concessionárias. Rio de Janeiro, Fev/1991.

ELETROBRAS - GCPS - Min. da Infra Estrutura - Plano Decenal 1991 / 2000. Rio de Janeiro, 1991.

ELETROBRAS - DPE - DPEP - Análise de longo prazo - período 2005/2025. Rio de Janeiro, 1991.

ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil - Contribuições de Eletronorte para o Atendimento das Necessidades Futuras de Energia Elétrica da Amazônia. Dez/1987.

ELETRONORTE / ELETROBRAS - Amazônia Cenários Sócio Econômicos e de Demanda de Energia Elétrica (1988 - 2010). Set/1988.

ELETRONORTE - Plano de Expansão. 1990.

Estado de São Paulo - Floresta se degrada com a migração. 03/02/1991

ESTEVES, R. Reorganização do setor nuclear no Brasil - Estágio Atual. In Importância da Energia Nuclear no Fornecimento de Eletricidade após 1990: Benefícios e Dificuldades. Seção Latino Americana da American Nuclear Society held in Rio de Janeiro, Junho 11-15, 1989.

FERNANDES, C.C. Aspectos Energéticos de Rondônia e a Usina Hidroelétrica de Ji-paraná. EFEI, Itajubá, MG, 1989.

FIORENTINI, P.; SAVELLI, D. L'energia elettronucleare nel mondo. Energia Nucleare, anno 6 (num. 2):75-122, Mag/Set/1989.

FIORENTINI, P. L'energia elettronucleare nel mondo. Energia Nucleare, anno 8 (num. 1):73-84, Gen/Apr/1991.

FORTUNATO, L.A.M. Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica. Niterói, Ed. EDUFF/ELETROBRAS, 232 pags, 1990.

GOLAY, M.W.; TODREAS, N.E. Advanced Light Water Reactors. Scientific American, Apr./1990, pag. 82-89.

GOLDEMBERG, J. O Centro Experimental de Aramar. Ciência e Cultura, 40(4):317-323, abr/1988.

GRIFFITH, J. The Future of Nuclear Power. In Uranium Institute Symposium held in London, 6 to 8 September 1989, London, 1989.

HAMILTON, C.J.; REUTLER, H. The Modular High-temperature Reactors and its Advantages for Emerging Economies. In Third General Congress on Nuclear Energy, held in Rio de Janeiro, Jul. 25, 1990.

HANNERZ, K. PIUS: A New Generation of Water Reactors. Nuclear Europe Worldscan, 11-12/1990, pag. 18-19.

HANSEN, K. et alii Making Nuclear Power Work: Lessons from Around the World. Technology Review, Feb/Mar/1989.

HART, R.S. CANDU 300. The Economic Small Reactor. In EPFL First International Seminar Small and Medium Sized Nuclear Reactors held in Lausanne, Aug. 24-26, 1987, VOL. I, SESSION I.9.

HAYNS, M.R.; SHEPHERD, J. SIRTTM - Reducing size can reduce cost. Nuclear Energy, 30, num. 2, 85 - 93, Apr/1991.

IAEA. Nuclear Power Reactors of The World, Reference Data Series, num 2, Vien, Apr/1988.

KAKODKAR, A. Review of Inherent Safety of Indian PHWRs. In EPFL First International Seminar Small and Medium Sized Nuclear Reactors held in Lausanne, Aug. 24-26, 1987, VOL. I, SESSION III.11.

- KUCGUREK, J. Overview of Innovative Power Reactors Concepts. Nuclear Europe Worldscan, 11-12/1990, pag. 10-11.
- KONSTANTINOV, L.V.; KUPITZ, J. The Status and Development of Small and Medium Sized Reactors. Nuclear Engineering and Design, num. 109 (1988):5-9, Amsterdam.
- KOSAKA, N. Levantamento das Características de Reatores de Pequeno e Médio Porte. S. Paulo, Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, Out./1989 (r411170001 411).
- LIMA, J.L. Estado e Setor Elétrico no Brasil: do código de águas à crise dos anos 80, 1934 - 1984. S.Paulo, 1989. (Tese de Doutorado, Fac. de Economia e Administração - USP).
- MAIORINO, J.R. Reatores de Pesquisa. In: LAS/CNEN Curso Latino-Americano sobre os benefícios socio-econômicos da energia nuclear. Rio de Janeiro, Julho, 1987.
- MAIORINO, J.R. Reatores Nucleares de Pequeno e Médio Porte, inerentemente seguros - uma opção tecnológica em países em desenvolvimento para a próxima década. In Importância da Energia Nuclear no Fornecimento de Eletricidade após 1990: Benefícios e Dificuldades. Seção Latino Americana da American Nuclear Society held in Rio de Janeiro, Junho 11-15, 1989.
- MATSUOKA, T. A simplified Japanese PWR. Nuclear Engineering International, pag. 47-51, Jun/1991.
- MCCANDLESS, R.J.; REDDING, J.R. Simplicity: the key to improve safety performance and economics. Nuclear Engineering International, vol.34 (num.424):20-24, Nov./1989.

McINTYRE, B.A. AP 600 Design Certification Program. Westinghouse Electric Corporation, USA, 1989 (E-10D33321.005 p/6).

MINISTÉRIO DE INFRA-ESTRUTURA Balanco Energético Nacional.

MOREL, R.L.M. Ciência e Estado. A Política Científica no Brasil. S.Paulo, T.A. Queiroz, 1979.

NELKIN, D. Science, Technology and Political Conflict: analysing the issues. In Nelkin, D. Controversy Politics of Technical Decision. London, Sage Publication, 1979.

NUCLEAR ENGINEERING INTERNATIONAL, Apr/1988

OECD/NEA - Projected Costs of Generating Electricity from Power Stations for Commissioning in the Period 1995-2000. Organisation for Economic Co-operation and Development - Nuclear Energy Agency - International Energy Agency, 1989.

OLIVEIRA, O.M. Um Jogo de Mandos e Desmandos. Florianópolis, Ed. UFSC, 1989.

OOSTERKAMP, W.J.; SAWYER, C.D. Transoceanic Cooperation on SBWR. Nuclear Europe Worldscan, 11-12/1990, pag. 15.

OSADA, J. Evolução das Idéias da Física. São Paulo, Edgard Blucher, EDUSP, 1972.

PALEIT, J.A.; GRESLEY, J.A.B. Uranium Enrichment Market in the 1990's. In: AMERICAN NUCLEAR SOCIETY - LATIN AMERICAN SECTION. Symposium on "Importance of Nuclear Power for Power Supply after 1990 - Benefits and Difficulties", held in Rio de Janeiro, 11 - 15 June, 1989. pag. 333 - 344.

PEREIRA, P. Governo Oficializa o Programa Nuclear Paralelo. S.Paulo Energia, ano V, num. 45, pag.25-27, out/1988.

PERROW, C. . Complexidade, interligações, cognição e catástrofe. Análise & Conjuntura, Belo Horizonte, 1(3):88-106, set/dez 1986.

PINHEIRO, H.F. Energia Atômica - Atos Legais Brasileiros. CNPq, Rio de Janeiro, 1958.

RAMOS, F. Proposta de Suprimento de Energia Elétrica a Sistemas Isolados. São Paulo Energia, PARTE I - ANO VI - num. 57, out/89 (29-34); PARTE II - ANO VI - num. 58, nov/89 (23-26).

RICCIULLI, D. Planejamento da expansão da geração de sistemas hidrotérmicos de potência, otimizando os usos múltiplos da água dos reservatórios, Campinas, 1990. (Tese de doutorado, FEE - UNICAMP).

ROSA, L.P. A Política Nuclear e o Caminho das Armas Atômicas. Rio de Janeiro, Ed. Zahar, 1982.

ROSA, L.P. Subsídios para o controle da tecnologia nuclear pelo Congresso Nacional. Sociedade Brasileira de Física - Comissão de Acompanhamento da Questão Nuclear, Rio de Janeiro, Maio/1990.

SALLES, D. Energia Atômica - Um inquérito que abalou o Brasil. S.Paulo, Ed. Fulgor, 1958.

SCHIMIDT, R. Assessing Prospects for Smaller Reactors. IAEA Bulletin, Vien, Dec/1984, vol 26, num. 4, pag. 29-35.

SCHONING, J. Small and Medium-sized high-temperature-reactors for generation of electricity, process steam and district heat. Kerntechnik, 52 (1988), num. 2, Munich.

SECRETARIA DE ESTADO DE PLANEJAMENTO DE RONDÔNIA Projetos de Pequenas e Minis Centrais Hidroelétricas no Estado de Rondônia. Porto Velho, Rondônia, 1988.

SECRETARIA DE ESTADO DE PLANEJAMENTO DE RONDÔNIA Programa de Eletrificação Rural no Estado de Rondônia. Porto Velho, Rondônia, 1988.

SHELEICHER, R.W. TRIGA Power System: a passively safe cogeneration unit for electric power and low temperature heat. IAEA Report (IAEA - TECDOC - 463), Vienna 1988.

SHAHID, S.H. Prospects of Small and Medium Sized Power Reactors in Pakistan. Nuclear Engineering and Design, num 109 (1988):387-393, North-Holland, Amsterdam.

SILLIN, Jr., L.F.; ROWDEN, M.A.; WILKINSON, E.P. Leadership in Achieving Operational Excellence: The Challenge for All Nuclear Utilities. Utility Nuclear Power Oversight Committee, USA, Ago/1986.

SOARES, G.F.S. Contribuições ao Estudo da Política Nuclear Brasileira. S.Paulo, 1974 (Dissertação de Doutorado, PUC - S.Paulo).

SRIVASTAVA, R. Bridging the Energy Gap Through Small and Medium Sized Nuclear Reactor in India. In EPFL First International Seminar Small and Medium Sized Nuclear Reactors held in Lausanne, Aug. 24-26, 1987, VOL. I, SESSION I.4.

VENTURA FILHO, A.; DREYER, A.; DINIZ, A.S.; RAMOS, D.A.; FARIAS, J.C.M.; PEREIRA, J.F.M.; CHIGANER, L.; CAVALCANTI, P.R.; VIEIRA FILHO, O.; SILVA, V.F.P.; LIMA, W.M. Competitividade de Fontes Primárias para Produção de Energia Elétrica. ELETROBRAS, Subcomitê de Planejamento de Sistemas Elétricos (ITC-5), 1990.

VIJUK, R.P.; BRUSCHI, H. AP 600 Offers a simpler way to greater safety, operability and maintainability. Nuclear Engineering International, vol. 33 (num. 412), 1988.

YINGZHONG, L. Ordeals of Chernobyl and The Re-justification of the Inherently Safe Reactors. In 11th. International Forum on Fueling 21st. Century held in Moscow, Sept. 29 -- Oct. 6, 1987.

WALD, F. Small and Medium Power Reactors in Developing Countries. Present Status. Nuclear Engineering and Design, num. 109 (1988):343-347, Amsterdam.

WIKDAHL, C.E. Sweden: Nuclear power policy and public opinion. IAEA Bulletin, 1/1991, pag. 29-33, Vien.