

**A ENERGIA NUCLEAR NO CONTEXTO ENERGÉTICO BRASILEIRO:
ALTERNATIVAS DE REATORES E DE CICLOS DE COMBUSTÍVEL**

Gilberto Gomes de Andrade

**TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS EM
ENGENHARIA NUCLEAR**

**RIO DE JANEIRO - RJ - BRASIL
Dezembro de 1996**

A ENERGIA NUCLEAR NO CONTEXTO ENERGÉTICO BRASILEIRO:
ALTERNATIVAS DE REATORES E DE CICLOS DE COMBUSTÍVEL.

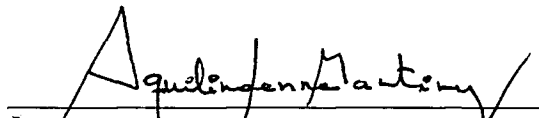
Gilberto Gomes de Andrade

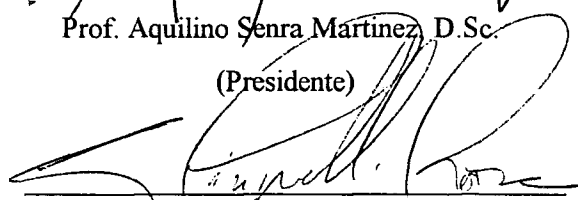
TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS
DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO
DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO
DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA NUCLEAR.

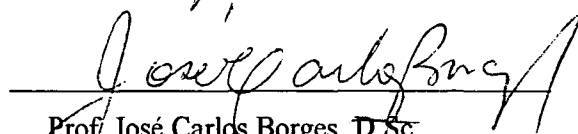
☉

Aprovada por:

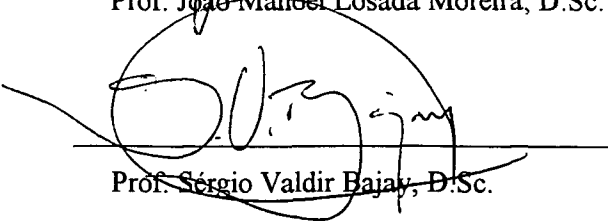



Prof. Aquilino Senra Martínez, D.Sc.
(Presidente)


Prof. Luiz Pinguelli Rosa, D.Sc.


Prof. José Carlos Borges, D.Sc.


Prof. João Manoel Losada Moreira, D.Sc.


Prof. Sérgio Valdir Bajay, D.Sc.

RIO DE JANEIRO - RJ - BRASIL

DEZEMBRO DE 1996

ANDRADE, GILBERTO GOMES

A Energia Nuclear no Contexto Energético Brasileiro:
Alternativas de Reatores e de Ciclos do Combustível
XXII, 300 p 29,7 cm (COPPE/UFRJ, DSc, Engenharia
Nuclear, 1996)

Tese - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

1. Planejamento Energético em Engenharia Nuclear

I. COPPE/UFRJ II Título (série).

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UF RJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor (DSc).

A ENERGIA NUCLEAR NO CONTEXTO ENERGÉTICO BRASILEIRO:
ALTERNATIVAS DE REATORES E DE CICLOS DE COMBUSTÍVEL.

Gilberto Gomes de Andrade
DEZEMBRO, 1996

Orientadores: Prof. Aquilino Senra Martinez
Prof. Luiz Pinguelli Rosa
Programa Engenharia Nuclear

A efetiva utilização da energia nuclear para gerar eletricidade no Brasil resultou de decisões tomadas nas décadas de 60 e 70, quando as realidades nacional e internacional indicavam a possibilidade de falta de energia para suportar o desenvolvimento econômico do país. Nesse contexto, foram tomadas decisões que ainda hoje estão sendo implantadas.

Nesta tese são estudadas as condições que levaram o setor nuclear brasileiro ao seu estágio atual e, em seguida, propostas alternativas para o encaminhamento futuro do setor nuclear, tanto no que diz respeito aos reatores como aos ciclos do combustível.

Para analisar-se a realidade atual, são estudadas as diferentes correntes políticas que conduziram o setor nuclear brasileiro ao seu estágio atual. É mostrado que o setor nuclear desenvolveu-se de forma independente do setor energético nacional, tendo decisões de cunho estratégico como linha condutora para seu desenvolvimento. Esta conclusão é apresentada após breve análise da evolução histórica do setor energético nacional.

A proposta de alternativas para reatores e ciclos do combustível nuclear cobre o cenário energético nacional até o ano 2025, sendo efetuado um levantamento das fontes renováveis e não renováveis de energia que serão competidoras da energia nuclear no atendimento à demanda futura do país. São consideradas as aplicações da energia nuclear para as produções de eletricidade, calor, água doce e para propulsão comercial. A demanda futura de energia no Brasil é estudada pela técnica de cenários.

É desenvolvido um modelo para a análise do ciclo de vida, denominado OMNUS (“Offer Model for the Nuclear Sector”), que permite calcular o uso das reservas de urânio, os custos diretos e indiretos, os custos associados a um programa nuclear e o aumento da radioatividade produzido pela queima do combustível.

Usando os resultados gerados pelo Modelo OMNUS, a análise simplificada do ciclo de vida é utilizada para se comparar as alternativas de reatores e de ciclo do combustível, permitindo que seja discutido o uso futuro da energia nuclear no Brasil.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor (Dsc)

NUCLEAR ENERGY IN THE BRAZILIAN ENERGY CONTEXT
ALTERNATIVES OF REACTORS AND FUEL CYCLES

Gilberto Gomes de Andrade

DECEMBER, 1996

Thesis Supervisors Prof. Aquilino Senra Martinez

Prof. Luiz Pinguelli Rosa

Department: Nuclear Engineering

The effective utilization of nuclear power in Brazil was decided during the 60's and early 70's, when national and international perspectives indicated a possible lack of sufficient energy sources to support the development of the economy. Under these circumstances decisions were taken that are still to be implemented

This thesis studies the conditions that conducted the brazilian nuclear sector to present situation and, also, proposes alternative paths to the future of the sector as related to both nuclear reactors and fuel cycles

Evolution of the nuclear sector is focused considering the positions of different stakeholders. It is shown that the nuclear sector developed independently from the objectives of the energy sector

Evolution of energy demand in Brazil is analysed through evaluation of scenarios up to the year 2025. Importation of energy as well as indigenous energy sources are

considered as competitors to nuclear power, which is considered as a viable supplier for electricity, industrial heat, dessalination of water and commercial naval propulsion.

A simplified life cycle analysis methodology is used to compare alternative options of reactors and fuel cycles. An offer model for the nuclear sector is developed in order to calculate the use of uranium reserves, the levelized direct and indirect costs, the costs of standardized plants and the overall radioactivity increase by different options of possible nuclear programs. This model is called OMNUS as an anagram for the *Offer Model for the NUclear Sector*.

SUMÁRIO DO TEXTO

1. INTRODUÇÃO	1
2. CONSUMO E SUPRIMENTO DE ENERGIA NO BRASIL	6
2.1. Evolução histórica do consumo e do suprimento.	6
2.1.1. Brasil rural.	8
2.1.2. Nascimento da indústria energética.	11
2.1.3. Transição nacionalista	15
2.1.4. Anos 90	18
2.2. Setor nuclear.	21
2.2.1. Evolução histórica.	21
2.2.2. Reservas minerais e tecnologia nuclear	35
2.2.2.1. Exploração e reservas	36
2.2.2.2. Produção de combustível.	43
2.2.3. Estratégico, tecnológico e comercial	48
2.3. Disponibilidade de fontes para o suprimento de energia	51
2.3.1. Fontes não-renováveis.	52
2.3.2. Fontes renováveis	59
2.3.3. Importação de energia.	63
3. ENERGIA NUCLEAR COMO FONTE SUPRIDORA DE ENERGIA	66
3.1. Origem e evolução histórica	67
3.1.1. Energia nuclear como fonte energética.	67
3.1.2. Evolução histórica	72
3.2. Usos da energia nuclear	77
3.2.1. Propulsão.	78
3.2.2. Nucleoeletricidade.	83
3.2.3. Produção de Calor.	90
3.2.4. Produção de água doce	96
3.3. Perspectivas Futuras	98
3.3.1. Tecnologia dos reatores e dos ciclos	100
3.3.2. Reatores, ciclos e suas aplicações.	112
3.3.3. Competitividade.	116
3.3.4. Meio-Ambiente	121

4	OMNUS - MODELO DE OFERTA DO SETOR NUCLEAR.	125
4.1	Modelagem do sistema energético nuclear.	126
4.2	Uso das reservas de urânio	132
4.3	Produção de rejeitos radioativos	137
4.4	Aplicações: influências da engenharia dos reatores	141
4.5	Custo da energia ou do produto.	148
4.5.1	Metodologia do custo nivelado	150
4.5.2	Custos associados as aplicações	154
4.5.3	Custos associados ao programa nuclear.	162
4.6	Estudo dos parâmetros principais do OMNUS.	167
5	CONSUMO FUTURO DE ENERGIA NO BRASIL.	174
5.1	Modelos matemáticos e cenários.	177
5.2	Cenários de referência	181
5.2.1	Plano 2015.	181
5.2.2	Proposta MME	183
5.2.3	Energia para um mundo sustentável	184
5.2.4	Outros cenários	186
5.3	Consumo de energia em 2025	187
5.3.1	Contexto nacional	188
5.3.2	Contexto internacional	192
5.3.3	Cenários propostos	193
6	OPÇÃO NUCLEAR NO CASO BRASILEIRO - CENARIOS PARA 2025	199
6.1	Mercado futuro da energia nuclear.	200
6.1.1	Demanda de eletricidade	200
6.1.2	Demanda de calor e de água doce	203
6.2	Competitividade para produzir eletricidade.	208
6.2.1	Competitividade em sistemas hidroelétricos e térmicos.	210
6.2.2	Competitividade interna no sistema energético nuclear.	216
6.3	Possibilidades da cogeração	220
6.4	Caminhos possíveis para o setor nuclear.	222
7	CONCLUSÃO	230
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	234

I INTRODUÇÃO

O uso da fissão nuclear como fonte supridora de energia tem despertado amores e ódios ao longo de sua curta história de 40 anos, havendo uma clara polarização entre alguns grupos francamente a favor do seu uso e outros radicalmente contra.

Os mesmos argumentos, sempre considerados sofismáticos e falaciosos pela outra parte, têm sido empregados tanto para a defesa como para o ataque dessa que deveria ser não mais que uma das alternativas possíveis para atender às necessidades de energia da sociedade.

A complexidade tecnológica envolvida na decisão de se usar a energia nuclear, juntamente com as complicações que resultam da existência de rejeitos radioativos com tempo de vida de milhares de anos, são problemas adicionais que sempre aparecem quando se fala da opção nuclear.

Ao estudar-se o uso da energia nuclear no contexto energético brasileiro, procurar-se-á uma abordagem despolarizada e objetiva, baseada em argumentos técnicos e numa metodologia de análise com respaldo científico.

Naturalmente, conhecimentos amplos tanto do setor nuclear como do setor energético nacionais são pré-requisitos para empreender-se uma análise como a que se propõe neste estudo.

É importante ressaltar que a energia nuclear oferece não apenas uma alternativa a mais para se gerar energia mas sim todo um sistema com diversas aplicações e opções técnicas.

O "sistema energético nuclear" baseia-se em princípio físico fundamentalmente diverso do empregado por outras formas utilizadas majoritariamente para se gerar energia, as quais utilizam reações químicas ou energia mecânica. Esta diversidade agrega um valor específico ao uso da energia nuclear.

Quando se estuda a energia nuclear, interesses e considerações de caráter industrial, comercial, tecnológico, político e militar misturam-se num caldeirão de opiniões e discordâncias, turvando a análise. A separação desses interesses e visões da problemática nuclear torna-se fundamental para uma tentativa de abordagem despolarizada, como a aqui pretendida.

O papel futuro da energia nuclear no contexto da indústria energética brasileira será abordado tomando como base a realidade atual do setor e considerando sua possível

competitividade futura. Evita-se, nessa análise, considerações especiais e armadilhas difíceis de serem contornadas, normalmente subjetivas, encobertas sob o manto de argumentos de cunho exclusivamente políticos ou militares.

As condições que conduziram o setor nuclear brasileiro ao seu estágio atual, se certas ou erradas, se eficientes ou descabidas, não serão analisadas além do necessário como lição antecipatória do que possa ser o caminho futuro do setor.

Reforçando observação anterior, a ênfase do estudo será na competitividade econômica e na viabilidade técnica da alternativa nuclear face aos seus competidores, como supridora de um serviço que pode interessar à sociedade brasileira e para o qual esta sociedade tem provido recursos financeiros e humanos por mais de 40 anos e tem, simultaneamente, feito investimentos em algumas instalações de grande porte.

Sem deixar de identificar a existência e o impacto econômico dos problemas ambientais e de aceitação pública, considera-se como premissa do estudo que a opção nuclear é socialmente aceitável. As condições que fundamentam essa premissa resultam da utilização internacional da energia nuclear, hoje mantida e aceita como fonte de energia de uso comercial, em muitos países, conforme será apresentado na abordagem da evolução histórica das suas diversas aplicações.

A decisão da sua utilização futura será considerada como resultante da análise dos parâmetros normalmente empregados para se priorizar os grandes investimentos característicos da indústria energética a nível mundial, entre os quais devem ser incluídos os riscos e custos de constrangimentos futuros devido às incertezas tecnológicas, ambientais e de opinião pública.

Para o estudo do uso da energia nuclear em países do terceiro mundo, é possível questionar-se a possibilidade efetiva de se dissociar, como se propõe, a análise exclusivamente econômica, de cunho comercial e industrial, daquela que resulta de considerações estratégicas, normalmente presas a argumentos políticos, geopolíticos e militares. Existem razões históricas para essa forte vinculação, conforme será mostrado.

As implicações nacionais e internacionais que resultam da decisão de se usar a energia nuclear mostram que, pela ótica internacional, existe uma clara vinculação entre esses diversos aspectos da problemática nuclear.

Não se procura aqui negar a existência dessa vinculação. O que se acredita é que no âmbito nacional, após tomada a decisão de sua utilização, os dois enfoques do setor

competitividade futura. Evita-se, nessa análise, considerações especiais e armadilhas difíceis de serem contornadas, normalmente subjetivas, encobertas sob o manto de argumentos de cunho exclusivamente políticos ou militares.

As condições que conduziram o setor nuclear brasileiro ao seu estágio atual, se certas ou erradas, se eficientes ou descabidas, não serão analisadas além do necessário como lição antecipatória do que possa ser o caminho futuro do setor.

Reforçando observação anterior, a ênfase do estudo será na competitividade econômica e na viabilidade técnica da alternativa nuclear face aos seus competidores, como supridora de um serviço que pode interessar à sociedade brasileira e para o qual esta sociedade tem provido recursos financeiros e humanos por mais de 40 anos e tem, simultaneamente, feito investimentos em algumas instalações de grande porte.

Sem deixar de identificar a existência e o impacto econômico dos problemas ambientais e de aceitação pública, considera-se como premissa do estudo que a opção nuclear é socialmente aceitável. As condições que fundamentam essa premissa resultam da utilização internacional da energia nuclear, hoje mantida e aceita como fonte de energia de uso comercial, em muitos países, conforme será apresentado na abordagem da evolução histórica das suas diversas aplicações.

A decisão da sua utilização futura será considerada como resultante da análise dos parâmetros normalmente empregados para se priorizar os grandes investimentos característicos da indústria energética a nível mundial, entre os quais devem ser incluídos os riscos e custos de constrangimentos futuros devido às incertezas tecnológicas, ambientais e de opinião pública.

Para o estudo do uso da energia nuclear em países do terceiro mundo, é possível questionar-se a possibilidade efetiva de se dissociar, como se propõe, a análise exclusivamente econômica, de cunho comercial e industrial, daquela que resulta de considerações estratégicas, normalmente presas a argumentos políticos, geopolíticos e militares. Existem razões históricas para essa forte vinculação, conforme será mostrado.

As implicações nacionais e internacionais que resultam da decisão de se usar a energia nuclear mostram que, pela ótica internacional, existe uma clara vinculação entre esses diversos aspectos da problemática nuclear.

Não se procura aqui negar a existência dessa vinculação. O que se acredita é que no âmbito nacional, após tomada a decisão de sua utilização, os dois enfoques do setor

nuclear, quer sob a ótica da geração de energia quer no plano dos objetivos estratégicos, são diversos e independentes

O resultado final buscado em cada enfoque, no energético ou no estratégico, e especialmente o porte dos investimentos requeridos pelo setor nuclear, seja sob a ótica do mercado de energia, seja como política de desenvolvimento da pesquisa ou da tecnologia militar, são diferentes e independentes.

Os agentes envolvidos e a natureza do retorno esperado pelos investimentos em cada caso permitem que esta separação seja feita sem qualquer prejuízo. O verdadeiro prejuízo para a sociedade pode existir quando esses objetivos não são claramente separados.

De qualquer forma, no caso brasileiro, esta discussão não se coloca já que a decisão de envolvimento amplo com a energia nuclear foi tomada ainda na década de 50, excluídas por vias constitucionais a partir de 1988 as aplicações não pacíficas.

O horizonte do estudo é de 30 anos, aqui considerado como suficiente para embasar decisões presas às condições econômicas, sociais, culturais e tecnológicas atuais. Cenários mais longos levariam à inclusão de possíveis competidores adicionais, como a fusão nuclear para a geração de energia e à introdução de outros sistemas energéticos, por exemplo, envolvendo os usos de hidrogênio e da supercondutividade para a transmissão de energia.

As tecnologias consideradas no estudo são aquelas cuja viabilidade técnica está comprovada, dentro de condições econômicas razoavelmente conhecidas e quantificadas.

O caminho futuro do setor nuclear, como supridor de energia, dependerá essencialmente do próprio caminho que o setor energético brasileiro trilhar. O crescimento da demanda, o modelo institucional, os constrangimentos econômicos, ambientais e de opinião pública, terão papel importante no encaminhamento da questão.

As lições do passado e o amplo conhecimento do presente constituem as ferramentas básicas para a análise dos cenários futuros. Estes são os fundamentos que motivaram o seqüenciamento do estudo conforme detalhado a seguir.

A diretriz do desenvolvimento deste estudo divide-se nas duas hipóteses destacadas a seguir, em torno das quais o trabalho se desenvolverá.

Afirma-se que:

"O setor nuclear brasileiro tem sua origem vinculada aos interesses nacionais estratégicos e atua, em geral, de forma independente da indústria energética nacional".

"A energia nuclear tem um papel a desempenhar no futuro do setor energético nacional, devendo, porém, passar a atuar de forma integrada com seus parceiros da indústria energética brasileira".

O primeiro capítulo dedica-se fundamentalmente ao estudo do que é hoje o setor energético brasileiro. Essa análise histórica permite a comprovação da primeira afirmativa acima. É também no primeiro capítulo que são discutidas as fontes de energia que o Brasil dispõe para atender à demanda futura de energia, como premissa para avaliar-se o possível papel da energia nuclear.

A comprovação da segunda parte da tese é desenvolvida nos capítulos seguintes do trabalho e depende da montagem de um modelo específico, que permita a análise comparativa de todas as alternativas oferecidas pelo "sistema energético nuclear".

As possibilidades abertas pela tecnologia nuclear como competidora no contexto da indústria energética internacional são discutidas no segundo capítulo.

O setor nuclear é modelado no terceiro capítulo, de forma a estudar-se alternativas que levem em conta os diferentes tipos de reatores nucleares, de ciclos do combustível e de aplicações. Aspectos técnicos, econômicos e ambientais são considerados.

A demanda futura de energia e o possível papel a ser desempenhado pela energia nuclear no Brasil são analisados nos capítulos quarto e quinto, considerando-se que o setor energético deverá ser dimensionado para atender aos cenários propostos para o ano 2025. A questão se a indústria nuclear brasileira terá sua viabilidade assegurada caso a meta seja atender exclusivamente ao mercado nacional, é parte da análise.

Ao enfatizar o papel do setor nuclear como supridor de energia, desconsidera-se o importante segmento da indústria nuclear ligado à produção e comercialização de radioisótopos, menos por sua relevância e sim pelo objetivo do estudo.

É importante lembrar que a aplicação de radioisótopos representa uma área na qual o uso da energia nuclear é mandatório. Esta deve ser uma aplicação que permanecerá como um dos benefícios que o desenvolvimento da tecnologia nuclear trouxe para a humanidade, independentemente do que ocorrer com as aplicações energéticas

2. CONSUMO E SUPRIMENTO DE ENERGIA NO BRASIL

O Brasil apresenta mudanças substanciais no perfil do consumo de energia, especialmente considerando-se como foco da análise o passado recente.

Quais as razões nacionais e internacionais motivadoras dessas mudanças?

Terão cessado os fatos indutores dessas mudanças?

Estas são questões relevantes face ao interesse específico de se pesquisar os possíveis caminhos futuros do suprimento de energia no Brasil. Será mostrado que a urbanização e a industrialização são os principais elementos indutores das mudanças no âmbito nacional, enquanto que, a nível internacional, as modificações sofridas pelo setor energético, a partir dos choques de preço do petróleo, são também decisivas.

Para fundamentar a análise dos cenários futuros, aborda-se a evolução do consumo de energia e a implantação da indústria energética nacional, cobrindo fases distintas de nossa história, de forma a bem caracterizar-se a situação atual.

Como marco central divisório dessa breve análise histórica, destaca-se o período que vai de 1950 a 1980, especialmente importante no Brasil. E nesse período que ocorre um acelerado processo de industrialização e urbanização, bem como os choques internacionais do petróleo, com as conseqüentes implicações nos setores energético e nuclear brasileiros.

Conforme é mostrado, no intervalo compreendido entre as décadas de 60 e 80 molda-se o que é hoje o setor nuclear brasileiro.

Também como fator importante para a análise do perfil futuro do setor energético brasileiro, aborda-se, com algum detalhe, a disponibilidade de reservas energéticas, tanto as nacionais como as passíveis de importação, disponíveis para atender à demanda futura do país, conforme ditado pelos cenários previstos para 2025. Procura-se, dessa forma, dar um panorama claro das condições atuais da indústria energética brasileira.

2.1. EVOLUÇÃO HISTÓRICA DO CONSUMO E DO SUPRIMENTO.

Os dados demográficos brasileiros, conforme o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), mostram o acelerado processo de urbanização que o país

enfrentou, tendo a população urbana brasileira explodido de 18 milhões de habitantes para 110 milhões em cerca de 40 anos, entre 1950 e 1991.

Enquanto a população urbana multiplicava-se por mais de seis vezes, o crescimento populacional do país era também significativo, tendo porém triplicado. O ponto a destacar é que, a partir de 1940, a urbanização brasileira teve crescimento muito mais intenso que o apresentado pela população do país, com reflexos enormes nos hábitos e costumes da população.

O perfil do consumo de energia entre 1940 e 1993, representado pela oferta interna para as diferentes fontes de energia, é mostrado na Tabela 2.11 e indica também as importantes transformações socio-econômicas que ocorreram no período, com a crescente participação da energia elétrica proveniente da hidroeletricidade e dos derivados de petróleo, em detrimento do uso da lenha.

As informações demográficas, econômicas e energéticas indicam claramente que no curto intervalo de meio século, entre 1940 e 1990, o Brasil transformou-se de desabitado e rural em um país urbano e industrializado, caminho muitas vezes trilhado por outras sociedades no intervalo de séculos.

Este é um ponto central na análise do suprimento de energia no Brasil, dando para a sociedade brasileira características únicas no contexto das nações e, sob muitos aspectos, inviabilizando a transposição pura e simples das análises e das experiências internacionais.

A necessidade de se efetuar a abordagem histórica do consumo de energia em períodos nos quais este consumo se processa de forma razoavelmente homogênea, fundamenta a conveniência de se dividir o estudo do consumo de energia no Brasil em três partes distintas, de forma a bem identificar a fase inicial, onde o perfil é ditado pelas atividades primárias, como agricultura, pecuária e extrativismo, uma importante fase de transição e a fase atual, onde predominam as atividades secundárias e terciárias, relativas a indústria, comércio, serviços e administração.

A rápida transição entre o Brasil rural e a fase atual, ocorrida ao longo do século 20, por suas peculiaridades e relevância quanto à problemática do setor energético em geral e do setor nuclear em especial, é subdividida de forma a tratar-se dois períodos, quando efetivamente se implanta no país uma indústria dedicada à produção de energia e o período seguinte, no qual destacam-se as decisões consideradas como de cunho

nacionalista, levando o setor energético brasileiro a apresentar a face atual, caracterizada como "dos anos 90"

ANO	FONTES		NÃO RENOVÁVEIS (%)		TOTAL	
	CARVÃO MINERAL	PETRÓLEO	GÁS NATURAL	NÃO-RENOV.		
1941	7,0	9,7	0,0	16,2		
1946	9,0	12,9	0,0	20,9		
1952	6,1	28,0	0,0	34,1		
1955	6,2	35,1	0,0	41,3		
1960	3,6	37,6	0,1	41,3		
1965	3,6	36,9	0,0	40,7		
1970	3,6	42,5	0,2	46,3		
1975	3,5	43,3	0,5	47,4		
1980	4,0	40,7	0,7	45,4		
1985	6,0	31,0	1,4	38,7		
1990	5,3	32,9	1,5	40,0		
1993	5,8	32,9	1,9	40,6		

ANO	FONTES			RENOVÁVEIS (%)		TOTAL RENOVÁVEL
	LENHA	BAGAÇO DE CANA	ALCOOL	CARVÃO VEGETAL	HÍDRO ELÉTRICA	
1941	72,9	13	0,0	2,6	7,3	83,8
1946	67,4	16	0,0	2,2	7,9	79,1
1952	49,9	2,1	0,0	3,7	11,2	66,9
1955	42,2	2,2	0,0	3,4	11,2	58,7
1960	40,2	2,5	0,0	1,9	14,1	58,7
1965	40,4	2,5	0,0	1,5	14,9	59,3
1970	31,2	2,7	0,0	1,0	18,1	53,5
1975	19,5	4,9	0,8	1,5	24,5	52,6
1980	16,9	6,2	1,3	3,3	27,9	54,6
1985	13,1	7,7	3,0	4,9	33,5	61,3
1990	9,1	6,5	3,6	3,5	37,3	60,0
1993	8,0	6,8	3,6	2,5	38,2	59,1

TABELA 2.1.1. - EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA NO BRASIL, POR FONTE ENERGÉTICA

Pela importância que o setor nuclear apresenta para o presente estudo, a análise de sua trajetória histórica é destacada em item específico.

2.1.1 O BRASIL RURAL.

Para o período que vai do Brasil colonial até o alvorecer do século 20, pode-se fazer uma análise razoavelmente homogênea do consumo de energia, com as principais transformações resultando da utilização da máquina a vapor, a partir do século 19, e da incipiente introdução da energia elétrica, no limiar do século 20.

Simonsen(1957) indica que, já em 1560, o Brasil contava com 60 engenhos de açúcar, número que cresceu para mais de 500 no final do século 17, quando o café inicia seu predomínio como principal produto agrícola e se intensificam as atividades mineradoras, ligadas especialmente à busca do ouro.

O ciclo da mineração do ouro, trazendo a conseqüente mobilização de populações para regiões onde a atividade mineradora se processava, obrigou à instalação de núcleos habitacionais no interior do país, os quais se expandiram rapidamente.

A produção agrícola intensiva, seja a do açúcar ou a do café, são atividades de caráter latifundiário, com mão de obra concentrada nos próprios domínios da fazenda e do engenho. Em contraposição, para a mineração foram implantados núcleos habitacionais no interior do país, em locais não necessariamente de fácil acesso ou propícios à produção de alimentos

Assim, para o ciclo econômico da mineração, a necessidade de uma infraestrutura de transporte terrestre unindo as áreas onde as atividades econômicas se processavam resulta num aumento do consumo de energia, tanto na atividade mineira propriamente dita como para as vilas implantadas no interior, sem contudo modificar a natureza das fontes utilizadas.

Vale lembrar que também a pecuária, introduzida no Brasil desde o início do século 16, bem como as atividades extrativistas, como por exemplo a busca do pau-brasil e de outras espécies da fauna e da flora, não implicavam em condições especiais quanto ao consumo de energia, além das já existentes para a produção intensiva do açúcar e do café

Ainda segundo Simonsen(1957), na era colonial, com exceção dos engenhos e estaleiros navais, importantes e produtivos, rara foi a atividade manufatureira instalada no país. No século 18, em plena Revolução Industrial, proibiram-se os ourives e aboliram-se as indústrias e fábricas, de forma a evitar-se o contrabando e manter na Colônia somente as atividades ligadas à agricultura.

Nessas condições, a produção e o consumo de energia efetuavam-se de forma dispersa e descentralizada, em total consonância com os requisitos das atividades econômicas rurais ou mesmo daquelas atividades resultantes de uma pequena indústria de caráter doméstico e artesanal que, mesmo proibida, ainda existia.

O século 19 se inicia com a introdução da máquina a vapor, especialmente na propulsão naval, e da metalurgia do ferro. Estaleiros e siderúrgicas são certamente

atividades industriais intensivas no uso da energia e o sucesso desses empreendimentos teria levado a mudanças substantivas na necessidade de energia. O novo insumo energético introduzido no país foi o carvão importado.

Essas tentativas incipientes de industrialização frustraram-se devido à pequena demanda nacional e à ausência de infra-estrutura tecnológica necessária para suportar tal desenvolvimento como competidor autônomo no mercado internacional.

Na construção naval brasileira trabalhava-se com a madeira, enquanto, internacionalmente, era efetuada a introdução do ferro, o que motivou o fechamento dos estaleiros brasileiros. A siderurgia, mesmo impulsionada por políticas governamentais de incentivo, teve pequeno desenvolvimento.

O uso do vapor intensifica-se no transporte marítimo e, em 1817, tem início a navegação a vapor no Rio São Francisco.

Na segunda metade do século 19 inicia-se a implantação tanto do transporte ferroviário, propulsionado por locomotivas a vapor, como de grandes fábricas empregando equipamentos acionados por polias e correias, também movidas pela energia de motores estacionários a vapor, chamados de locomóveis.

A madeira continuava, porém, a constituir-se na fonte primária de origem nacional para a produção do vapor, como lenha ou carvão vegetal, enquanto crescia a importação de carvão mineral.

O perfil do consumo energético que se estende desde o descobrimento do Brasil até o final do século 19, é o característico de uma estrutura social e econômica que se baseava no extrativismo e na produção agrícola. A demanda por insumos energéticos é pequena e o país é capaz de supri-la com recursos internos. O trabalho necessário à produção era obtido basicamente pelo uso da força humana, pela tração animal ou pela queima da madeira.

Em alguns grandes empreendimentos da época, como os engenhos de açúcar, a energia hidráulica era utilizada para o acionamento mecânico.

Biomassa, especialmente na forma de lenha, era o principal energético, usada na produção de vapor e nas residências, para cozimento, aquecimento e secagem, juntamente com óleos e substâncias vegetais e animais para a iluminação.

Completando o cenário de fontes de energia em uso, adiciona-se o pequeno emprego do carvão mineral importado para o uso industrial e para o transporte, da

energia solar para a secagem de produtos agrícolas e da energia eólica para o transporte marítimo ao longo da costa.

2.1.2 NASCIMENTO DA INDÚSTRIA ENERGÉTICA BRASILEIRA.

A indústria energética é aqui entendida como aquela que processa fontes primárias e secundárias de energia, buscando o suprimento para usuários finais ou para outros elos de uma cadeia de produção que visa, por sua vez, suprir energia para usuários finais.

A mineração de materiais energéticos e o processamento industrial dos combustíveis sólidos, líquidos e gasosos, bem como a produção e a distribuição de energia elétrica, são exemplos característicos de instalações e atividades que compõem a indústria energética.

Como indústria, o setor energético teve sua origem, em parte, nas necessidades do setor público em fornecer iluminação e transporte e, em parte, no caminho natural de especialização buscado pelo setor industrial.

Inicialmente, o setor industrial procurou suprir sua necessidade de energia como se ela fosse mais um insumo do processo produtivo. Logo, porém, ficou evidente que a diversidade de aplicações possíveis para a energia gerada, além daquelas previstas para atender exclusivamente ao processo produtivo de uma única indústria, tornava a produção de energia um negócio em si mesmo.

A economia de escala, possível pela agregação de outros usuários, o interesse e o envolvimento institucional do setor público, a especialização técnica e o porte dos investimentos requeridos, foram incentivos adicionais para o surgimento de prestadores de serviço para o suprimento de energia.

Ainda em 1854 assistia-se ao nascimento do primeiro empreendimento energético brasileiro, visando o fornecimento de gás para a iluminação pública da Cidade do Rio de Janeiro, constituindo-se, posteriormente, a Rio de Janeiro Gas Company Limited.

Iniciativas privadas para a produção e distribuição de energia elétrica datam do final do século 19. Em 1889 já funcionava a primeira usina hidroelétrica da América do Sul, em Juiz de Fora, no Estado de Minas Gerais, produzindo energia elétrica para iluminação pública e uso industrial, em empreendimento privado, embrião da Companhia

Mineira de Eletricidade, posteriormente também supridora de energia para o transporte público

Perfil semelhante apresentavam outras empresas privadas, supridoras de energia elétrica, instaladas em diversas cidades brasileiras entre a última década do século 19 e o início do século 20, como a The São Paulo Tramways, Light and Power Company ou a The Rio de Janeiro Tramways, Light and Power Company.

O crescimento do consumo de energia elétrica na primeira metade do século 20 promoveu, conseqüentemente, o crescimento e o fortalecimento das empresas privadas de capital internacional que atuavam no setor, existindo um claro processo de concentração empresarial, gerado por características inerentes ao suprimento de energia em geral e de energia elétrica em especial.

O serviço de suprimento de energia elétrica é intensivo em capital e um monopólio geográfico natural. A quase total ausência de regulamentação, por parte do Estado, durante as fases críticas de implantação e de expansão acelerada, resultou no aparecimento de poderosas empresas privadas que mantinham o controle de extensas regiões do país e atuavam de forma quase independente.

Um exemplo da existência dessas ilhas política e tecnologicamente autônomas foi a necessidade de se promover a unificação nacional da frequência em 60 Hz, completada somente na década de 70.

Com o crescimento da demanda por combustíveis líquidos se acelerando a partir da década de 30, era razoável supor-se que existissem investimentos privados internacionais equivalentes, implicando na criação de uma poderosa indústria privada responsável pela exploração do petróleo e seus derivados. Afinal este era o modelo vigente para a geração de energia elétrica à época e havia sido aplicado até aquele momento com sucesso

É interessante mencionar informação fornecida pela Petrobrás(1994), que coloca em 1953 a produção nacional de petróleo em 2.700 barris/dia, juntamente com a capacidade para refinar 10.000 barris/dia e consumo de 150.000 barris/dia.

Fica transparente que, apesar da existência de um amplo mercado consumidor, seu atendimento era baseado na importação direta dos derivados do petróleo.

Esta importação implicava em problema crescente para o balanço de pagamentos do país, face ao acelerado crescimento da demanda por derivados do petróleo sem um correspondente crescimento da capacidade exportadora nacional

A infra-estrutura para a produção dos derivados de petróleo, já implantada em outros países pelas empresas supridoras do mercado brasileiro, e a oferta internacional de petróleo abundante e a baixo custo, adicionando-se às peculiaridades da bacia sedimentar brasileira que requeria pesados investimentos em capital e tecnologia, indicavam que o setor privado iria encaminhar o problema do suprimento do mercado brasileiro de derivados do petróleo para solução semelhante à efetivada no caso do carvão mineral, transformando o país exclusivamente em importador do insumo.

Enquanto isto parecia ser aceitável no caso do carvão, com pequena participação no balanço energético nacional, tornava-se aparentemente inviável para o caso do petróleo que, já na década de 40, assumia quase 30% da demanda total de energia, passando, em seguida, a disputar o papel de principal energético, igualando-se em importância à lenha.

Para um país que queria deixar de ser "rural" e não tinha vivido até aquele momento problemas de restrição ao desenvolvimento impostos pela inexistência ou insuficiência de fontes primárias de energia, esta era uma situação nova e, talvez, inadmissível.

Vale lembrar que o principal insumo energético vinha sendo a madeira e crescia a participação da energia elétrica de origem hidráulica, ambos disponíveis amplamente no Brasil.

O verdadeiro gargalo energético a ser experimentado a partir daí pelo Brasil, porém, residia no atendimento à demanda por combustíveis líquidos, fundamentais para suportar um modelo de desenvolvimento econômico que se assemelhava ao de países que dispunham de petróleo em abundância ou controlavam política e militarmente as reservas internacionais.

Lima(1983) destaca as diversas tentativas de abordar o problema dos combustíveis líquidos, efetuadas sob o patrocínio e financiamento do governo federal. Datam ainda da década de 20 ações para o uso do álcool anidro misturado à gasolina ou a consideração do uso do etanol como combustível.

Nas décadas de 20 e 30, estudos foram efetuados para o aproveitamento do xisto betuminoso e da gaseificação da madeira. Estas eram, porém, ações e preocupações do governo brasileiro, que passavam ao largo do investimento privado internacional, único segmento que na época tinha escala econômica e tecnológica suficientes para abordar o problema.

Na década de 30, a deterioração das contas externas do país e a escassez de capitais, resultantes da conjuntura internacional de recessão e preparação para a guerra que viria no final da década, reforçavam que o problema do suprimento de derivados de petróleo para o mercado nacional não era compartilhado pelos investidores internacionais, cabendo a ação exclusivamente ao governo brasileiro.

No que se relaciona ao suprimento de combustíveis líquidos e, em menor escala, de carvão mineral, outro aspecto que certamente teve importância nas ações futuras do governo brasileiro, diz respeito à garantia de suprimento do mercado interno durante crises internacionais, especialmente durante os períodos de guerra.

Aqui aparecem claras as preocupações militares, conforme destaca Lima(1983) quanto à criação do Conselho Nacional do Petróleo, em 1939, às vésperas da Segunda Guerra Mundial. Na mesma linha caminham as ações governamentais tomadas naquela época, para a assinatura de acordo para exploração de petróleo em território boliviano e para financiamento da ineficiente e custosa produção nacional de carvão mineral.

O caso do carvão mineral ilustra bem a ótica prevalecente de garantia de suprimento mesmo em condições econômicas desfavoráveis, aliada às imposições de política regional visando a manutenção ou o incentivo ao uso de determinado energético.

Penna(1969) relata que, entre 1945 e 1951, a Companhia Siderúrgica Nacional implantou usinas termoelétricas no Estado de Santa Catarina com o objetivo exclusivo de queimar o subproduto do carvão metalúrgico proveniente daquele Estado, e mostra a política governamental de incentivo para aumentar o uso do carvão-vapor, quando da sua substituição pelo óleo diesel nas ferrovias e na navegação, a partir dos anos 50.

Apesar da relevância estratégica que a garantia de suprimento coloca, as ações futuras relativas aos combustíveis líquidos foram decisivamente influenciadas pelos condicionantes econômicos. As decisões foram basicamente ditadas tanto pelos problemas relativos ao balanço de pagamentos do país, como pela disponibilidade de capitais para financiar a infra-estrutura nacional.

Entre as evidências desse fato tem-se o emprego do álcool como combustível, utilizado desde a década de 20 até o segundo choque do petróleo, na década de 70, principalmente como mecanismo de manutenção da renda dos produtores de açúcar. O álcool carburante foi, nesse período, somente válvula de escape para as quedas de preço e de demanda do açúcar no mercado internacional. Passou a constituir-se em solução

própria somente quando do estrangulamento das contas externas do país devido à importação de petróleo, ao final dos anos 70.

Para toda a primeira metade do século 20, quando se implanta a indústria energética no Brasil, o perfil básico é o de uma atividade privada regulada pelas forças e condicionantes do mercado internacional.

O atendimento ao mercado interno requer, crescentemente, uma ampla gama de insumos energéticos, aproximando-se, inexoravelmente, do perfil de demanda característico dos países industrializados.

As necessidades do país já não conseguiam ser atendidas sem pesados investimentos em capital e tecnologia, os quais, para serem disponibilizados pelo mercado internacional, necessitavam de remuneração, garantias e liberdade de ação que chocavam-se de forma crescente com a expectativa de regulamentação e de ação governamental, em um país, na época, com explosivas taxas de crescimento urbano, necessitando do desenvolvimento econômico e social como forma de se viabilizar como nação.

2.1.3. TRANSIÇÃO NACIONALISTA.

O modelo de propriedade e gerenciamento no setor energético, implantado na primeira metade do século 20, baseado em capital privado internacional, começou a apresentar sérias dificuldades financeiras e políticas a partir da década de 40. Coincidentemente, este é também o momento em que o governo brasileiro aprofunda ações que afetam diretamente o setor, visando desde ao aumento do nível de regulamentação até ao controle das reservas nacionais e dos aumentos de preços e tarifas.

O Código das Águas e o Código das Minas, ambos de 1934, configuram a nova postura do governo federal, claramente na direção de regulamentar as atividades econômicas em geral, com reflexos diretos na indústria energética.

Esta era uma atuação governamental inevitável, conseqüência menos de vinculações de caráter político ou ideológico mas resultante do próprio momento histórico que o país passava, transitando de uma sociedade de elite, dispersa em imenso

território e com baixo requisito regulatório, para uma complexa sociedade urbana e de massas

A intensa urbanização, causa e consequência da transição demográfica e da industrialização acelerada, propicia os meios de pressão sobre o governo, adicionando ingredientes políticos complicadores ao já difícil processo de atendimento à demanda crescente por energia

Faltam capital nacional e interesse internacional, ambos em quantidades compatíveis com o tamanho e urgência dos problemas. A preocupação internacional centra-se ou no esforço de guerra ou na reconstrução da Europa e da Ásia, nos períodos do pós-guerra e da guerra fria. No âmbito nacional, somente o próprio governo federal tem estatura econômica para responder ao desafio

Cortes e racionamentos de energia elétrica são tomados, inicialmente por alguns e logo de forma ampla pela população, como um designo das empresas de capital internacional, visando a estagnação do crescimento econômico do país.

A crescente importação de derivados do petróleo, sem contrapartida de produção nacional, e também motivo de pressões pelos que tomam como inevitável a existência de reservas nacionais desse energético, diante da extensa bacia sedimentar brasileira.

A transição nacionalista é feita na indústria energética brasileira quando energia deixa de ser um problema de mercado e passa a se constituir, no país, em um problema político central

Especialmente a partir da década de 30, a industrialização é eleita como única solução e base para o desenvolvimento nacional

O governo federal deixa de ser um agente passivo, adequado a um país "rural", transformando-se no principal agente indutor desse desenvolvimento.

O investimento em infra-estrutura, cobrindo energia, comunicação e transporte, além dos bens de produção, é tomado como objetivo governamental permanente, resultando em uma atuação razoavelmente homogênea durante as cinco décadas que separam 1940 de 1990

O atendimento ao mercado e a implantação das empresas energéticas é parte da política desenvolvimentista governamental, resultando não só no controle mas na própria gestão, pelo Estado, de praticamente toda a indústria energética.

As razões objetivas que empurraram o setor público brasileiro para atuar como agente econômico gestor da infra-estrutura energética encontra resposta, assim, na

necessidade de se suportar o desenvolvimento do país e na inviabilidade de se contar com outros agentes econômicos, tanto nacionais como internacionais, que se dispusessem a mobilizar os recursos financeiros, nas quantidades necessárias e dentro das condições econômicas possíveis de serem atendidas pelo Brasil, à época

Reichstul(1983) destaca a importância da ação governamental no financiamento da implantação da indústria energética, seja na obtenção de empréstimos internacionais, seja pelo deslocamento de recursos orçamentários, ou, principalmente, pela institucionalização de instrumentos fiscais com destinação específica para o financiamento do setor energético. São exemplos o Imposto Único sobre Energia Elétrica e o Imposto Único sobre Lubrificantes e Combustíveis.

Em 1946 começa a funcionar a Usina Siderúrgica de Volta Redonda, empreendimento estatal com forte influência na produção do carvão mineral brasileiro e, no mesmo ano, é criada a Companhia Hidrelétrica do São Francisco, com a missão tanto de produzir energia elétrica como de alavancar o desenvolvimento econômico do nordeste brasileiro.

Em 1953 é criada a Petrobrás, empresa estatal que exerce o monopólio da pesquisa, lavra, refino e transporte do petróleo e de seus derivados

A criação da Eletrobrás, em 1962, após diversas tentativas infrutíferas de centralização da gestão do setor elétrico nas mãos do Estado, culmina o processo que vai levar à nacionalização das empresas energéticas brasileiras

Em 1974, sempre com um intervalo de aproximadamente dez anos em relação à criação dos outros grandes empreendimentos estatais energéticos, como a Petrobrás e a Eletrobrás, é tomada a última iniciativa de gestão direta do governo federal no setor energético, sendo criada a Nuclebrás, com pretensão de se constituir na "Petrobrás do setor nuclear", conforme Nogueira Batista(1975).

Com a aceleração do crescimento econômico aumenta sobremaneira a parcela da economia controlada pelo Estado, mantendo-se, até a década de 90, as linhas mestras da forma de gestão e envolvimento estatal indicadas anteriormente.

É relevante apontar que, mesmo sob as mais diversas circunstâncias e conjunturas políticas e econômicas, tanto a nível nacional como internacional, a linha de conduta seguida pelo Brasil mantém-se constante desde o limiar da década de 40 até o final dos anos 80

A ditadura militar, a partir de 1964, e os dois choques de aumento de preço do petróleo, em 1973 e 1979, trazem nuances e aprofundamentos na linha de atuação, mas não modificam a essência dos objetivos buscados pelo país nem a forma de atuação no setor energético.

Pelo lado do consumo de energia, é nos anos 80 que se completa a transição entre uma economia de base rural, centrada no consumo disperso de energia, com dominação absoluta da lenha como fonte primária, para uma economia urbana e industrial, uma das maiores do mundo, com requisitos de qualidade e diversidade para o fornecimento de energia compatíveis com os requeridos internacionalmente pelos países desenvolvidos.

A eletricidade de origem hidráulica e os combustíveis líquidos provenientes do petróleo dominam amplamente a cena, mantendo-se, porém, um papel relevante para formas avançadas de uso da biomassa e uma complicada relação com a incipiente utilização da energia nuclear.

2.1.4 ANOS 90.

O tamanho da economia brasileira e a transição política e institucional promovida ao longo da década de 80 trouxeram reflexos decisivos na capacidade do governo federal sustentar o modelo de financiamento do setor energético implantado desde a década de 40. Outro fator importante centra-se na chamada "crise da dívida externa", resultante da contratação de empréstimos em moeda forte com juros flutuantes e posterior interrupção do fluxo internacional de capital para os países do terceiro mundo.

Esgota-se a possibilidade política de antecipação de recursos via impostos específicos e os orçamentos federal e estadual também não comportam o deslocamento de recursos financeiros para essa finalidade. Dois aspectos reforçam esses pontos, centrando-se na crescente demanda por investimentos de caráter social e na quantidade crescente de recursos necessários para suportar-se a infra-estrutura de uma economia de porte quase continental, onde quase tudo está por ser feito.

A nova condição sócio-econômica, completada na década de 80, dando ao país um perfil definitivo de economia urbana e industrializada, passa a exigir outro padrão de financiamento e gestão para a infra-estrutura nacional.

Nesse sentido, três pontos devem ser destacados:

1. - já não é mais, majoritariamente, considerada como aceitável a forma de atuação política anteriormente implantada, havendo resistência crescente, por importantes seguimentos da elite dirigente, ao aumento da carga de impostos ou à antecipação de receitas como formas de se gerar recursos para investir em infra-estrutura;
2. - passam a existir acusações tanto sobre a ação corporativista dos empregados como sobre a apropriação privada da gestão das empresas estatais, promovida pela distribuição de cargos políticos pelo "dono" eventual e momentâneo do poder;
3. - a ineficiência da infra-estrutura estatal, presa aos problemas da gestão política de complexos assuntos técnicos, passa a impactar decisivamente no desempenho global da economia e a pressão política caminha agora no sentido de reduzir-se o poder e a ação econômica do Estado.

Os pontos apresentados acima confundem-se com direções seguidas no âmbito internacional, identificadas por muitos como de cunho "neoliberais". Entende-se que o caso brasileiro vai além do que ocorre no contexto internacional, sendo menos uma questão ideológica e mais uma consequência do próprio momento histórico, resultante dos desenvolvimentos econômico e institucional já obtidos pelo país.

A decisão tomada nos anos 50 que levou ao aumento da participação estatal na economia, não resultou de direcionamento ideológico, mas da necessidade de viabilizar o aporte dos recursos necessários. Pode-se dizer que a transição nacionalista do setor energético brasileiro foi fruto do mercado, da mesma forma que o novo direcionamento que se busca, agora nos anos 90, é também ditado pelas condições do mercado.

O sucesso do modelo anterior, o qual suportou uma fase de grande desenvolvimento econômico, levou ao seu próprio esgotamento. A nível governamental,

movido desde a década de 40 pela política centralizadora como forma de ganhar escala para uma atuação mais eficiente quanto aos investimentos de capital e em recursos humanos, o movimento agora é necessariamente na direção contrária

A imensidão das áreas desabitadas, típicas de um país rural com baixa densidade populacional, não representa mais a realidade nacional. A diversidade econômica e cultural se impõe e clama por uma efetiva federalização e diluição do poder central, como única forma de dar-se prosseguimento ao processo do desenvolvimento econômico. É nesse contexto que, entende-se, deva ser encarada a nova conjuntura desestatizante da economia brasileira.

Dois pontos a destacar são.

1. as desigualdades sociais e econômicas constituem o centro do discurso político, em substituição ao enfoque do desenvolvimento econômico "a qualquer preço".

2. o mote político é a valorização dos municípios, havendo um esgotamento das idéias que fundamentaram a centralização no âmbito do governo federal como forma correta de se ganhar escala e eficiência econômica

Com lentidão, mas de forma crescente, a opinião das pessoas e das organizações não-governamentais passa a ter peso político nas decisões e a influenciar a economia. É o caminho inevitável do crescimento da cidadania e de sua influência na realidade em seu entorno, fruto dos próprios desenvolvimentos econômico e político alcançados.

Descentralização, opinião pública, viabilidade social, economicidade e eficiência, são os novos condicionantes trazidos pelos anos 90 ao caminho futuro da indústria energética brasileira, aos quais deve-se adicionar os fortes ares da integração regional

Não se pode esquecer que a América Latina é uma região exportadora líquida de energia, com importante participação no mercado internacional, o que traz uma posição especialmente vantajosa para a integração regional com um mercado do porte do brasileiro. É importante destacar-se que, mesmo a longo prazo, o Brasil tende a ser um

importador moderado de energia, algo na faixa dos 30% do consumo interno total, dependendo dos programas nacionais para uso de fontes renováveis, como a hidroeletricidade e a biomassa energética. Nesse contexto, o Brasil pode satisfazer integralmente suas necessidades de importação de insumos energéticos através do fornecimento direto pelos países vizinhos, com grande vantagem para a efetiva integração da América do Sul.

A análise aqui proposta para a trajetória futura do setor nuclear terá de tratar desses assuntos no seu devido tempo.

2.2. O SETOR NUCLEAR.

A evolução do setor nuclear brasileiro processou-se dentro do contexto geral do setor energético nacional discutido anteriormente, guardando, porém, particularidades que necessitam ser destacadas.

A origem exclusivamente estatal e a tentativa, em determinado momento, de se caracterizar uma linha de ação igual à seguida pela Petrobrás, são pontos importantes na discussão do setor nuclear brasileiro, juntamente com a forte conotação estratégica, tanto industrial como militar, que sempre induziram as decisões relativas ao setor.

A discussão a seguir apresenta a evolução histórica do setor nuclear, analisa os problemas das reservas nacionais de minerais nucleares e aborda a interação entre os aspectos estratégicos, tecnológicos e comerciais relativos ao uso da energia nuclear no Brasil. O objetivo é apresentar o desenvolvimento tecnológico que foi conseguido efetivamente pelo setor, de forma a embasar a proposição dos caminhos futuros, possíveis, a partir da realidade atual.

2.2.1. EVOLUÇÃO HISTÓRICA.

Para um observador desatento, o panorama apresentado pelo setor nuclear brasileiro é fruto de ações e atividades totalmente desconexas, tomadas de forma independente e inconsistente ao longo de muitos anos, pelos diversos órgãos do governo federal envolvidos com o problema.

Mostra-se a seguir que tal impressão não é completamente verdadeira, existindo algumas linhas de ação que foram permanentemente perseguidas, por décadas, mesmo diante das mais variadas condições políticas pelas quais o país passou a partir de 1950, quando se inicia a expectativa de uso da energia nuclear no setor energético brasileiro.

A Tabela 2.2.i. destaca a cronologia dos principais eventos que se relacionam ao setor nuclear. Com o auxílio desta tabela busca-se compreender quais foram as linhas de ação permanentes, identificando-se o que aqui se caracteriza como os três programas nucleares brasileiros, visando a aplicação da energia nuclear tanto para a geração de eletricidade como para a propulsão naval.

O primeiro programa nuclear brasileiro origina-se na preocupação do setor elétrico em atender ao crescente mercado de energia, suprido basicamente pelas usinas hidroelétricas, mas com expectativas de necessitar uma complementação térmica de porte razoável no futuro.

A necessidade da complementação térmica é reforçada, em 1963, quando é consolidado o enorme potencial hidráulico para a época, de 40 000 MWe, relatado no Relatório Canambra, assim chamado porque resultou de um grupo de estudo com representantes do Canadá, Estados Unidos (América) e Brasil. Em um país sabidamente carente de combustíveis fósseis de qualidade adequada ao atendimento da demanda, o uso da energia nuclear parecia conveniente, já que, na época, o setor elétrico internacional considerava a energia nuclear como economicamente viável e competitiva.

Ainda em 1955, o grupo privado American and Foreign Power-AMFORP, que até 1964 foi responsável por parte significativa da geração de energia elétrica no Brasil, propõe o uso de uma central nuclear de 10 MWe, utilizando reator refrigerado a gás e moderado a grafite.

Com a institucionalização da Eletrobrás, entre 1961 e 1962, promove-se amplo levantamento do potencial de geração de energia elétrica, consolidado no já mencionado Relatório Canambra, de 1963. Identifica-se o grande potencial hidroelétrico e discute-se a conveniência econômica da complementação térmica, quando são então analisadas as alternativas de geração nuclear.

Nessa fase o setor elétrico brasileiro considerava, indubitavelmente, a energia nuclear como importante alternativa futura e o Plano Trienal do Governo João Goulart prevê a operação de uma central nuclear em 1980. Todas estas são ações relativas ao que se pode caracterizar como um programa nuclear do setor elétrico.

As duas outras linhas de programa nuclear brasileiro são independentes e partem de iniciativas fora do setor elétrico. Em geral, estarão presas a considerações estratégicas de desenvolvimento industrial ou militar.

Como exemplos marcantes dessas outras duas linhas de programas nucleares tem-se o chamado Programa Nuclear Brasileiro, resultante do Programa Nuclear de Referência da Companhia Brasileira de Tecnologia Nuclear (CBTN), e o Programa Autônomo, também conhecido como Programa Paralelo, desenvolvido na década de 80 pela Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) e pelo Ministério da Marinha.

As iniciativas de cunho estratégicos têm sua origem na própria criação do Conselho Nacional de Pesquisa (CNPq), em 1951, e caminham pelas ações tomadas pelo Almirante Álvaro Alberto na tentativa de controlar a exploração dos minerais nucleares e no envolvimento com as etapas do ciclo do combustível nuclear, como fica patente no caso da importação de centrifugas alemãs, em 1954.

Com a criação da CNEN, em 1956, institucionaliza-se a existência de uma vertente do governo federal preocupada exclusivamente com o uso da energia nuclear. A geração de energia elétrica é uma das aplicações consideradas, mas todo o esforço é principalmente direcionado para os objetivos finais estratégicos ligados à implantação da tecnologia nuclear no Brasil, cobrindo não só a geração elétrica mas toda a área nuclear.

Órgão simultaneamente de fomento e de fiscalização, a CNEN tem na energia nuclear um fim em si mesmo, enquanto que, para o setor elétrico, a energia nuclear é apenas um dos meios possíveis de atingir seu objetivo final, que é suprir o consumo de energia elétrica. Um meio até pouco importante, no caso brasileiro, face à abundância de fontes de origem hidráulica.

Ressalte-se aqui que essa aparente pouca importância dada pelo setor elétrico brasileiro ao uso da energia nuclear não implica, necessariamente, em uma postura "a priori" contra essa alternativa, mas reside na lógica do setor elétrico estar totalmente direcionada para a geração hidroelétrica. Dai resulta uma das polêmicas históricas nos anos 70 e 80, resumida no confronto dos "barrageiros" com os "nucleocratas".

Pode-se afirmar que a preferência do setor elétrico brasileiro pela geração hidráulica sustenta-se em fundamentados argumentos econômicos que chocam com os interesses não só do setor nuclear, pois da mesma forma reclamam também os que favorecem o uso da geração térmica convencional. Desde sua origem, e de forma

coerente, o setor elétrico nacional sempre considerou a geração térmica como pouco importante e com papel meramente complementar.

Em 1952 e 1956 fundam-se respectivamente o Instituto de Pesquisas Radioativas (IPR) em Belo Horizonte e o Instituto de Energia Atômica (IEA) em São Paulo, como parte da ação do CNPq.

Em 1958, o Programa de Metas do Presidente Juscelino Kubitschek inclui a instalação pioneira de central nuclear de 10 MWe e, em 1959, a CNEN desenvolve o Projeto Mambucaba, propondo uma central nuclear de 150 a 200 MWe com reator moderado a grafite e refrigerado a gás, para ser instalada próxima da região onde mais tarde seria localizada a usina Angra 1.

As aplicações dizem respeito ao setor elétrico mas a motivação era basicamente ligada ao desenvolvimento da energia nuclear, conforme promovido pela CNEN.

O mesmo tipo de motivação, ou seja, a busca do desenvolvimento da tecnologia nuclear usando como justificativa a geração de energia elétrica, ocorre em diversas outras oportunidades.

Em 1965, quando da criação do Grupo do Tório no IPR de Belo Horizonte, atual Centro de Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear (CDTN), a proposta era desenvolver a tecnologia dos reatores moderados a água pesada visando a geração de energia elétrica. Brito e Lepecki(1967) apresentam o estágio de desenvolvimento atingido pelo Projeto Instinto, complementar ao esforço para obtenção de água pesada, desenvolvido pelo Instituto Militar de Engenharia (IME) desde 1964, conforme relatado por Maurício(1969)

Mais tarde, na década de 70, surgem, no IEA, atual Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (IPEN), o programa para utilização de reatores refrigerados a gás e, no IEN, o programa dos reatores rápidos refrigerados a metal líquido. Durante boa parte desse período existia a preocupação de se promover o uso do tório como combustível nuclear, já que não se acreditava na existência de reservas nacionais abundantes de urânio.

Em todas estas ações tomam corpo as vertentes que atuam nos dois outros programas nucleares brasileiros e que desembocarão nos programas da Nuclebrás e Autônomo.

TABELA 2.2.1.
OS TRÊS PROGRAMAS NUCLEARES BRASILEIROS
 (DATAS E EVENTOS MAIS IMPORTANTES)

<u>AÇÃO DE GOVERNO</u>	<u>PROGRAMA NUCLEAR</u> (*)
<u>GOVERNO GETÚLIO VARGAS</u>	
1951: -Criação do CNPq	TECNOLOGICO/ESTRATEGICO
1954: -Almirante Álvaro Alberto compra três centrifugas na Alemanha. A entrega é vetada pelo EUA	TECNOLOGICO/ESTRATEGICO
<u>GOVERNO JUSCELINO KUBITSCHEK</u>	
1955: -Grupo AMFORP estuda implantação de Central Nuclear de 10 MWe em Cabo Frio-RJ.	ELÉTRICO/ESTRATÉGICO
1956: -Criação da CNEN.	TECNOLOGICO/ESTRATÉGICO
1958: -Programa de Metas de Juscelino Kubitschek inclui central nuclear pioneira com potência de 10 Mwe.	TECNOLOGICO/ESTRATÉGICO
1959: -CNEN estuda implantação, na região de Angra dos Reis-RJ, de central nuclear de 150 a 200 MWe com reator a urânio natural e moderado a grafite, com tecnologia francesa, chamado de Projeto Mambucaba.	TECNOLOGICO/ESTRATEGICO
1960: -Criação do Ministério das Minas e Energia.	SETOR ENERGÉTICO
<u>GOVERNO JOÃO GOULART</u>	
1962: -Institucionalização da Eletrobrás, criada pela Lei 3890-A de 25.04.61	SETOR ELÉTRICO
1963: -Plano Trienal do Governo João Goulart prevê operação comercial de central nuclear em 1980.	ELÉTRICO/ESTRATÉGICO
-Relatório CANAMBRA identifica potencial hidrelétrico de 40.000 MWe próximos aos grandes centros de consumo e menciona a necessidade de complementação térmica.	ELÉTRICO/ESTRATÉGICO
1964: -Grupo de Trabalho da Água Pesada é criado no IME	TECNOLOGICO/ESTRATEGICO

(continua)

TABELA 2.2.1 (continuação)

GOVERNO CASTELLO BRANCO

1965:	-Criação do Grupo do Tório na Divisão de Engenharia de Reatores do IPR em Belo Horizonte-MG, para estudar projeto de reator nacional.	TECNOLOGICO/ESTRATEGICO
	-Reator Argonauta do IEN é criticalizado	TECNOLOGICO/ESTRATEGICO
1966:	-Projeto Instituto do IPR define Central Nuclear PHWR de 500 MWe e inicia trabalho conjunto com franceses	TECNOLOGICO/ESTRATEGICO
1967:	-CNEN é transferida da Presidência da República para o MME	ELÉTRICO/ESTRATÉGICO

GOVERNO COSTA E SILVA

1967:	-Em pronunciamento em Punta del Este, Presidente anuncia uso da nucleoeletricidade.	ELÉTRICO/ESTRATÉGICO
	-É constituído Grupo de Trabalho Especial com representantes do MME, Conselho de Segurança Nacional e CNEN para propor uso de central nucleoeletrica.	ELÉTRICO/ESTRATÉGICO
1968:	-Grupo de Trabalho Especial recebe apoio técnico da AIEA e conclui estudo recomendando instalar unidade nuclear de 500 MWe em meados da década de 70, sob responsabilidade da Eletrobras.	ELÉTRICO/ESTRATÉGICO
	-Estudo prossegue e prevê programa nuclear de 50.000 MWe para 2005	INDUSTRIAL/ESTRATÉGICO
	-Chanceler Willy Brandt da Alemanha propõe amplo acordo de cooperação tecnológica no setor nuclear, quando em visita ao Brasil.	INDUSTRIAL/ESTRATÉGICO
1969:	-Eletrobras delega a Furnas a implantação da primeira central nuclear. Furnas seleciona Angra dos Reis-RJ como local e programa operação comercial para 1976, prevendo seleção do fornecedor da central em 1970.	ELÉTRICO/ESTRATÉGICO

GOVERNO MÉDICI

1970:	-Furnas assina contrato "turn-key" com a Westinghouse para Angra I, central nuclear PWR de 626 MWe	ELÉTRICO/ESTRATÉGICO
1971:	-Criação da CBTN, empresa estatal subsidiária da CNEN, para projetar e construir instalações do ciclo do combustível nuclear e promover a participação das indústrias brasileiras no setor nuclear	INDUSTRIAL/ESTRATÉGICO

(continua)

TABELA 2.2.1. (continuação)

1972:	-Brasil se interessa pela propulsão nuclear para navios comerciais e faz Simpósio no Rio de Janeiro, com prosseguimento em Belo Horizonte e assessoria técnica do GKSS da Alemanha.	INDUSTRIAL/ESTRATÉGICO
1974:	-CBTN estabelece o Programa de Referência de Construção das Usinas do Ciclo do Combustível baseado no Programa de Referência de Construção de Usinas Nucleares, constituindo o Programa Nuclear de Referência, que prevê 10.200 Mwe nucleares até 1990.	INDUSTRIAL/ESTRATÉGICO
<u>GOVERNO GEISEL</u>		
1974:	-Criação da Nuclebrás como sucessora da CBTN, com missão de implantar o Programa Nuclear de Referência.	INDUSTRIAL/ESTRATÉGICO
	-Autorizada a construção de Angra II.	INDUSTRIAL/ESTRATÉGICO
1975:	-Assinatura do Acordo Brasil-Alemanha como apoio tecnológico ao Programa Nuclear de Referência.	INDUSTRIAL/ESTRATÉGICO
	-Autorizada a construção de Angra III	INDUSTRIAL/ESTRATÉGICO
<u>GOVERNO FIGUEIREDO</u>		
1980:	-Decreto desapropria áreas em Peruipe-SP e Iguape-SP para construção de usinas nucleares.	INDUSTRIAL/ESTRATÉGICO
	-Criação da Nucom-Nuclebrás Construtora de Centrais Nucleares.	INDUSTRIAL/ESTRATÉGICO
1981:	-Reiniciada construção de Angra II após resolver pendência com CNEN sobre estacas.	INDUSTRIAL/ESTRATÉGICO
1982:	-Marinha e IPEN conseguem desenvolver enriquecimento por ultracentrifugação.	TECNOLOGICO/ESTRATÉGICO
	-Marinha inicia programa de desenvolvimento da propulsão nuclear.	TECNOLOGICO/ESTRATÉGICO
1983:	-Operação comercial de Angra I.	ELÉTRICO/ESTRATÉGICO
	-Iniciada escavação das fundações de Angra III.	INDUSTRIAL/ESTRATÉGICO
1984:	-Desativação da Nucon com interrupção das obras de Angra II e Angra III.	INDUSTRIAL/ESTRATÉGICO

(continua)

TABELA 2.2 I (continuação)

GOVERNO SARNEY

1985:	-Governo institui a Comissão de Avaliação do Programa Nuclear Brasileiro, conhecida como Comissão Vargas, a qual propõe concluir Angra II em 1992 e Angra III em 1995	INDUSTRIAL/ESTRATÉGICO
1987:	-Presidência da República anuncia domínio do ciclo do combustível nuclear.	TECNOLOGICO/ESTRATÉGICO
1988:	-Criação da INB-Indústrias Nucleares do Brasil, empresa sucessora da Nuclebrás, com transferência do CDEN para a CNEN e da Nuclen para a Eletrobras.	INDUSTRIAL/ESTRATÉGICO
	-Inauguração da Usina de Enriquecimento Isotópico da Marinha no Centro Experimental Aramar, em Iperó-SP	TECNOLOGICO/ESTRATÉGICO
	-Inauguração do Reator Nuclear IPEN/MB-01 no IPEN, em São Paulo-SP.	TECNOLOGICO/ESTRATÉGICO

GOVERNO COLOR

1990:	-Governo institui GT-PRONEN, Grupo de Trabalho do Programa Nacional de Energia Nuclear, que propõe o projeto RENAP 100, central nuclear PWR nacional com tecnologia baseada no programa de propulsão nuclear da Marinha.	TECNOLOGICO/ESTRATÉGICO
-------	--	-------------------------

GOVERNO ITAMAR

1994:	-Governo autoriza a transferência de recursos financeiros e de financiamentos de Angra III para Angra II e prevê conclusão de Angra II em 1998.	INDUSTRIAL/ESTRATÉGICO
-------	---	------------------------

GOVERNO FERNANDO HENRIQUE

1995:	-Ministro da Marinha declara que Programa do Submarino Nuclear será desativado	TECNOLOGICO/ESTRATÉGICO
1996:	-Secretário de Assuntos Estratégicos declara que Governo tem interesse em manter aberta a opção nuclear	TECNOLOGICO/ESTRATÉGICO

*ELÉTRICO/ESTRATÉGICO = PRIMEIRO PROGRAMA NUCLEAR

*INDUSTRIAL/ESTRATÉGICO = SEGUNDO PROGRAMA NUCLEAR

*TECNOLOGICO/ESTRATÉGICO = TERCEIRO PROGRAMA NUCLEAR

Em 1967, o Governo Costa e Silva anuncia, para breve, o uso efetivo da nucleoeletricidade no Brasil. Nessa época, o setor elétrico internacional encontrava-se totalmente envolvido com cenários que definiam uma expansão explosiva do uso da energia nuclear, alternativa que traria a solução definitiva para o suprimento mundial de energia elétrica abundante e a baixo custo.

Conforme Cotrin(1969), o setor elétrico brasileiro recebeu com alegria a decisão do governo de montar um "programa" que viabilizasse a operação da primeira usina nuclear brasileira. Antecipa-se, pela ótica do setor elétrico, um programa nuclear brasileiro, o primeiro dos aqui estudados.

Seguem nessa direção as pressões políticas para o controle do empreendimento pelo setor elétrico, com conseqüente exclusão da CNEN, bem como as delegações do governo para a Eletrobrás e dessa para a sua empresa subsidiária Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas), quanto ao gerenciamento das atividades e responsabilidade final pela condução da implantação da primeira central nuclear. Após as pressões iniciais, a linha de ação segue o curso do programa nuclear do setor elétrico.

Furnas, empresa totalmente inserida no setor elétrico, conduz o empreendimento dentro da ótica de "operadora de usinas", resultando na seleção da empresa americana Westinghouse para o fornecimento do pacote de Angra I, do tipo "chave-na-mão" ("turn-key"). A lógica que prevalece na condução do empreendimento é a de uma empresa que se prepara "somente" para gerar energia elétrica em uma usina que tem tecnologia sabidamente complexa.

Cotrin(1969), Presidente de Furnas na época, relata que o Grupo de Trabalho Especial instituído pelo governo federal em 1967, com representantes da CNEN, do Ministério de Minas e Energia (MME), da Eletrobrás, do Conselho de Segurança Nacional e assessoria internacional da Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA), havia recomendado que se implantasse uma central nuclear de cerca de 500 MWe para operação a partir de 1975. Ressalte-se que Cotrim não menciona outra recomendação desse mesmo Grupo de Trabalho Especial, feita posteriormente, prevendo a implantação futura de grande número de usinas nucleares.

Cotrin afirma, ainda, que embora se soubesse ser esta uma opção menos competitiva que a geração hidráulica, sua justificativa fundamentava-se no início da preparação técnica para o uso futuro dessa alternativa de geração pelo setor elétrico,

desde que se provasse competitiva e sempre de forma complementar à geração hidráulica.

Ao setor elétrico interessava um envolvimento cauteloso com a energia nuclear, visando o aprendizado da operação e do uso de centrais nucleares, inclusive para quantificar os problemas tecnológicos e os custos efetivos que resultariam. Não cabia nada além de um contrato "turn-key" para Angra I e esperava-se que, ao longo da sua vida operativa, a energia nuclear provasse ser realmente competitiva. Era um programa que se consolidaria nos próximos 10 anos e não cabiam outras ações espetaculares quanto ao aprofundamento imediato do uso da energia nuclear.

Aqui se assenta a base do primeiro programa nuclear brasileiro, o único que foi efetiva e integralmente implantado.

Conforme já destacado, o mesmo estudo de planejamento a longo prazo que fundamentou a opinião de Cotrim face ao envolvimento cauteloso com o uso futuro da energia nucleoe elétrica no Brasil, serviu de base para a outra vertente do programa nuclear, mais ao feitio do grupo que queria a implantação tecnológica imediata de uma alternativa nuclear de grande porte no país.

Ferreira Júnior(1969) apresenta os estudos do Grupo de Trabalho Especial, que indicavam a necessidade de geração nuclear mínima de 21.000 MWe no ano 2000. Como consequência do porte do programa envolvido, ações políticas adicionais foram tomadas, motivando a transferência da CNEN para o âmbito do Ministério das Minas e Energia, efetuada em 1967.

Com a chama acesa pela expectativa da necessidade de até 50.000 MWe de origem nuclear no ano 2005, conforme relatório do Grupo de Trabalho Especial, e dentro da justificativa de que era necessário cuidar-se imediatamente da implantação industrial de todo o ciclo do combustível nuclear, em 1971 cria-se a CBTN, empresa estatal subordinada à CNEN, embrião do segundo programa nuclear brasileiro.

Lembre-se aqui que, nessa época, ainda não haviam sido nem negociados integralmente os contratos para Angra I. O primeiro programa nuclear mal se iniciava e aí se empenhava totalmente o setor elétrico através de Furnas.

Para estabelecer o Programa de Construção das Usinas do Ciclo do Combustível Nuclear, foi necessário que a CBTN pré-definisse o tipo de reator a ser usado e a seqüência de implantação das unidades geradoras de eletricidade, produzindo o

Programa de Referência de Construção de Usinas Nucleares. São previstos 10.200 MWe de origem nuclear para operação até 1990.

Fundamenta-se, dessa forma, o Programa Nuclear de Referência, cobrindo tanto as ações no ciclo do combustível nuclear como na área das centrais nucleares. O Programa constitui-se numa vertente estratégica da implantação da energia nuclear no Brasil, de cunho exclusivamente industrial, fazendo com que as atividades propostas transcendessem, novamente, à própria CNEN.

Outra vertente das ações da CBTN é direcionada para a propulsão naval em navios mercantes, em cooperação com o instituto de pesquisa alemão Gesellschaft für Kernenergieverwertung in Schiffbau und Schifffahrt (GKSS), responsável pelo desenvolvimento do navio com propulsão nuclear Otto Hahn.

Em 1974, é criada a Nuclebrás, com o objetivo de implantar o Programa Nuclear de Referência. A Nuclebrás é sucessora da CBTN, mas se estabelece como empresa autônoma, tanto da CNEN como da Eletrobrás, ou seja, tanto de uma alternativa nuclear estratégica autônoma como do setor elétrico nacional.

A Nuclebrás, embora mantida no âmbito do MME, constituía-se em novo parceiro na arena nuclear e energética, instituída para cuidar de atividades que não foram por sua vez excluídas da responsabilidade da CNEN. Passa-se a ter, também no setor elétrico, uma situação confusa, pois duas empresas federais, a Eletrobrás e a Nuclebrás, atuam para atender ao mesmo mercado futuro de energia elétrica, porém com objetivos e metas governamentais não necessariamente idênticas.

O modelo adotado para a Nuclebrás foi o da Petrobrás, cabendo à CNEN posição assemelhada à do Conselho Nacional do Petróleo. No caso da Petrobrás, porém, não existe outra empresa federal atuando no mesmo mercado do petróleo e o CNP não tinha institutos nem pessoal com responsabilidade de promover a pesquisa e o desenvolvimento autônomo.

No setor do petróleo e de seus derivados, a Petrobrás é um verdadeiro monopólio enquanto que a Nuclebrás retinha um monopólio compartilhado por outros órgãos federais, a CNEN no âmbito nuclear e a Eletrobrás no âmbito elétrico.

Nogueira Batista(1975) reforça que, quando da criação da Nuclebrás, a urgência de decisões sobre os reatores a serem encomendados ainda em 1975 levou o Governo a afastar esquemas "possivelmente válidos, porém mais ambiciosos e de execução muito mais demorada, baseados na criação no Brasil, a partir de esforços e concepções

puramente brasileiras, de uma tecnologia de reatores estritamente nacional" Esta linha de ação foi sustentada pela Nuclebrás tanto para as centrais nucleares como para as instalações do ciclo do combustível nuclear, constituindo-se na filosofia de atuação do chamado Programa Nuclear Brasileiro, aqui identificado como o segundo programa nuclear.

Que o segundo programa nuclear tinha suas próprias razões, as quais muitas vezes confrontavam com as razões das empresas geradoras de energia elétrica, fica parente pelos problemas que surgem em 1980, quando da definição dos sítios de Peruibe-SP e Iguape-SP. Cria-se na mesma época a Nuclebrás Construção de Centrais Nucleares (NUCON), passando para a gerência da Nuclebras a implantação das usinas nucleares, até aquele momento sob responsabilidade das companhias geradoras, Furnas e possivelmente Companhia Energética do Estado de São Paulo (CESP), no caso de São Paulo

O argumento usado na criação da NUCON é que o setor elétrico "fazia corpo mole" quanto ao ritmo das obras e a Nuclebrás tinha um Programa de Referência a cumprir, não importando muito se a demanda futura de eletricidade era decrescente, se Angra I apresentava grandes problemas para seu comissionamento ou mesmo se o setor elétrico encontrava-se impossibilitado, financeiramente, de manter o ritmo das obras iniciadas, inclusive das usinas hidroelétricas

A terceira linha de programa nuclear brasileiro segue a trilha estratégica nacionalista, alternativa à seguida pela Nuclebrás, buscando conseguir a tecnologia nuclear de forma autônoma. A criação do Grupo do Tório e as ações tomadas pelo Ministério da Marinha a partir de 1978 definem momentos desse programa, que se consolida com a integração das atividades da Coordenadoria para Projetos Especiais (Copesp) da Marinha com o IPEN, a partir de 1982

Na terceira linha de programa nuclear brasileiro, a CNEN joga seu papel institucional de promotora da energia nuclear, utilizando para isto a infra-estrutura científica e tecnológica disponível em seus institutos. Atua-se em um programa nuclear completo e independente dos outros dois

Nos anos 80, a atuação do terceiro programa resulta no Projeto do Reator Nacional à Água Pressurizada (Renap), cobrindo o desenvolvimento autônomo de todo o ciclo do combustível nuclear e de uma instalação PWR de potência, planta propulsora para um submarino nuclear com uso paralelo também no setor elétrico.

Andrade(1995) informa as atividades desenvolvidas no Projeto Renap, destacando que a abrangência dos objetivos é essencialmente a mesma do programa da Nuclebrás, embora o porte das instalações seja menor e a via de obtenção seja completamente diversa daquela seguida pela Nuclebrás

O argumento usado pelo governo federal para consolidar esta fase do terceiro programa nuclear nos anos 80 é que não havia outra alternativa além do esforço paralelo e autônomo, considerando o ambiente político internacional do final dos anos 70, que persistiu por toda a década de 80. A existência da guerra fria e as imposições crescentes das Salvaguardas Internacionais indicavam o desenvolvimento autônomo como único caminho possível para o Brasil empregar a propulsar nuclear para submarinos, mantidos os compromissos internacionais assumidos pelo país. O esforço paralelo era, então, justificado como inevitável, pois não havia a intenção governamental de desativar o segundo programa nuclear.

Do esforço empreendido pelo Programa Autônomo, na linha do terceiro programa nuclear, resultou a montagem de toda a infra-estrutura tecnológica necessária para o desenvolvimento tanto das instalações industriais do ciclo do combustível nuclear como para um programa autônomo de centrais nucleares PWR. Em 1990 é até proposto que se efetive esta linha de ação em substituição ao segundo programa, conforme concluído pelo Grupo de Trabalho para o Programa Nacional de Energia Nuclear, o GT-PRONEN do Governo Collor.

Dos três programas nucleares brasileiros, o único que está totalmente implantado é o primeiro, ou seja aquele do setor elétrico. Com a operação comercial de Angra I em 1983 e computando toda a experiência adquirida por Furnas com o uso da tecnologia nuclear, o setor elétrico nacional tem parâmetros para julgamento quanto à conveniência do uso futuro da energia nuclear.

O balanço desses 25 anos não tem sido favorável ao uso intensivo da energia nuclear no Brasil, tendo ficado claro para o setor elétrico brasileiro que a energia nuclear é mesmo uma alternativa cara e de operação tecnologicamente complexa, especialmente dentro das condições de operação integrada com usinas hidroelétricas. O confuso cenário internacional, quanto ao uso da energia nuclear, tem tido um papel importante na consolidação dessa opinião.

Do segundo programa nuclear, ficam os esforços para implantação da usina Angra II, em final de construção e Angra III que parece ainda ter caminho incerto. Ficam

as extensas reservas de urânio descobertas em Itataia e Lagoa Real e a experiência na produção do concentrado de urânio ("yellow cake") em Poços de Caldas-MG. Ficam também as instalações fabris tanto de caldeiraria pesada, a Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A (Nuclep), como de montagem do elemento combustível, a Fábrica do Elemento Combustível (FEC), além da experiência gerencial e de engenharia relativa à fase de implantação de uma central nuclear específica, consolidada na Nuclen.

Para o terceiro programa, deve-se creditar o sucesso no enriquecimento isotópico e nas outras etapas do ciclo do combustível nuclear, juntamente com a implantação da infra-estrutura para a pesquisa e o desenvolvimento de centrais nucleares de potência. As instalações do IPEN para produção do hexafluoreto de urânio e o Reator Nuclear IPEN/MB-01 são exemplos, entre outros que podem ser mencionados e que localizam-se no CDTN e no IEN.

Diretamente, pode-se também creditar à CNEN, certamente como resultado das ações empreendidas nos três programas nucleares brasileiros, uma ampla capacitação em licenciamento de todos os tipos de instalações nucleares, dando ao Brasil uma abrangência de atuação que poucos países no mundo têm.

É pouco para 45 anos?

Face aos objetivos globais dos três programas nucleares originais, certamente que sim.

Talvez pelo que se gastou, também, embora devam ser considerados os resultados indiretos obtidos, como o treinamento de pessoal e a qualificação de setores industriais brasileiros para atuar competitivamente a nível internacional.

O pessoal envolvido nos projetos do setor, tanto os de instituições governamentais como os das empresas privadas, é de alto nível e qualificado dentro dos padrões internacionais. De forma ampla, mesmo cobrindo o setor energético, não há como negar que existe no país uma capacitação nuclear efetiva e comprovada, inclusive na superação dos muitos problemas enfrentados pelos programas nucleares.

Sob este aspecto, o investimento da sociedade brasileira no setor nuclear teve sucesso, pois poucos países podem contar hoje com a capacitação em ciência e em tecnologia nuclear que o Brasil dispõe.

A reunião dos resultados obtidos pelos três programas nucleares dá ao Brasil a possibilidade de considerar, maduramente, a competitividade da opção nuclear em seu

setor energético. A isso se propõe o que se estuda a seguir, ao abordar a segunda hipótese.

2.2.2. RESERVAS MINERAIS E TECNOLOGIA NUCLEAR.

O Brasil tem relatado à IAEA(1970 a 1994) reservas de urânio de até 255.600 toneladas e 221.600 toneladas de tório, o que coloca o país entre as maiores reservas de minerais nucleares do mundo. Para o urânio as reservas são indicadas com condições de produção na faixa de preço até 80 dólares americanos o quilo, tornando ainda mais atraentes os números apresentados.

Se confirmadas as condições acima, o Brasil poderia se tornar um importante produtor internacional de urânio e ter no uso do tório uma reserva estratégica para atender ao consumo futuro de energia. A análise mais aprofundada das informações disponíveis, que se efetua a seguir, não invalida totalmente a consideração acima, mas obriga a se relativizá-la, face às reais condições nas quais estas reservas se apresentam e a seu efetivo potencial de aproveitamento.

A experiência acumulada na produção de minerais nucleares, quer na mineração de urânio e produção de "yellow cake" em Poços de Caldas, quer na produção de tório a partir das arcias monaziticas, constitui parte dessa análise, juntamente com a capacidade nacional já implantada para a produção de combustíveis nucleares. As perspectivas futuras de crescimento das reservas e da produção de urânio e tório no Brasil, são também consideradas.

Face ao interesse de se estudar cenários para o uso da energia nuclear no Brasil, os custos e a disponibilidade dos minerais nucleares envolvidos na produção desta forma de energia serão considerados na avaliação global de sua competitividade. A existência de reservas minerais e de tecnologia para seu amplo aproveitamento pode se constituir em fator indutor do uso da energia nuclear no Brasil.

Deve-se destacar que a inexistência de reservas nacionais significativas de minerais nucleares não tem sido colocada como fator impeditivo para a implantação de programas nucleares em diversos países. A diversidade dada pela alternativa nuclear como forma de geração de energia tem sido atrativo suficiente para manter o esforço no

setor, além do fato de ser ela muito menos dependente do suprimento do mineral combustível do que outras alternativas.

2.2.2.1. EXPLORAÇÃO E RESERVAS

A exploração de urânio intensificou-se no Brasil a partir de 1970, coincidindo com a implantação da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto, Angra I.

O impulso definitivo na busca de reservas de urânio veio a partir de 1973, após a criação da CBTN e, posteriormente, da Nuclebrás, com a tentativa de independência tecnológica total no ciclo do combustível nuclear.

Através dos acordos de cooperação assinados entre Brasil e Alemanha, visava-se dotar o país de toda a capacitação técnica para a fabricação dos elementos combustíveis, para o enriquecimento isotópico do urânio e, inclusive, da capacitação para reprocessamento do combustível irradiado. Quanto ao enriquecimento isotópico, é comentado por especialistas envolvidos na negociação que a escolha do processo do jato centrífugo resultou de veto dos outros parceiros da Alemanha quanto à transferência do processo de ultracentrifugação, preferido pela Nuclebrás.

Naturalmente que, se o objetivo era promover parte da independência energética nacional pelo uso da energia nuclear, era fundamental a manutenção deste argumento dispor-se de reservas de minerais nucleares em quantidade compatível com o programa global proposto, pois, se o programa dependesse da importação do urânio, da mesma forma seria também aceitável promover-se a importação direta do material enriquecido ou do elemento combustível pronto, não sendo necessária a sua produção no país.

A Tabela 2.2.2. apresenta a evolução das reservas brasileiras de urânio desde 1948, mostrando o investimento médio anual em exploração e indicando alguns eventos relevantes para acompanhar a evolução dessas reservas, conforme a IAEA(1970 a 1994) e outras fontes consultadas

Algumas discrepâncias podem ser apontadas na Tabela 2.2.2. para os valores indicados para as reservas de urânio. Em 1992, estudo de Bailery(1992) apresenta reservas de 179.000 toneladas de urânio para o Brasil, comentando que o valor foi reavaliado a partir das informações brasileiras disponíveis na IAEA, nas quais o Brasil já

indicava reservas de 255.600 toneladas. Somente os dados do Brasil e da Nigéria foram reavaliados

Avaliações de reservas minerais são mesmo difíceis de serem unificadas, face ao grande número de incertezas estatísticas e de fatores imponderáveis normalmente envolvidos no estabelecimento das medidas e cálculos subsequentes. Este problema tem sido tratado pela IAEA com grande ênfase, de forma a dar credibilidade aos relatórios bianuais que emite, os muito conhecidos "Red Books", assim chamados porque desde a sua primeira emissão a tradição tem sido encapá-los em vermelho.

Apesar da ênfase promovida pela IAEA em sistematizar os dados para os diversos países que participam do "Red Book", ocorre, no caso brasileiro, serem as fontes de informação para o setor nuclear exclusivamente governamentais, havendo a possibilidade adicional de manipulação dos dados dentro de objetivos e interesses momentâneos ou de grupos específicos.

TABELA 2.2.2. - RESERVAS DE URÂNIO E INVESTIMENTO EM EXPLORAÇÃO

RESERVAS TOTAIS(*) (ton. Urânio)	Investimento (*) anual em exploração (US\$)	ANO	COMENTÁRIOS
255.600		1994	
255.600		1992	
255.600		1990	
		1988	— criação INB, extinção NUCLEBRÁS
255.600	0	1986	— Rio Cristino é relatado
	2.900.000	1984	
255.600	4.000.000	1983	
200.400	17.800.000	1982	
	18.800.000	1981	
	8.600.000	1980	
164.200	12.500.000	1979	
	29.300.000	1978	
26.400	25.600.000	1977	— descoberta de Lagoa Real(BA)
	25.400.000	1976	
19.200	19.000.000	1975	— descoberta de Itabira(CF)
	10.000.000	1974	— criação NUCLEBRÁS, extinção CBTN
3.200	8.500.000	1973	
	1.500.000	1972	— criação CBTN, descoberto Cercado
	1.000.000	1971	
1.600	700.000	1970	— descobertas adicionais em MG
	200.000	1969	
1.000		1967	
		1966	— descoberta Agostinho em Poços(MG)
		1963	— convênio CNEN-CEA (França)
		1956	— criação do CNEN
		1953	— descoberta de Japohina(BA)
		1952	— convênio CNPq-USA
		1948	— descoberta de Poços de Caldas(MG)

(*) IAEA - Red Book

Certamente que uma grande torcida para "mostrar resultados" durante determinado período de governo, bem como o desconhecimento e a possível falta de

compromisso com uma avaliação precisa de custos para empreendimentos que só se concretizarão a longo prazo, são fatores que podem afetar, voluntária ou involuntariamente, a isenção técnica e a qualidade dos dados apresentados.

Os condicionantes apontados acima devem ser levados em consideração na análise das informações disponíveis sobre as reservas brasileiras de urânio, relatadas sempre como compatíveis com custos de produção até US\$ 80 por quilo de urânio, na forma de "yellow cake"

Nos 20 anos que separam a criação do CNPq, em 1951, e a criação da CBTN em 1972, são indicados pelo Brasil investimentos globais de 10 milhões de dólares americanos em exploração de urânio, enquanto nos 10 anos seguintes são relatados investimentos de US\$ 180 milhões

Aumentos equivalentemente espetaculares são apresentados para as reservas de urânio, partindo de uma disponibilidade de 1600 toneladas em 1970, até atingir 255 300 toneladas em 1983. A Figura 2.2.1 mostra estes valores, indicando a forte correlação entre os investimento em exploração de urânio e o aumento das reservas nacionais

Os depósitos e ocorrências de urânio relatados pelo Brasil estão indicados na Tabela 2.2.3., onde é apresentada a evolução das reservas conforme os diversos documentos pesquisados. Estão compilados dados desde o final da década de 60 até os apresentados nos "Red Book" da IAEA(1970 a 1994)

Na Tabela 2.2.3 são indicadas tanto as reservas convencionais, nas quais o urânio é o mineral de interesse maior, como as reservas não-convencionais, onde a exploração do urânio é subproduto da de outro mineral. Da mesma forma, são listados tanto os depósitos como as ocorrências de urânio, montando-se um quadro completo de toda a informação oficialmente disponível.

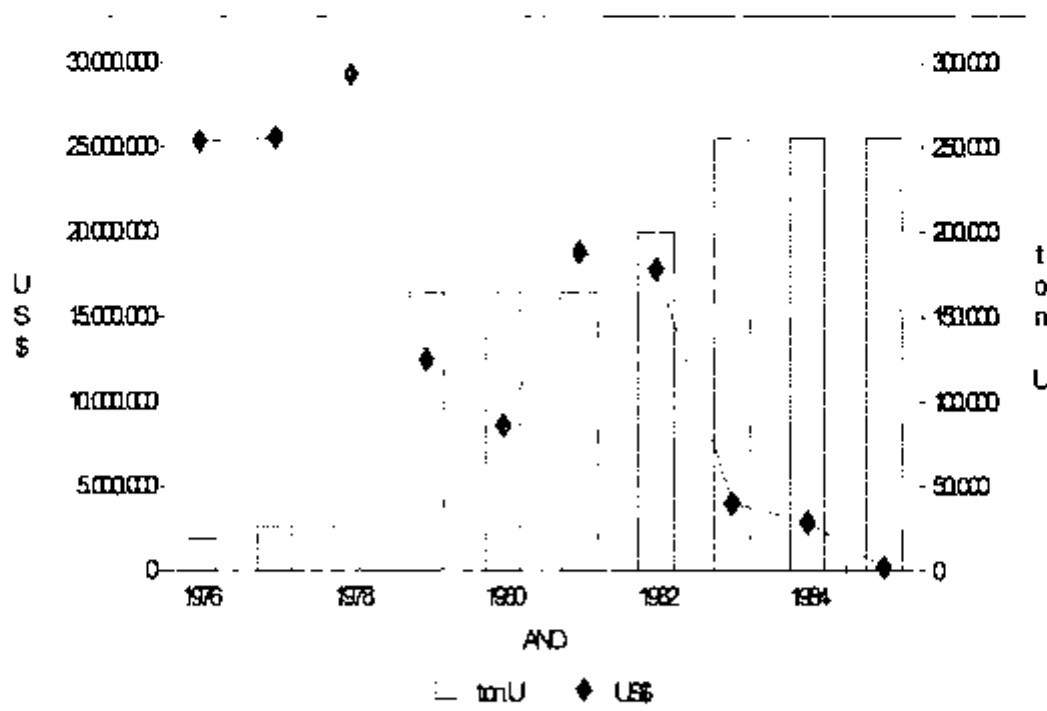
Naturalmente que mesmo nas reservas ditas convencionais, muitas vezes o processo de separação do urânio propiciará a produção de outros subprodutos, melhorando a atratividade da exploração da mina e tornando economicamente viável a extração do urânio. A distinção entre depósitos e ocorrências convencionais e não-convencionais é, muitas vezes, tênue, implicando em um elevado grau de subjetividade

Além da subjetividade quanto à classificação, é necessário que se processe uma avaliação das características adicionais dos depósitos e ocorrências relatados pelo Brasil, enfocando a possibilidade de se promover efetivamente a produção de urânio nas condições relatadas, ou seja, com custo menor ou igual a US\$ 80 o quilo.

Destacam-se como altamente viáveis os depósitos de Lagoa Real-BA e Itaitia-CE, exatamente os dois selecionados durante a década de 80 para suportarem a demanda que resultaria da implantação das centrais nucleares previstas no Acordo Brasil-Alemanha. Muitos estudos foram promovidos para o desenvolvimento industrial destes sítios.

Para Poços de Caldas-MG, a grande diversidade de mineralizações nas quais o urânio se apresenta faz com que a possibilidade de se obter o mineral a baixo custo para o total da reserva indicada, seja pequena. Aí foi estabelecida a primeira e única mina brasileira, a um custo muito maior do que o normalmente relatado para o desenvolvimento do depósito

FIGURA 2.2.1. - INVESTIMENTO ANUAL EM EXPLORAÇÃO E CRESCIMENTO DAS RESERVAS TOTAIS DE URÂNIO



Em Figueira-PR, foram promovidos intensos estudos e os locais pesquisados foram considerados inviáveis, embora tenham havido indicações da conveniência de se prosseguir na busca de outros locais no mesmo sítio. Para os locais conhecidos e

reservas indicadas em Figueira-PR, a possibilidade de se produzir urânio a US\$ 80 o quilo é baixa.

Espinharas-PB e Rio Cristalino-PA são considerados oficialmente como ocorrências, dando um caráter precário aos valores indicados para as reservas. O mesmo se aplica aos valores relatados tanto para os depósitos ou ocorrências não-convencionais, como para os depósitos classificados como "outros", englobando o Quadrilátero Ferrífero em Minas Gerais, Amarinópolis-GO e Campos Belos-GO.

O sítio de Rio Cristalino-PA tem sido destacado como altamente promissor, embora as informações oficiais disponíveis não apresentem todo o potencial de produção que a área parece ter.

Apesar das considerações acima colocarem em dúvida os dados relativos a onze dos treze depósitos ou ocorrências relatados internacionalmente pelo Brasil, cumpre frisar que os depósitos de Lagoa Real-BA e Itataia-CE representam 200.000 toneladas de urânio, ou seja 80% das reservas totais, com alta possibilidade de produção a um custo efetivamente baixo.

TABELA 2.2.3. - EVOLUÇÃO DAS RESERVAS DE URÂNIO CONFORME DADOS RELATADOS PELO BRASIL À AIEA

DEPÓSITO OU OCORRÊNCIA	PRÉ 1970	1970	1973	1975	1977	1979	1982	1983	1986	1991	1993
Poços de Caldas(MG)	1.000	1.600	7.650	10.000	13.930	22.800	22.726	22.726	22.726	23.000	23.000
Quadr. Ferrífero(MG)				4.100	12.700	12.808	12.808	12.808	12.808	13.000	13.000
Amarinópolis(GO)			2.780	3.000	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200
Campos Belos(GO)				560	800	800	800	800	800	800	800
Figueira(PR)			6.000	4.790	6.700	6.784	6.784	6.784	6.784	7.000	7.000
Itataia(CE)						103.900	103.880	120.840	120.840	121.000	121.000
Lagoa Real(BA)						4.700	40.704	79.025	79.025	79.000	79.000
Espinharas(PB)						8.400	8.480	8.480	8.480	8.000	8.000
Rio Cristalino(PA)									n.a.		n.a.
TOTAL	1.000	1.600	7.650	18.780	26.380	164.200	200.382	255.663	255.663	256.000	256.000

OCORRÊNCIA NÃO-CONVENCIONAL	PRÉ 1970	1970	1973	1975	1977	1979	1982	1983	1986	1991	1993
Oinda(PE)	44.200	44.000								28.000	28.000
Araxá(MG)	18.353	6.500								13.000	13.000
Gandarela(MG)											2.000
Jacobina(BA)	2.000	2.000									

n.a. = não avaliado

Vale lembrar aqui que todos os outros depósitos ou ocorrências indicados pelo Brasil podem futuramente apresentar novos sítios de interesse para a produção de

urânio. Afinal, o investimento em exploração de urânio no Brasil, apesar de ter atingido quase US\$ 200 milhões, foi pequeno a nível internacional, conforme discutido a seguir.

A Tabela 2.2.4. relaciona as reservas internacionais de urânio com produção até 130 dólares por quilo, com o investimento total em exploração, até o ano de 1993. É notório que os países que lideram o uso da núcleo-eletricidade são também os que mais se empenharam na busca do urânio, destacando-se os Estados Unidos com investimentos de quase US\$ 3 bilhões, a França com US\$ 1,5 bilhão e o Canadá com US\$ 1 bilhão.

Considerando a efetividade do investimento em exploração de urânio, a Tabela 2.2.4. indica que a França empenhou mais de US\$ 8.000 em exploração para cada tonelada de urânio em reserva ou produzido. A média internacional indica US\$ 2.365 por tonelada de urânio em reserva ou produzido até o custo de 130 dólares por tonelada.

Para o Brasil, investiu-se menos de US\$ 740 por tonelada de urânio em reserva, valor bem abaixo da média internacional. Existe margem, inclusive, para que se desconsidere parte das reservas indicadas como possíveis de produção a baixo custo, na linha da discussão feita acima. Mesmo para 100.000 toneladas de urânio de reservas, o Brasil estaria bem situado quanto à efetividade do investimento feito na exploração de urânio.

TABELA 2.2.4. - DADOS INTERNACIONAIS SOBRE RESERVAS E EXPLORAÇÃO DE URÂNIO

PAÍS	RESERVAS (tonU até 1\$/kgU)			PRODUÇÃO de Urânio (tonU)	Investimento em Exploração (US\$)		Invest. p/tonU em Res. e Prod. no país (US\$/tonU)
	Razoavelmente Assegurada	Estimadas Adicionais	TOTAL		No País	No Exterior	
África do Sul	240.840	54.420	295.260	144.900	108.993.000	0	248
Alemanha	3.000	4.000	7.000	218.750	144.765.000	393.399.000	641
Argentina	7.300	2.600	9.900	2.300	48.032.000	0	3.937
Austrália	517.000	394.000	911.000	56.100	433.731.000	0	449
Brasil	162.000	94.000	256.000	960	189.920.000	0	739
Canadá	397.000	7.400	471.000	266.700	1.013.794.000	0	1.374
Estados Unidos	369.000	0	369.000	340.500	2.650.000.000	228.770.000	3.738
França	33.650	6.730	40.380	69.900	888.160.000	622.413.000	8.054
Japão	6.600	0	6.600	90	8.640.000	397.205.000	1.292
Nigéria	165.820	305.770	470.820	59.500	221.165.000	0	417
Todos os Países	2.083.000	966.000	3.049.000	747.600	7.199.387.000	1.779.002.000	2.365

A grande extensão do território e o pequeno mapeamento geológico já consolidado, adicionados à pouca infra-estrutura disponível em boa parte do país, dificultam a exploração de minerais no Brasil. Ao analisar-se os resultados obtidos na

exploração de urânio, pode-se considerar que o esforço promovido a partir de 1973 foi altamente positivo

Para o tório, já em 1955, antes mesmo da criação da CNEN, eram relatadas reservas de 15 000 toneladas, certamente muito significativas para a época, baseadas na avaliação de reservas de 300.000 toneladas de monazita com teor de tório na faixa de 5%.

Era corrente considerar-se, até o início da década de 70, que o Brasil não possuía reservas de urânio mas era bem aquinhoado em tório, motivando que se empreendessem esforços tecnológicos para o uso deste mineral nas usinas nucleares, por exemplo, através dos estudos já mencionados do "Grupo do Tório" no IPR em Belo Horizonte.

A partir da década de 70, certamente resultando do aumento dos investimentos em exploração do urânio, reservas crescentes de tório foram também relatadas pelo Brasil à IAEA, como parte das informações supridas para a emissão dos "Red Books"

Em 1973, o Brasil reporta reservas de 2.080 toneladas de tório com custo de produção até US\$ 10 por libra peso de óxido de tório e reservas adicionais em Araxá-MG e Poços de Caldas-MG de 57.000 toneladas de tório, em associação com o ferro e o nióbio. São mencionadas possibilidades adicionais de tório em monazita, localizada em diversas partes do país.

O maior valor relatado pelo Brasil à IAEA(1970 a 1994) ocorre em 1979, quando são informadas reservas de 1.268.000 toneladas de tório a um custo de produção menor que US\$ 75 por quilo, envolvendo reservas razoavelmente asseguradas e reservas adicionais estimadas.

Deve-se lembrar que 1979 reflete um período de certa euforia quanto às reservas brasileiras de minerais nucleares, conforme mostra a Tabela 2.2.2., indicando que neste ano também as reservas de urânio foram relatadas com um crescimento de 600% em relação ao relatório anterior.

Se confirmadas, as reservas de tório indicadas oficialmente em 1979 implicariam ter o Brasil 40% de todo o tório disponível mundialmente.

No relatório de 1986 é feita uma reavaliação das reservas de tório, indicando 171 097 toneladas para as reservas razoavelmente asseguradas com custo de produção até US\$ 80 o quilo. As reservas estimadas adicionais, para a mesma classe de custo de produção, eram de 50.494 toneladas para a categoria I e 329.420 toneladas para a categoria II, perfazendo 379.914 toneladas. A distinção entre as categorias I e II prende-

se ao nível de exploração que subsidia o valor relatado, implicando que reservas relatadas como de categoria I apresentam maior grau de confiança.

É interessante observar-se a grande variabilidade dos valores informados internacionalmente pelo Brasil, quanto ao seu potencial de produção de tório a baixo custo. Certamente que o mercado internacional para o tório é praticamente inexistente, o que torna pouco relevante comercialmente as discrepâncias das informações brasileiras. Este não seria o caso se comportamento equivalente tivesse ocorrido no mercado do urânio, para um fornecedor potencial com mais de 40% das reservas relatadas para produção a baixo custo

2.2.2.2. PRODUÇÃO DE COMBUSTÍVEL.

A expectativa de produzir-se combustível nuclear no Brasil é anterior às ações que visavam ao desenvolvimento dos reatores nucleares.

Ainda em 1954 existe a tentativa do CNPq de comprar ultracentrifugas para o enriquecimento isotópico do urânio e, anteriormente, são tomadas diversas ações para o controle das reservas de minerais nucleares.

Com a criação da CBTN foram intensificados os esforços para efetivamente se produzir urânio no Brasil, enfocando o que na época era a única reserva disponível no país, localizada na região de Poços de Caldas-MG.

Em dezembro de 1972, a empresa Promon[89] é contratada pela CNEN para estudar a viabilidade da lavra de urânio no depósito C-09 de Poços de Caldas-MG

Relatório preparado pela Promon(1973), conclui que a mina teria vida útil de 8,7 anos com produção anual de 467.138 libras de U_3O_8 , equivalentes a cerca de 210 toneladas de "yellow cake", movimentando 500 toneladas de minério por dia. É ressaltado que os custos de produção seriam mais elevados que os do mercado internacional mas que, mesmo assim, se justificariam, por criarem 300 novos empregos e permitir que o país adquirisse tecnologia de mineração e produção de urânio.

O custo de produção relatado era de 10,28 dólares por libra peso de U_3O_8 para uma taxa de desconto de 8% no capital investido. A justificativa para a produção ser antieconômica residia na pequena produção anual, adicionada às dificuldades de mineração em quatro frentes de trabalho e ao processo de tratamento do minério.

Em 1975, são indicadas reservas de 10.000 toneladas de urânio para Poços de Caldas-MG, presumivelmente aproveitáveis pela mina em estudo, sendo, em seguida, informado à IAEA(1970 a 1994) que a Nuclebrás planejava produzir 400 toneladas de urânio por ano, a partir de 1979.

A produção em Poços de Caldas-MG, efetivamente, iniciou-se em 1982, quando foram produzidas 286 toneladas de urânio, sendo este o maior valor alcançado pela instalação. A partir de 1982 a produção decresceu ano a ano, até ser interrompida em 1988, coincidindo com a extinção da Nuclebrás. Nessa época, o Brasil reporta a IAEA(1970 a 1994) que a produção foi interrompida devido ao aumento inesperado dos custos.

Nos 8 anos em que operou, a produção total da mina de Poços de Caldas-MG não chegou a 1.000 toneladas de urânio, com custo de produção certamente muito elevado, sendo mencionado o valor de US\$ 70 por libra peso de U3O8.

A Nuclebrás informa que o número de empregados envolvidos na produção era de 780 pessoas em 1984, caindo para 637 pessoas em 1986, época em que a mina era operada por empresa contratada, cabendo as outras atividades de produção diretamente à Nuclebrás. Vale lembrar que a Promon havia previsto que a implantação da mina levaria à criação total de 300 empregos e custos de produção de US\$ 10 a libra peso de U3O8, para uma produção total de cerca de 2.000 toneladas de "yellow cake".

Embora os valores previstos não tenham se confirmado, a Promon acertou quanto à confiabilidade dos dados das reservas de urânio efetivamente disponíveis em Poços de Caldas-MG, duvidando das reservas consideradas inicialmente pela CBTN e, principalmente, dos valores posteriormente referenciados pela Nuclebrás.

Com a descoberta dos grandes depósitos de Itataia-CE e de Lagoa Real-BA, entre 1975 e 1977, houve, por parte da Nuclebrás, uma expectativa crescente de aumentar a produção nacional de urânio, conforme relatado oficialmente à IAEA(1970 a 1994).

Nos documentos oficiais, inclusive, o depósito de Figueira-PR, além dos de Itataia-CE e Lagoa Real-BA, é mencionado como programado para entrar em produção ao longo dos anos 80. Prever produção em Figueira-PR, nas condições das reservas conhecidas na época e que se mantém até hoje, era certamente uma avaliação técnico-econômica duvidosa.

Os valores previstos para a produção de urânio em Lagoa Real-BA foram inicialmente de 1.750 toneladas por ano, operando a mina a partir de 1988, sendo reavaliados, em 1986, para 1.250 toneladas com operação em 1990, em projeto conjunto com a Construtora Andrade Gutierrez.

Para Itataia-CE, em 1983, era prevista a produção de 2.600 toneladas de urânio e 500.000 toneladas de ácido fosfórico a partir de 1990, tendo em 1986 sido relatado à IAEA(1970 a 1994), simplesmente, que era considerada a produção conjunta de urânio e ácido fosfórico, em atividade desenvolvida conjuntamente entre a Nuclebrás e a Petrofertil. Previa-se a implantação de planta piloto em escala semi-industrial com capacidade para produzir 40 toneladas de urânio por ano. Nessa época, para a planta em escala, industrial estava prevista a produção anual de 1.700 toneladas de urânio e 300.000 toneladas de ácido fosfórico.

A experiência adquirida pelo país em Poços de Caldas-MG indica que o custo de produção do urânio pode exceder em muito os valores iniciais estimados, principalmente quando são usados critérios não totalmente técnicos na decisão de implantar-se o empreendimento.

A Nuclebrás, para manter os argumentos de independência energética que fundamentaram o Programa Nuclear de Referência, empenhou-se em produzir urânio a curto prazo e a qualquer custo, o que se mostrou inviável, como discutido acima. Um efeito paralelo e danoso da decisão precipitada de desenvolver a Mina de Poços de Caldas foi tornar impossível a alocação de recursos para o desenvolvimento de minas que apresentavam chance muito maior de sucesso comercial, as quais foram descobertas alguns anos depois.

Quanto às reservas globais de urânio no Brasil, a indicação é que o investimento em exploração foi pequeno, havendo no país um potencial efetivo para o aumento das reservas, o que pode ser constatado pela forte correlação existente entre os investimentos em exploração efetuados pela Nuclebrás ao longo dos anos 70 e o expressivo aumento das reservas, conforme mostrado na Figura 2.2.1

O insucesso da Nuclebrás como gestora do programa que previa a implantação maciça de centrais nucleares no Brasil, resultou num equivalente desincentivo para a continuidade dos investimentos em exploração de urânio. Certamente, para a efetiva demanda do Brasil, as reservas já localizadas são suficientes e não existe, atualmente, um mercado internacional ávido por adquirir urânio, fazendo com que os preços do mercado

de curto prazo, chamado de mercado "spot", sejam menores do que os de contratos com longa duração, caracterizando um momento de excesso de oferta.

Para dar um contorno global sobre preços máximos que se pode esperar para o urânio, levanta-se, a seguir, algumas informações gerais sobre reservas. Estudos da IAEA, relatados por Bowie(1970), especulam que as reservas potenciais de urânio para a América do Sul oscilam entre 700.000 e 1 900 000 toneladas de urânio. Considerando-se que o Brasil tem cerca de 48% das terras do Continente, é razoável esperar-se que a continuidade dos investimentos em exploração resultará no aumento das reservas, permitindo estimar-se que as reservas brasileiras poderiam chegar a 1.000.000 de toneladas de urânio, com custo de produção até 130 dólares o quilo.

No início da década de 70, quando ocorreu internacionalmente a encomenda de um grande número de centrais nucleares como consequência da crise do petróleo, simultaneamente aumentou a preocupação internacional com a disponibilidade e o suprimento de urânio. Entre as alternativas pesquisadas, diversos estudos foram direcionados para a extração do urânio contido na água do mar, tornando seu suprimento praticamente ilimitado e universal, já que são estimadas reservas de 4 a 5 bilhões de toneladas de urânio dissolvidos na água do mar. Embora considerada como especulativa, a extração do urânio da água do mar deve ser tomada como um dado adicional para o limiar de custo do urânio.

Llewelyn(1994) descreve instalações de pesquisa e plantas piloto para a extração do urânio da água do mar. Bettinali e Pantanetti(1975) compilam os estudos que foram implementados em diversos países, até 1973, o que permitiu que se fixasse um custo de produção de US\$ 400 o quilo de urânio, podendo ser este considerado como o valor limite para o preço do urânio a nível internacional, já que está associado a uma fonte de suprimento praticamente inesgotável e disponível para praticamente todos os países.

Quanto ao tório, em 1946 a empresa privada Orquima criou a indústria das terras raras no Brasil, iniciando a produção, em 1948, de compostos de tório a partir de concentrados da monazita, procedentes das minas da região de Guarapari-ES.

A partir dos concentrados de tório fornecidos pela empresa Nuclemon, sucessora da Orquima, o IPEN efetua a produção de nitrato de tório com qualidade comercial e de óxido de tório com pureza nuclear, tendo também atuado largamente durante a década de 60 no desenvolvimento tecnológico da produção de tório metálico, considerado como

de interesse para as alternativas de geração nucleoeletricas em estudo no país até o início dos anos 70, visando a utilização dos reatores com combustível fabricado com tório e urânio ou plutônio

A unidade piloto de produção de nitrato de tório encontra-se em operação rotineira desde 1985, como resultado de projeto desenvolvido no próprio IPEN, a partir de instalação laboratorial testada ao longo da década de 70.

A produção anual tem sido em torno de 15 toneladas de nitrato de tório, vendido ao preço de 28 dólares o quilo. É produzida, também, pequena quantidade de óxido de tório nuclearmente puro e, algumas vezes, de tório metálico.

Em 1993 é produzido um quilo de óxido de tório de grau nuclear, com o setor comercial do Instituto informando ser praticado o preço de US\$ 60 o quilo, o que não significa ser este o custo de produção, difícil de ser quantificado nas condições em que o material é produzido, como parte das atividades de pesquisa e desenvolvimento do IPEN.

Além do IPEN, também o CDTN tem longa tradição no desenvolvimento tecnológico de combustíveis com tório, tendo recentemente concluído todas as fases para a qualificação de um combustível a tório para uso em reatores PWR. Foram realizados, inclusive, testes de queima e análise pós-irradiação.

O tório é três vezes mais abundante que o urânio na crosta terrestre, além de se encontrar mais uniformemente espalhado. Ocorre na proporção de 13 gramas por tonelada, ou seja 13 ppm, nas rochas ácidas, sendo este valor muitas vezes superado em diversas formações abundantes na superfície terrestre, como na monazita, onde aparecem concentrações de 5 a 9% de tório

Embora de interesse econômico limitado, o que resultou em permanente desincentivo para investimentos em exploração, as reservas brasileiras oficiais são da mesma ordem de grandeza que as de urânio.

Historicamente, o Brasil tem sido apontado como um dos maiores produtores potenciais de tório, tendo já sido relatadas reservas de até um milhão de toneladas do mineral, conforme discutido anteriormente.

Face à similaridade nas condições de exploração e de produção, associadas ao fato de ser um mineral geologicamente mais abundante, é razoável supor-se que a partir da implantação de um mercado internacional para o tório, nas bases do hoje existente

mercado para o urânio, ele estará disponível em condições econômicas mais favoráveis que o urânio.

Para o Brasil, supor-se reservas de até um milhão de toneladas a um custo de produção até US\$ 80 o quilo, parece compatível com as evidências geológicas.

Embora resultando em custo elevado, a experiência adquirida pelo Brasil na produção de urânio em Poços de Caldas-MG e de tório em São Paulo, juntamente com os estudos promovidos para a implantação das minas de Itataia-CE e Lagoa Real-BA, indica que o país dispõe de capacitação tecnológica para atender ao desenvolvimento dos processos e para projetar e operar as minas que serão necessárias, caso grandes quantidades de minerais nucleares sejam requeridas.

As indústrias mineradoras privada e estatal no Brasil são de porte internacional e nenhuma dificuldade deverá existir para mobilizarem os recursos necessários ao desenvolvimento dos empreendimentos, desde que as condições dos mercados nacional e internacional para os minerais nucleares sejam adequadas. Um forte programa nuclear é quem gerará a demanda necessária para os minerais nucleares, sendo a própria força motora que promoverá o aumento da disponibilidade de seu combustível.

Fica evidente que, quanto à produção de urânio e de tório no Brasil, a questão não é tecnológica nem se prende à disponibilidade de reservas, sendo exclusivamente de caráter econômico.

Para a produção dos elementos combustíveis, nas suas diversas alternativas possíveis, tanto pelo uso do urânio natural, do urânio enriquecido e do tório, juntamente com o uso do plutônio, as três linhas de programas nucleares discutidas anteriormente consolidaram experiências tecnológicas efetivas que permitem afirmar ser o Brasil totalmente autônomo quanto a qualquer das alternativas.

Para o uso do plutônio, certamente serão necessárias atividades adicionais a partir dos experimentos conduzidos no IPEN e no CDTN, consolidando já alguma experiência prática que indica não existirem dificuldades maiores para o processamento deste material. Novamente, a questão é de decisão e de conveniência econômica.

2.2.3. ESTRATÉGICO, TECNOLÓGICO E COMERCIAL

Desde sua origem, antes mesmo da criação da CNEN em 1956, o setor nuclear tem sido encarado no Brasil como de cunho estratégico, ora transitando pela ótica da defesa do país, ora com maior ênfase no desenvolvimento industrial. Em ambas as vertentes, a forma de atuação estratégica passa ou pela via do desenvolvimento autônomo ou pela da importação de tecnologia.

Para consolidar-se essa observação, basta a análise, mesmo que superficial, das ações tomadas pelo Brasil na implementação de todas as três linhas dos programas nucleares discutidos anteriormente.

Para o programa do setor elétrico, aquele que fundamentou a implantação de Angra I, o objetivo original era quantificar custos, aprender e verificar se a geração nuclear funcionava adequadamente em sistemas com predominância de geração hidráulica. Sabia-se que a alternativa nuclear não era competitiva e partia-se do pressuposto que o Governo Federal iria subsidiar totalmente a experiência que seria feita com a geração nucleoe elétrica.

Na fundamentação legal do envolvimento de Furnas com a usina Angra I, foi feita a provisão para que a empresa bancasse o custo somente até o valor de uma usina hidroelétrica equivalente, cabendo ao governo federal subsidiar a diferença de despesas que, já se sabia "a priori", seriam substanciais.

Dessa forma, mesmo o programa nuclear que havia sido proposto com o claro objetivo de quantificar o custo envolvido na geração nuclear, trazia, desde sua origem, mecanismos de repasse de subsídios que davam a Furnas uma ampla cobertura para todos os problemas que porventura existissem na implantação e na operação futura da unidade. Esses problemas realmente existiram e foram muitos, mas o custo para Furnas foi minimizado, fazendo com que a eficiência operacional de Angra I não gerasse impacto no balanço da empresa.

Para o segundo programa, o da Nuclebrás, a ótica oficialmente divulgada sempre foi exclusivamente ligada à estratégia industrial, não cabendo dúvida de que os custos envolvidos na decisão de se importar de uma só vez todo o pacote tecnológico das usinas nucleares e do ciclo do combustível eram elevados.

Os argumentos que fundamentavam publicamente a decisão feita prendiam-se ao intenso uso futuro da energia nuclear e à inserção internacional do Brasil no mundo dos países industrializados. Era uma decisão que premeditadamente fazia uma geração de brasileiros pagar o custo para o bem estar das gerações futuras.

Quanto ao terceiro programa, não há dúvida de que os objetivos prendiam-se exclusivamente aos aspectos estratégicos, tendo sempre ficado patente a forte conotação das ações de defesa nacional. O envolvimento permanente das instituições militares tanto com os institutos de pesquisa nuclear da CNEN como com os programas desenvolvidos, é um atestado desse fato. Outra evidência é encontrada na origem dos recursos financeiros da terceira linha nuclear, em geral provenientes das áreas de governo ligadas a segurança e informações.

A energia nuclear, mesmo nas atividades que se envolviam com produção, quer as do ciclo do combustível nuclear quer as de geração de energia, nunca foi encarada no Brasil como de caráter exclusivamente comercial, como aliás devem ser todas as atividades da indústria energética. Afinal, ao setor energético devem ser dadas as condições de competição, sendo esperado um efetivo retorno em eficiência operacional e baixo custo.

Estas são experiências que o setor nuclear brasileiro não viveu.

Em muitos anos de existência e de implantação tecnológica, a ênfase total do setor nuclear foi o desenvolvimento tecnológico, seja para a defesa seja para a inserção industrial. Sempre coube ao Governo Federal bancar os custos.

Aqui reside a primeira parte do que se busca mostrar como tese, ou seja, que o setor nuclear brasileiro não atua como parte da indústria energética nacional, tendo suas gestação e existência sido fundamentadas em outros interesses de setores da sociedade brasileira que não os de caráter comercial.

Conforme já destacado anteriormente, entende-se como indústria energética aquela que tem sua sobrevivência garantida pelo resultado financeiro obtido comercialmente. Pode parecer que a existência do primeiro programa nuclear brasileiro, vinculado inequivocamente ao setor elétrico, contradiz a tese proposta. Cabe lembrar que mesmo esta vertente não foi encarada como comercialmente viável, implicando em grandes subsídios pelo Governo Federal.

Entre ser estratégico ou comercial, o setor nuclear brasileiro é exclusivamente estratégico.

Apresentam-se duas vertentes, uma ligada a estratégia de defesa e outra à estratégia de desenvolvimento industrial. Ambas envolvidas com o desenvolvimento e a implantação da tecnologia nuclear, mas ambas longe dos aspectos ligados à competitividade comercial dessa alternativa no mercado energético brasileiro.

Como tal, pode-se afirmar que o setor nuclear brasileiro não se insere na indústria energética nacional, sendo sustentado por subsídios e pelo envolvimento direto do Governo Federal.

Para fazer parte da indústria energética nacional, tornando-se independente do suporte financeiro governamental ou de subsídios, é necessário que o setor nuclear tenha sua existência garantida pelo retorno econômico do que produz, ou seja, deixe de ser estratégico e passe a ser comercial. Este é um desafio colocado para a energia nuclear no Brasil e somente a superação desse desafio justificará sua manutenção como atividade econômica no futuro da sociedade brasileira.

É necessário que sejam claramente separadas entre as atividades tecnológicas, aquelas mantidas a baixo custo e com alto conteúdo de incerteza quanto ao seu efetivo retorno econômico, daquelas que necessitam dar retorno econômico.

Se por questões estratégicas decidir-se pelo desenvolvimento do tório como energético, naturalmente não se espera retorno econômico de curto prazo de um combustível nuclear que use este material. Da mesma forma, é necessário que não se tome uma usina nuclear, investimento da ordem de bilhões de dólares, como escola e palco de tentativas que prejudiquem o desempenho econômico da instalação. Certamente existem formas mais baratas de aprendizado.

É necessário, enfim, que no setor nuclear brasileiro sejam separadas claramente as atividades estratégicas das de cunho comercial. Trata-se aqui somente das últimas, já que se enfoca o setor energético comercial.

2.3 DISPONIBILIDADE DE FONTES PARA SUPRIMENTO DE ENERGIA

A preocupação internacional ampla com o estudo da energia e do planejamento energético remonta aos graves problemas de suprimento de petróleo, que o mundo enfrentou durante os dois choques de aumento de preço que ocorreram nos anos 70.

Na época, o tema fundamental era obter-se fontes alternativas para o suprimento de energia, mesmo que apresentando custo elevado, já que não seria possível atender-se ao consumo projetado para os anos seguintes.

O controle das reservas internacionais pelo cartel do petróleo dava ao mundo a clara sensação de que havia chegado o momento em que o desenvolvimento econômico

não seria mais ditado pela disponibilidade de capitais e sim pela disponibilidade de energéticos.

A sensação de impotência dos países centrais diante de um fato não antecipado, embora existissem alguns alertas, fez com que houvesse uma verdadeira febre de aprofundamento dos estudos de energia.

A busca sistemática de fontes alternativas e da conservação de energia resultou em importantes ganhos efetivos de eficiência, reforçando o ponto de que os problemas existem para serem resolvidos e que, após encontrada a solução, a situação fica, em geral, melhor do que se apresentava antes do problema ser colocado.

Passados muitos anos e, especialmente, após o terceiro choque do petróleo, que implicou numa redução drástica de seu preço como consequência da super oferta de energia nos anos 80, fica patente que o problema do suprimento da energia e a seleção das fontes não reside verdadeiramente na escassez de alternativas e sim na conveniência e aceitabilidade do seu uso e no custo envolvido para a sociedade.

Para abordar-se propriamente o problema do suprimento de energia na atualidade, deve-se considerar para cada país uma solução específica, dependendo das suas realidades sócio-econômica, política, tecnológica e da disponibilidade de fontes. Modelos antes integralmente exportáveis devido à exiguidade de alternativas, devem agora ser amplamente avaliados dentro da realidade nacional.

Procura-se aqui entender a realidade brasileira quanto às alternativas para atender a demanda futura de energia.

O estudo de disponibilidade das fontes de energia, que se processa a seguir, busca elencar toda a gama de fontes cujo uso é tecnologicamente viável, para custos quantificáveis hoje e que se apresentam como razoavelmente competitivas.

Para as fontes de origem nuclear foi efetuada, no item anterior, uma avaliação mais aprofundada, considerando-se o escopo do estudo. Para as outras alternativas são, a seguir, abordadas as fontes renováveis e as não-renováveis, sendo discutido o possível papel futuro da importação tanto de energéticos como de energia propriamente dita.

2.3.1 FONTES NÃO RENOVÁVEIS.

Os combustíveis fósseis, ou seja, o petróleo, o carvão e o gás natural são os energéticos normalmente considerados como fontes não-renováveis, e respondem pela parte mais significativa do consumo mundial de energia. No caso brasileiro, face ao esforço tecnológico empreendido pela Petrobrás, deve-se também incluir nessa categoria uma avaliação das possibilidades do xisto betuminoso, que poderá ter importante papel complementar ao do petróleo.

Iniciando pelo petróleo, a evolução do seu preço internacional mostra claramente os sinais confusos que foram emitidos por este energético nas duas últimas décadas, fruto tanto de um mercado como de um mundo também em rápida transição, adicionados à peculiaridade de ser este um energético com forte concentração de reservas no oriente médio, em contraposição ao consumo, efetuado basicamente pelos países desenvolvidos.

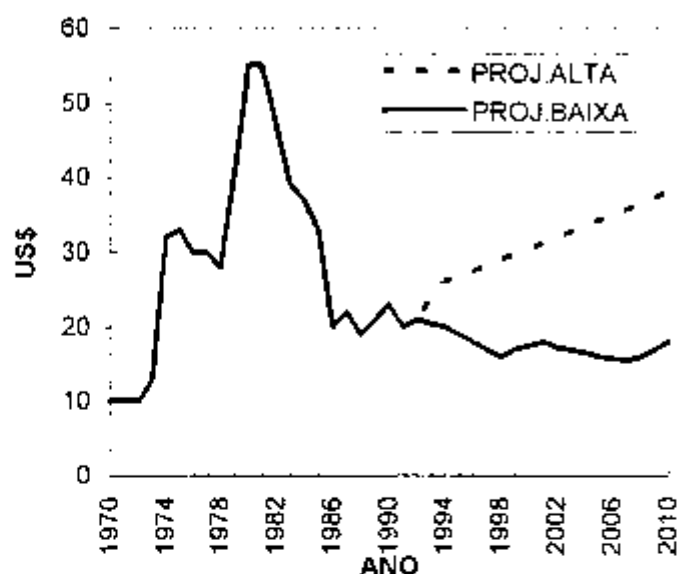
A análise histórica do preço do petróleo, promovida em 1992 pelo DOE(1993) do Estados Unidos, é mostrada na Figura 2.3.1., apresentando também as variações desse preço projetadas para cenários alto e baixo, até 2010. Ficam evidenciados os três choques de preço do petróleo, mencionados muitas vezes em outras partes desse estudo, indicando os fortes acréscimos ocorridos em 1973 e 1979, bem como o decréscimo persistente entre 1982 e 1986.

Os importantes mecanismos econômicos ativados pelos acréscimos do preço do petróleo na década de 70, os quais tiveram papel decisivo no decréscimo de preço ocorrido na década de 80, merecem uma análise mais detalhada pela lição que trazem, especialmente para a montagem dos cenários futuros, que devem evitar considerar como permanentes condições que são meramente conjunturais e prevalentes a curto prazo.

Ao enfrentar a quintuplicação do preço do petróleo no intervalo de 6 anos, a economia internacional, baseada na sua abundância a baixo custo, foi imediatamente ameaçada, liberando as forças do mercado para o encaminhamento de soluções alternativas. Afinal, embora o petróleo se constitua no segundo maior negócio do mundo, é superado pela indústria automobilística, a qual tem inenso poder econômico, suficiente para perseguir sua sobrevivência nas novas condições vigentes para o mercado dos combustíveis líquidos.

A busca do aumento da eficiência dos motores e dos sistemas de transportes, aliada a de fontes alternativas ao petróleo, juntamente com os investimentos em pesquisa

FIGURA 2.3.1 - CUSTO DO PETRÓLEO IMPORTADO PELAS REFINARIAS DOS ESTADOS UNIDOS, COM PROJEÇÃO ATÉ 2010*



*extraída de DOE(1993).

de novas reservas petrolíferas, agora com possibilidades de retorno a um preço muito mais elevado, fizeram uma demonstração clara da permanência do poder econômico em contraposição a decisões presas a conjunturas políticas

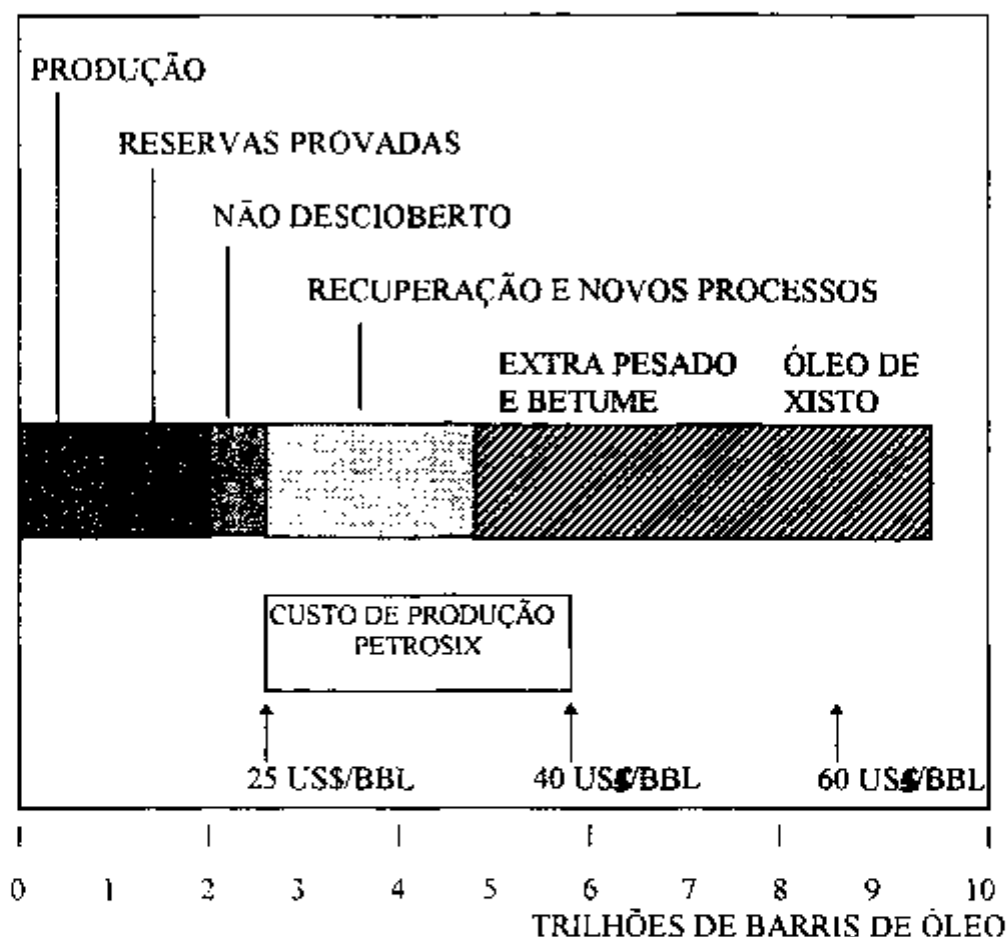
Afinal, o aumento do preço do petróleo se constituía em uma ação conjuntural de controle das reservas, promovida por cartéis que se mostraram instáveis a médio prazo. A existência desses cartéis foi possível pelas condições internacionais prevalentes nos anos 70, mas se inviabilizou na década seguinte, conforme já antecipavam as análises das condições que deveriam existir a longo prazo.

Para o intervalo de estudo que aqui se propõe, indo até o ano 2025, pode-se antecipar que a economia internacional continuará sendo movida a petróleo, ocupando com a crescente demanda por gás natural quase 50% do consumo internacional de energia

A Figura 2.3.2, mostrada por Novicki(1993) em seu estudo sobre o xisto betuminoso, reforça o ponto de vista que a economia do petróleo ainda existirá por pelo menos toda a primeira metade do século 21, considerando que as reservas internacionais desse energético montam a mais de 4 trilhões de barris, para custos de produção

menores que US\$ 40/BBL. A custos mais elevados estas reservas crescem pela adição de novas alternativas, inclusive o xisto, podendo chegar a 9 trilhões de barris de óleo.

FIGURA 2.3.2 - RESERVAS CONVENCIONAIS E FONTES ALTERNATIVAS PARA A PRODUÇÃO DE PETRÓLEO*



*extraída de Novicki(1993)

Mesmo levando em conta o crescimento do consumo de petróleo, admitindo que a nível mundial atinja mais de 100 milhões de barris de óleo por dia, as reservas internacionais seriam suficientes para mais de 100 anos. Parece ser este um forte motivo para dar crédito ao preço máximo de US\$ 38/BBL, para o petróleo a ser fornecido em 2010, referenciado ao dólar de 1991, de acordo com o cenário alto tomado pelo DOE(1993).

No Brasil, Fantini(1994) prevê que o consumo de petróleo em 2010 crescerá para algo em torno de 3 milhões de barris por dia, com a tendência da produção aumentar para 2 milhões de barris por dia. A relação prevista para a produção interna face ao

para 2 milhões de barris por dia. A relação prevista para a produção interna face ao consumo, mantém o perfil a ser atingido em 2000, implicando em importar cerca de 30% do petróleo consumido no país, mantida no país a capacidade total para o refino. É considerado que as reservas nacionais de petróleo, da ordem de 10 bilhões de barris em 1992, possam ter crescido para 30 bilhões de barris em 2010.

Mesmo que o consumo de petróleo atinja em 2010 valores muito maiores que os considerados por Fantini, o mercado brasileiro continuará sendo pequeno dentro do cenário internacional, implicando em alguns poucos por cento do mercado total.

Embora com pequeno peso internacional, nacionalmente o petróleo continuará desempenhando um papel fundamental na matriz energética brasileira, reforçando-se aqui a importância da Petrobrás como supridora principal do mercado nacional, de forma a reduzir a exposição do país aos problemas de controle da oferta e permitir um controle adicional do balanço de pagamentos.

As motivações que indicam a importância do papel futuro da Petrobrás continuam sendo as prevalentes na década de 40, embora agora com a tendência de atuação da empresa em um mercado aberto competitivo, onde importam menos as reservas nacionais e sim as condições existentes no mercado internacional.

A atuação de uma Petrobrás não monopolista, adicionada à capacitação tecnológica nacional já obtida com o uso do álcool carburante, propiciam as condições adequadas para o Brasil enfrentar as incertezas do futuro quanto ao suprimento de combustíveis líquidos, a um baixo custo social e econômico.

Na matriz energética internacional prevista para 2020 pelo Congresso Mundial de Energia de 1992, o gás natural participa como o segundo energético mais importante, respondendo por mais de 20% do consumo total.

Também no caso brasileiro, para o gás natural a tendência é de participação crescente na matriz energética futura, principalmente porque esta participação é hoje pequena.

Como resultado da busca e da exploração do petróleo ou mesmo da produção associada a ele, existirá uma disponibilidade crescente de gás natural no mercado brasileiro, dando a este energético um papel específico na petroquímica e nas aplicações industriais em geral.

A pesar de pequenas, as reservas nacionais de gás natural podem ter papel importante devido ao desenvolvimento tecnológico que se promove internacionalmente

para o uso intensivo desse energético, como no caso das plantas de ciclo combinado ou na cogeração industrial.

Acrescenta-se às reservas nacionais o possível suprimento de gás natural importado de países limítrofes, reforçando o interesse pelas aplicações mencionadas.

Pelas condições expostas, antecipa-se que o gás natural será um energético de uso amplo porém com participação percentual seletivamente mais importante no uso industrial e residencial do que para a geração de energia elétrica. Ou seja, o gás natural poderá trazer um considerável diferencial de qualidade na busca da eficiência energética.

Desde o final da década de 60 a Petrobrás investe no desenvolvimento tecnológico da produção de óleo, GLP e gás combustível a partir do xisto betuminoso, contando agora com mais de vinte anos de experiência.

Foram desenvolvidas instalações tanto a nível laboratorial como em escala de produção, havendo hoje uma boa chance de correta quantificação dos custos relatados.

Os fatos tanto do Brasil ter a segunda reserva mundial como de ser o xisto o energético que retém individualmente a maior reserva de hidrocarbonetos do mundo, explicam o óbvio interesse nacional. A nível mundial a Petrobrás é hoje líder incontestado no aproveitamento do xisto, tendo desenvolvido integralmente o processo para o aproveitamento desse energético, chamado de Processo Petrosix.

Novicki(1993) relata que a Petrobrás obteve o preço de US\$ 26 por barril de óleo produzido, podendo este preço ser reduzido para US\$ 22 por barril, enquanto que internacionalmente são considerados preços muito mais elevados, de até US\$ 60 por barril.

Para as reservas totais brasileiras, estimadas em 800 bilhões de barris de óleo, os custos já atingidos pela Petrobrás fazem do xisto uma reserva que certamente terá papel chave no consumo futuro de energia

A título de referência, mesmo considerando que a demanda por petróleo seja quadruplicada, somente as reservas brasileiras de xisto seriam suficientes para atender ao consumo nacional por 370 anos, resolvendo definitivamente o problema do suprimento de combustíveis líquidos.

Talvez estes sejam números otimistas.

Problemas ambientais ligados à mineração ou aos rejeitos do processo podem impor limites mais restritos. O que importa, porém, é que o xisto não pode deixar de ser

levado em conta no futuro do balanço energético nacional, especialmente como estabilizador poderoso para a oferta internacional de petróleo

O carvão mineral foi até a década de 60 o principal energético mundial e é hoje o segundo energético mais utilizado internacionalmente, perdendo somente para o petróleo. É esperado que o carvão manterá essa posição de destaque no futuro, disputando com o petróleo e o gás natural a liderança como o energético mais utilizado.

A posição efetiva a ser ocupada pelo carvão dependerá da evolução tanto das restrições ao seu uso, especialmente as de caráter ambiental, como da melhoria tecnológica visando o aumento de sua competitividade.

As tecnologias do carvão limpo, tais como o uso do ciclo combinado, da gaseificação e de leito fluidizado, são respostas as preocupações apontadas e prometem um forte incentivo a competitividade e ao uso futuro do carvão.

Ao estudar o uso do carvão importado na geração de energia elétrica para o nordeste brasileiro, Neto(1993) aponta a garantia de suprimento internacional desse energético, considerando as reservas mundiais comprovadas a baixo custo suficientes para 220 anos.

Outros estudos indicam que o carvão sozinho poderia atender à demanda mundial de energia por mais de 500 anos e apontam como aspecto relevante na análise do uso do carvão sua melhor distribuição internacional, tanto na relação suprimento-consumo como quanto à disponibilidade de tecnologia a ser incorporada à sua utilização futura, como mostra o espetacular aumento de sua competitividade durante a década de 80.

Quando ameaçado de ter seu consumo drasticamente reduzido, face aos custos mais baixos oferecidos pela geração nucleoeleétrica e pelo gás natural, o setor envolvido na produção e uso do carvão promoveu fortemente o desenvolvimento da tecnologia associada ao seu uso. O fato dos Estados Unidos disporem das maiores reservas internacionais de carvão é central nesta discussão, indicando que o poder do desenvolvimento tecnológico será uma garantia de manutenção desse importante competidor no mercado energético mundial, impondo aos outros energéticos um claro patamar econômico de referência.

A Eletrobrás relata no Plano 2015(1993) reservas nacionais de 32,4 bilhões de toneladas para o carvão, com 10% sendo a parcela efetivamente medida, localizadas nos Estados do sul do país, onde é possível considerar o uso da termoeletricidade com planta instalada próxima ou na boca da mina.

Ao nível nacional, o carvão brasileiro deverá ter participação discreta no balanço energético devido aos bem conhecidos problemas que apresenta, ligados ao baixo poder calorífico e altos teores de cinzas e de enxofre, perdendo competitividade face a outros energéticos, tanto no uso industrial como para gerar eletricidade.

É possível esperar que o desenvolvimento da tecnologia contorne as dificuldades hoje existentes. Uma possibilidade seria a introdução de instalações com ciclo combinado, usando gás proveniente da gaseificação do carvão, o que evitaria sua queima direta e contornaria os graves problemas ambientais que resultam dessa queima.

Mesmo considerando o possível cenário de desenvolvimento tecnológico futuro, que, conforme indicado acima, está direcionado para o emprego do carvão de alto poder calorífico e muito mais limpo, disponível amplamente no mercado internacional, dificilmente teremos mudanças a curto prazo nesse cenário, indicando a dificuldade efetiva para o uso econômico das reservas nacionais. Certamente que a existência de um forte incentivo econômico será o motivador dessas mudanças, o que não deve ocorrer rapidamente, especialmente considerando as condições atuais para o suprimento de energéticos, onde se configura claramente uma abundância de alternativas e não uma condição de falta de alternativas.

2.3.2. FONTES RENOVÁVEIS.

Para o Brasil são especialmente relevantes as fontes renováveis de energia, o que coloca o país em situação invejável frente a outras nações.

A energia hidráulica e a energia solar, tanto incorporada na forma de biomassa como pelo uso direto, são recursos amplamente disponíveis no país e com grande potencial para exploração futura, abrindo excelentes janelas de oportunidade para o Brasil.

Outras formas de energia renovável não se apresentam tão abundantes mas serão também consideradas.

Trata-se de abordar as fontes eólicas, geotérmicas e das marés. Um caso especial, os resíduos urbanos, são aqui também considerados como fontes renováveis devido às suas características de suprimento contínuo e renovável, mantidos os hábitos e as condições de consumo da sociedade.

O uso da energia hidráulica no Brasil remonta ao período colonial, quando acionamentos mecânicos eram efetuados pela ação direta do trabalho extraído do movimento das águas. Com a introdução do uso intensivo da energia elétrica, é para sua geração que se encaminham os potenciais hidráulicos disponíveis, sendo esta a aplicação a ser aqui considerada.

Para o potencial de geração hidroelétrica, dados abundantes estão disponíveis a nível nacional, apresentando excelente consolidação o estudo do Plano 2015 da Eletrobrás.

É considerado que o potencial hidroelétrico brasileiro para aproveitamentos de médio e grande porte chega a 123.560 MWano, em energia firme, dos quais 97.409 MWano ainda não aproveitados, dando uma clara dimensão da permanente motivação para o uso da hidroeletricidade existente no setor elétrico brasileiro.

Quanto aos pequenos potenciais hidroelétricos, assim considerados os que apresentam energia firme menor que 10 MWano, Bajay(1991) aponta que cabem muitas incertezas e poucos dados disponíveis. Para esses pequenos aproveitamentos não se dispõe de levantamentos sistemáticos e confiáveis para todo o território nacional.

É praxe considerar que o interesse pela utilização dos pequenos potenciais é difuso, concentrando-se mais em situações específicas que envolvem a atuação direta do setor privado, daí resultando a falta de dados consolidados nacionalmente.

Busca-se aqui quantificar as incertezas que o desconhecimento do potencial de geração por pequenas centrais hidroelétricas traz para a análise do uso da energia no país, pois este é um tema sempre abordado como possível de trazer surpresas no futuro.

Ribeiro Filho(1988) relata estudo efetuado pela Chesf em 1987, quando foram inventariados os pequenos potenciais de extensa área da região nordeste. Da ordem de uma centena de aproveitamentos foram identificados, com a previsão final de gerar energia firme total de 1000 MWano, valor considerado significativo no contexto nordestino, face ao esgotamento de outras alternativas hidroelétricas disponíveis na região.

Ressalta-se a enorme diversidade de custos e de competitividade dos aproveitamentos inventariados, reforçando o sentimento que para esses pequenos aproveitamentos não cabe uma avaliação a priori e homogênea. Ou seja, mesmo o potencial inventariado de 1000 MWano, embora significativo, não pode ser enxergado como totalmente aproveitável em condições competitivas.

Certamente que impressiona o número de pequenas centrais hidroelétricas possíveis de serem instaladas no imenso território brasileiro.

O estudo da Chesf reforça esta sensação, mas mostra também que no cômputo geral do balanço energético nacional esses pequenos aproveitamentos hidroelétricos terão mais uma participação qualitativa do que quantitativa, ou seja, sua influência será mais sentida no que diz respeito às condições específicas regionais e menos no âmbito da matriz energética nacional.

Dessa forma, a utilização futura dos pequenos potenciais hidroelétricos terá seu papel no setor energético brasileiro, mas não alterará significativamente os dados consolidados no Plano 2015.

A extensão territorial acoplada a abundância de água e de insolação fazem do Brasil um caso quase único no contexto das nações, quanto ao uso da energia solar, tanto nas vias diretas como através da incorporação dessa energia na forma de biomassa.

Ao se constituir em exceção o país passa a ter uma possível vantagem relativa, que necessita, porém, de desenvolvimento em tecnologia para se efetivar comercialmente, encontrando aí o seu gargalo.

Para o horizonte deste trabalho é inevitável considerar o papel futuro da energia solar, especialmente a incorporada na forma de biomassa, tanto na produção de combustíveis líquidos como nas florestas energéticas.

As possibilidades abertas pelo uso da biomassa são amplas, fazendo com que seja possível atender a todo o espectro da demanda por energéticos, tanto os sólidos como os líquidos e os gasosos. A conveniência de sua efetivação dependerá do custo envolvido na produção final da energia, ou seja, na viabilidade econômica do uso da biomassa face a outros energéticos disponíveis, descontando deste custo a vantagem potencial quanto aos aspectos e impactos ambientais.

A perspectiva do potencial futuro do uso da biomassa é importante, pois a intensificação de seu emprego poderá constituir-se em fator de garantia do suprimento nacional de energia a baixo custo. Esta não será uma situação nova, considerando que em todos os momentos de crise no abastecimento de energia, o país recorreu avidamente ao uso da biomassa autóctone, diminuindo essa avidez quando o suprimento internacional retorna às condições normais de mercado. São tantos os momentos de nossa história em que isto ocorre que se torna desnecessário enumerá-los.

O problema que resulta dessa postura nacional oportunista é que o interesse no uso da biomassa não é mantido com intensidade e duração suficientes para que seja definitivamente imposta sua competitividade a longo prazo, em geral fruto de persistente desenvolvimento tecnológico, econômico e comercial. Cessado o interesse imediato, cessam as fontes de recurso que iriam viabilizar o uso definitivo da biomassa, numa visão estreita em relação ao melhor interesse nacional

Exemplos desse fato ocorrem sistematicamente, sendo ilustrativo o caso do álcool carburante, mantido hoje somente pela inércia industrial já que, afinal, foram feitos investimentos e torna-se necessário recuperá-los. Adicionam-se também pressões de grupos ambientalistas, que propugnam a manutenção da mistura do álcool à gasolina na proporção de 20%

Para os empreendimentos industriais produtores de álcool, implantados e mantidos até agora sob a cobertura dos incentivos governamentais, somente a ampla e gradual exposição a um mercado competitivo viabilizará o ganho da eficiência econômica possível pela incorporação da tecnologia em boa parte já disponível

Entre as alternativas promissoras para uso da biomassa, destaca-se a cogeração de energia, com a possibilidade de gaseificação do bagaço, conforme analisada por Zylberstajn(1992), ou o aproveitamento amplo de outros subprodutos do processo de produção do álcool, como o vinhoto.

Alcoforado(1993) relata as amplas possibilidades de uso da biomassa na substituição do petróleo. Para o álcool carburante, analisa a redução de preços experimentada pelo energético, partindo de US\$ 120 por barril em 1981 para US\$ 55 em 1991, e indica que o potencial brasileiro para a produção de eletricidade usando florestas energéticas que cobrissem 30% das terras não agriculturáveis, seria três vezes maior que todo o potencial hidroelétrico

A competitividade do álcool carburante tem sido defendida comparando o custo de US\$ 40 por barril, relatado em 1992 pelo governo federal, com o valor do barril de gasolina no competitivo mercado dos Estados Unidos, onde era vendida naquele momento entre US\$ 38 e US\$ 45 por barril.

No uso de florestas energéticas, a chamada tecnologia da árvore industrial, os possíveis ganhos futuros são muito promissores. Medeiros(1993) informa que a produtividade das florestas de eucaliptos por hectare plantado pode crescer

proximamente dos atuais 25 metros cúbicos estéreos por ano para 45 metros cúbicos estéreos por ano, quase que dobrando.

Os ganhos tecnológicos deverão aparecer também nas formas de transformação e no uso final da biomassa, conforme indica o Plano 2015 da Eletrobrás, que considera um potencial maior que 20.000 MWano em energia firme proveniente da biomassa florestal, que devem ser adicionados aos 7.000 MWano disponíveis pelo uso do bagaço de cana, valores considerados somente para a produção de energia elétrica.

A disseminação do uso da biomassa dependerá dos custos de produção desse energético, os quais serão fortemente influenciados pelos futuros ganhos tecnológicos, podendo-se antecipar que a biomassa florestal será crescentemente competitiva à medida que se avança no próximo século. Com a confirmação da competitividade da biomassa, ela poderá ocupar amplo espectro de uso na indústria energética brasileira, não se restringindo só à produção de energia elétrica.

Outras formas de recursos renováveis, como a energia eólica e a utilização direta da energia solar, desempenharão também um papel no futuro da indústria energética brasileira, cabendo porém um grau maior de incerteza quanto ao teor de sua efetiva participação.

No Plano 2015 a Eletrobrás não quantifica o potencial para uso da energia solar, mas considera a possibilidade de se instalar mais de 20.000 MWe para a geração eólica, com fator de capacidade de 33%, resultando em 7.000 MWano de energia firme, sem garantia de uso na ponta da curva de carga.

Para o contexto desse estudo, que visa analisar a evolução futura do uso da energia nuclear, considera-se que o impacto global das alternativas eólica e solar será pequeno. Não se pode, porém, ignorar a existência dessas alternativas, especialmente quando a análise dos cenários futuros centrar-se nos aspectos do uso regional da energia.

O mesmo pode-se afirmar quanto ao uso energético dos resíduos municipais, aqui incluídos junto aos recursos renováveis meramente por se considerar que sua produção não se esgota a menos que existam mudanças importantes nos usos e costumes da sociedade.

2.3.3. IMPORTAÇÃO DE ENERGIA.

O Brasil é um importador líquido de energia, apresentando uma dependência externa que tem oscilado entre 15% e 35%, tendendo mais recentemente para a faixa de 20%.

A situação do Brasil face ao balanço energético externo, mostra situação bastante confortável, especialmente considerando as decisões já apresentadas anteriormente, no que diz respeito ao setor petrolífero nacional, onde existe a previsão de manter a produção interna cobrindo 70% do mercado, deixando a menor parcela para a importação. A situação futura do suprimento de petróleo é importante por ser ele o mais importante energético em consumo no país.

Com a importação do petróleo limitada a 30% do consumo, o futuro da dependência externa de energia está traçado, indicando que mesmo a longo prazo o Brasil deve se manter na situação favorável em que se encontra atualmente, havendo espaço, inclusive, para uma atuação seletiva visando o aumento da importação de alguns energéticos que adicionem globalmente eficiência à economia.

Nessa linha tem sido considerada a possibilidade de importação de gás natural da Bolívia e de carvão mineral da Colômbia.

No contexto internacional, a América do Sul é exportadora líquida de energia, especialmente pela atuação da Venezuela no mercado do petróleo e da Colômbia no do carvão mineral. A nível regional, a Bolívia é exportadora de gás natural para o mercado argentino e o Peru tem disponibilidade de combustíveis fósseis para exportação.

Além dos combustíveis fósseis, outras possibilidades regionais se colocam no intercâmbio de energia elétrica, já praticado intensamente na área do Mercosul, pela integração entre Brasil e Paraguai na Usina de Itaipu e do Uruguai e Argentina na Usina de São Grande, com previsão de grande incremento pelos aproveitamentos de Corpus e Yacireta entre Argentina e Paraguai e Garabi entre Argentina e Brasil.

Ainda na integração elétrica, tem sido considerado como mutuamente interessante o suprimento da região norte brasileira com energia de origem hidroelétrica produzida na Venezuela, sendo recentemente assinado convênio internacional nesse sentido, o que reduzirá imediatamente a pressão por outras fontes de energia para suprir a região.

Para todos os efeitos práticos a importação de energia atua como se fosse uma fonte adicional que dispõe de reservas muito grandes, cuja disponibilidade para uso depende somente das condições de competitividade das outras fontes e da capacidade de

importação do país, algumas vezes limitada pelas condições do seu balanço de pagamentos.

Certamente que a importação de energia constitui-se num competidor que o setor energético nacional tem de enfrentar, devendo ser considerada na análise dos cenários futuros, especialmente quanto aos aspectos de atendimento às peculiaridades de mercados locais.

Pelo pequeno valor que se antecipa para a dependência externa de energia, é aqui considerado que não existirão limitações relativas ao balanço de pagamentos do país que tornem inviável o uso seletivo da importação de energéticos ou de energia diretamente.

3 ENERGIA NUCLEAR COMO FONTE SUPRIDORA DE ENERGIA

A energia nuclear tem sua origem fortemente vinculada aos programas militares desenvolvidos durante a Segunda Guerra Mundial e isto tem sido considerado por muitos como um fato desabonador, algo como um pecado original. É inegável que a relação existente entre guerra e energia nuclear causa forte impacto negativo junto à opinião pública.

Menos do que lamentar a forte vinculação, hoje ainda existente, com a ideia de destruição, cabe ao pesquisador entender os motivos históricos que indicaram a opção preferencial pelo uso militar da energia nuclear, e, em seguida, analisar o caminho que esta forma de energia trilhou desde o início do seu uso civil. O conhecimento da ampla gama de aplicações disponíveis no que podemos chamar de sistema energético nuclear, permitirá entender e enfocar as razões que levaram à preferência militar inicial. O objetivo continua sendo abordar os possíveis usos alternativos, que possam interessar à sociedade brasileira.

O que se propõe nessa fase do estudo é discutir o que é a energia nuclear, suas origem e evolução histórica, as aplicações técnica e comercialmente possíveis e como elas se inserem no panorama internacional do uso da energia. A competitividade dessas aplicações é abordada superficialmente.

Inicia-se por uma breve revisão da origem e da evolução histórica, permitindo que as aplicações hoje consideradas comercialmente viáveis sejam discutidas. Naturalmente que o cenário de estudo é o oferecido pelos outros países que usam mais intensamente a energia nuclear, já que o Brasil não participou das implantações científica e tecnológica desta forma de energia a nível mundial e a experiência energética nuclear brasileira é pobre, restringindo-se marginalmente à geração de eletricidade.

A partir da abordagem sobre as aplicações internacionais comercialmente oferecidas pela tecnologia nuclear e considerando a importância que o panorama internacional poderá trazer para o Brasil, este capítulo é concluído analisando-se as perspectivas futuras da energia nuclear como parte da indústria energética mundial.

Afinal, já foi mencionado que a internacionalização do setor energético brasileiro parece inevitável, não sendo possível excluir esta consideração também para a energia

nuclear. Daí resulta necessário entender-se o problema da difusão futura da energia nuclear no mercado nacional, considerando-se o cenário internacional.

3.1 ORIGEM E EVOLUÇÃO HISTÓRICA.

Não se propõe aqui escrever a história da energia nuclear, o que certamente fugiria ao objetivo perseguido por este trabalho, mas sim abordar seletivamente tópicos históricos que permitam entender o papel único jogado pela energia nuclear como fonte primária de energia, o que certamente contribuí muito para a decisão de utilizá-la em aplicações de cunho militar.

A análise da energia nuclear como fonte energética é efetuada tangenciando-se a física da energia e as transformações entre formas primárias e secundárias de energia. Prepara-se, assim, o caminho para se avaliar corretamente o valor da diversidade trazida pelo seu uso, face às outras fontes energéticas primárias.

Não é simples entender-se amplamente o verdadeiro significado, inclusive geopolítico, da decisão de se optar por uma das diversas aplicações que o sistema energético nuclear permite. É necessário que se apresente uma breve evolução histórica dos fatos que se relacionam à implantação da energia nuclear e de sua difusão a nível internacional, o que é também feito a seguir. O objetivo é destacar-se a interdependência tecnológica entre as diversas aplicações e a presença constante do setor público, reforçando a existência do que se caracteriza como o setor nuclear, um setor diverso e único dentro da indústria energética mundial.

3.1.1. ENERGIA NUCLEAR COMO FONTE ENERGÉTICA.

Manter-se aquecido e ter boas condições para se defender do ataque de predadores foram sempre preocupações primordiais da raça humana. O abrigo e o alimento são os elementos básicos, que traduzem essas preocupações fundamentais.

Pelas transformações da energia química estocada nos alimentos e processada pelos sistemas existentes no corpo humano, pode o homem fazer funcionar de forma coerente e controlada os diversos músculos do organismo e pode também regular sua

temperatura interna. O alimento passa, assim, a se constituir em uma das fontes primárias da vida, juntamente com os outros reagentes necessários aos processos químicos humanos, ou seja, a água e o ar.

Deslocar-se rapidamente a longas distâncias, modificar o ambiente de forma a melhor adequá-lo ao abrigo e ao seu estilo de vida, enfim, à sobrevivência, estender no tempo e no espaço os limites impostos pelos sentidos humanos, como, por exemplo, enxergar à noite ou ver e ouvir além do horizonte, estas foram preocupações que logo se adicionaram ao mero exercício da sobrevivência, fundamentalmente vinculado aos problemas da busca do alimento e ao abrigo.

Para todas essas atividades primordiais da raça humana, é necessário que se faça presente ou a ação de uma força, ou que se efetue deslocamentos ou, ainda, que se obtenha uma forma de energia que o homem recebe normalmente da natureza, mas que não está sempre disponível ou é insuficiente naquele momento e no local específico. Este é o caso, por exemplo, de se conseguir claridade à noite ou de se aquecer nas regiões polares ou durante o inverno.

É nesse nível, o mais básico da vida, que a energia interage com a sobrevivência e o bem estar da espécie humana. A força, o deslocamento, o calor, a claridade, foram essas e outras necessidade igualmente básicas do cotidiano que fizeram caminhar os conceitos físicos relacionados ao estudo da energia, e suas formulações matemáticas. Leis físicas, confirmadas experimentalmente, em conjunto com o embasamento matemático a elas inerente, hoje bem estruturado e universalmente aceito, descrevem formalmente as relações existentes entre matéria, energia, trabalho, calor, força e deslocamento.

Compreendeu-se que energia traduzia a capacidade de se realizar trabalho, ou seja, constituía-se simplesmente num "estoque" de trabalho e que o calor era uma forma de energia. Compreendeu-se, também, que o trabalho podia ser representado pela atuação de duas variáveis, uma intensiva, inerente às próprias características da matéria, como é o caso da força necessária à realização de um trabalho mecânico, e outra extensiva, ligada às condições da interação da matéria com o meio externo, conforme ocorre no caso do deslocamento, quando da realização do mesmo trabalho mecânico.

Completando o longo caminho de montagem do modelo físico ligado ao estudo da energia, compreendeu-se, finalmente, que a própria matéria era um "estoque" de energia.

Para dispor da energia essencial à sobrevivência e ao conforto, enfim, à vida, deve o homem recorrer primordialmente a esses estoques naturais de energia, caracterizando-se o que se convencionou chamar de fontes primárias de energia, ou seja, aquelas que são encontradas diretamente na própria natureza.

A energia proveniente do Sol é a fonte primária fundamental.

Fontes primárias de energia existem também nos materiais disponíveis na crosta terrestre ou são obtidas pela atuação das forças e dos deslocamentos naturais. São exemplo de materiais energéticos os alimentos, os combustíveis fósseis, os materiais físeis e os materiais geotérmicos. Entre as forças e deslocamentos naturais incluem-se as forças gravitacionais, a vazão dos rios, os ventos, as marés, as correntes marítimas.

Associadas às fontes primárias de energia, é útil que se classifique "formas de energia", agrupando os "estoques" de trabalho segundo a maneira como eles são encontrados na natureza, abordando estas formas de energia de acordo com as variáveis intensivas e extensivas envolvidas. A importância de classificar as formas de energia prende-se ao interesse de mostrar que a energia nuclear é uma forma fundamentalmente diversa das outras formas de energia empregadas pelo homem.

Distingue-se, na natureza, a energia solar, associada aos fótons emitidos como consequência das reações de fusão nuclear que ocorrem no Sol. Se considerada como uma forma de energia primária, associada às radiações provenientes das reações nucleares, a mesma forma de energia é encontrada em outros processos físicos existentes na Terra, como por exemplo nos materiais que emitem radiações naturais. Chama-se, então, essa forma de energia de "energia das radiações", seguindo a terminologia adotado por Ohta(1995) e por Chevallier(1986).

Caracteriza-se, assim, ser o Sol é uma fonte primária de energia das radiações. O aquecimento dos materiais terrestres, produzido pela energia das radiações recebida do Sol, resulta de um processo de transformação dessa forma de energia em energia térmica. A fotossíntese incorpora a energia das radiações à matéria na forma de energia química, constituindo-se em um dos elos fundamentais do ciclo do carbono na Terra, ou seja, no ciclo da vida.

Outras formas de energia podem ser identificadas. No movimento vibratório das moléculas identifica-se a energia térmica, da mesma forma que na atuação das forças mecânicas e dos deslocamentos físicos, tem-se a energia mecânica. Para a energia associada às reações químicas, caracteriza-se a energia química.

As quatro formas de energia já mencionadas, ou seja, às energias das radiações, térmica, química e mecânica, deve-se adicionar a energia das cargas elétricas. A energia elétrica é produzida amplamente pelas transformações efetuadas sobre as outras formas de energia

A energia nuclear é também uma forma primária de energia

A relação entre fontes primárias de energia e formas de energia é complexa. Mais de uma forma de energia pode ser obtida simultaneamente no processo de utilização de uma fonte primária

Por exemplo, no caso da queima de um combustível fóssil, libera-se diretamente energia química, a qual pode ser convertida simultaneamente em energia térmica e energia mecânica, dependendo das características do sistema onde ocorre a queima, existindo processos que privilegiam ora uma forma de energia ora outra, dependendo da aplicação buscada. No motor à explosão interna, privilegia-se a forma mecânica, que aparece durante a expansão dos gases produzidos pela queima do combustível. Para o aquecimento da água, nos ciclos térmicos, busca-se a forma térmica.

Não se obtém, porém, energia das radiações diretamente pelo uso de uma fonte primária de energia química. Nesse caso, a fonte primária de energia química pode ser transformada diretamente tanto em energia térmica como em energia mecânica, as quais seriam, por sua vez, transformadas em energia elétrica, possibilitando que se produza energia das radiações, por exemplo em aceleradores de partículas. Nesse caso, a energia elétrica, forma secundária de energia mais adequada à distribuição para usuários finais, é o elo de ligação entre a fonte primária química e a forma final como energia das radiações

A gama de alternativas para as transformações entre as formas de energia é imensa, indo sua análise além do que se deseja neste trabalho. Ressalte-se que, de cada forma de energia, podem ser produzidas todas as outras formas, montando-se uma matriz completa de transformações. Naturalmente que nem todas as transformações possíveis são efetuadas dentro de condições econômicas competitivas, resultando em aplicação de uso corrente no setor energético. Nem sempre a viabilidade física traduz-se em viabilidade econômica.

É necessário entender, porém, e aí reside o motivo de se desenvolver a discussão acima, que as formas e as quantidades de energia possíveis de serem obtidas diretamente pelo homem, dependem da fonte primária que se utiliza. Se a fonte é um combustível

fóssil, a via é a energia química e a possibilidade é se obter diretamente energia térmica e energia mecânica. Se a via é a energia solar, a possibilidade é a de se obter diretamente energia das radiações

Nessa distinção entre fontes, formas e quantidades, reside o diferencial trazido pela energia nuclear, levando ao interesse primordial das aplicações militares. Além do estoque inimaginável de energia, a fissão nuclear ou a fusão nuclear são fontes primárias que levam diretamente à energia térmica, à energia mecânica e à energia das radiações, constituindo-se na única fonte primária de energia que tem essa diversidade na Terra.

As três formas de energia que resultam do uso de uma fonte primária de energia nuclear, ou seja as energias térmica, mecânica e das radiações, são produzidas simultaneamente mas, através da utilização de um determinado processo, é possível privilegiar-se uma das formas, num mecanismo semelhante ao já discutido no caso dos combustíveis fósseis

Na bomba atômica, busca-se primordialmente a energia mecânica produzida diretamente a partir da fonte primária nuclear, enquanto que na bomba de nêutrons, a ênfase é na energia das radiações. Nas usinas nucleoeletricas, direciona-se a energia primária nuclear para produzir-se energia térmica. Tanto energia das radiações como energia térmica são as metas quando se utiliza reatores nucleares espaciais, nos quais a radiação produzida primariamente pela fissão nuclear é transformada em energia elétrica pelo uso de processos termoeletricos.

Importa reforçar-se que nenhuma outra fonte primária de energia acessível ao homem na Terra é tão abrangente e diversificada quanto à forma e quanto à quantidade como a energia nuclear.

É interessante verificar-se, também, que a radiação, energia rejeitada na produção de eletricidade, é, para muitas aplicações da energia nuclear, a forma útil de energia. Da mesma maneira, pode ser útil a energia térmica também rejeitada pelo processo do ciclo de vapor, que transforma energia térmica em energias mecânica e elétrica. A energia térmica rejeitada representa a maior parcela do potencial energético proveniente da fissão nuclear, conforme transformado no processo das usinas nucleares.

Por via da sua implantação na propulsão de submarinos e, principalmente, por inércia industrial, a energia nuclear tem sido usada no setor energético comercial como se fosse uma fonte primária de energia química. Nesse sentido, a energia das radiações é o principal "rejeito", já que é inexistente na energia primária química.

O caminho seguido para a implantação comercial da energia nuclear será discutido no próximo item, tendo sido lógico e razoável nas condições apressadas em que sua implantação tecnológica foi efetuada.

A utilização da energia nuclear com os equipamentos e processos desenvolvidos fundamentalmente para serem empregados no aproveitamento da energia primária química, foi uma boa solução e tem se sustentado no cenário puramente comercial.

No futuro, pode ser conveniente que se entenda a diferença fundamental existente entre a forma térmica produzida pelas fontes primárias químicas e pelas fontes primárias nucleares. A partir daí será possível buscar-se o espaço diferenciado que a energia nuclear pode vir a ocupar no setor energético internacional. Este espaço talvez esteja distante da realidade atual, restrita, imposta pela experiência internacional anterior, associada à combustão dos combustíveis fósseis.

Desde os primórdios da evolução da espécie humana e, posteriormente, com a chegada da idade do fogo, o homem antes aprendeu a usar e depois conceituou e compreendeu as fontes primárias de energia. Foi o que ocorreu com as fontes de energia mecânica e de energia química.

A mesma chance, resultando de uma implantação cautelosa e ao longo de um processo de incorporação natural à vida das sociedades, não teve a fonte primária de energia nuclear, introduzida como fruto de um esforço tecnológico direcionado à sua rápida utilização. Ressalte-se, novamente, que nessa implantação apressada, a energia nuclear foi tratada, essencialmente, como se fosse uma fonte primária de energia química. Pode ser que a energia nuclear, como fonte primária de energia incorporada naturalmente aos hábitos das sociedades humanas, compreendida por todos como algo que tem sua origem nas forças naturais que construíram o mundo, e não como um mal criado pelo homem exclusivamente para a destruição, ainda aguarde a sua hora e a sua vez.

3.1.2 EVOLUÇÃO HISTÓRICA

O estoque de energia mecânica contido na fissão abriu a era nuclear para o mundo e a forma não-química de se produzir energia elétrica motivou o interesse no uso da energia nuclear para a propulsão de submarinos.

A importância da diversidade e dos novos caminhos de transformação entre formas de energia, assim como os incríveis potenciais energéticos abertos pelo uso da energia nuclear, foram imediatamente percebidos pelos setores responsáveis pela defesa dos países centrais. Era a época da Segunda Guerra Mundial, motivando a concentração de grande esforço financeiro, científico e tecnológico no desenvolvimento da energia nuclear.

São os programas para o desenvolvimento da bomba atômica e da propulsão nuclear, promovidos pelo Estados Unidos, que dão as direções básicas seguidas até hoje pelo setor nuclear internacional. Da mesma forma, é dentro da ótica da segurança nacional, da defesa e das vinculações de caráter geopolítico, dentro, enfim, do contexto da guerra fria, que a energia nuclear se desenvolveu nas décadas seguintes e tenta, ainda hoje, se estabelecer como uma verdadeira indústria competitiva, de caráter comercial.

A Tabela 3.1.1. compila alguns eventos ligados à implantação tecnológica da energia nuclear, partindo da descoberta da fissão nuclear, na Alemanha, em 1939. Os dados foram obtidos em diversas fontes, como indicado a seguir.

Hewlett e Anderson (1972) e Hewlett e Duncan (1972) fazem a retrospectiva dos dois esforços centrais para a implantação da tecnologia nuclear nos anos 40 e 50, presos aos Projetos Manhattan e Submarino Nautilus, respectivamente do exército e da marinha norte-americanos. Macmillan et al (1963) descrevem o Programa Savannah, para o desenvolvimento do navio mercante com propulsão nuclear. Tanto Handler e Arkin (1992) como Kramer (1962) analisa os passos iniciais da União Soviética e da Europa Ocidental, no setor nuclear. Apesar de descoberta na Europa e, especialmente, na Alemanha em vias de deflagrar a Segunda Guerra Mundial, foi o esforço tecnológico americano que tornou possível transformar essa nova janela da ciência, a fissão nuclear, em aplicação prática, no curto intervalo de 5 anos.

Há que se ter consciência que a energia nuclear é um caso único, que se viabilizou pela atuação simultânea dos melhores cientistas, engenheiros e administradores mundiais, o que só foi possível dentro do esforço internacional de guerra, coordenado e financiado pelo maior estoque de capital disponível na época, ou seja, pelo Governo dos Estados Unidos

Entre 1940 e 1945 a ciência e a tecnologia nuclear caminharam simultaneamente, numa interação única a nível mundial, na qual os fundamentos teóricos e os

equipamentos e materiais que implementavam o uso desses fundamentos para produção de energia em larga escala, eram pensados e desenvolvidos por um mesmo grande grupo.

A pressa e as incertezas simultaneamente científicas e tecnológicas tornaram inevitável a abertura de uma ampla gama de alternativas para os reatores e para os ciclos dos combustíveis nucleares, tanto no Projeto Manhattan como no desenvolvimento da propulsão nuclear.

TABELA 3.1.1. - CRONOLOGIA DA IMPLANTAÇÃO DA ENERGIA NUCLEAR NO MUNDO (ATÉ 1965)

ANO	EVENTO	PARCEIROS	REATORES		
			a GÁS	a ÁGUA	a Metal Líquido
1939	descoberta da fissão	Alemanha			
1940	uso da água pesada	França			
1942	comprovação da reação em cadeia	EUA	Pilhas CP1/2 em Chicago		
1943	primeira operação em potência	EUA	Pilha X-10 no ORNL		
1945	produção de Pu para bomba atômica	EUA		Reatores de Hanford	
1946	primeira criticalidade com reator rápido	EUA			Unidade Crítica Clementine ANL
1948	início do programa de propulsão naval	EUA			
1951	primeira produção de nucleoeletricidade	EUA		MTR (piscina) criticalizado	EBR-1 inicia operação no ANL
1952	primeira operação de protótipo PWR	EUA, W		Reator Mark 1 criticalizado	
1953	operação de protótipo FBR p/submarino	EUA, GE			Reator Mark A criticalizado
1954	primeira nucleoeletr. fora dos EUA	Rússia		RBMK Obninsk criticalizado	
1955	primeiro submarino nuclear	EUA, W		Sub. Nautilus criticalizado	
	propulsão naval civil é decidida	EUA, B&W		Programa NS Savannah	
1956	primeira nucleoeletr. c/ reatores à gás e BWR	EUA, GE Ingl., França	Calder Hall 1 Marcoule G1	Borax-3	Sub. Seawolf criticalizado
1957	primeira nucleoeletr. com PWR	EUA, W		Central PWR Shippingport	
	primeiro navio com propulsão nuclear	Rússia		Quebra-Gelo NS Lehnin	
1958	primeiro submarino e crítica FBR fora EUA	Rússia		Submarino November	Crítica BR-2 opera
1959	reator PWR compacto para submarino	EUA, CE		Protótipo SIC criticalizado	
1960	primeiro BWR p/nucleoel. comercial	EUA, GE		Dresden 1 criticalizado	
1961	primeira nucleoeletr. em país sem bomba	Alemanha, GE		Kahl NPP	
	navio mercante com propulsão nuclear	EUA, B&W		NS Savannah opera	
1962	primeira nucleoeletr. com reator HWR	Canadá		NPD-2	
	Bélgica inicia nucleoeletr.	Bélgica, GE		MOL BR-3	
1963	Itália e Japão iniciam nucleoeletricidade	Itália, Ingl. Japão, GE	Latina NPP opera	Tokai NPP criticalizada	
	decidida cogeração elétric-vapor-água doce	Rússia			BN-350 encomendado
1964	iniciada cogeração de eletricidade-água quente	Suécia, ABB		PHWR Agesta criticalizado	
1965	10 países operam 64 NPP com 6.429 MWe				

Para a bomba atômica, as vias prendiam-se ao uso do urânio enriquecido ou do plutônio proveniente da captura de nêutrons pelo urânio natural, motivando as alternativas iniciais para uso dos reatores moderados à grafite, bem como o desenvolvimento da tecnologia do enriquecimento isotópico e do reprocessamento. Na Inglaterra e no Canadá, o esforço conjunto de especialistas ingleses, franceses e suecos era direcionado, também, para o uso de reatores moderados à água pesada, buscados como alternativa à possibilidade de não se viabilizar a produção de plutônio, a partir do urânio natural, nos sistemas moderados à grafite.

A partir da comprovação experimental da viabilidade científica de se promover a reação em cadeia nos sistemas moderados a grafite, ocorrida em 1942, esta linha de reatores se impôs. A produção de plutônio para a bomba atômica seguiu, nos Estados Unidos e, posteriormente, na Rússia, a via dos reatores grafite-água, enquanto que ingleses e franceses perseguiram o sistema grafite-gás.

Em 1948 inicia-se o desenvolvimento da propulsão naval nuclear. As vias em estudo fundamentavam-se na experiência de uso da energia térmica de origem química, ou seja, nos motores diesel e nos ciclos a vapor, amplamente empregados na propulsão naval, tanto nos submarinos como nos navios de superfície. O uso compartilhado da tecnologia dos ciclos térmicos levou ao desenvolvimento dos reatores a água pressurizada ou fervente a alta pressão, e aos reatores a metal líquido com nêutrons rápidos. Existia a necessidade de se conseguir elevadas temperaturas e grande densidade de potência, ou seja, buscava-se otimizar a forma térmica da energia nuclear.

Os parceiros e os resultados tecnológicos dessa aventura inicial são, ainda hoje, os atores principais do setor nuclear internacional. Da mesma forma, o contexto da guerra fria já era evidente, caracterizando-se tanto na pequena defasagem com que foram implantadas as unidades do programa nuclear da União Soviética, como no próprio sequenciamento das atividades e no tipo das instalações.

Os países Estados Unidos, Inglaterra, Canadá, França, Rússia, Suécia, e as empresas Westinghouse (W), General Electric (GE), Combustion Engineering (CE), Asea e Brown Boveri (ABB), Babcock and Wilcox (B&W), bem como as organizações governamentais Atomic Energy of Canada Limited (AECL), Commissariat à l'Energie Atomique (CEA), da França, United Kingdom Atomic Energy Corporation (UKAEC), Oak Ridge National Laboratory (ORNL), dos Estados Unidos (EUA) e Argonne

National Laboratory (ANL), também dos Estados Unidos, são todos participantes do esforço tecnológico inicial

Como resultado marcante da aplicação comercial da energia nuclear, a Tabela 3.1.1. destaca que, em 1965, já operavam 64 unidades nucleares para a geração comercial de eletricidade, envolvendo 10 países. Operavam, também, dois navios mercantes com propulsão nuclear e cogeração água quente/eletricidade já era praticada na Suécia. Na Rússia, implantava-se um centro energético nuclear com previsão de aplicar a energia de reatores rápidos para produzir eletricidade, calor e água doce

As linhas principais de reatores para as aplicações comerciais, abrangiam as alternativas atuais. O "Pressurized Water Reactor" (PWR), o "Boiling Water Reactor" (BWR) e o "Fast Breeder Reactor" (FBR) nos Estados Unidos, o grafite-gás na Inglaterra e na França (GCR, HTGR), o "Heavy Water Reactor" (HWR) no Canadá e na Suécia, e o FBR, o RBMK, do tipo grafite-água, e o VVER, do tipo PWR, na Rússia.

Além dos seis países iniciais, já haviam sido implantadas instalações nucleares na Alemanha, no Japão, na Bélgica e na Itália. Para o Japão e para a Alemanha, foram autorizadas unidades do tipo BWR, não adequadas tanto à propulsão nuclear como a produção de plutônio. Não foi por acaso que Alemanha e Japão interessaram-se logo pela propulsão nuclear, neste caso para navios mercantes, caminho seguro para o desenvolvimento autônomo da tecnologia dos reatores PWR

Hewlett e Duncan(1972) mostram que foi a necessidade de se conseguir o capital necessário ao desenvolvimento de plantas propulsoras de maior potência, adequadas para embarcações militares de superfície, quem motivou a pressão exercida pela marinha norte-americana para a implantação da Usina Nuclear de Shippingport, projetada e construída pela Westinghouse, e que se constituiu na primeira central nucleoeletrica do tipo PWR

Apesar da produção da nucleoeletricidade já ter sido comprovada desde 1951, na Usina EBR-1, operando um reator com nêutrons rápidos e refrigerado a metal líquido, o interesse agora era continuar-se o desenvolvimento dos reatores PWR, evoluindo para maiores potências. Os reatores a metal líquido haviam se mostrado muito complexos como tecnologia para uso naval, sendo abandonados, em seguida, com a preferência caindo nos reatores PWR

A situação atual da indústria nuclear foi estudada por Forsberg et al.(1992), que mostraram os vínculos internos e externos existentes na indústria nuclear dos anos 90

Analisando este outro momento da indústria nuclear, passados 40 anos de sua implantação, ilumina-se o papel central que os parceiros iniciais e, posteriormente, todos os governos, desempenharam na implantação da indústria nuclear internacional.

O estudo de Forsberg et al. demonstra cabalmente que a fonte primária nuclear não é uma forma de geração de energia como as outras, ou seja, não foi encarada a nível internacional como um mero exercício comercial resultante da perspectiva de se auferir lucro do investimento realizado. O envolvimento de cada país com a nucleoeletricidade e com as etapas do ciclo do combustível nuclear, ou mesmo com a simples implantação de institutos para a pesquisa nuclear, foi sempre tratado como um assunto que dizia respeito à segurança e à defesa dos países centrais.

Não fossem os pesados investimentos governamentais em capacitação de pessoal, implantação de institutos de pesquisa, financiamentos de programas paralelos para a defesa nacional, implantação subsidiada dos setores para o licenciamento e análise ambiental, certamente, não existiria a indústria nuclear.

O problema que se apresenta para o caso brasileiro, já discutido no capítulo anterior, resultando na necessidade de se entender os limites entre o tecnológico, o estratégico e o comercial, é, na realidade, uma necessidade existente a nível internacional e um desafio para a indústria nuclear global.

O que se procurou mostrar é que a indústria nuclear mundial foi fruto do esforço tecnológico inicial ligado à defesa dos Estados Unidos, da Rússia, da Inglaterra e da França, durante a Segunda Guerra Mundial. Sua evolução posterior deu-se no ambiente da guerra fria, fazendo com que ainda hoje o setor energético nuclear guarde um forte envolvimento com suas origens.

Enfim, o setor nuclear não conseguiu perder de vista as causas da sua gestação. Linhas de reatores, opções tecnológicas, empresas e países envolvidos, ou seja, todos os aspectos do setor energético nuclear mundial estão, ainda hoje, umbilicalmente vinculados à geopolítica.

3.2 USOS DA ENERGIA NUCLEAR.

São os usos na forma de energia térmica, associados à energia nuclear primária, aqueles que efetivamente tiveram aplicação comercial ampla, certamente presos às

circunstâncias de sua implantação original. O interesse internacional na propulsão nuclear para submarinos, o sucesso do programa de reatores PWR da marinha norte-americana e a crise internacional do petróleo na década de 70, foram decisivos para a consolidação da vertente térmica da energia nuclear.

Como forma térmica de energia primária nuclear, internacionalmente foram estudadas as aplicações na propulsão, a nucleoeletricidade, a produção de vapor industrial, o aquecimento ambiental e a dessalinização da água do mar. Consideram-se a seguir todas essas possíveis aplicações, as instalações em operação e discute-se a competitividade de cada alternativa.

O objetivo é fazer uma abordagem uniforme e abrangente para o assunto, não sendo possível buscar-se uma discussão exaustiva de cada aplicação ou mesmo privilegiar-se uma das aplicações, a nucleoeletricidade, por exemplo. A avaliação aprofundada e completa, tanto técnica como econômica, é aqui tomada como fora do escopo da tese. A análise que se promove visa confrontar as possíveis necessidades brasileiras com todas as possibilidades e aplicações que o setor nuclear internacional tem, efetivamente, para oferecer.

As aplicações que se originam da forma de radiação da energia nuclear primária podem ser de interesse e não são aqui esquecidas. Ocorre que as aplicações dessa via estão hoje normalmente presas à exploração espacial ou interplanetária, na qual o Brasil não tem despendido esforço, não estando, pois, no cenário das preocupações nacionais para o futuro próximo, conforme abordado neste estudo.

Outras aplicações da forma de radiação são, em geral, ligadas ao uso da energia em regiões remotas ou em programas de defesa, preocupações que também têm sido, talvez imprudentemente, desconsideradas pelo Brasil.

Para as aplicações que se originam na vertente mecânica, normalmente vinculadas aos explosivos nucleares, estão excluídas de nosso estudo.

3.2.1 PROPULSÃO

A propulsão de submarinos foi um dos interesses desencadeadores do uso da energia nuclear no final da década de 40. Nessa época, foram gerados todos os vínculos tecnológicos futuros, prevalentes ainda hoje no setor nuclear internacional, conforme

já exaustivamente discutido. A propulsão nuclear pode ser considerada, pois, a base a partir da qual formou-se o setor energético nuclear atual.

Para a propulsão de submarinos, interessava uma planta compacta e robusta, implicando em elevada densidade de potência e em simplicidade operacional. As tentativas iniciais direcionaram-se para reatores FBR refrigerados à metal líquido e para reatores PWR, prevalecendo esta última opção. Dos 497 submarinos nucleares operando em 1987, pertencentes a cinco países, todos utilizavam plantas do tipo PWR.

Com base no sucesso conseguido pela energia nuclear aplicada a submarinos, a partir de 1955 foram efetuados esforços para estender-se o uso da propulsão nuclear aos navios de superfície e ao transporte aéreo. Face ao pequeno porte dos veículos e, especialmente, ao acréscimo de peso devido à blindagem, desde o início não foram consideradas viáveis as aplicações da propulsão nuclear para o transporte terrestre.

Thring(1960) analisa a aplicação da propulsão nuclear para o transporte aéreo e para o uso em foguetes, situando as dificuldades associadas a estes usos. Problemas de peso e de segurança desaconselhavam, "a priori", o uso da energia nuclear no transporte aéreo de passageiros ou de carga, restringindo o interesse a algumas aplicações de caráter estratégico e militar. Explorava-se o grande potencial de energia acumulado nos reatores nucleares, o que permitiria manter o avião voando por tempo ilimitado, não fossem outros problemas de ordem mecânica ou da tripulação.

Para o uso em foguetes, diversas tentativas foram feitas, também não se configurando uma vantagem em relação ao uso dos combustíveis químicos. Os foguetes necessitam de grandes quantidades de energia por curto intervalo, o que é facilmente atendido pelas reações químicas, envolvendo estoques de combustível que pesam menos e ocupam menor espaço do que o requerido por uma planta nuclear com mesma capacidade. Nos Estados Unidos foram implantadas instalações para a produção piloto de propulsores de foguetes e feitos diversos experimentos com protótipos, tanto utilizando ciclo aberto como ciclo fechado.

O que se estuda aqui diz respeito à propulsão nuclear, não devendo ser confundido com o uso de fontes nucleares em satélites artificiais ou em veículos espaciais. As fontes nucleares espaciais configuram, em geral, uma aplicação em que se busca a produção de energia elétrica para uso nos sistemas do veículo e não a sua propulsão.

Lawrence(1991) discute o intenso uso dessas fontes nucleares nos programas espaciais desenvolvidos pelos Estados Unidos e pela Rússia, assegurando que, sem o concurso da energia nuclear, esses programas não se viabilizariam. Apesar de sua origem governamental, o programa espacial americano é considerado de caráter civil, havendo aí um novo limiar para a aplicação comercial da energia nuclear

Em relação aos programas espaciais, é destacado, ainda por Lawrence(1991), que muitos estudos têm sido efetuados visando utilizar-se o estoque de energia contido nos reatores nucleares. Esta parece ser a única forma de propulsão disponível para o homem empreender a exploração espacial. Nesse caso, será necessário vencer a gravidade dos astros visitados, o que torna inviável o uso dos combustíveis químicos, já que seria necessário o transporte, a partir da Terra, de grandes quantidades deste combustível. São problemas fora do interesse imediato do Brasil, mas que devem ser lembrados no contexto global da ciência e da tecnologia do país.

A propulsão naval para submarinos é, normalmente, uma aplicação de caráter militar, caindo fora do interesse deste estudo. O único país que indica considerar o uso de submarinos nucleares comerciais é o Japão, com a justificativa econômica de ser possível melhor otimizar a planta propulsora da embarcação, quando são consideradas as condições mais estáveis, existentes no ambiente marinho submerso. O interesse do Japão no assunto remonta ao final da década de 50, conforme relatado por Kramer(1962).

Para a propulsão nuclear aplicada às embarcações comerciais de superfície, diversas tentativas para a sua viabilização econômica ocorreram até, pelo menos, a década de 70, com o envolvimento de muitos países.

O Brasil interessou-se pela propulsão naval nuclear para navios mercantes a partir da constituição da CBTN, conforme já discutido. Houve envolvimento direto da CNEN e do CDTN de Belo Horizonte, com assessoria técnica do Instituto GKSS da Alemanha. Na época, vivia-se os grandes projetos energéticos nacionais. Nas palavras e com o destaque feito pelo próprio Grimberg(1972) "Em face das excepcionais vantagens oferecidas pela propulsão naval nuclear em relação à convencional e considerando o desenvolvimento já atingido, visível através do Otto Hahn, é certo que até o fim deste século, um grande número de navios nucleares estará singrando os mares afora, e dentre eles, muitos ostentarão o PENDÃO VERDE-AMARELO."

Era o ano de 1972 e já haviam se passado 15 anos desde o início da operação do navio quebra-gelo russo Lehnin, primeira embarcação comercial de superfície a utilizar a

propulsão nuclear. Além do "Nuclear Ship" (NS) Lehnin, na época operavam o navio norte-americano NS Savannah e o navio alemão NS Otto Hahn. O Japão havia lançado ao mar o navio nuclear NS Mutsu, mas este não estava operativo devido a problemas com vazamentos radioativos e deficiências nas blindagens.

No início dos anos 60, diversos congressos e encontros internacionais ocorreram, visando discutir a experiência e a economicidade dos navios nucleares comerciais. Já existiam alguns anos de operação das embarcações americana e russa, sendo possível uma primeira avaliação.

Nessa época, além dos Estados Unidos e da Rússia, são mencionados por Kramer(1962) como interessados na propulsão naval nuclear comercial a Alemanha, o Japão, a Inglaterra, a França, a Itália, a Holanda, a Suécia, o Canadá e a Iugoslávia. Projetos foram financiados pela Euratom e a Itália fez intenso programa experimental, conforme relatado por Albergamo et al(1969).

Perret(1962) mostra que a economicidade da propulsão nuclear só era evidente quando estavam envolvidas ou grandes velocidades ou navios de porte muito maior do que os existentes na época. O argumento era que a propulsão nuclear trazia para a navegação comercial novos parâmetros e o mercado deveria se adaptar a eles, caso quisesse aproveitar amplamente as possibilidades abertas pela propulsão nuclear. Acreditava-se que os navios nucleares modificariam o comércio internacional

Já em 1972, Schröder e Bianchi(1972) discutem a economicidade da propulsão naval nuclear comercial, sendo nesta época evidente a inviabilidade econômica de se usar a energia nuclear para navios tanque ou para graneleiros. Apesar do grande porte, o que em princípio era uma vantagem para a propulsão nuclear, estes navios necessitavam de muito tempo para as operações de carga e descarga, implicando num pequeno fator de utilização, sendo esta uma clara desvantagem já que os investimentos maiores, necessários à produção dos navios nucleares, eram incompatíveis com pequenos fatores de utilização.

A proposta passou a ser, então, considerar-se a energia nuclear para os grandes navios transportadores de "containers", contornando assim os problemas de competitividade face à propulsão convencional.

A partir da década de 70, são crescentes as dificuldades da energia nuclear quanto à aceitação pública, passando a existir movimentos sistemáticos, inclusive, para a sua completa desativação. O reflexo desse clima na propulsão nuclear comercial foi

imediatamente, já que uma embarcação necessita de grande flexibilidade operativa para se viabilizar economicamente.

O acesso ao porto, a passagem por águas nacionais de muitos países, o intenso movimento de pessoal durante as operações de carga e descarga, não são compatíveis com acessos restritos, movimentos de bloqueio internacional, centenas de licenças especiais e autorizações, etc. .. enfim, com tudo aquilo que uma usina nucleoeleétrica pode até suportar mas que é inviável para uma embarcação comercial.

Apesar de ser tecnicamente viável, o que pode ser constatado pelo sucesso técnico obtido com a operação dos navios *Lehmin*, *Savannah* e *Otto Hahn*, a energia nuclear não encontrou um nicho em que se mostrasse definitivamente competitiva, quanto à sua aplicação na propulsão naval comercial. Sua competitividade para a propulsão de navios transportadores de "containers" não chegou a ser testada comercialmente.

De qualquer forma, fica hoje transparente que, superado o cenário de escassez energética, não existe uma vantagem econômica evidente que justifique enfrentar-se todas as resistências da inércia tecnológica e da opinião pública nacional e internacional, de forma a impor-se o uso da propulsão nuclear em navios mercantes.

A única exceção para o insucesso comercial da propulsão nuclear, pode ser apontada no caso do navio quebra-gelo *Lehmin*, operando dentro do espaço sob controle de um único país e nas severas condições árticas. O grande estoque adicional de energia, promovido pelo uso da propulsão nuclear, traz inequívocas vantagens para um navio quebra-gelo, permitindo que se utilize tanto a produção de energia elétrica como o calor. É, certamente, uma aplicação de limiar, com pequeno significado econômico global, apesar da grande importância que pode ter para os países da região ártica.

Além dos Estados Unidos e da Rússia, somente Japão e Alemanha levaram a cabo os planejamentos iniciais da década de 60 para a construção de embarcações comerciais usando a propulsão nuclear. É interessante que são exatamente estes, Japão e Alemanha, os dois países que se encontravam impossibilitados de desenvolver abertamente a propulsão naval para submarinos nucleares, implicando na pesquisa autônoma de instalações PWR. Talvez aí exista uma boa explicação para os pesados investimentos nacionais feitos nos projetos dos navios *Otto Hahn* e *Mutsu*.

Pode-se considerar que os investimentos internacionais na aplicação comercial da propulsão nuclear mostraram-se sem retorno, levando ao desinteresse pela aplicação,

Rússia e Japão constituem-se, hoje, em exceção, pois ainda mantêm abertas as portas para essa aplicação

3.2.2. NUCLEOELETRICIDADE.

A nucleoeletricidade é a aplicação onde a energia nuclear tem dado sua maior contribuição ao setor energético internacional. É natural que aí tenha sido, também, o campo para os maiores embates dos grupos a favor e contra o uso amplo da energia nuclear

Muito tem sido discutido sobre a competitividade atual e a evolução futura da nucleoeletricidade. A discussão é bastante complexa já que existem muitas situações aparentemente conflitantes a nível mundial. O problema é que se tenta fazer uma abordagem unificadora e homogênea, enquanto que a realidade das opções energéticas abertas para cada país prende-se às suas condições específicas.

Objetiva-se o estudo da realidade brasileira para a nucleoeletricidade e isto será perseguido nos capítulos seguintes. Procura-se aqui, porém, responder a uma dúvida que fica quanto à atual situação da energia nuclear a nível mundial: Existe a possibilidade de se abandonar futuramente a opção nucleoeleétrica a nível mundial?

A resposta a esta pergunta é importante, pois não seria razoável supor que o Brasil teria uma posição impar a nível mundial, mantendo a opção nuclear aberta, caso a tendência mundial fosse abandoná-la

A geração nucleoeleétrica ocupa hoje, a nível mundial, um espaço equivalente ao da hidroeletricidade, destacando-se que a introdução da hidroeletricidade vem sendo feita desde o final do século passado, enquanto a nucleoeletricidade comercial tem cerca de 40 anos e procura, ainda hoje, se estabelecer como uma indústria independente.

A Tabela 3.2.1. lista todos os países que tinham potência elétrica instalada maior que 20 GWe em 1992. A análise dessa lista indica a existência de uma forte correlação entre os países que mais produzem energia elétrica e aqueles que utilizam a geração nucleoeleétrica. Constituem-se em exceção a Itália, a Polónia, a Noruega e a Austrália. Dos 21 países indicados, somente Noruega e Austrália, ambos países fortemente exportadores de energia, não tiveram qualquer envolvimento prévio com a geração elétrica via energia nuclear.

Hampson (1995) discute a introdução futura da nucleoeletricidade na Austrália, mostrando um interesse incipiente no uso de usinas nucleares. Deve-se lembrar que a Austrália já é um importante produtor de urânio, tendo feito gestões internacionais para implantar uma usina de enriquecimento isotópico, de forma a participar do mercado internacional do urânio enriquecido. Simultaneamente, o país tem atuado no desenvolvimento tecnológico de outras etapas do ciclo do combustível nuclear, por exemplo, no tratamento e disposição final de rejeitos radioativos com alta atividade.

Na relação da Tabela 3.2.1., a Itália tem uma posição peculiar, cuja análise bem mostra os constrangimentos políticos colocados no caminho da energia nuclear durante a década de 80. A Itália é um dos países pioneiros no uso da energia nuclear, tendo operado sua primeira usina em 1963, mas decidindo posteriormente, em 1988, desativar todos os reatores em operação e cancelar a encomenda de novas unidades. O curioso é que a Itália transformou-se, assim, num importador de energia nucleoeletrica gerada na vizinha França.

A Polônia tem sido colocada, regularmente, como um país em vias de encomendar usinas nucleoeletricas, havendo, inclusive, firmado um contrato para o fornecimento de cinco unidades do tipo PWR, na versão VVER fornecida pela Rússia. Este contrato foi cancelado em 1990, quando da dissolução da URSS.

Uma boa indicação da complexidade de se fazer abordagens globais sobre o comportamento futuro da geração nucleoeletrica, pode ser obtida pela análise da Tabela 3.2.2., onde é apresentada a evolução da potência nuclear instalada, em construção ou encomendada, cobrindo o intervalo entre 1960 e 1995, para todos os países. Os dados são agregados por regiões onde pode-se antecipar um comportamento razoavelmente homogêneo para a nucleoeletricidade, permitindo que sejam enfocadas algumas discrepâncias no comportamento das diferentes regiões. Ressalta-se que os dados cobrem, também, unidades encomendadas e posteriormente canceladas, dando uma indicação das expectativas do uso da nucleoeletricidade em cada região, ao longo do período.

Para melhor visualizar os pontos discutidos a seguir, extraiu-se da Tabela 3.2.2 os dados relativos à América do Norte, à Europa e ao Sudeste da Ásia, indicados na Figura 3.2.1. Estas regiões representam mais de 95% da geração nuclear mundial, cabendo atualmente à América Latina, África e outros países da Ásia uma parcela pouco significativa da geração nucleoeletrica global. Percebe-se o grande impulso inicial

tomado pela energia nuclear nos Estados Unidos e no Canadá, durante os primeiros anos da década de 70. Ai existiam as empresas, o capital, as tecnologias, o sucesso do programa naval militar e a perspectiva de crescimento econômico acelerado

TABELA 3.2.1 - POTÊNCIA ELÉTRICA INSTALADA(GWc), EM 1992, EM DIVERSOS PAÍSES, SEGUNDO A FONTE ENERGÉTICA.

PAÍS	TERMICA	HIDRÁULICA	NUCLEAR	OUTRAS	TOTAL
Estados Unidos	551	96	99	5.0	751
URSS*	240	65	37	0	343
Japão	130	39	34	0.2	205
China	120	42	0**	0	162
Alemanha	83	9	23	0	115
Canadá	32	62	14	0	108
França	23	25	57	0.2	105
Índia	59	19	2	0	81
Reino Unido	49	4	11	0.1	65
Itália	41	19	0***	0.5	61
Brasil	6	47	0.6	0	55
Espanha	20	16	7	0.7	43
África do Sul	34	2	2	0	38
Austrália	28	7	0	0.2	36
Suécia	8	16	10	0.1	34
Polônia	29	2	0	0	31
México	20	8	0.7	0.7	29
Noruega	0.3	27	0	0	27
Coreia do Sul	16	2	8	0	26
Romênia	16	6	0**	0	22
Iran	17	2	0	0	19

Fonte: ESKOM 1994 Statistical Yearbook(1995).

*Situação política existente na época

**China e Romênia atualmente operam usinas nucleares

***Itália abandonou a geração nuclear.

Não por acaso, este período de crescimento acelerado das encomendas de usinas nucleares coincide com os problemas de fornecimento internacional do petróleo, ou seja, com o já discutido choque de preço do petróleo.

O uso do óleo combustível era comum no parque gerador norte-americano e houve uma grande compulsão para sua rápida substituição pela geração nucleoelétrica. Acreditava-se que a geração nucleoelétrica seria extremamente barata e a energia nuclear era vista como uma promessa de energia abundante e doméstica.

TABELA 3.2.2. - EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA NUCLEAR INSTALADA, EM CONSTRUÇÃO OU ENCOMENDADA, PARA DIFERENTES REGIÕES (em MWe)

		1960	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995
AMÉRICA DO NORTE	POTÊNCIA	1.024	10.775	94.633	222.405	179.282	134.192	127.031	126.465
	UNIDADES	7	41	128	238	198	152	142	140
AMÉRICA LATINA	POTÊNCIA			319	5.311	6.862	6.862	6.862	5.633
	UNIDADES			1	7	10	10	10	9
ÁFRICA	POTÊNCIA					1.844	1.844	1.844	1.844
	UNIDADES					2	2	2	2
EUROPA OCIDENTAL	POTÊNCIA	2.174	12.665	32.389	114.196	139.229	147.416	134.387	132.001
	UNIDADES	18	63	96	179	199	198	169	161
EUROPA DO LESTE	POTÊNCIA	656	2.335	12.036	39.990	78.660	109.019	74.379	65.928
	UNIDADES	4	20	37	73	116	149	102	93
SUDESTE DA ÁSIA	POTÊNCIA		476	10.131	28.392	39.698	51.780	63.104	64.338
	UNIDADES		3	19	41	53	66	78	80
ÁSIA (OUTROS)	POTÊNCIA		847	2.059	7.551	3.729	6.036	7.713	6.048
	UNIDADES		5	10	18	15	22	27	26
TOTAL	POT.(MWe)	3.854	27.098	151.567	417.845	449.304	457.149	415.320	402.257
	UNIDADES	29	132	291	556	593	599	530	511

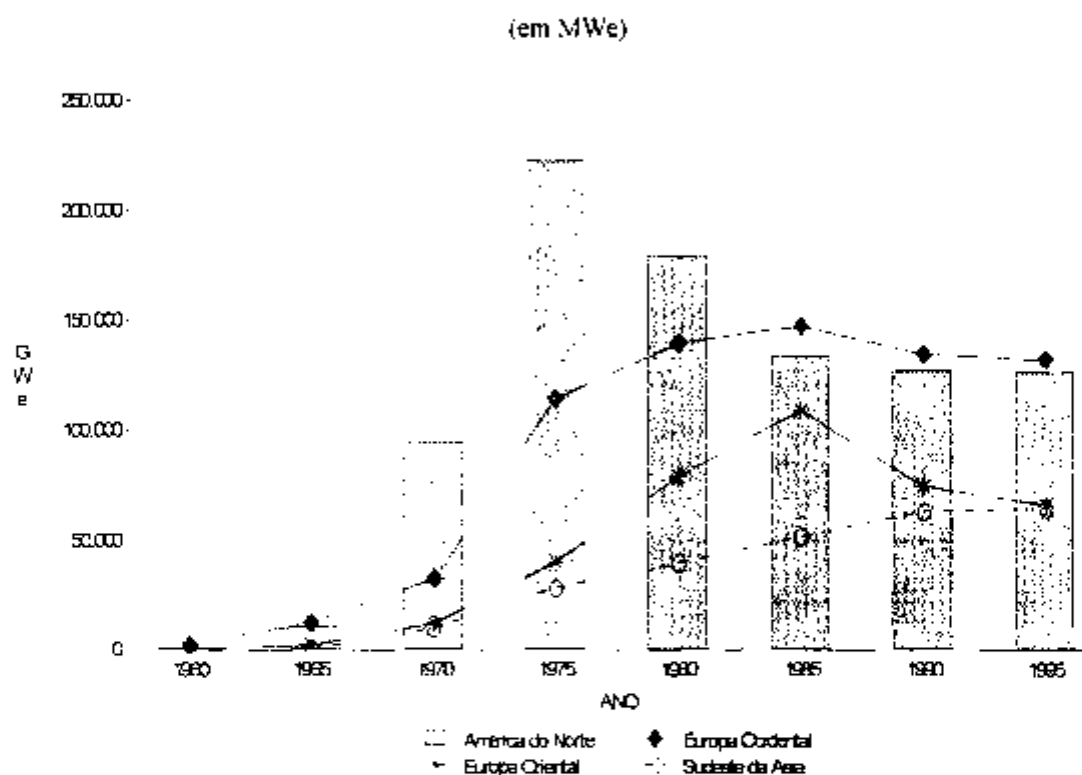
A realidade da recessão dos anos 80 e as dificuldades quanto à manutenção da competitividade da energia nuclear, ditaram os cancelamentos de unidades nos anos seguintes.

Além da recessão, dois outros fatores foram mandatórios para a trajetória da nucleoeletricidade na América do Norte. Um fator foi o aumento da competitividade do carvão e do gás natural, incentivada, inclusive, pela presença da nova fonte energética competidora, ou seja, da energia nuclear. Outro fator, a partir, especialmente, do acidente com a Central Nuclear norte-americana de Three Miles Island (TMI), foi o envolvimento crescente da opinião pública, dos meios acadêmicos, dos investidores, enfim, da sociedade, nas decisões que diziam respeito aos negócios do setor nuclear.

Hellman(1983) analisa, em profundidade, os estudos de custo comparativo da geração térmica por usinas nucleares e por usinas à carvão, efetuados por diversas instituições dos Estados Unidos nos anos 70. É mostrado que a utilização de valores mais realistas para o fator de capacidade e para os custos de produção da energia, levariam inevitavelmente, já naquela época, a geração nucleoeletrica a ser menos

competitiva que a geração elétrica por carvão. Com a redução posterior dos custos do carvão e com a introdução do gás natural em ciclo combinado, a energia nuclear ficou ainda menos competitiva no mercado norte-americano.

FIGURA 3.1.1. - EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA NUCLEOELÉTRICA INSTALADA, EM CONSTRUÇÃO E ENCOMENDADA PARA DIVERSAS REGIÕES



Para a Europa, tanto Ocidental como Oriental, observa-se um comportamento homogêneo, com grande crescimento até 1985, ocorrendo a partir daí um decréscimo. Observa-se, também, que mesmo no período entre 1975 e 1985, no qual a América do Norte desativava a encomenda de grande número de unidades nucleares, na Europa ocorria ainda forte tendência de crescimento, especialmente na Europa Oriental.

Para a desaceleração posterior a 1985 pesam, no caso da Europa Ocidental, menos o problema da competitividade com outras fontes primárias de energia e mais a própria desaceleração das taxas de crescimento econômico, acrescidas do aumento da

eficiência energética global. A demanda por energia elétrica encontra-se num patamar de crescimento quase nulo. Em alguns países, como a da Itália, a opinião pública desfavorável foi fator importante.

Para a Europa Oriental existe uma redução adicional, indicando um cancelamento importante de unidades geradoras, entre 1985 e 1995. Este movimento aparece como resultado da abertura política e das dificuldades econômicas, culminando com a desagregação da URSS. Afinal, era a Rússia o principal usuário e o país que promovia todo o processo de implantação da nucleoeletricidade nessa região. O acidente de Chernobyl teve, também, um papel importante.

Situação diversa das anteriores é observada no Sudeste Asiático, onde o uso da energia nuclear é constantemente crescente desde 1960. Esse comportamento reflete a peculiar situação energética da região, importante importadora líquida de energia e presa a acelerado processo de crescimento econômico.

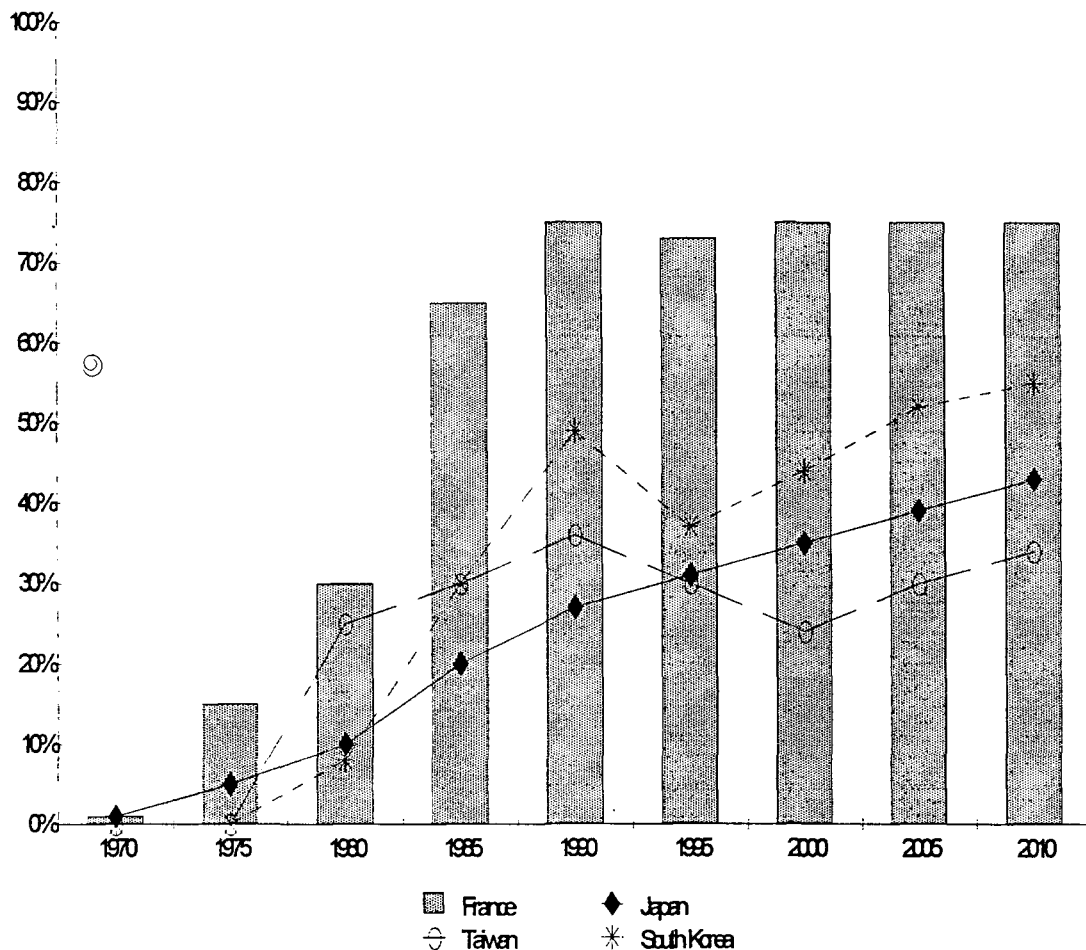
Nessa conjuntura, a opção pela energia nuclear fundamenta-se na conveniência de manter suprimentos diversos e fontes alternativas para atender à demanda energética. Afinal, após implantada, a energia nuclear transforma-se numa fonte com elevado controle interno, já que depende mais da tecnologia e não tanto do suprimento de materiais combustíveis. No caso do envolvimento amplo com as atividades do ciclo do combustível nuclear, inclusive reprocessamento, o problema do suprimento de urânio praticamente desaparece, passando a energia nuclear a se constituir numa fonte totalmente indígena.

É evidente que para o Sudeste da Ásia, a energia nuclear desempenha um papel fundamental no que diz respeito, inclusive, à independência política. O papel futuro da energia nuclear nessa região é, certamente, bem definido e crescente.

Para a América Latina, a África e os outros países da Ásia, a energia nuclear tem pequeno peso na geração global de energia, apresentando valores razoavelmente estáveis desde 1985.

A Figura 3.2.2. procura responder à questão se a energia nuclear será mantida a longo prazo, como fonte de geração de eletricidade. São apresentados os dados relativos à participação prevista para a geração nuclear até 2010, em alguns países.

FIGURA 3.2.2. - EVOLUÇÃO DA NUCLEOELETRICIDADE (% da eletricidade total) EM DIVERSOS PAÍSES, COM PROJEÇÃO ATÉ O ANO 2010.



A importância que a energia nuclear ocupa na geração elétrica da França, Coreia do Sul, Japão e Taiwan, é uma indicação da seletividade quanto ao encaminhamento do problema energético. Estes são países que buscam a competitividade internacional, muitos deles baseados num forte modelo exportador de produtos industrializados. Se a geração nucleoeleétrica fosse uma via não-competitiva, seu uso seria evitado por essas economias.

Pode-se concluir que, dependendo das condições específicas de cada país, a geração nucleoeleétrica pode ser economicamente competitiva, cabendo, porém, uma conjuntura energética adequada ao seu desenvolvimento. O ponto central é que devem ser evitadas conclusões generalizadoras e abrangentes no que diz respeito ao uso de

fontes energéticas. As realidades locais, verdades quase absolutas para um determinado país, não são as mesmas para todos os países e regiões do mundo.

A geração nucleoe elétrica não será a solução definitiva e geral como se pensava no início dos anos 70, mas terá um papel importante para algumas regiões e, especialmente, para alguns países

3.2.3 PRODUÇÃO DE CALOR

Cogeração de energia elétrica e de vapor para uso industrial, água quente para aquecimento local e distribuição em redes municipais, vapor para uso na indústria química ou para a extração e processamento do petróleo, etc... diversas aplicações do potencial térmico da energia nuclear foram consideradas, visando o uso direto do calor. Algumas chegaram, mesmo, a ter uso comercial

Inicialmente, como inovação tecnológica, na década de 60 e, em seguida, como via alternativa ao petróleo, na década de 70, a perspectiva de se utilizar comercialmente o calor nuclear seguiu caminho muito semelhante ao da implantação da nucleoeletricidade

O uso direto do calor na produção e nos serviços é, globalmente, tão intenso quanto o uso da energia elétrica, motivando que a criatividade para se aplicar a energia nuclear nesse mercado fosse amplamente exercitada. A expectativa inicial era que seria possível ocupar um espaço tão significativo quanto o da nucleoeletricidade

Ainda em 1964, através da operação comercial da Central Nuclear Agesta, na Suécia, iniciava-se o uso comercial do calor produzido por fonte nuclear, consistindo na cogeração de energia elétrica e de água quente para uso municipal. Margen(1984) descreve a origem e a evolução desse projeto, destacando as características pioneiras do empreendimento e o interesse no uso futuro dos reatores moderados à água pesada.

Ocorre, porém, uma diferença fundamental entre estas duas vertentes do uso da energia. Para a energia elétrica, a produção é centralizada e o produto a ser consumido é fácil de ser distribuído, praticamente uniforme e homogêneo. Para o calor, as características são bem diferentes. O consumo é diversificado em forma e temperatura

A produção e o consumo do calor são, em geral, efetuados de maneira descentralizada, processando-se ambos localmente. As dificuldades para o transporte e a

estocagem do calor indicam a conveniência de se acoplar localmente sua produção e consumo. As perdas térmicas são, em geral, maiores e mais custosas para serem evitadas do que as perdas elétricas, reforçando o caráter simultâneo e local que a produção e o consumo do calor apresentam.

A Tabela 3.2.3. mostra a distribuição do consumo de calor na Alemanha e no Japão, em 1977, por faixa de temperatura. A fim de se permitir uma melhor compreensão das diferenças na distribuição das temperaturas, são também apresentados os valores acumulados. Destaca-se que o calor pode estar sendo incorporado ao processo de diversas maneiras, independente das temperaturas indicadas. As possibilidades são, por exemplo, na forma de vapor, ou de água quente pressurizada ou, ainda, calor da própria reação química, como na produção do aço. Os dados foram extraídos de Bittermann et al(1984) e de Yasuno(1983).

Mesmo apresentando economias razoavelmente semelhantes quanto ao desenvolvimento tecnológico, formas de produção, participação do setor industrial no produto interno bruto, etc..., é patente a grande diferença no consumo de calor, apresentada pelos dois países. Localização geográfica, hábitos da população, características das infra-estruturas industrial e urbana, inércia industrial, são diversos os fatores que influenciam decisivamente no uso do calor por faixa térmica, em contraposição ao uso homogêneo da energia elétrica.

Para países do hemisfério norte, que ocupam regiões frias do planeta, diversas alternativas para uso do calor nuclear em redes municipais de distribuição foram estudadas, especialmente a partir da experiência empreendida pela Suécia. Mais de 60% do calor usado na Alemanha é para aquecimento ambiental, dando a clara noção do potencial econômico que esta aplicação tem.

Beresovski(1983) descreve pesquisas nucleares na área do aquecimento ambiental, financiadas pelo Governo dos Estados Unidos, em 1973, através da "United States Energy Research and Development Agency" (US-ERDA), mostrando uma busca de alternativa ao uso dos derivados do petróleo. Da mesma forma, o Canadá desenvolveu o projeto Slowpoke e a Rússia o projeto AST, ambos para o aquecimento ambiental. Já na década de 90, a China mantém uma linha de pesquisa para reatores aquecedores ambientais, com potência até 200 MWth, conforme descrito por Zheng et al.(1993)

Para o calor industrial à baixa temperatura, aqui considerado até 300 graus Celsius, uma boa revisão das possíveis aplicações para reatores nucleares é feita por Sokolov, no âmbito do projeto AST, central nuclear para a cogeração de calor e eletricidade, baseada na planta russa VVER. São analisadas novas alternativas para o uso do calor de processo, por exemplo, na extração direta de minerais solúveis usando-se vapor e água quente. Outras aplicações atualmente não efetuadas comercialmente, são consideradas possíveis no âmbito do projeto AST.

TABELA 3.2.3. - USOS PRINCIPAIS DO CALOR INDUSTRIAL, POR FAIXA DE TEMPERATURA, NO JAPÃO E NA ALEMANHA

FAIXAS DE TEMPERATURA (graus Celsius)	JAPÃO		ALEMANHA		USOS PRINCIPAIS
	USO (%)	ACUMULADO (%)	USO (%)	ACUMULADO (%)	
000-100	12,7	12,7	63,4	63,4	aquecimento residencial e comercial
100-200	12,3	25,0	4,1	67,5	alimentos e bebidas, tecidos açucar e álcool
200-300	8,2	33,2	3,3	70,8	papel e celulose, produtos químicos
300-400	6,8	40,0	2,9	73,7	produtos químicos e petroquímicos
400-500	3,4	43,4	2,1	75,8	produtos químicos e farmacêuticos
500-600	2,1	45,5	0,6	76,4	produtos químicos e farmacêuticos
600-700	2,5	48,0	0,5	76,9	metais não ferrosos
700-800	6,0	54,0	0,4	77,3	metais não ferrosos
800-900	7,6	61,6	0,6	77,9	produtos químicos
900-1000	3,4	65,0	1,1	79,0	vidro, cerâmica
1000-1100	4,3	69,3	1,6	80,6	aço
1100-1200	6,4	75,7	2,3	82,9	aço, cerâmica
1200-1300	7,2	82,9	4,0	86,9	aço, cerâmica
1300-1400	6,0	88,9	5,7	92,6	aço
1400-1500	6,8	95,7	4,6	97,2	aço, cimento, vidro
1500-1600	4,3	100,0	2,8	100,0	aço, cimento, vidro

De maneira semelhante ao ocorrido no caso da propulsão nuclear, acreditou-se, inicialmente, que o amplo estoque de energia contido na fissão nuclear poderia abrir novos caminhos para o uso do calor industrial, impondo-se em aplicações antes não consideradas.

Como um patamar adicional para as aplicações de calor a alta temperatura, diversos estudos foram feitos, especialmente na Alemanha e no Japão, visando o uso dos reatores refrigerados a gás.

No caso do Japão, a Tabela 3.2.3. indica o grande potencial energético consumido na produção do aço, o que despertou o interesse de se estabelecer, em 1973, uma Sociedade de Engenheiros para a Produção Nuclear de Aço, conforme descrito por Yasuno(1983). A pesquisa e o desenvolvimento de reatores térmicos a alta temperatura prossegue ainda hoje, cobrindo a implantação de uma planta de demonstração capaz de produzir hélio com temperatura acima de 950 graus Celsius. A instalação é chamada de VHTR, ou seja, "Very High Temperature Reactor".

Na Alemanha, a pesquisa foi direcionada para reatores refrigerados à gás que pudessem se integrar diretamente às plantas químicas, formando complexos industriais que se tornariam autosuficientes quanto ao uso de calor e de eletricidade. Procurava-se, dessa forma, atender ao requisito básico do consumo descentralizado e local do calor. Considerava-se que reatores nucleares HTR, de pequeno porte e produzindo gases com elevadas temperaturas, deveriam ser economicamente viáveis e competitivos.

Também na Alemanha, na década de 70, foi intensa a pesquisa para a produção de combustíveis sintéticos e para a gaseificação do carvão via calor nuclear. Para reatores do tipo HTR, Schröter et al(1983) descrevem as vias disponíveis para a gaseificação do carvão, enquanto Kirch e Schäfer(1983) analisam a produção de hidrogênio, de metanol e de combustíveis sintéticos.

Uma possibilidade interessante, no caso do uso conjunto do calor nuclear a alta temperatura e das reações químicas, é discutida por Harth et al.(1983), quando abordam a alternativa de se transportar e armazenar energia utilizando o que chamam de "sistema com tubulação termoquímica". O calor nuclear é usado na produção termoquímica de uma mistura de hidrogênio e monóxido de carbono, a partir do metano e da água, que é distribuída para queima em outras instalações, nas quais o calor é aproveitado e o gás metano recuperado, retornando ao processamento inicial. Esquema semelhante foi estudado considerando a produção e a distribuição de hidrogênio, conforme descrito por Beghi(1984).

Praticamente, todo o espaço coberto pelo calor produzido por fontes químicas, poderia ser ocupado, também, pelo calor proveniente de fonte nuclear. A Tabela 3.2.4.

relaciona o tipo de reator, as condições termodinâmicas possíveis de serem obtidas e as aplicações cobertas.

Da análise da Tabela 3.2.4 destaca-se o pequeno aumento das aplicações cobertas pelo calor nuclear, resultante da introdução dos reatores rápidos FBR. Os números indicam que, apesar de permitir uma melhoria apreciável nas condições termodinâmicas do vapor, o acréscimo efetivamente coberto pelas aplicações industriais e de somente 5%. Certamente, não é para produzir calor nuclear que se justificariam os pesados investimentos no desenvolvimento da tecnologia FBR, embora o Cazaquistão, antigo membro da URSS, utilize, com sucesso, um reator deste tipo na sua Central Energética Nuclear BN-350

TABELA 3.2.4. - REATORES E APLICAÇÕES DO CALOR NUCLEAR, COM POTENCIAL DE USO EM DOIS PAÍSES INDUSTRIALIZADOS

CONDIÇÕES TERMODINÂMICAS MÁXIMAS	TIPOS DE REATORES	APLICAÇÕES	POTENCIAL DE USO (%)
vapor a baixa e média pressões (300 graus Celsius e 80 atmosferas)	BWR FWR HWR VVER RBMK	aquecimento de água quente aquecimento ambiental dessalinização da água papel e celulose açúcar e álcool estufas para agricultura; alimentos e bebidas indústria têxtil	40(Japão) a 70(Alemanha)
vapor a alta pressão (550 graus Celsius e 180 atmosferas)	FBR AGR	indústria química e petroquímica tratamento do xisto recuperação de petróleo	45(Japão) a 75(Alemanha)
gases a altíssima temperatura (He ou CO ₂ a 950 graus Celsius ou mais)	HTGR HTR VHTR	gaseificação do carvão combustíveis sintéticos produção de hidrogênio produção de aço "Aplicações termoquímicas"	75(Japão) a 85(Alemanha)

Por outro lado, é transparente que, para o Japão, o calor nuclear é de maior interesse se cobrir as faixas mais altas de temperatura, atingidas pela instalações do tipo HTR, enquanto que, para a Alemanha, interessaria usar o calor dos reatores LWR.

Se tantos estudos foram efetuados, as pesquisas foram tão abrangentes e as possibilidades são diversas, porque, afinal, não se firmaram comercialmente as aplicações do calor de origem nuclear?

O que ocorreu com a Central Nuclear Agesta dá boa indicação das dificuldades reais.

Tecnicamente, a planta operou muito bem e de forma segura. Quando foi desativada, em 1973, as resistências ao uso da energia nuclear eram incipientes e, neste caso houve até uma certa pressão para se manter a operação da instalação nuclear, já que a alternativa de queimar combustível fóssil trouxe um acréscimo imediato e visível de poluição, na forma de fumaça.

O problema residia, porém, na competitividade da planta. Por ser de pequeno porte para os padrões requeridos pelas instalações nucleocelétricas, era inviável mantê-la operando somente para a produção de calor. E isto em 1973, no limiar da crise do petróleo, época na qual essa competitividade, face aos combustíveis fósseis, estaria favorecida.

O uso do calor é feito em pequenas quantidades, muitas vezes com baixo fator de capacidade e de forma descentralizada, diferentemente da eletricidade, conforme já discutido. Neste caso, a energia nuclear tem grande dificuldade de se tornar competitiva face à flexível e já bem estabelecida produção de calor proveniente dos combustíveis fósseis.

Balz et al(1994) mostram um interessante estudo, indicando que somente 15 estabelecimentos industriais, dos mais de 136.000 existentes na Inglaterra, em 1984, apresentavam carga térmica maior que 200 MWth. Provavelmente, em muitos desses 15 estabelecimentos grandes consumidores de calor, ainda não seria adequado pensar-se em se usar o calor nuclear, já que os estudos de segurança indicariam a inconveniência de se colocar instalações nucleares junto a plantas com alto risco de explosões químicas, especialmente em ambientes urbanos ou com densidade populacional elevada.

Uma aplicação onde calor nuclear é usado de forma competitiva, é indicada por Morgan e Dias(1984), quando descrevem o Centro Nuclear de Bruce, onde existe a produção de eletricidade e é processada a produção de água pesada para os reatores CANDU. A característica especial da aplicação é se vincular diretamente ao ciclo do combustível nuclear, sendo a integração do calor nuclear efetuada como parte do processo nuclear de produção de energia elétrica.

Além dos problemas de competitividade já apontados, as resistências que passaram a existir ao uso amplo e distribuído da energia nuclear, a partir da década de 80, dificultaram as iniciativas de caráter comercial. Adicionalmente, a abundância

energética, que resultou no decréscimo acentuado do preço dos combustíveis fósseis, transformou-se no fator decisivo, inibidor do uso do calor nuclear.

Com exceção do Japão, que mantém o programa de pesquisa e desenvolvimento do reator à alta temperatura, HTR, e da China, que indica ter interesse no uso do aquecimento de ambientes com calor nuclear, em pequenas unidades distribuídas por todo o país, iniciativas relacionadas ao uso do calor nuclear foram, em geral, abandonadas

Dos investimentos anteriores, o Centro Nuclear de Bruce, no Canadá, e a Central Energética Nuclear BN-350, no Cazaquistão, são aplicações que hoje operam. Um possível usuário que dá indicações de se manter, no futuro, ativo no uso do calor nuclear, é a Rússia. Também o Cazaquistão prevê ampliar a Central Energética Nuclear, introduzindo novas instalações FBR.

Deve-se considerar, nesses casos, as especiais necessidades de calor nas regiões que sofrem invernos longos e severos, ou mesmo nas regiões árticas remotas do país. As dificuldades de acesso, durante boa parte do ano, apontam para a conveniência de se dispor de um grande estoque de energia, com reposição anual ou mais longa. Esse papel é muito bem jogado pelas instalações nucleares e aí não há competidor à vista.

3.2.4. PRODUÇÃO DE ÁGUA DOCE.

O aumento da demanda, preso fundamentalmente ao crescimento populacional e às mudanças no estilo de vida, juntamente com os problemas de poluição dos lençóis de água doce, trazem uma preocupação crescente quanto à disponibilidade de água adequada ao consumo humano. Este problema tem sido abordado sistematicamente em muitos encontros que tratam da vida futura na Terra

Problemas de suprimento de água são já patentes em muitas regiões do planeta. Estudo da IAEA(1992) indica que 32 países utilizam hoje a dessalinização da água do mar como forma de garantir seu suprimento de água. Mais importante, a produção de água por dessalinização está evoluindo numa taxa média anual de 8%, desde 1974, com indicações de aceleração recente desta taxa.

Naturalmente, só caminham para esta solução aqueles países que não dispõem de alternativas mais baratas para atender sua demanda, sendo esse o cenário onde se deva

estudar o interesse da utilização da energia nuclear, ou seja, já existe uma tendência de uso da dessalinização e a dúvida está na competitividade da fonte de energia, se de origem fóssil ou nuclear. O estudo da AIEA mostra que o custo de produção da água por dessalinização oscila entre 0,8 e 1,2 US\$/m³, sendo a fonte nuclear a mais competitiva para as grandes instalações, com produção acima de 500.000 m³ por dia.

Os números disponíveis indicam que o custo de produção da água tem se elevado sistematicamente nos países que não desenvolveram mecanismos para o controle da demanda. A indicação é, pois, que a disponibilidade de água tornou-se um problema de caráter quase mundial, com ênfase em algumas regiões especialmente populosas ou que, por características climáticas, contam com pequenos índices pluviométricos.

A dessalinização da água do mar constitui-se numa possível aplicação da energia nuclear. Esta aplicação pode se processar tanto pelo uso do calor, no caso da destilação, como pela nucleoeletricidade, quando a osmose reversa é usada. A dualidade das vias motivou que fosse aqui feito um tratamento em separado para o assunto, não se enquadrando totalmente nem na nucleoeletricidade nem no uso exclusivo de calor nuclear.

As vias possíveis para o uso da energia nuclear na dessalinização despertaram especial interesse da AIEA a partir de 1990, quando foram promovidos encontros de especialistas para discutir-se o assunto. Em 1992, foi emitido um relatório conclusivo, conforme analisado por Kupitz (1992).

Considerando a necessidade de plantas com porte cada vez maior, de forma a atender à demanda crescente e, face às características de utilizar elevado fator de capacidade, a energia nuclear é especialmente competitiva para esta aplicação. Outro fator favorável reside na produção centralizada, indicando boas condições de controle radiológico e segurança da instalação nuclear dessalinizadora.

Para a produção de água via destilação é possível empregar-se todo o potencial térmico da Central nuclear, aumentando a produção útil de energia e evitando a dissipação térmica no meio ambiente. A vantagem econômica indicada pela AIEA para o processo por destilação múltipla está, certamente, em consonância com o elevado aproveitamento da energia térmica nuclear.

Locais que já contam com suprimento de energia elétrica apresentam a possibilidade de cogeração de água e energia elétrica, aproveitando totalmente o potencial da geração nucleoeleétrica. Para potências acima de 200 MW elétricos, desde

que acopladas à necessidade de pelo menos 500 000 metros cúbicos de água por dia, a geração nuclear é a alternativa mais competitiva, conforme bem detalhado pela AIEA.

Embora pouco divulgada, a experiência do uso da energia nuclear para a produção de água remonta ao primeiro momento de implantação da energia nuclear. Ainda em 1963, foi iniciada a montagem da Central Nuclear BN-350, instalada e operando desde 1973, no Cazaquistão. Nesta planta, foi implantada a cogeração de eletricidade, vapor e água doce.

A Central Nuclear BN-350 opera, ainda hoje, utilizando um reator rápido refrigerado à metal líquido, constituindo-se numa verdadeira central nuclear de energia, apoiando todo um polo regional para desenvolvimentos científico, tecnológico e industrial.

Outras iniciativas, mantidas a nível de estudo, existiram, propondo o uso da energia nuclear para a produção de água. Vale a pena destacar o projeto concebido pelos japoneses, no qual previa-se produzir 40 metros cúbicos de água por segundo, adequada à irrigação de regiões desérticas ou de terras em processo de desertificação. O objetivo principal era propiciar a produção de alimentos em regiões onde hoje isto não é possível.

É especialmente interessante, no projeto japonês, o conceito em estudo, pois considera possível produzir grandes quantidades de água a custo muito baixo, única forma de viabilizar o uso na agricultura da água proveniente da dessalinização. A instalação nuclear baseava-se num reator rápido refrigerado a metal líquido e a água seria produzida via osmose reversa.

3.3 PERSPECTIVAS FUTURAS.

Final, após enfiar todas as possíveis aplicações, pode-se afirmar que a energia nuclear, como fonte energética para uso comercial, é um grande fracasso, como querem alguns, ou é, por outro lado, um grande sucesso, como afirmam outros.

Na ampla gama de alternativas estudadas, usos comercialmente comprovados e expectativas de grandes estoques de energia a baixo custo, abertas pelo sistema energético nuclear, considerando os caminhos de implantação seguidos desde os primeiros momentos dessas aplicações, parecem ter validade ambos os argumentos.

A questão é de ótica.

Se olhada pelas expectativas que gerou, pode-se falar em fracasso.

Se olhada pelo verdadeiro caminho trilhado pelas outras tecnologias, desde a descoberta e fundamentação científica, até sua efetiva implantação no ambiente comercial competitivo, pode-se falar em sucesso.

Nenhum outro limiar científico fundamental, após descoberto, implantou-se como vertente tecnológica em tão curto espaço de tempo e assumiu de forma tão definitiva seu papel no cenário tecnológico e geopolítico internacional, como a fissão nuclear, descoberta em 1939 e usada em um reator nuclear em 1942. Por outro lado, também não se assistiu antes a um desgaste tão amplo das promessas trazidas por um setor tecnológico, como o experimentado pelo mesmo setor nuclear, no curto espaço de sua existência.

É o futuro?

É necessário saber se a energia nuclear tem seu futuro razoavelmente garantido como aplicação comercialmente competitiva, pois, conforme já lembrado antes, não é razoável supor-se que somente o Brasil manteria aberta esta porta se todos os outros países, que a utilizam de forma intensa, estivessem efetivamente dela se afastando. Pelo contrário, os dados históricos já amplamente apresentados indicam que o Brasil tem hoje pequena participação na geração nucleoeleétrica e, certamente, não seria o responsável por "apagar a luz" desta tecnologia, caso ela se torne definitivamente inviável.

Deseja-se aqui abordar a competitividade futura da energia nuclear, considerando o contexto internacional. A intenção é analisar o problema evitando falsas expectativas. As indicações e a experiência do passado, agora já contando com mais de 40 anos, permitirão jogar alguma luz sobre o que se pode esperar do futuro.

Do texto anterior, já ficou evidente que não se pode fazer uma análise global e única sobre o comportamento do setor energético, o qual tem sua dinâmica fundamentalmente ditada pelas realidades locais e regionais. O mesmo se aplica à avaliação do setor nuclear, conforme será discutido.

A análise feita a seguir considera tanto as linhas de reatores como os ciclos do combustível nuclear. Para os ciclos, aproveita-se a oportunidade para introduzir-se alguns conceitos que poderão ter impacto nas conclusões finais deste estudo.

Os problemas das reservas minerais, dos rejeitos radioativos e do meio ambiente, são os que encaminharão as decisões internas ao setor nuclear, quanto ao tipo de reatores e de ciclo do combustível nuclear, dentro de um contorno definido pela

competitividade econômica. Esses pontos serão abordados no estudo técnico e econômico que se efetua a seguir

3.3.1. TECNOLOGIA DOS REATORES E DOS CICLOS

Ao apresentar-se a história do desenvolvimento da energia nuclear, ficou transparente que as diversas alternativas de reatores foram sendo desenvolvidas de forma a atender objetivos específicos, tanto do programa de propulsão naval como do de explosivo nuclear

Após triagem no tempo, sustentaram-se nas aplicações da indústria nuclear as vertentes principais LWR, dos tipos PWR, VVER e BWR, com amplo domínio no total das instalações em operação, e HWR, com os programas nucleares canadense e indiano, principalmente. Pela importância quanto ao uso das reservas minerais, muitas tentativas tecnológicas foram feitas, e continuam sendo, agora em um número menor de países, para implantar a vertente LMFBR. Também os reatores refrigerados a gás, HTGR, especialmente pelo uso potencial em produção de calor e em ciclos térmicos com rendimentos elevados, receberam atenção constante. Para os reatores a gás, apesar do número ainda significativo de instalações em operação, será mostrado que existe hoje uma tendência clara para sua desativação futura no mercado nucleoeletrico, com substituição por unidades LWR, como ocorre atualmente na Inglaterra.

Dependentes de sua origem e evolução histórica, as linhas de reatores que subsistiram mantiveram suas concepções físicas e de engenharia, fazendo com que, no setor energético nuclear, sua competitividade esteja vinculada a essas concepções originais. As variáveis principais dessa vinculação dizem respeito ao material fissil empregado como combustível, ao meio fluido para escoamento do calor e para conversão termo-eleto-mecânica, aos arranjos físico e de materiais empregados no núcleo do reator e nos circuitos térmicos, e às condições da física dos nêutrons que promovem a reação em cadeia

Quanto aos reatores LWR, desde sua origem a preocupação fundamental definidora de sua engenharia era que se constituísse em uma instalação compacta, com capacidade para operar continuamente por longos períodos, operacionalmente simples e de fácil manutenção, conforme aplicável à uma planta propulsora naval.

A decisão de se usar o urânio enriquecido nos LWR, era necessária tanto para permitir a reação em cadeia como para dar o grande conteúdo inicial de energia, o qual viabiliza o funcionamento contínuo da instalação sem troca constante de combustível. O projeto LWR beneficiava-se, assim, da disponibilidade desse material, tornada possível pelo outro programa em desenvolvimento na época, direcionado para a produção do artefato nuclear.

Da mesma forma, a compactação permitida pelo uso dos sistemas a água pressurizada, contida em vasos de pressão, dava a densidade de potência adequada à instalação. A eficiência térmica da instalação não era uma questão fundamental já que o maior enriquecimento necessário para fazer funcionar a planta propulsora não implicava em se aumentar o espaço ocupado ou o peso da instalação, variáveis básicas no projeto de submarinos.

As observações anteriores valem integralmente para os PWR, mas são também aplicáveis aos BWR, já que esses constituem uma concepção totalmente derivada da anterior, como uma tentativa de simplificar a planta pela eliminação do circuito térmico de alta pressão. É evidente, porém, que o conceito BWR é fundamentalmente o mesmo do PWR, quando são consideradas todas as variáveis principais indicadas anteriormente. A tentativa de se fazer do reator nuclear uma verdadeira "caldeira" não mudou a natureza da instalação, se enxergada como alternativa dentro do sistema energético nuclear.

Para as usinas em operação, existe a forte predominância do número de instalações do tipo PWR, incluindo os VVER, em relação ao BWR, embora a diferença efetiva entre ambos, no que diz respeito ao uso de reservas minerais, competitividade comercial, produção de rejeitos e aplicações em produção de vapor e de água doce, não possam ser diferenciadas por princípios fundamentais da física ou da engenharia, conforme já observado. A pequena diferença na implementação do ciclo térmico é pouco significativa quanto aos atributos globais da instalação, fazendo com que a diferença de competitividade seja, também, discutível. Não há, enfim, um claro diferencial que determine uma vantagem econômica ou técnica para qualquer das duas alternativas de LWR.

Aparentemente, a escolha entre PWR e BWR vincula-se a outros objetivos buscados por quem decide, por exemplo, quando opta pelo PWR como forma de antecipar um programa de propulsão nuclear, ou quando escolhe um BWR como forma

de dar continuidade à implantação de um programa nuclear que procura diversificar as linhas de fornecimento das instalações. Lembre-se aqui que os primeiros BWRs implantados na Alemanha e no Japão viabilizavam a utilização da energia nuclear por esses países, sem implicar em um envolvimento direto com a instalação PWR, derivada da propulsão nuclear para submarinos.

Existe, hoje, uma tendência para o predomínio crescente da vertente PWR, face à opção tecnológica da França, Inglaterra, Alemanha, China e Coreia do Sul em implantar e desenvolver a tecnologia deste tipo de unidade. Estes são países que tendem a manter uma participação importante da nucleoelectricidade, conforme já discutido no capítulo 3. Como projetistas e usuários principais, o Japão e os Estados Unidos mantêm aberta a alternativa BWR, embora sejam, também, importantes parceiros no uso dos PWR.

Para o estudo dos itens subsequentes, diante da irrelevância que existe em se separar os PWR dos BWR, considerando o nível de detalhamento no qual o assunto é aqui tratado, vai-se considerar o PWR como planta de referência para os reatores do tipo LWR. Da mesma forma, não se faz distinção entre os diversos tipos de PWR, por exemplo os VVER, já que, novamente, a acuidade buscada, quanto a competitividade dos elementos do sistema energético nuclear, não visa detectar esta competitividade dentro de uma família de reatores, mas sim entre famílias de reatores e de ciclos do combustível. Busca-se, enfim, a competitividade do sistema energético nuclear face ao mundo externo e entre as grandes famílias de reatores e de ciclos, e não o detalhamento completo de sua competitividade interna. Para a competitividade externa, o que importa são as características principais inerentes a cada vertente oferecida pelo sistema energético nuclear.

Mais fácil torna-se compreender a opção entre reatores quando estão envolvidas as alternativas LWR e HWR, já que agora existem claras diferenças na engenharia e, principalmente, na física dos reatores, embora os HWR sejam também instalações do tipo "à água pressurizada", algumas vezes chamados de PHWR.

A história tem indicado que normalmente busca a alternativa HWR quem deseja implantar instalação de menor porte, que não necessite de urânio enriquecido ou que esta buscando o uso mais flexível das reservas minerais, por exemplo, o uso futuro do tório como combustível, em complementação ao uso do urânio. Preferirá um LWR quem dispõe de urânio enriquecido ou está buscando instalações nucleares de maior porte

Projetado originalmente para produzir plutônio a partir do urânio natural, ou seja, operando fundamentalmente com pequena quantidade de material fissil, os HWR promovem um uso muito eficiente dos nêutrons disponíveis no núcleo do reator, de forma a manter a reação em cadeia. Uma necessidade imposta pela pequena quantidade de material fissil é a troca constante de combustível, levando ao carregamento em operação, enquanto que nos LWR torna-se necessário desativar a unidade para promover a troca de combustível.

O uso eficiente das reservas minerais e a troca do combustível com o reator em operação são vantagens evidentes. O preço a ser pago por essas vantagens aparece no custo dos materiais envolvidos, especialmente a água pesada, e no porte da unidade, que não pode ser tão grande quanto um LWR, devido ao conceito de tubo de pressão, necessário para permitir o carregamento contínuo de combustível.

Sendo um sistema do tipo a água pressurizada, sofrem os HWR da mesma limitação que os LWR quanto à temperatura máxima do ciclo térmico, neste caso agravada pela implementação do sistema de tubos de pressão, levando a temperaturas no núcleo e rendimentos térmicos ainda menores que os obtidos pelos LWR. Por outro lado, apresentam também muitas das vantagens dos PWR, especialmente quanto à operacionalidade e facilidade de manutenção da planta.

Fatores conflitantes atuam na análise da competitividade de HWR e LWR. O carregamento contínuo de combustível e o uso do urânio natural são vantagens dos HWR, devido à maior disponibilidade da instalação e ao menor custo do ciclo do combustível nuclear, enquanto o maior porte, o rendimento térmico um pouco melhor e o uso da água natural, em vez da água pesada, são vantagens para os PWR, que se reforçam quando a potência da instalação aumenta.

As pequenas diferenças quanto às temperaturas envolvidas no circuito térmico não trazem vantagem específica para os PWR, no que diz respeito ao uso do calor ou à produção de água doce.

Para a geração nucleoe elétrica, os fatores indicados acima não dão, por si, uma vantagem específica para qualquer dos dois competidores, conforme tem sido verificado ao longo da história, com países decidindo por uma ou por outra linha. Mais significativo tem sido o movimento recente, por exemplo da Coreia do Sul, que entendeu serem as duas linhas de reatores complementares e não competidoras, conforme será discutido nos itens seguintes.

Pode-se afirmar que são as condições externas, aquelas inerentes, por exemplo, ao posicionamento estratégico do país ou do usuário quanto ao uso de reservas minerais e quanto à geração de rejeitos radioativos, que vão indicar a preferência por uma das linhas de reatores. Outros aspectos externos podem ser mencionados, quanto, por exemplo, à inserção tecnológica internacional, ao modelo industrial do país, ao porte e à forma de operação do sistema elétrico, etc...

Novo limiar tecnológico é alcançado quando se trata dos reatores HTGR, os quais permitem obter-se temperaturas úteis maiores que 1000 graus Celsius, ampliando bastante o campo das aplicações que podem ser cobertas pelo sistema energético nuclear. As possibilidades vão desde o uso direto do calor até a melhoria do rendimento térmico dos circuitos termo-eleto-mecânico, permitindo inclusive o uso de turbinas a gás com elevado rendimento e ciclos combinados gás-vapor.

Como nova vertente do sistema energético nuclear, os reatores HTGR apresentam um gás como meio para transferência de calor, podendo a conversão eletro-mecânica basear-se em ciclo a vapor ou em ciclo direto, embora a tecnologia hoje comprovada use somente o ciclo a vapor. Devido à baixa densidade de potência e ao uso de grafite, os reatores HTGR são de grande porte e necessitam de material fissil com elevado enriquecimento para manter a reação em cadeia. Tentativas para contornar esses problemas foram feitas, visando a troca contínua de combustível, para instalações de menor porte, projetadas para a produção de calor ou para a cogeração eletricidade-calor.

Da mesma forma que as outras tentativas, tanto na área da geração nucleoeleétrica como nas aplicações de calor, efetuadas desde o primeiro momento de implantação da indústria nuclear por diversos países, falhou o programa nuclear da Alemanha que buscava a indústria química como um nicho de mercado para os reatores HTGR. É evidente que existe uma dificuldade real para a manutenção, no futuro, desta via do sistema energético nuclear. Buscar-se-á enfocar esse aspecto, de forma a se entender as razões da dificuldade comercial dos HTGR.

Para a geração nucleoeleétrica, o maior rendimento térmico oferecido pelos HTGR não tem sido capaz de superar as vantagens trazidas pelos LWR e HWR, resultantes de uma implementação de engenharia que se mostrou mais confiável e que tem levado ao deslocamento dos HTGR, especialmente pelos LWR. Nas aplicações de calor, a dificuldade que se apresenta não é dos HTGR, onde certamente teriam grande vantagem dentro do sistema energético nuclear, mas da própria opção nuclear.

Quanto ao uso de reservas e à geração de rejeitos radioativos, existem diferenças substanciais entre os reatores HTGR e seus outros competidores no sistema energético nuclear, com especial ênfase na maior flexibilidade trazida pelos HTGR quanto ao uso do tório como combustível nuclear. Lembre-se aqui que a origem dos HTGR remonta ao programa da bomba atômica, sendo esta família de reatores também bastante flexível quanto ao uso dos materiais nucleares combustíveis. Nesse sentido, os HTGR são, originalmente, os competidores dos HWR;

Esta possibilidade trazida pelos HTGR, quanto ao uso flexível das reservas de minerais atômicos, foi amplamente explorada como uma vantagem sobre seus competidores, especialmente na década de 60. É notório que o interesse do Brasil por esta linha de reatores tinha como motivação a possibilidade de contornar as pequenas reservas de urânio disponíveis na época, o que era percebido como um fator limitante para que o país utilizasse a geração nucleoe elétrica. O uso do tório era, então, a oportunidade buscada.

Passando novamente para um outro patamar dentro do sistema energético nuclear, caminha-se para a vertente LMFBR, na qual a energia da radiação inerente à energia nuclear joga um papel fundamental.

Diferentemente dos reatores térmicos LWR, HWR e HTGR, o que se busca nos LMFBR é promover a reação nuclear em cadeia utilizando nêutrons com alta energia, para os quais devem ser evitados os materiais que a reduzam. Assim, densidades de potência muito elevadas e grande capacidade para remoção de calor indicam o uso de metais líquidos como meio para transferência de calor.

Mesmo que temperaturas mais elevadas sejam conseguidas nos reatores LMFBR, a conversão termo-eleto-mecânica é feita por circuitos a vapor, não se caracterizando uma grande vantagem em relação aos sistemas a água, do tipo LWR ou HWR. Rendimentos térmicos um pouco maiores e aplicações de calor com temperaturas também um pouco maiores são possíveis com os LMFBR, mas ao custo de uma grande complexidade técnica adicional, fazendo com que os investimentos envolvidos sejam seguramente muito maiores que os apresentados pelos reatores a água. Para os LMFBR torna-se necessário implantar-se todo um circuito térmico adicional, operando a metal líquido, cuja única função é promover uma barreira entre o metal líquido que circula no reator e a água existente no circuito a vapor.

Se tecnologicamente é tão mais complicado e se, adicionalmente, apresenta pelos próprios fundamentos da engenharia e da física, um custo mais elevado para as aplicações, porque sempre houve interesse na vertente LMFBR, refletido nos pesados investimentos internacionais feitos nessa linha de reatores?

A resposta encontra-se não na competitividade das aplicações mas, fundamentalmente, no uso das reservas minerais, já que os LMFBR empregam eficientemente a energia da radiação proveniente da fissão, transformando em material físsil por nêutrons de baixa energia as reservas de urânio e de tório encontradas na natureza.

Os LMFBR são máquinas que exploram caminhos alternativos no uso da energia da radiação, por exemplo, utilizando como combustível materiais que são fissionáveis somente quando expostos a nêutrons com elevada energia. Uma via recente, que tem reforçado o interesse pela vertente LMFBR, são os esquemas de transmutação de rejeitos radioativos gerados por outras vertentes de reatores, como forma de redução do impacto ambiental global da nucleoeletricidade. Nessas transmutações, a presença dos nêutrons com alta energia, existentes majoritariamente no núcleo dos LMFBR, abre possibilidades de reações nucleares que ocorrem somente com intensidade muito menor nos reatores térmicos dos tipos LWR, HWR e HTGR.

Embora o interesse internacional pelos LMFBR tenha se reduzido, as novas possibilidades de uso abertas por esta vertente do sistema energético nuclear, adicionadas ao grande investimento efetuado para a comprovação da sua viabilidade tecnológica, fazem com que seja decidida a sua inclusão no Modelo OMNUS.

O atual desinteresse econômico pelos LMFBR é fruto tanto das dificuldades tecnológicas crescentes que tem se apresentado ao longo dos anos, como da percepção de que as reservas minerais estão menos pressionadas, devido ao menor ritmo de implantação dos reatores nucleares.

Outro problema que levou ao desinteresse pelos LMFBR reside na resistência à proliferação do uso internacional do plutônio, promovida especialmente pelos Estados Unidos, já que a via LMFBR não se sustenta senão dentro de um sistema que reaproveite o novo combustível produzido. Conforme será discutido, este problema adicional pode ser contornado se viabilizarem-se os ciclos "Tandem" sem reprocessamento, nos quais o combustível de um reator é usado diretamente em outro reator, evitando-se tanto a separação do plutônio como o processamento químico do combustível irradiado.

Ao montar o Modelo OMNUS, no capítulo 4, o PWR comporá a base de dados representando a competitividade dos LWR. Da mesma forma, para os outros componentes do sistema energético nuclear, ou seja, as vertentes HWR, HTGR e LMFBR, bem como para os ciclos do combustível nuclear estudados no item seguinte, cada um será representado por dados que compõem um conjunto específico e coerente tecnicamente.

Foi para produzir plutônio que se projetaram os primeiros reatores, como via para a explosão nuclear, da mesma forma que tinham objetivo semelhante os esforços iniciais quanto ao enriquecimento isotópico do urânio. As duas alternativas buscadas para a bomba atômica, quer a via reator quer a via enriquecimento/purificação química, estabeleceram as bases para todas as etapas do ciclo do combustível nuclear, da forma como ainda hoje existem.

Observa-se que o ciclo do combustível nuclear, tanto nas atividades que antecedem à irradiação, chamadas de pré-irradiação ou de “front-end”, como naquelas posteriores ao reator, chamadas de pós-irradiação ou de “back-end”, existe desde o momento inicial da tecnologia nuclear.

Da mesma forma que para os reatores, conforme já discutido, os parceiros, as instalações e as linhas principais de atuação que hoje são empregadas no ciclo, guardam uma linha direta de procedência que se vincula ao esforço tecnológico de cunho militar, feito na década de 40, especialmente pelos norte-americanos.

É da origem da energia nuclear considerar que tanto o plutônio produzido durante a queima do combustível nuclear como o urânio enriquecido não totalmente queimado, seriam reciclados através do reprocessamento do combustível irradiado.

Da mesma forma, para bem aproveitar as reservas minerais, não havia questionamento que a simbiose entre LWR e LMFBR seria amplamente efetivada, como forma de transição para uma situação futura em que os LMFBR predominariam no cenário nucleoeletrônico, promovendo-se o uso eficiente das reservas uraníferas. A única dúvida dizia respeito ao valor do crédito que deveria ser dado aos LWR pela produção do plutônio que serviria de combustível para os LMFBR. Estes eram os anos 60 e não se questionava a conveniência de se caminhar para uma “economia do plutônio energético” a nível mundial.

Propostas para o uso do tório em reatores HTGR e HWR, com reprocessamento e reciclagem do isótopo 233 do urânio, eram correntes, novamente cabendo a dúvida

sobre quanto deveria ser pago a estes reatores pelos materiais fisséis que seriam produzidos e onde esses materiais seriam melhor utilizados, se nos LWR ou nos LMFBR. Esquemas integrando todas essas vertentes de reatores e ciclos eram considerados corriqueiros e normais, dentro do desenvolvimento natural trazido pela tecnologia nuclear.

Com a mudança de posição tomada pelos Estados Unidos, em meados da década de 70, quanto à conveniência de se introduzir uma efetiva "economia do plutônio energético", o panorama internacional sofreu drástica mudança.

Ciclos do tipo "once-through", nos quais os combustíveis nucleares são considerados como rejeito após a irradiação, passaram a se constituir no padrão da indústria nuclear norte-americana, fazendo com que o interesse pelo aumento da queima, traduzido pelo maior tempo de residência do combustível nuclear no núcleo do reator, fosse a via de se melhor aproveitar as reservas e se promover o barateamento do custo de operação das unidades. O uso do tório ou dos reatores LMFBR, ambos dependentes do reprocessamento, deixaram de se constituir em área de interesse para o desenvolvimento tecnológico da energia nuclear, perdendo o apoio e o financiamento das pesquisas.

Na Europa e na Ásia o interesse pela "economia do plutônio energético" foi mantido, embora sofrendo o peso da resistência, a nível internacional, que o poder econômico dos Estados Unidos é capaz de trazer.

Mesmo com essa forte resistência, o panorama hoje existente é que se estabeleceu uma prática de cunho quase comercial para a reciclagem do plutônio em reatores LWR, especialmente na Europa. Da mesma forma, na Ásia e na Europa foram mantidas abertas as portas de todos os ciclos do combustível nuclear, com ou sem reprocessamento, para os reatores LWR e HWR. No Japão e na França permaneceu, inclusive, o interesse pelos LMFBR.

Chantoin e Pecnik(1993) fazem um balanço da situação atual e analisam os problemas a longo prazo para o uso energético do plutônio, indicando como principal vantagem a redução dos estoques internacionais de material radioativo.

Pode-se afirmar que a "economia do urânio energético", com ou sem reprocessamento, ou seja, com ou sem o uso do plutônio, é uma realidade incontestável. Já a "economia do tório energético", tem sido apresentada como uma reserva para o futuro, com o principal esforço nessa direção sendo hoje patrocinado tecnologicamente pela

Índia, já que este país retém as maiores reservas conhecidas de tório, juntamente com o Brasil. Adicionalmente, sabe-se que a Índia é pouco dotada de reservas de urânio.

Também no Brasil, e isto com forte ênfase até a década de 70, muitos estudos foram feitos visando a introdução da “economia do tório energético”, conforme já apontado em outras partes desse trabalho. O Projeto Instinto do Grupo do Tório, em Belo Horizonte, e o projeto HTGR do IEA, atual IPEN, em São Paulo, são momentos marcantes desse esforço nacional. A esses esforços deve-se adicionar o estudo para utilização do tório como combustível em reatores do tipo PWR, desenvolvido nos anos 80 pelo CDIN, da Nuclebrás, em cooperação com o instituto de pesquisa KFA, da Alemanha.

As possibilidades do tório como combustível nuclear são múltiplas, permitindo seu uso em praticamente todos os tipos de reatores. Nesse sentido, é interessante mencionar o projeto LWBR, desenvolvido pelo US-ERDA nos anos 70, no qual foi comprovada a possibilidade de produção ampla de novos isótopos físséis pela utilização da energia da radiação produzida em um reator nuclear contendo água natural e tório como combustível. Essa era uma via alternativa ao uso dos LMFBR, até aquele momento apontados como os únicos produtores abundantes de novos materiais físséis.

A partir de 1975, o projeto LWBR perdeu interesse e suporte financeiro pelo mesmo motivo indicado anteriormente, já que se baseava numa economia com reprocessamento, neste caso para aproveitar o isótopo 233 do urânio, material fissil também útil para a produção de bomba atômica.

Edlund(1978) apresenta outra linha estudada na década de 70, visando aproveitar o plutônio ou o tório em reatores do tipo PWR, mas operando com menor quantidade de água no núcleo do reator, de forma tanto a economizar nêutrons que seriam absorvidos pela água como a promover a fissão com nêutrons um pouco mais de energéticos, chamados de epitérmicos. Silva(1974) pesquisou esta possibilidade, concluindo não só pela viabilidade técnica como pela conveniência do uso do tório para esses reatores.

As vertentes indicadas acima, o LWBR ou os PWR epitérmicos, não serão consideradas no OMNUS, já que não se estabeleceram como sistemas comerciais e mesmo não mantêm qualquer perspectiva de uso nos próximos anos. A menção dessas possibilidades é importante, porém, para indicar os caminhos abertos pelo uso dos ciclos do combustível nuclear baseados no tório, embora pouco tenha sido efetivamente feito na indústria nuclear.

Dos itens anteriores, conclui-se que para as quatro vertentes de reatores indicadas anteriormente, ou seja, para os LWR, HWR, HTGR e LMFBR, podem ser considerados ciclos que partem do urânio ou do tório, empregando como material fissil tanto os isótopos 233 e 235 do urânio como o plutônio-239

A experiência acumulada com ciclos urânio-plutônio em reatores PWR é marcante. Boczar et al.(1985), para os HWR, e Kasten(1982), para os HTGR, fazem estudos abrangentes sobre outros ciclos, mostrando a grande flexibilidade operativa dessas vertentes de reatores, quando operando com qualquer dos conjuntos de material combustível indicados anteriormente. Hafele et al (1976) estudam os ciclos para os LMFBR, enquanto que Silva(1974) e o CDTN(1988) analisam o uso de plutônio nos PWR.

Para todas as possibilidades de reatores e de materiais físeis, fissionáveis e férteis, os elementos combustíveis são fabricados hoje contendo material cerâmico composto de óxidos de urânio, de tório ou de plutônio. No caso dos reatores HTGR, os óxidos combustíveis ficam dispersos numa matriz de grafite, enquanto que nos reatores LWR, HWR e LMFBR os óxidos cerâmicos são conformados em pequenas pastilhas e encapsulados em varetas metálicas, conforme experiência atual. Outras possibilidades existem, por exemplo, o uso de carbeto em substituição aos óxidos, embora não tenham sido implantadas comercialmente.

O aproveitamento dos isótopos fissionáveis, bem como a queima dos outros núcleos pesados produzidos durante a irradiação do tório ou do urânio, podem ser processados nas diversas vertentes de reatores, embora os estudos de Oliva(1980), e de Guardini e Smith(1980) indiquem a conveniência da queima nos reatores LMFBR, mais adequados neutrônicamente para efetuarem a transmutação dos isótopos. Da mesma forma, é possível promover-se a produção de material fissil, por meio da energia da radiação atuando sobre o urânio ou sobre o tório, nos reatores LWR, embora mais adequadas sejam as vertentes HTGR e HWR, operando com nêutrons de baixa energia e, preferencialmente, nos LMFBR operando com nêutrons com grande energia.

Todos os aspectos acima, que acoplam ciclos e reatores podem sofrer uma avaliação técnica mais precisa, sendo este um dos objetivos a ser alcançado pelo OMNUS, dentro dos estudos que visam avaliar o custo do produto, o uso de reservas e a produção de rejeitos radioativos

De forma geral, as etapas do ciclo do combustível nuclear pré-irradiação envolvem a mineração, a conversão, o enriquecimento e a fabricação do elemento combustível, enquanto que as etapas pós-irradiação envolvem a estocagem do combustível irradiado, o reprocessamento e a disposição final dos rejeitos radioativos, esta última nem sempre incluída como uma das etapas do ciclo. Entre as etapas, ocorre um serviço de transporte do material.

Para cada alternativa de ciclo, dependendo dos materiais físséis e férteis envolvidos e do reator em questão, as etapas necessárias à produção e disposição final dos elementos combustíveis podem ser integradas, compondo diversas alternativas. Ciclos de urânio ou de tório, com ou sem plutônio ou urânio 233, com ou sem enriquecimento, do tipo "once-through" ou com reprocessamento, todos são caminhos possíveis e serão considerados no OMNUS.

Como forma de acoplamento entre as diversas vertentes de reatores, os ciclos de combustível podem ser colocados sequencialmente, sendo o combustível irradiado em uma das vertentes de reator preparado para irradiação direta em outra vertente. Já se falou na simbiose entre LWR e LMFBR, utilizando este o plutônio obtido pelo reprocessamento do combustível daquele e é conhecida a possibilidade de ciclo Tandem entre PWR e HWR, conforme abordado por Andrade(1992), no contexto da cooperação internacional entre Brasil e Argentina.

Novas possibilidades de acoplamento entre reatores e ciclos de combustível tem surgido, conforme apresentado por Pillay et al(1992) e pelo "Korean Atomic Energy Research Institute" (KAERI), no que diz respeito ao ciclo "Direct Use of PWR fuel in CANDU", chamado de ciclo DUPIC. A proposta é usar diretamente em reator HWR, do tipo "Canadian Deuterium Reactor" (CANDU), o combustível irradiado em reator PWR, evitando-se, inclusive, a dissolução e a abertura química do combustível irradiado, ou seja, evitando-se o reprocessamento. A cooperação internacional entre usuários de reatores LWR e HWR tem dado ênfase a esses estudos, conforme Keil et al(1995), iniciando toda uma nova linha de pesquisa para um melhor aproveitamento da energia da radiação proveniente da fissão nuclear.

Nessa direção, pode-se pensar que toda uma família de ciclos Tandem poderia ser proposta, caracterizando-se algo com um ciclo DURIR ("Direct Use of one Reactor fuel in another Reactor"), ou seja, o uso direto do combustível já irradiado em um reator em

outro reator, em contrapartida ao esquema DUPIC, que prevê, de forma restrita, o uso em PWR do combustível previamente irradiado em reator HWR CANDU.

Acoplamentos diretos, sem reprocessamento, em ciclos DURIR, poderiam ser pensados entre os reatores LWR e LMFBR ou entre LWR, HWR e LMFBR, permitindo o melhor uso das reservas de urânio e de tório, sem as complicações técnicas e geopolíticas inerentes ao reprocessamento do combustível nuclear. Também essas possibilidades estão previstas no Modelo OMNUS.

3.3.2 REATORES, CICLOS E SUAS APLICAÇÕES

Reatores, ciclos do combustível e aplicações constituem as três pernas fundamentais do sistema energético nuclear. Aborda-se a seguir as duas pernas que faltam, os reatores e os ciclos, com ênfase nas perspectivas futuras do "sistema".

Apesar de independentes, reatores e ciclos do combustível guardam entre si algumas interdependências tecnológicas.

Quando ocorre a fissão, a energia da radiação primária liberada pode ser direcionada para transformar materiais colocados premeditadamente no núcleo do reator, como o tório, ou existentes inevitavelmente no próprio combustível nuclear, como o isótopo 238 do urânio, de forma a produzir outros materiais que são também, por sua vez, combustível nuclear. O processo de transformação, via energia da radiação, que permite a produção de novo material combustível, depende da energia do nêutron e dos materiais colocados no núcleo do reator. Por sua vez, o ciclo do combustível nuclear pode reaproveitar ou não o novo material combustível produzido.

Reatores nucleares podem ser térmicos, epitérmicos ou rápidos, quando classificados quanto à faixa de energia dos nêutrons com os quais a fissão nuclear é preferencialmente efetuada. A produção de novo material combustível dependerá, assim, do tipo de reator escolhido. A escolha de reatores epitérmicos ou rápidos implicará em ciclos do combustível nuclear que visam reaproveitar o novo material combustível produzido, ou seja, ciclos com reprocessamento do combustível nuclear ou ciclos DURIR, sem reprocessamento.

Para reatores térmicos que utilizam o urânio como combustível, tanto natural como enriquecido, é possível viabilizar-se um "ciclo" aberto, o que em si não se constitui

num ciclo, no qual o urânio extraído da natureza é irradiado uma única vez (ciclo “once-through”). Se o combustível é o tório, mesmo nos reatores térmicos, deve-se acoplar um ciclo com reprocessamento ou introduzir um ciclo DURIR, como forma de aproveitar o material físsil produzido pela energia da radiação primária, o isótopo 233 do urânio.

Na nucleoeletricidade e na propulsão naval, a quase totalidade da energia é proveniente de reatores térmicos, com menos de 1% produzida por reatores rápidos. Já na produção de calor, uma aplicação hoje em dia muito menos importante para o sistema energético nuclear, a participação dos reatores rápidos é importante. Nenhuma aplicação efetivou-se com base em reatores epitérmicos, devendo-se alertar, porém, para as diferenças que existem entre os sistemas PWR e VVER, ambos do tipo PWR, no que diz respeito aos seus espectros de nêutrons térmicos e ao conseqüente aproveitamento da energia da radiação na produção de novo material combustível.

Além das características da física dos nêutrons, dependendo do conceito e da aplicação que se dará ao reator, mudam os materiais e a implementação tecnológica da instalação nuclear. O fluido refrigerante e o ciclo térmico são agora os principais elementos diferenciadores, com todos os problemas subsequentes de engenharia, trazendo uma ampla gama de alternativas para o processo que transforma a fissão nuclear em calor ou em energia elétrica. O fluido que transporta o calor do núcleo do reator para outras regiões do processo pode ser um gás, em geral gás carbônico ou hélio, ou um líquido, como a água para reatores térmicos ou o metal líquido para reatores rápidos. Além dos caminhos abertos para as alternativas que se relacionam ao ciclo do combustível nuclear, abrem-se agora os caminhos para se atingir diferentes propriedades termodinâmicas nos fluidos selecionados.

No que diz respeito ao sistema energético nuclear, o panorama está completo, já que as propriedades termodinâmicas atingidas pelo fluido que transporta a energia térmica primária, produzida pela fissão nuclear, vincula-se diretamente à aplicação buscada. Assim, reatores, ciclos e aplicações passam a guardar entre si, também, uma interdependência tecnológica. Interessa-se aqui por entender esta interdependência, pois é a partir dela que a competitividade do sistema energético nuclear manifestar-se-á no futuro.

A Tabela 3.3.1. reagrupa dados compilados sistematicamente pelo CEA(1994), apresentando a potência e o número de instalações nucleares, por tipo de reator, que se encontram em operação, em construção, com encomendas firmes ou, ainda, desativadas

e canceladas. Os dados serão utilizados, fundamentalmente, para balizarem nosso campo de interesse quanto aos reatores e ciclos do combustível nuclear, os quais devem ser considerados na análise técnica e econômica da competitividade futura do sistema energético nuclear no Brasil

TABELA 3.3.1. - USINAS NUCLEARES INSTALADAS, EM CONSTRUÇÃO OU ENCOMENDADAS, CANCELADAS OU DESATIVADAS, ATÉ 1992, POR TIPO DE REATOR

	INSTALADAS				EM CONSTRUÇÃO: CANCELADAS OU ENCOMENDADAS DESATIVADAS								TOTAL				
	potência		unidades		potência		unidades		potência		unidades		potência		unidades		
	GWe	%	total	%	GWe	%	total	%	GWe	%	total	%	GWe	%	total	%	
REACTORES	água	139	4,1	38	8,9	0	0	0	0	3	1,2	15	4,4	169	2,6	53	6,2
	PHWR	18,5	5,5	32	7,5	10,4	15,6	23	27,4	1,8	0,7	8	2,4	30,7	4,8	63	7,4
	PWR	102,9	54,5	136	45,7	26,5	39,7	24	28,6	124	48,6	128	37,5	333,3	63,8	347	40,7
	BWR	75,3	22,4	91	21,3	9	13,5	9	10,7	52,8	20,6	69	20,2	137,1	20,8	169	19,8
TERMICOS	VVER	27,8	8,3	44	10,3	17,5	26,2	23	27,4	48,5	18,9	63	18,5	93,8	14,2	130	15,3
	REMK	14,8	4,4	19	4,4	0,9	1,3	1	1,2	10	3,9	18	5,3	25,7	3,9	38	4,5
	outros	0,2	0,1	1	0,2	0	0	0	0	13,1	5,1	31	9,1	13,3	2	32	3,7
REACTORES RÁPIDOS	FBR	24	0,7	7	1,6	25	3,7	4	4,7	23	1	9	2,6	7,2	1,1	20	2,4
TOTAL		336,8	100	427	100	66,8	100	64	100	255	100	341	100	658	100	862	100

A prevalência dos reatores térmicos e, especialmente, os com água pressurizada, é transparente. Os reatores rápidos respondem por somente 0,7% da potência dos reatores em operação, embora esteja previsto um crescimento para 1,2%, pequeno no cômputo global mas significativo face a sua participação atual.

Considerando os reatores do tipo PWR, as vertentes PWR, VVER e PHWR, tecnologicamente muito parecidas, cobriam, em 1992, 68,3% da potência instalada total, com crescimento previsto para 70,5% em 2010. Se adicionadas às plantas propulsoras navais, os reatores do tipo PWR reforçam ainda mais seu domínio, respondendo, significativamente, por 83% das instalações nucleares atualmente em operação ou em construção.

As tentativas tecnológicas e a busca da consolidação das vertentes de reatores atualmente em uso, ficam evidentes ao se destacar a participação significativa do item

"outros", para as instalações canceladas e desativadas. Da mesma forma, atualmente somente uma unidade em operação não se enquadra na classificação geral dos reatores, sendo colocada como "outros". A instalação é o Reator Fugen, uma tentativa dos japoneses de viabilizarem uma planta que utiliza água pesada e água leve, em um sistema chamado reator térmico avançado, conhecido por "Advanced Thermal Reactor" (ATR).

Em geral, pode-se concluir que a fase da experimentação tecnológica já passou. As informações apresentadas dão a base para que a análise técnica e econômica do sistema energético nuclear futuro assente-se nos reatores que estão atualmente em operação, considerando os cenários até 2025 que serão analisados.

Para os reatores refrigerados a gás, não existem novas encomendas ou mesmo instalações em construção, ficando evidente um movimento de desativação futura dessa alternativa, à medida que as unidades atualmente em operação cheguem ao fim da vida útil. O mesmo parece ocorrer com a vertente RBMK, com reatores semelhantes ao da central de Chernobyl, na qual ocorreu o mais grave acidente nuclear da história.

Novas aplicações de calor nuclear podem motivar um ressurgimento dos reatores a gás, como produtores de gás a temperaturas muito elevadas, conforme já discutido. Para este caso será dada atenção na análise técnica e econômica.

Quanto aos ciclos do combustível nuclear, a prática corrente é dos ciclo de urânio natural ou de urânio enriquecido, tanto com passagem única do material fissil como com o reprocessamento do combustível irradiado. Apesar do desinteresse norte-americano pelo reprocessamento, preso a questões de proliferação de armas nucleares, a Europa e a Ásia têm privilegiado o uso do plutônio, tanto nos reatores rápidos como nos reatores térmicos.

Embora originalmente pequena, é crescente a participação dos reatores refrigerados à metal líquido e, entre os que usam água pressurizada, a dos moderados à água pesada. O uso desses reatores, FBR e HWR, conduzem ao interesse por ciclos do combustível nuclear que utilizam o plutônio e o isótopo 233 do urânio. Deverão ser analisados, então, tanto os ciclos com reprocessamento como os que consideram o uso do tório como material fértil.

Simbioses e sinergismos entre reatores, ciclos e aplicações, ou seja, inerentes ao sistema energético nuclear, foram bastante estudados. Destacam-se as inter-relações existentes entre os reatores térmicos e rápidos no que diz ao uso do plutônio e entre os

reatores PWR e HWR, ambos térmicos, quanto aos ciclo do tório e ao uso do plutônio e do urânio enriquecido

Wood(1991) analisa a estrutura do ciclo do combustível nuclear em implantação na Índia, onde privilegia-se os combustíveis a tório nos cenários a longo prazo. São ciclos com reprocessamento que acoplam HWR e FBR, em operação simbiótica, com reaproveitamento do urânio enriquecido, do urânio 233 e do plutônio. Da mesma forma, o sinergismo existente entre PWR e HWR é apontado em diversos estudos canadenses, conforme apresentado por Andrade et al(1992), onde se destaca o Ciclo Tandem do tipo DUPIC.

Entfim, nas avaliações técnica e econômica que serão apresentadas no capítulo 4, consideram-se os ciclos do combustível nuclear que partem tanto do urânio como do tório, com as vertentes que usam o urânio uma vez, conhecidas como ciclo "once-through", ou com reprocessamento. Para os reatores, serão avaliados o PWR, o BWR e o FBR, considerando-se o HTR especialmente para as aplicações de calor. Serão também levados em conta as simbioses e os sinergismos presentes no sistema energético nuclear.

3.3.3 COMPETITIVIDADE

Está evidente que a energia nuclear não preencherá a expectativa de alguns, prevalecente nos anos 60, de se constituir num energético de uso universal, capaz de produzir energia tão barata que nem seria possível quantificar seu custo unitário.

Também está evidente que o sistema energético nuclear não é um doente terminal, a nível mundial. Algumas regiões e certas aplicações podem não se enquadrar bem nas condições requeridas para que a energia nuclear apresente-se competitiva, mas observa-se a tendência ao aprofundamento cauteloso do seu uso em outras regiões.

O que se pode dizer sobre isso? O que se pode esperar do sistema energético nuclear como via competitiva para a produção comercial de energia?

Em termos regionais, sua origem tecnológica na América do Norte e, em especial, nos Estados Unidos, não garante que aí tenha-se um local onde o sistema energético nuclear continuará competitivo, nas aplicações comerciais. Certamente, para a propulsão naval militar os Estados Unidos continuarão se apoiando na energia nuclear,

da mesma forma que, infelizmente, para a produção de bombas. Mas estas são aplicações excluídas desta avaliação.

No caso dos Estados Unidos e Canadá, a abundância de gás natural e de carvão, traz para essas fontes a primazia no atendimento do pequeno acréscimo da demanda de energia elétrica prevista. Nesta região, não se pode nem mesmo descartar uma redução futura da demanda global, como resultado dos programas de conservação de energia e de gerência da demanda, os chamados "Demand-Side-Management".

Joosten(1994) analisa o problema da competitividade e da retirada de operação, por envelhecimento, das instalações nucleoeletricas, evidenciando que não existe garantia de substituição de uma planta nuclear que se aposenta por uma nova planta nuclear. A indicação seria, na realidade, em se substituir a energia da planta retirada de operação pela energia mais competitiva naquela região, no momento da substituição.

Dentro dessa ótica, pode-se imaginar que a geração nucleoeletrica será cadente na América do Norte, podendo reduzir-se a valores muito menores do que os atuais. O fato de não manter hoje seu grande envolvimento inicial com os reatores rápidos e com o reprocessamento comercial do combustível nuclear, é marcante da pouca importância futura que o sistema energético nuclear civil deverá ter na região. O mesmo se aplica ao uso do calor nuclear ou da propulsão, ressalvados os programas espaciais civis, nos quais o uso da energia nuclear é mandatório, conforme já discutido.

A situação da Europa permite uma análise diversa da anterior.

Para a Europa Ocidental, não estão disponíveis, em geral, reservas abundantes de gás natural e não são todos os países que contam com extensas reservas de carvão. A decisão da França, tomada na década de 70, de se envolver maciçamente com a geração nucleoeletrica é sintomática, permitindo análise equivalente para outros países da região. Naquela ocasião, a França procurava uma alternativa para atender ao suprimento interno de energia que fosse competitivo e isento de pressões internacionais quanto ao corte no fornecimento.

Ocorre, porém, que a Europa Ocidental já é um produtor de grandes quantidades de energia e também fará esforços para a redução do consumo, pelas vias da conservação de energia e da gerência da demanda. É patente, adicionalmente, que a época do crescimento econômico explosivo já passou, ficando agora um cenário muito mais de manutenção do "status quo". É razoável considerar-se, pois, que a Europa Ocidental terá uma tendência a manter a nucleoeletricidade no nível já atingido. Quanto

às outras aplicações, na propulsão e no uso do calor, elas não se firmaram até hoje e não há indicação de que devam ocupar espaços já tomados por outros energéticos.

Para a Europa do Leste, existia uma forte tendência de crescimento da nucleoeletricidade, interrompida pelos problemas de transição econômica na Rússia. Ao acidente de Chernobyl, também para a Rússia, pode-se atribuir uma parcela da desativação do crescimento da nucleoeletricidade.

Como região, a Europa do Leste deve manter um razoável crescimento econômico, com aumento significativo da demanda por energia elétrica. Embora conte com reservas importantes de todos os energéticos, a região tem uma clara tradição de atender parte da demanda via sistema energético nuclear. Neste caso, podem crescer as outras aplicações, ou seja, a produção de calor, a propulsão naval e a produção de água, conforme discussão feita nos itens anteriores.

Acredita-se que na Europa do Leste existam tradição de uso, condições de competitividade e crescimento da demanda. Pode-se antecipar, então, que a participação do sistema energético nuclear tenderá ser moderadamente crescente na região.

No caso da Ásia, região mais populosa do mundo e com as maiores taxas de crescimento econômico, a opção pelo uso permanente do sistema energético nuclear é marcante. Essa é a região onde o problema da garantia de suprimento da demanda de energia a longo prazo melhor coloca o papel futuro da energia nuclear.

Os países da Ásia, com o uso intenso da energia nuclear, não esperam obter custos mais baixos ou mesmo uma vantagem econômica espetacular, mas sim garantir tal diversidade de opções, preferencialmente com total controle nacional, de forma a diversificarem as vias de suprimento interno de energia e, se possível, não aumentar a vantagem competitiva de países que contam com suprimento abundante e barato de energia. Esta é uma realidade bem diferente da buscada anteriormente, pelos Estados Unidos ou pelos países da Europa, quando optaram, também maciçamente, pela energia nuclear.

Para que os países da Ásia atinjam a competitividade global na produção de energia via sistema energético nuclear, tem sido necessário um grande esforço adicional em pesquisa e desenvolvimento, ocupando hoje o Japão o papel desempenhado pelos Estados Unidos nas décadas de 50 e 60, e pela França e Alemanha, nas décadas de 70 e 80.

Todas as aplicações são buscadas e ainda há pesquisa visando novos sistemas de reatores e alternativas para o ciclo do combustível nuclear. Reatores térmicos e rápidos, ciclos do urânio e do tório, com reciclagem de plutônio e urânio 233, são pesquisados no Japão, na Índia, na China e na Coreia do Sul.

Pode-se resumir as observações acima, afirmando que a competitividade e o interesse pela energia nuclear mudou de local e de ótica ao longo dos 40 anos de história do setor energético nuclear.

Analisando três momentos diversos, por coincidência separados por intervalos de 20 anos, observa-se que:

a) -nos anos 50, a competitividade da energia nuclear era ditada pelos Estados Unidos, prevendo a produção ampla de energia abundante e muito barata, cobrindo todo o espectro de uso dos energéticos;

b) -nos anos 70, a energia nuclear foi encarada como uma garantia para o suprimento doméstico de energia a um custo razoável, face às incertezas e ao custo social elevado inerentes ao não-suprimento, colocado pela escassez de fontes energéticas. O eixo da competitividade e do interesse mudava dos Estados Unidos para a Europa;

c) -já para os anos 90 e adiante, o eixo muda novamente, situando-se, agora, na Ásia. Percebe-se que a ótica central é, novamente, procurar-se a competitividade global do sistema energético nuclear, via inovação e desenvolvimento tecnológico. É a forma encontrada pelos países da Ásia para diversificarem dando uma garantia de atendimento ao enorme mercado interno. É também uma forma de se contornar grandes vantagens comerciais comparativas de competidores internacionais que dispõem de outras fontes abundantes de energia. Não é uma competitividade que se baseie na exclusão do uso de alguma fonte de energia mas sim na complementaridade do uso dos diversos energéticos. A nova ótica permite, até, aceitar-se uma pequena desvantagem econômica para a energia nuclear, a curto prazo. Acredita-se que esta pequena desvantagem

inicial, se existente, seja largamente compensada pela competitividade futura e pela diversidade trazida pelo uso da energia nuclear.

A Tabela 3.3.2. ilustra bem as afirmativas acima, indicando as novas instalações nucleoeletricas que estão sendo avaliadas para implantação futura, segundo o CEA, que se ocupa especialmente em saber qual o mercado que pode existir para a exportação de plantas PWR produzidas na França. Este é um exercício hoje necessário, já que o espetacular crescimento do mercado nuclear francês, nos anos 70 e 80, não deve se repetir, obrigando-o a procurar novos mercados que ocupem sua capacidade instalada.

⊙
TABELA 3.3.2. - POTÊNCIA TOTAL (MWe) E TIPO DE USINAS NUCLEARES EM FASE DE ESTUDO, POR DIVERSOS PAÍSES

PAÍS	TIPO DE REATOR							TOTAL
	PHWR	PWR	VVER	BWR	RBMK	FBR	OUTROS	
ALEMANHA		2.900(2)						2.900(2)
BANGLADESH		280(1)						280(1)
BULGÁRIA			950(1)					950(1)
CAZAQUISTÃO			2.850(3)			350(1)		3.200(4)
CHINA		3.230(5)	1.900(2)			20(1)		5.150(8)
CORÉIA DO SUL	1.950(3)	7.600(8)						9.550(11)
EGITO		880(2)						880(2)
FINLÂNDIA			950(1)					950(1)
FRANÇA		8.760(6)						8.760(6)
HUNGRIA		1.800(2)						1.800(2)
ÍNDIA	940(2)					450(1)		1.390(3)
INDONÉSIA		600(1)						600(1)
INGLATERRA		3.751(3)						3.751(3)
IRAN		560(2)	870(2)					1.430(4)
JAPÃO		18.130(15)		17.986(16)			550(1)	36.666(32)
LITUÂNIA		1.900(2)						1.900(2)
POLÓNIA		900(1)						900(1)
RÚSSIA			5.950(9)		1.600(2)	750(1)	96(3)	8.396(15)
TAIWAN		1.800(2)		1.800(2)				3.600(4)
UCRÂNIA		1.900(2)						1.900(2)
TOTAL	2.890(5)	54.991(54)	13.470(18)	19.786(18)	1.600(2)	1.570(4)	646(4)	94.353(105)

() número de unidades

Observa-se que 20 países consideram instalar reatores nucleares, cobrindo um total de 105 novas unidades. A América do Norte não prevê nenhuma nova unidade. Na Europa Ocidental, a França, com pequeno crescimento, e Inglaterra e Alemanha, somente substituindo algumas instalações que chegam ao fim de vida ou foram já desativadas, deverão manter a participação nuclear existente. Já o Leste Europeu e a

Ásia consideram instalar usinas que aumentarão, certamente, a participação da nucleoeletricidade.

Os novos países com nucleoeletricidade são somente quatro, dos quais Bangladesh e Irã prevêem importar plantas PWR de fabricação chinesa e o Egito tem negociado reatores VVER com os russos, embora a relação do CEA indique a planta pretendida como PWR. A Polônia, antiga candidata ao uso da nucleoeletricidade, não deu ainda indicação de qual caminho seguirá, embora a planta PWR de 900 MWe tenha características técnicas que se adequam às plantas fornecidas pela França

3.3 4 MEIO AMBIENTE

Como ponto de partida para este estudo, descartou-se o questionamento quanto a aceitabilidade da energia nuclear, especialmente considerando a visão de alguns grupos para os quais esta forma de gerar energia deveria ser simplesmente abandonada. O estudo encaminhou-se no sentido de buscar as razões técnicas e sócio-econômicas que indicariam a competitividade da energia nuclear a nível de mercado.

É necessário, porém, que não se perca de vista outra linha de constrangimento que pode impactar a decisão sobre o uso futuro da energia nuclear e que se relaciona ao meio-ambiente.

Os problemas ambientais relativos ao uso da energia podem ser classificados em aspectos atuais, que dizem respeito às instalações e tecnologias hoje conhecidas e em uso e problemas futuros, aqueles que são percebidos como atuando em cenários de longo ou longuíssimo prazos. Aspectos atuais são, por exemplo, a chuva ácida proveniente da queima do carvão, o uso do solo no caso das usinas hidroelétricas e os acidentes com liberação de material radioativo, no caso das usinas nucleares. Problemas de longo prazo são os relativos ao efeito estufa, proveniente da queima dos combustíveis fósseis, e, no caso das usinas nucleares, a disposição dos rejeitos radioativos de longa vida contidos no elemento combustível.

Uma boa forma de abordar os problemas ambientais é analisar os aspectos atuais sob a ótica do mercado de energia, já que estes problemas traduzem-se em custos e oportunidades que são normalmente descontados quando se estuda a competitividade das alternativas para a geração de energia e, para os aspectos de longo prazo, utilizar-se como ferramenta de análise a ótica do desenvolvimento sustentável, numa abordagem

compatível com as conclusões da Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, da Organização das Nações Unidas, transcritas no documento "Nosso Futuro Comum", também conhecido como Relatório Brundtland, em referência a Brundtland(1988), responsável pela coordenação do estudo.

Os aspectos ambientais atuais da energia nuclear influenciaram decisivamente sua competitividade que, conforme já discutido, teve seu início de utilização na América do Norte como uma fonte que poderia gerar energia de forma abundante e barata e caminha, hoje, para ser entendida como uma forma dispendiosa de gerar energia, mas que é especialmente interessante para países tecnologicamente avançados que contam com poucos recursos naturais, em relação ao tamanho da população, como é o caso de alguns países da Ásia.

Quando analisadas em relação aos seus impactos ambientais atuais, a situação das usinas nucleares é conflitante, no sentido de se ter pequeno impacto no que se relaciona ao uso do solo, recursos naturais e emissões atmosféricas, mas apresentarem-se muito impactantes quando são considerados os acidentes nucleares. Este é um confronto entre problemas reais e percebidos inevitavelmente no dia a dia da operação das usinas térmicas que usam combustíveis fósseis e problemas potenciais, relativos ao risco de ocorrer um acidente nuclear, com grandes repercussões sócio-econômicas e ambientais. A maneira como cada país avalia e pesa estes dois lados dos aspectos ambientais da geração de energia, define como se posiciona este país quanto aos problemas ambientais atuais da energia nuclear, se favorável ou contra.

A indicação que vem do mercado de energia é na direção de que os riscos potenciais dos acidentes nucleares e outros riscos percebidos, como, por exemplo, o da falta de alternativas para o suprimento de energia de forma a suportar o desenvolvimento econômico, sejam confrontados e, entre estes dois riscos, tomadas as decisões. Isto tem levado a que países que contam com alternativas para o suprimento de energia elétrica descartem o uso futuro da energia nuclear enquanto que países carentes de alternativas, a busquem

No caso dos aspectos ambientais de longo prazo, o que se coloca é como situar a energia nuclear quanto aos conceitos do desenvolvimento sustentável.

O desenvolvimento é dito “sustentável” quando permite o desenvolvimento das populações presentes sem inviabilizar o atendimento às necessidades das populações futuras, no que é chamado de “justiça inter-gerações”.

Cabem considerar dois pontos quanto ao desenvolvimento sustentável, um relativo ao uso dos recursos naturais e o outro face à poluição de longo prazo.

No que diz respeito ao uso dos recursos naturais, o desenvolvimento é sustentável se:

- a) - a velocidade de uso é compatível com a velocidade de reposição; aplicável no caso de recursos naturais renováveis;
- b) - a velocidade de uso é compatível com a substituição por alternativas ambientalmente aceitáveis, para os recursos não-renováveis;

cabendo à energia nuclear o mérito de colocar à disposição do homem um grande estoque adicional de energia, que, por ser não-renovável, colabora decisivamente para o atendimento do segundo critério relativo ao uso sustentável dos recursos naturais.

Quanto a poluição a longo prazo, é imediatamente lembrado o problema dos rejeitos radioativos que resultam da queima do elemento combustível. Neste caso, toma-se, na geração atual, a decisão de aumentar artificialmente o inventário global de materiais radioativos ao qual se sujeitarão as gerações futuras. Certamente que isto é inadequado dentro da ótica do desenvolvimento sustentável.

Deve-se lembrar, porém, que a poluição a longo prazo trazida pelos rejeitos radioativos tem remédio, não só na linha hoje majoritariamente seguida, da imobilização e disposição em depósitos geologicamente estáveis, mas, principalmente, nas novas possibilidades abertas pela própria tecnologia nuclear, que buscam a destruição nuclear desses rejeitos pela transmutação dos elementos radioativos, usando radiações e nêutrons com alta energia. A idéia é empregar os princípios da energia nuclear para resolver este que é considerado, por muitos, como o principal problema de sua utilização.

A pesquisa da transmutação dos rejeitos de alta atividade e longo prazo de decaimento tem sido perseguida, principalmente, no Japão e poderá dar a resposta definitiva ao problema dos rejeitos das usinas nucleares, existindo hoje a comprovação tecnológica de sua viabilidade, cabendo, porém, a comprovação da viabilidade econômica.

Adicionalmente, por ser de origem fundamentalmente diversa, a aplicação da energia nuclear evita problemas reais e potenciais de longo prazo, inerentes ao uso de outras fontes de energia, como o efeito estufa, no caso dos combustíveis fósseis, e, no caso da hidroeletricidade, o uso do solo e da água doce, ambos recursos crescentemente escassos a longo prazo.

Pode-se concluir que, para os aspectos ambientais atuais, não existe uma percepção internacional uniforme quanto ao uso da energia nuclear, cabendo a cada país avaliar seus riscos e tomar as decisões consequentes, a favor ou contra. Isto é o que o mercado de energia tem indicado como realmente acontecendo, resultando daí, por exemplo, a redução do uso na América do Norte e o incremento na Ásia.

No que se relaciona aos aspectos ambientais de longo prazo, considera-se que o uso da energia nuclear é compatível com o conceito do desenvolvimento sustentável, especialmente se forem viabilizadas as soluções de prevenção da poluição proveniente dos rejeitos de alta atividade e longa vida, pelo uso da transmutação nuclear dos elementos radioativos que promovem esta poluição.

4. OMNUS - MODELO DE OFERTA DO SETOR NUCLEAR.

Considerando a ampla gama de alternativas, tanto pelo lado das aplicações como pelos meios para implementá-las, conforme oferecido pelo sistema energético nuclear, torna mandatório dispor-se de uma ferramenta de cálculo que permita analisar comparativamente essas alternativas, face aos possíveis usos que a energia nuclear poderá ter no futuro do setor energético brasileiro.

Tal ferramenta será desenvolvida neste capítulo. Constitui-se em um modelo de oferta do setor nuclear, chamado de OMNUS, que visa permitir a análise da competitividade das alternativas de reatores e de ciclos do combustível nuclear. Este Modelo compõe-se dos elementos necessários para considerar todas as aplicações e alternativas estudadas no capítulo 3.

Dentro de uma visão exclusivamente comercial, pode parecer que pouco importa a forma como o setor nuclear organizará reatores e ciclos para atender à demanda. Existem, porém, em cada possível alternativa, peculiaridades que a tornam mais ou menos atrativa, dependendo dos objetivos globais buscados.

O que se quer destacar é que para o setor energético nuclear, a questão não se restringe ao menor custo do produto a ser oferecido, sem dúvida importante no mérito do julgamento de um alternativa, mas engloba problemas como as adequações tecnológica e comercial, investimentos anteriores já feitos, confiabilidade da tecnologia, possibilidade de migração para outras aplicações, uso adequado das reservas minerais, produção e disposição de rejeitos, possibilidade de melhor atender-se às incertezas do futuro, etc... Todos esses pontos devem ser considerados em um modelo de oferta.

A tendência apontada acima é, pois, não se analisar a competitividade dos agentes que compõem o sistema energético nuclear como uma mera comparação do custo do produto, mas sim com uma perspectiva abrangente, alinhada com as propostas da Análise do Ciclo de Vida, conforme Klöpffer e Rippen(1991).

O capítulo inicia-se abordando o que será modelado no OMNUS, indicando possíveis áreas para desenvolvimento futuro. Procurar-se-á reforçar pontos abordados anteriormente de forma desconexa, dando um claro direcionamento para a base de dados usada no estudo, relativa a reatores e ciclos.

Em seguida, é apresentada a formulação matemática utilizada. No que se relaciona ao uso das reservas minerais e à produção de rejeitos radioativos pelos reatores

e ciclos, o estudo analisa a influência dos materiais e processos, utilizando ferramentas da física de reatores. Estes são problemas que se apresentam externos aos reatores e não pertencem, também, diretamente ao ciclo do combustível, mas guardam grande importância para uma visão abrangente das implicações de se decidir por uma determinada família de reator e um ciclo do combustível. São externalidades importantes para uma avaliação correta da competitividade do setor nuclear.

As diferentes famílias de reatores terão possibilidades diversas de atenderem às aplicações projetadas. Essas diferenças dependem da implementação dos equipamentos e do circuito térmico usado para a conversão termo-eleto-mecânica da energia, dependem, enfim, da engenharia do projeto. São analisadas, então, as influências do projeto nas aplicações, ou seja, na produções de eletricidade, de calor ou de água doce.

Deve-se mencionar que o Modelo não busca cobrir explicitamente a propulsão nuclear, já que para esta aplicação a prática internacional indica claramente o uso de reatores do tipo PWR operando com urânio enriquecido. Não existe dúvida quanto à conveniência desta vertente específica do sistema energético nuclear, desde que se decida pelo emprego da propulsão naval nuclear. Da forma como o Modelo é desenvolvido, não existe, porém, nenhum impedimento conceitual para que os sistemas de propulsão sejam também estudados utilizando o OMNUS, desde que seja corretamente preparada a biblioteca de dados.

A quantificação econômico-financeira das aplicações é feita integrando reatores e ciclos num cálculo que cobre a vida útil da instalação nuclear, abordando os custos de implantação, exploração e descomissionamento. Devem ser considerados os problemas relativos ao programa de implantação seriada de instalações nucleares, ou seja, aqueles que resultam da decisão de padronização, escala das unidades, acoplamento entre tipos de reatores e de ciclos, etc...

4.1 MODELAGEM DO SISTEMA ENERGÉTICO NUCLEAR.

Para atender à demanda de energia elétrica, calor ou água doce, o sistema energético nuclear pode compor diferentes arranjos de reatores nucleares e de ciclos do combustível. Apesar de se direcionarem para um mesmo produto ou aplicação, serão todos esses arranjos equivalentes? Certamente que não, cabendo que se faça uma seleção

daquele que pode se constituir no melhor conjunto reator/ciclo, entre todos os disponíveis.

Uma dúvida que fica é estabelecer a base para julgamento, ou seja, saber avaliar o que significa "ser melhor". Enfim, "melhor" em relação a que? Baixo custo? Menor impacto ambiental? Melhor possibilidade de atender às incertezas do futuro? Melhor adequação à realidade científica e tecnológica do país?

Vê-se que o problema pode ser focado sob diversas óticas. A seleção de uma das possíveis alternativas não se constitui em tarefa fácil, já que o mérito da escolha fundamenta-se, muitas vezes, em bases subjetivas. Um exemplo ilustrativo dessa dificuldade reside na ampla discussão que ocorreu no final dos anos 60, quando decidia-se, no Brasil, entre seguir a linha de reatores HWR ou PWR, com as implicações subseqüentes de se depender ou do enriquecimento isotópico do urânio ou do uso da água pesada. Na época, decidiu-se pelos PWR, mas será que isto indica que são melhores que os HWR?

Para julgar o "melhor" é, pois, fundamental que todos os enfoques sejam feitos, levando a uma avaliação abrangente e buscando-se evitar a subjetividade.

Com a experiência já hoje acumulada quanto ao uso das diversas alternativas disponíveis no sistema energético nuclear, muito da subjetividade anterior foi eliminada, restando algumas condições básicas que podem ser objetivamente comparadas e que permitem uma análise técnica do assunto. Os estudos indicam que a avaliação correta vai na direção da Análise do Ciclo de Vida, conforme já mencionado, e isto mesmo quando a análise é feita parcialmente, como a desenvolvida ao longo deste trabalho.

Para o OMNUS, abordando os pontos acima, o ideal seria considerar amplamente as influências que as alternativas de reatores e ciclos trazem quanto aos problemas ambientais, ao uso das reservas minerais, ao uso da água e do solo, ao consumo de energia e não apenas o custo desses produtos. Os objetivos globais que se relacionam a um programa seriado de instalações nucleares, por exemplo a padronização e o porte das unidades, também deverão ser considerados.

A forma geral dos possíveis acoplamentos entre reatores e ciclos do combustível nuclear está apresentada na Figura 4.1.1, onde são também mostrados os acoplamentos que existem na versão atual do OMNUS. Estão indicadas as possibilidades abertas pelo sistema energético nuclear, tanto quanto aos reatores como quanto aos ciclos, juntamente com os insumos e produtos considerados.

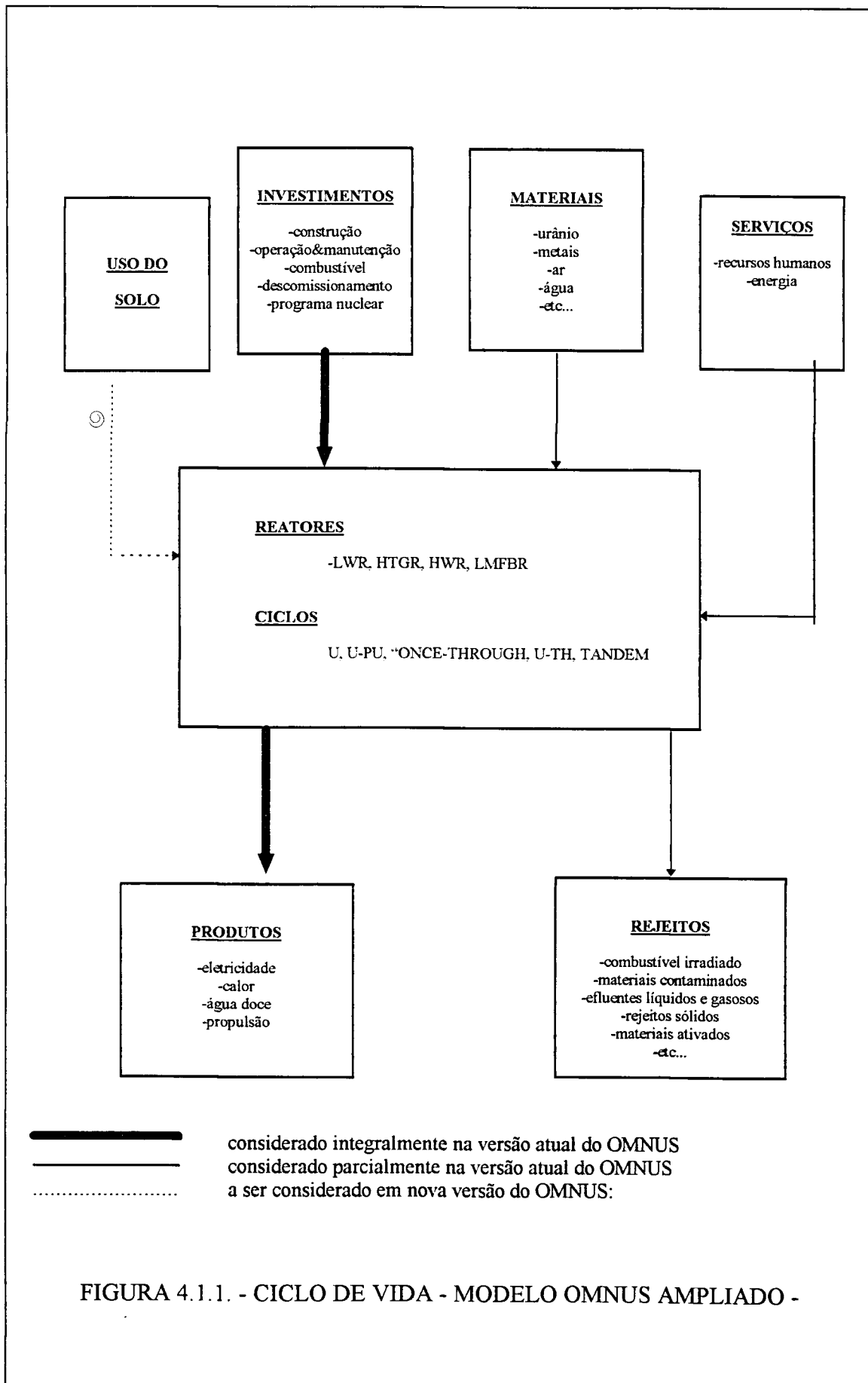


FIGURA 4.1.1. - CICLO DE VIDA - MODELO OMNUS AMPLIADO -

A não implementação do modelo para o "uso do solo" na versão atual, conforme linha tracejada indicativa, foi decidida por não implicar em perda substantiva para a análise atual, já que este item é relevante na comparação da hidroeletricidade com a termoeletricidade. Ao implementar-se parcialmente os modelos de "materiais", "serviços" e "rejeitos", procurou-se reter o aspecto mais relevante para a análise comparativa, como são os casos das reservas de urânio para os "materiais", dos custos dos "serviços" e da contaminação devido aos "rejeitos" de longa vida.

Assim, a versão atual do OMNUS incorpora modelos que permitem considerar-se os investimentos, os custos dos materiais e dos serviços, a produção de radioatividade proveniente do combustível irradiado e o uso das reservas de urânio, para cada aplicação considerada isoladamente ou em conjunto, na forma de cogeração. Futuramente, algumas facetas da Análise do Ciclo de Vida que não são cobertas atualmente pelo OMNUS, mas que se constituem em áreas de interesse, poderão ser incorporadas no seu processo de desenvolvimento.

As formulações matemáticas indicadas nos itens seguintes deste capítulo estão programadas em TURBO BASIC. A Figura 4.1.2. apresenta as interconexões entre os grandes blocos de cálculo, indicando a direção do fluxo de dados entre esses blocos. Toda a simbologia utilizada na formulação matemática empregada está na Tabela 4.1.1

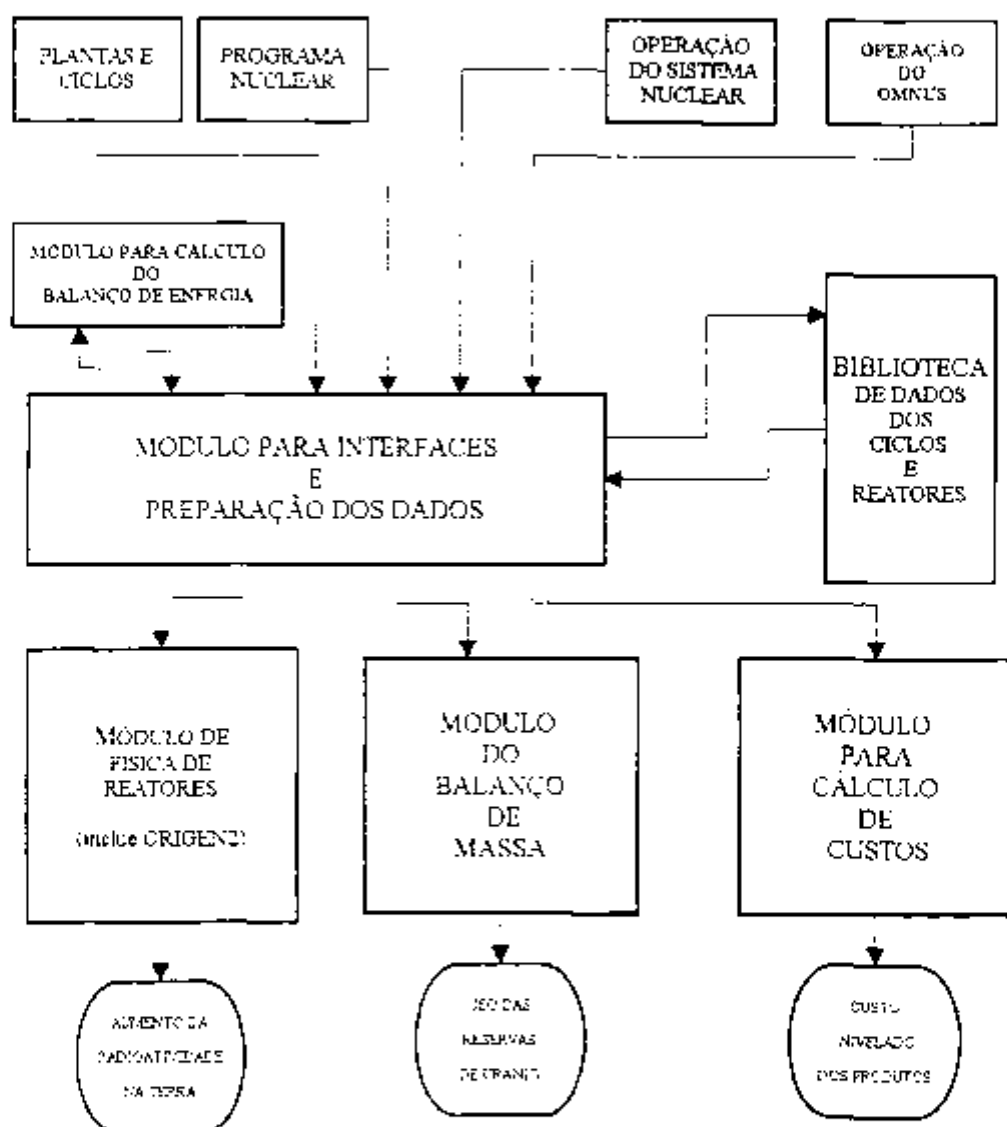
O programa de computador divide-se nas fases: entrada, processamento e saída de dados. O processamento está separado nos blocos relativos aos cálculos do aumento da radioatividade natural, do uso das reservas de urânio, baseado na formulação do balanço de massa e do custo nivelado. Adicionalmente, o balanço de energia, efetuado para estabelecer-se ou a potência térmica total da planta ou a quantidade de produtos primário e secundários a serem produzidos, é acionado no início do processamento, de forma a fornecer dados para o processamento dos outros blocos

Todos os dados necessários Ao processamento dos blocos de cálculo são preparados por uma única subrotina de interface, responsável também por buscar dados na biblioteca e promover sua atualização periódica. Nela são montados os sequenciamentos entre reatores e ciclos, conforme estabelecido no sistema energético nuclear em estudo, resultando nas informações necessárias ao processamento dos módulos específicos.

TABELA 4.1.1.**SIMBOLOGIA EMPREGADA NA FORMULAÇÃO MATEMÁTICA**

A	capacidade instalada para produzir água doce	m ³ /h
C	capacidade instalada para produzir calor	t/h
Ce	enriquecimento isotópico do U235	% em massa
Ct	concentração em U235 do rejeito (tail)	% em massa
Cun	concentração em U235 no urânio natural	% em massa
E	capacidade instalada para produzir eletricidade	MWh/h
(F)a	despesa anual com combustível	US\$*10**6
faa	fator de acoplamento entre calor e produção de água doce	fração da unidade
fac	fator de acoplamento entre ciclos e reatores	fração da unidade
fae	fator de acoplamento entre eletricidade e produção de água doce	fração da unidade
faea	fator de aproveitamento do calor para produzir água doce	fração da unidade
faec	fator de aproveitamento do calor para produzir calor	fração da unidade
fat	fator de acoplamento térmico entre plantas de conversão	fração da unidade
fc	fator de capacidade médio anual, para a vida da planta	fração da unidade
fD	fração do investimento no descomissionamento da planta	fração da unidade
fe(e)	fator de serviço de enriquecimento, para enriquecimento "e"	unidades
fea	eficiência térmica da planta de produção de água	fração da unidade
fec	eficiência térmica da planta de produção de calor	fração da unidade
fee	eficiência térmica da planta de produção de eletricidade	fração da unidade
fm(e)	fator de massa para o urânio com enriquecimento "e"	unidades
fpc	fator de perda de material na conversão	fração da unidade
fpe	fator de perda de material no enriquecimento	fração da unidade
fpf	fator de perda de material na fabricação	fração da unidade
ftca	fator termodinâmico do calor para água doce	fração da unidade
ftcc	fator termodinâmico do calor para calor	fração da unidade
ftca	fator termodinâmico do calor recuperado para água doce	fração da unidade
ftcc	fator termodinâmico do calor recuperado para calor	fração da unidade
lca	custo unitário adicional de investimento na produção de água	US\$/m ³ /h
lcc	custo unitário adicional de investimento na produção de calor	US\$/t/h
lce	custo unitário de investimento na conversão elétrica	US\$/KWe
ls	custo unitário de investimento na planta de vapor	US\$/KWe
k	número de reatores acoplados na reciclagem ou em "tandem"	unidades
Mz	massa da região z carregada no núcleo inicial	toneladas
N	vida útil da planta	anos
n	número de regiões do núcleo inicial	unidades
(OM)a	despesas anual em operação e manutenção	US\$*10**6
P	potência térmica instalada	MWh
Pe	potência elétrica equivalente instalada	MWe
Q	queima média do elemento combustível irradiado	MWd/ton
r	taxa de desconto	%
x	fator de economia de escala	fração da unidade

FIGURA 4.1.2 - MODELO OMNUS - MÓDULOS E INTERFACES



Conforme descrito acima, quatro são os módulos específicos, utilizados no processamento dos cálculos de física de reatores, engenharia de reatores, uso das reservas de urânio e custos. Esses módulos são chamados, respectivamente, de Módulo

de Física de Reatores, Módulo de Balanço de Energia, Módulo de Balanço de Massa e Módulo de Custos.

Cada módulo específico produz a sua parte da saída de dados, sendo possível o acesso a cada um, independentemente do acionamento dos outros. O controle sobre o sequenciamento do processamento é definido na entrada de dados.

A entrada de dados está dividida em quatro fases. A primeira e a segunda fases cobrem as informações relativas a cada instalação participante do sistema energético nuclear e fornecem os dados relativos ao programa nuclear. Dados relativos à operação do sistema energético nuclear compõem a terceira fase, enquanto que os dados que controlam o processamento do programa OMNUS são fornecidos na quarta fase.

A saída de dados é separada por módulo de cálculo, sendo efetuada automaticamente quando o módulo de cálculo é acionado. Os dados de saída são os relativos à configuração dos produtos e da potência, ao aumento da radioatividade natural, ao uso das reservas de urânio e ao custo nivelado do produto principal.

Os dados de saída são discriminados para cada componente do sistema energético nuclear e são também consolidados em valores globais para todo o sistema.

4.2. USO DAS RESERVAS DE URÂNIO.

O inventário de urânio necessário ao funcionamento de um reator nuclear depende do tipo de reator e ciclo do combustível selecionado, considerada a vida útil da instalação.

Para permitir a reação em cadeia, o reator requisita um inventário de material fissil, contido no núcleo inicial, sendo este inventário parte do urânio total requerido para o funcionamento da instalação. Também nas etapas do ciclo do combustível nuclear, dependendo das operações existentes, ocorrerão perdas de material que devem ser computadas, já que dependem de cada ciclo específico e podem representar valores significativos face ao inventário total.

Já que o interesse do estudo prende-se a uma análise comparativa, para a vida do reator serão considerados o inventário inicial e o consumo anual médio de combustível, o qual depende do fator de capacidade da planta e de sua potência. Para o consumo anual médio, assume-se que o ciclo do combustível nuclear trabalhe na condição de equilíbrio,

na qual o total de combustível requerido e o conteúdo de material fissil necessário para manter o reator crítico são constantes ao longo da vida.

Para o reator serão computados dois termos, um para o inventário inicial de combustível (MUI) e outro para o urânio requerido ao longo da vida útil da planta (MUE).

O inventário inicial é obtido pela soma das massas de cada uma das "n" regiões do núcleo inicial:

$$MUI = \sum_{i=1}^n (Mz \cdot fm) \quad (1)$$

onde, Mz é a massa da região e fm o fator de massa para o enriquecimento da região, dado pela equação (3).

O urânio requerido ao longo da vida útil da planta, conforme ditado pelo seu ciclo de equilíbrio, é representado pelo total de urânio requerido na vida da planta, para suportar a energia total gerada no combustível com taxa de queima Q :

$$MUE = 365 \cdot fm \cdot fc \cdot N \cdot \frac{P}{Q} \quad (2)$$

onde, P é a potência instalada, fc o fator de capacidade médio anual e N a vida útil da planta

O material adicional requisitado durante o processo de enriquecimento isotópico é imputado ao inventário do reator, sendo acrescido ao balanço global do urânio utilizado durante a vida da instalação multiplicando-se o material contido no elemento combustível pelo fator de massa fm para o enriquecimento de equilíbrio Ce , dado por

$$fm(e) = \frac{Ce - Ct}{Cum - Ct} \quad (3)$$

Devido à existência de regiões com diferentes enriquecimentos no núcleo inicial, a condição de equilíbrio só é alcançada depois de pelo menos três ciclos, no caso dos LWR, podendo demorar bem mais nos LMFBR

A carga inicial do núcleo do reator traz um excesso de reatividade devido à ausência dos materiais que consomem nêutrons e que serão produzidos quando da queima do combustível. Esta reatividade adicional existente no início da vida do reator é compensada pela introdução de outros elementos absorvedores de nêutrons, na forma dos chamados venenos solúveis ou venenos queimáveis, os quais podem ser posteriormente retirados, quando o ciclo de equilíbrio é atingido.

Para os HWR e para alguns tipos de HTGR, devido ao carregamento contínuo de combustível e ao pequeno excesso de material fissil, este problema é praticamente inexistente, podendo-se falar em um ciclo de equilíbrio durante toda a vida útil do reator.

Da mesma forma que não serão considerados os detalhes específicos dos reatores que pertencem à uma mesma vertente, por exemplo os detalhes ligados à engenharia de cada fabricante, e também não serão consideradas as diferenças entre as possíveis rotas alternativas para as etapas do ciclo do combustível, por exemplo os processos DUA ou TCAU para a conversão do urânio, conforme descritos por Santos(1989), é adequado que não se busque um detalhamento incompatível com os objetivos globais do estudo, no que se refere ao cálculo do uso das reservas de urânio.

Assim, é defensável, para o nível de detalhamento buscado no OMNUS, que se considere, a partir do inventário inicial, que o combustível queimado seja o existente no ciclo de equilíbrio, não levando em consideração os ciclo de transição. Para a comparação de alternativas, o erro cometido por essa aproximação será pequeno, já que a fase de transição ocupa uma pequena parcela da vida útil da planta, menos de 10%, e as massas requeridas na fase de transição situam-se entre as do núcleo inicial e as do núcleo de equilíbrio. A diferença global na massa de urânio para a vida da planta será, certamente, menor que 5%, não implicando em limitação ao uso do Modelo.

Reatores que usam o rejeito produzido nas plantas de enriquecimento ou no reprocessamento, através, por exemplo, da incorporação de plutônio fissil em urânio deplecionado, não terão acrescidos em seu balanço de material esses combustíveis, já que o urânio utilizado neste caso não será buscado na natureza mas sim no estoque de material rejeitado pelo sistema energético nuclear.

Para as aplicações consideradas neste estudo, o consumo de material combustível pode ser calculado tanto por unidade de eletricidade gerada como por unidade de calor produzido.

Considerando-se que as aplicações possíveis para a geração de energia não se restringem à nucleoeletricidade, torna-se necessário definir-se uma potência elétrica equivalente que relacione adequadamente a potência do reator e o consumo de combustível. Vale lembrar que neste estudo serão consideradas aplicações onde se gera eletricidade juntamente com a produção de calor e de água doce.

A equação que descreve a potência elétrica equivalente para uma planta com eficiência térmica f_{ee} é dada por

$$P_e = f_{ee} \cdot P \quad (4)$$

e terá seu cálculo analisado com maior detalhe no item relativo ao balanço de energia.

A energia elétrica equivalente total, gerada ao longo da vida útil da planta, é dada por

$$E_t = 8.760 \cdot f_c \cdot P_e \cdot N \quad (5)$$

Estabelecidas as condições acima e utilizando-se a simbologia indicada na Tabela 4.1.1., pode-se calcular a massa de urânio na forma de concentrado, chamado de "yellow cake", requerida por unidade de energia elétrica gerada em um reator nuclear, operando com um ciclo do combustível nuclear específico. Essa massa, obtida pela divisão da massa total de urânio natural consumida pela energia total produzida na vida útil da planta, é dada pela expressão

$$U = F_p \frac{MUI + MUE}{E_t} \quad (6)$$

onde, F_p dá as perdas existentes nas diversas etapas do ciclo, conforme equação (8).

A equação (6) pode ser re-escrita utilizando-se das equações (1), (2) e (5), como

$$U = F_p \frac{\sum_{i=1}^n (Mz \cdot fm)_i + 365 \cdot fm \cdot f_c \cdot P \cdot \frac{N}{Q}}{8.760 \cdot f_c \cdot P_e \cdot N} \quad (7)$$

onde F_p , o fator de perda de material no ciclo do combustível nuclear, é dado pelas perdas nas etapas de conversão (f_{pc}), enriquecimento (f_{pe}), e fabricação (f_{pf}) do elemento combustível

$$F_p = \frac{1}{(1 - f_{pc}) (1 - f_{pe}) (1 - f_{pf})} \quad (8)$$

Para esquemas que utilizam a operação integrada entre reatores e ciclos, a formulação matemática indicada acima deve sofrer as adaptações adequadas, indicando o consumo para cada reator e para o conjunto de todos os reatores

Como a reciclagem do material irradiado ou o acoplamento de ciclos permite que seja usado em um reator material que seria considerado como rejeito no âmbito do sistema energético nuclear, evitando-se o uso adicional das reservas minerais de urânio, torna-se necessário estabelecer-se um fator de acoplamento entre os ciclos e os reatores. Este fator de acoplamento define qual percentual do urânio usado por cada reator envolvido na reciclagem ou na operação "Tandem" é proveniente diretamente da mineração

A decisão de se introduzir o fator de acoplamento prende-se à conveniência de não tornar obrigatório que todo o material fissil, fissionável e fértil, existente em um combustível extraído de um reator, seja integralmente aproveitado pelo outro reator operando no ciclo Tandem. Através do uso do fator de acoplamento, é possível, enfim, definir-se qual fração do combustível requerido para a operação do reator é proveniente das reservas extraídas diretamente da natureza.

Nesse caso de material reciclado ou proveniente de ciclos Tandem, a formulação que descreve o uso das reservas de urânio, estabelecido o fator de acoplamento entre os ciclos, baseia-se na formulação anterior para um reator operando em ciclo específico.

Considere-se, agora, a soma da energia total produzida e a soma do consumo total de urânio para todos os "k" reatores e seus respectivos ciclos. A energia total produzida por todos os reatores é dada por

$$Et_k = 8760 \sum_{i=1}^k (Pe \cdot fc \cdot N)_i \quad (9)$$

A massa total de urânio na forma de "yellow cake" introduzida nos reatores e consumida por todos os reatores pode ser obtida adaptando-se a equação (7) para considerar o fator de acoplamento entre ciclos (fa_i), resultando

$$Mt_k = \sum_{i=1}^k (1 - fa_i) \cdot Ep_i \cdot \left[\sum_{j=1}^n (Mz \cdot fm)_j + 365 \cdot fm \cdot fc \cdot P \cdot \frac{N}{\bar{Q}} \right] \quad (10)$$

sendo o consumo global por unidade de energia para o sistema de reatores e seus respectivos ciclos

$$Uk = \frac{Mt_k}{Et_k} \quad (11)$$

Através da formulação matemática indicada acima, promove-se um balanço de massa para as reservas de urânio. Esta formulação está introduzida no programa de computador que contém o Modelo OMNUS, na forma de uma subrotina chamada de Módulo do Balanço de Massa.

4.3. PRODUÇÃO DE REJEITOS RADIOATIVOS.

Materiais contendo núcleos pesados, altamente radioativos, são produzidos pela absorção de nêutrons e de outras radiações existentes no reator nuclear, da mesma forma que núcleos de peso intermediário, mas também altamente radioativos, resultam do processo de fissão dos núcleos pesados. Ao aproveitar-se a diferença de massa existente entre os núcleos antes e após o processo da fissão, promove-se, simultaneamente, o aparecimento de uma grande quantidade de materiais que contêm núcleos com desequilíbrio energético, que resultam na emissão de radiações.

Durante a irradiação do combustível nos reatores nucleares promove-se um acréscimo da radioatividade natural, resultante da produção de energia pela fissão nuclear. É na fase de irradiação que este acréscimo deve ser analisado, fazendo-se com que o mérito de se produzir menor aumento da radioatividade por unidade de energia útil gerada, seja enfocado entre as vertentes de reatores, para cada um dos ciclos de combustível possíveis para aquela vertente específica.

Reatores nucleares e materiais combustíveis formam um conjunto cuja análise requer o concurso de poderosas ferramentas de cálculo, de forma a avaliar-se o comportamento integrado das reações de fissão e de outras reações nucleares, da população de nêutrons, do calor produzido e escoado, dos elementos de controle e das transformações que se processam no tempo e no espaço onde ocorrem as reações. Produção de energia e prevenção de acidentes são o pano de fundo para toda a metodologia de cálculo, desenvolvida e consolidada ao longo da história tecnológica da energia nuclear.

Não cabe aqui entrar no detalhe da metodologia de análise empregada no cálculo de reatores nucleares, mas o intento de avaliar-se o acréscimo da reatividade global trazido por cada vertente reator/ciclo, faz com que parte desta abordagem seja inevitável.

O cálculo de reatores nucleares baseia-se no uso sistemático de uma grande quantidade de dados estatísticos, obtidos experimentalmente. Estes dados experimentais cobrem tanto o comportamento individual dos materiais que compõem os combustíveis nucleares, como, coletivamente, seu comportamento quando irradiados no núcleo de reatores específicos.

Foram desenvolvidos métodos computacionais que utilizam os dados experimentais indicados acima e simulam a interação dos nêutrons com os materiais utilizados nos reatores, quando colocados sob as mais variadas circunstâncias. Modelos que utilizam equações das variáveis físicas, resolvidos por cálculos matemáticos efetuados em computador, podem, assim, reproduzir o que ocorre nos reatores, sendo este o caminho seguido pelos especialistas em engenharia nuclear e em física de reatores para efetuarem os projetos e os estudos desses equipamentos.

Dependendo do nível de detalhe envolvido no estudo e dos objetivos buscados no cálculo, diferentes metodologias de análise foram desenvolvidas, todas embasadas no princípio básico de que as simulações em computador reproduzem dados experimentais medidos e avaliados no mundo real.

Para o interesse específico deste estudo, parte-se de projetos de reator e de ciclo já estabelecidos comercialmente ou, pelo menos, cuja viabilidade técnica, tanto operativa como de segurança, esteja largamente comprovada. Assim, não se questiona, "a priori", se um reator operará efetivamente com o combustível proposto ou se é seguro e controlável durante toda sua vida útil ou, ainda, se seu custo final, operando no ciclo de combustível determinado, é o menor que se pode obter. Todos esses pontos encontram-

se previamente resolvidos ao se selecionar um conjunto de dados que resulta de uma vertente específica de reator e de ciclo, para a qual os estudos detalhados já foram executados.

O que se questiona aqui é quanto de radioatividade resulta da operação do combustível num reator específico, ou seja, o problema é o acompanhamento dos materiais que são introduzidos no núcleo do reator, de forma a se saber, ao final da irradiação, quanto de material restou, quais os novos materiais produzidos e qual a radioatividade global associada ao combustível, após descarregado do reator.

A possibilidade de ciclos Tandem, tanto com reprocessamento como do tipo DURIR, torna necessário que se considere o caso de um combustível irradiado ser reintroduzido em outro reator para novo período de irradiação, dentro, agora, das condições neutrônicas do segundo reator. A metodologia deve, então, ser suficientemente flexível para levar o material associado ao combustível irradiado no primeiro reator para esse novo período de irradiação, envolvendo a separação de parte da contaminação, como no reprocessamento, ou mantendo integralmente o seu conteúdo, como no DURIR.

No modelo matemático buscado, devem ser muito bem representadas as reações nucleares dos materiais combustíveis fisséis, fissionáveis e férteis, com atenção não só às suas probabilidades de ocorrência, mas também aos aspectos temporais que resultam na formação e no decaimento radioativo dos materiais, tanto enquanto no núcleo do reator como durante processos externos aos núcleo. Não se busca conhecer os detalhes espaciais da distribuição de potência no núcleo do reator, bem como as variações dos elementos de controle.

O que se deseja, quando se busca a formação e queima dos materiais radioativos durante e após a irradiação, partindo de todas as especificações apresentadas anteriormente, é o conhecimento da atividade do elemento combustível ao deixar o núcleo do reator. Este é um problema marcante nos estudos dos sistemas energéticos nucleares, tendo sido abordado quando da solução de muitos problemas do setor, por exemplo, nos que se relacionam ao transporte e reprocessamento do combustível nuclear irradiado, bem como nos relativos à disposição final do rejeito radioativo de alta atividade

Para o nível de detalhe buscado neste estudo, tem sido sistematicamente empregado o modelo ORIGEN desenvolvido por Bell(1973) no início da década de 70, e

inicialmente aplicado para o estudo da blindagem requerida durante o transporte de combustível irradiado. O modelo ORIGEN foi, posteriormente, ampliado por Croff(1983) para a versão ORIGEN2, na década de 80, de forma a cobrir outras aplicações do ciclo do combustível nuclear, as quais necessitam acompanhar o comportamento detalhado das cadeias de formação e decaimento dos materiais radioativos, tanto enquanto expostos aos nêutrons existentes no núcleo de um reator como durante os períodos fora do núcleo, como, por exemplo, durante o tratamento químico existente no reprocessamento.

Considerando em suas bibliotecas de dados as vertentes dos reatores em estudo, ou seja LWR, HWR, LMFBR e HTGR, o modelo ORIGEN2 faz uma análise simplificada do comportamento do combustível durante a irradiação, empregando um modelo chamado de "dimensão-zero", no qual o núcleo é representado por um conjunto de valores médios mutáveis somente ao longo do tempo de irradiação. A obtenção desses valores médios resulta de cálculos neutrônicos específicos e detalhados, promovidos para cada conjunto reator-ciclo.

Esses dados, incorporados e transferidos para o modelo matemático usado no ORIGEN2, melhoram, sobremaneira, a representação matemática do comportamento neutrônico desses reatores, mesmo considerando-se que o modelo matemático empregado é de "dimensão zero"

O uso do ORIGEN2 para estudos como o aqui proposto tem sido praxe no setor nuclear, conforme atestam, entre muitos outros, os trabalhos já mencionados de Guardini e Smith(1980) e de Oliva(1980).

O Modelo ORIGEN2 atende a todos os requisitos necessários ao estudo do acréscimo da radioatividade natural promovido pelas vertentes reator/ciclo, conforme discutido anteriormente. Diferentes reatores e ciclos são tratados nas bibliotecas implícitas ao programa, sendo permitido o acoplamento total ou parcial entre reatores. O ORIGEN2 é, pois, um modelo desenvolvido especificamente para tratar o que se busca neste estudo, sendo tradicionalmente empregado pelos especialistas do setor nuclear para resolver o problema em estudo. Assim, o ORIGEN2 é incorporado integralmente ao modelo OMNUS, como instrumento para avaliar a externalidade relativa ao acréscimo global da radioatividade natural.

Para o OMNUS, o modelo ORIGEN2 e suas bibliotecas de seções de choque são integralmente inseridos na subrotina chamada de Módulo de Física de Reatores. Nesta

subrotina, estão colocadas tanto as interfaces de entrada e saída dos dados requeridos para viabilizar-se o processamento do ORIGEN2, como as informações necessárias ao processamento sequencial dos reatores e ciclos do combustível nuclear, quando da existência de ciclos Tandem com ou sem reprocessamento.

4.4. APLICAÇÕES: INFLUÊNCIAS DA ENGENHARIA DOS REATORES.

A produção de eletricidade, de calor ou de água-doce é aqui estudada, levando em consideração as características das diferentes vertentes de reatores.

A engenharia do projeto de cada vertente de reator trará importantes influências quanto à sua capacidade específica de atender à aplicação buscada. Para cada sistema, a capacidade de produzir vapor em determinadas condições de temperatura e pressão, definirá o contorno a partir do qual as aplicações serão viabilizadas.

Para os reatores LWR e HWR as temperaturas máximas do vapor produzido encontram-se na faixa de 250 a 300 graus Celsius, enquanto que os HTGR podem atingir temperaturas de até 540 e, mesmo, produzir gás a 1000, quando em ciclo direto. Já foi mencionado que os LMFBR ocupam posição intermediária entre as vertentes anteriores, aproximando-se mais das condições oferecidas pelos HTGR.

Outros parâmetros da engenharia dessas vertentes de reatores, como as potências máximas comercialmente competitivas e as eficiências para a conversão térmica, definem as possibilidades operacionais e a competitividade global de cada vertente, quanto aos aspectos que se relacionam com sua engenharia.

A Tabela 4.4 1. indica a ampla gama das condições termodinâmicas cobertas pelo vapor proveniente das instalações do sistema energético nuclear, as condições termodinâmicas máximas para o vapor produzido em plantas térmicas não nucleares e inclui uma planta HTR, reator térmico a gás que pode produzir calor para ciclo combinado ou para cogeração, na linha do projeto japonês discutido anteriormente, no capítulo 3

TABELA 4.4.1. - CONDIÇÃO TERMODINÂMICA DO VAPOR USADO EM
ALGUMAS INSTALAÇÕES TÉRMICAS

INSTALAÇÃO	CIRCUITO PRIMÁRIO		CICLO DE VAPOR		EFICIÊNCIA CONVERSÃO TERMO-MEC (%)
	PRESSÃO (atm)	TEMP (°C)	PRESSÃO (atm)	TEMP (°C)	
PWR(*)	154	328	72,8	289,4	33
BWR(*)	-	-	70,7	287,4	32
HWR(***)	100	310	46,4	260	29
HTGR(*)	-	747	170,1	310	39
LMFBR(*)	-	535	105,4	485	35
HTR(**)	-	1000	258,6	537,8	44
Térmica(**) Não Nuclear	-	-	238,6	537,8	39
Térmica(**) Ciclo Comb	-	-	258,6	537,8	44

(*) Rust J. H.

(**) Valores genéricos.

(***) IAEA.

Para permitir-se o encaminhamento correto da análise, levando-se em conta a grande diversidade de alternativas para o conjunto de produtos e de reatores, a planta em estudo será desmembrada em alguns módulos básicos, possibilitando o uso de uma planta com configuração genérica. A discussão seguinte estabelece a forma como isto será feito, pela metodologia do balanço de energia.

O atendimento a uma determinada demanda de eletricidade, calor ou água doce, a ser atendida por uma planta térmica qualquer, será efetuado a partir do sistema gerador de vapor, aqui tomado como um bloco ao qual adicionam-se os sistemas auxiliares e toda a infra-estrutura de segurança. A este módulo completo, produtor de vapor, integra-se a instalação produtora do insumo buscado. Se a planta deve produzir somente eletricidade, a composição resultará numa planta nucleoeleétrica, conforme normalmente apresentado nos itens anteriores.

Além da planta nucleoeleétrica convencional, o modelo que se busca deve montar todas as outras alternativas. Poderá ocorrer demanda só por calor, na forma de vapor ou de água quente, ou só por água-doce. A reunião de qualquer conjunto formado pelas demandas individuais de eletricidade, de calor e de água-doce, também deve ser considerada, podendo ser atendida pela adição das instalações individuais produtoras desses insumos

A produção de água-doce, a partir do tratamento da água do mar, pode ser efetuada de muitas maneiras. Entre as alternativas estudadas pela AIEA, destacam-se os processos por destilação e por osmose-reversa, que implicam no uso de energia elétrica ou de calor de processo. Para cada alternativa, o caminho indicado para a produção da água-doce será perseguido a partir da produção de eletricidade ou calor, integrando o atendimento à demanda de água-doce no inventário global a ser produzido, tanto de eletricidade como de calor, dependendo do processo selecionado para a sua produção

Assim, para viabilizar uma análise mais abrangente, é montado um modelo no qual a demanda, em conjunto ou em separado, de eletricidade, calor ou água doce, possa ser atendida. Uma planta com características genéricas, formada por módulos autônomos integráveis pelos fluxos de massa e energia, torna-se capaz de atender, indiferentemente, a todas as necessidades colocadas.

O modelo parte da existência de um sistema nuclear para produção de vapor, podendo este sistema pertencer a qualquer das vertentes consideradas neste estudo. Em seguida, duas destinações são possíveis para o vapor, a geração elétrica ou a produção de calor. Englobando a possibilidade de produção simultânea de calor e de eletricidade, o modelo passa a ter toda a flexibilidade necessária à modelagem das possíveis vias alternativas para o fornecimento de eletricidade, calor ou água doce, já que a produção de água doce processa-se pelo uso da eletricidade e do calor.

Considerando-se que no sistema para conversão termo-eleto-mecânica a quantidade de calor rejeitado é significativa, prevê-se a possibilidade de acoplamento entre as plantas térmicas para conversão de eletricidade e produção de calor. Embora tratadas de forma independentes, seu acoplamento permite que seja otimizado o inventário térmico da instalação, que minimiza o calor rejeitado e aumenta, conseqüentemente, a eficiência da utilização térmica do combustível nuclear.

A Figura 4.4.1. ilustra a discussão acima, mostrando os diversos módulos que compõem o modelo representativo da planta nuclear, indicando, inclusive, as

interconexões entre esses módulos e o acoplamento térmico entre as plantas de conversão eletro-mecânica e produção de calor. Na Figura 4.4.1. estão indicados os fatores de rendimento, eficiência e acoplamento entre os elementos da planta, bem como as linhas que levam do vapor produzido pelo sistema nuclear até os produtos eletricidade (E), calor (C) e água doce (A).

O calor que pode ser recuperado da conversão termo-eletro-mecânica para ser usado em outras aplicações térmicas Q_{recup} é obtido pela diferença entre a energia total (Q_{total}) e a fração desta energia usada efetivamente na produção de eletricidade (Q_{elett})

$$Q_{recup} = Q_{total} - Q_{elett} \quad (12)$$

A equação (12) pode ser escrita em função da eficiência térmica da conversão termo-eletro-mecânica (fee) e da energia elétrica total produzida (E_{total})

$$Q_{recup} = \frac{E_{total}}{fee} - E_{total} = \left(\frac{1 - fee}{fee} \right) E_{total} \quad (13)$$

Considerando-se que a eletricidade total produzida E_{total} seja resultante da soma da produção direta de eletricidade adicionada àquela usada na produção de água, pode-se escrever

$$Q_{recup} = \left(\frac{1 - fee}{fee} \right) \left(E + \frac{fae}{1000} \cdot A \right) \quad (14)$$

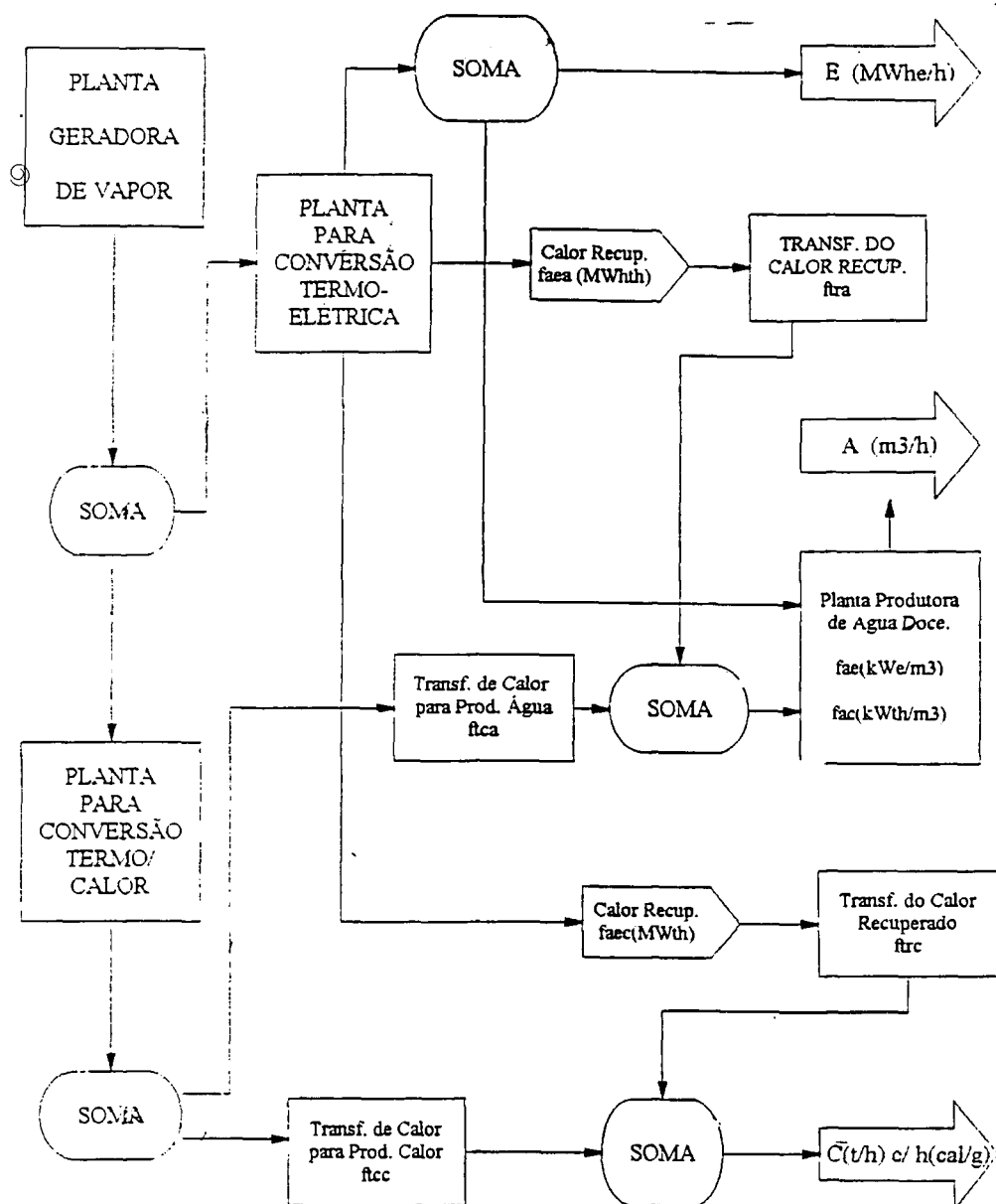
que define o calor máximo a ser aproveitado, implicando que os fatores de aproveitamento obedeçam à condição

$$faea - faec \leq 1 \quad (15)$$

de forma a garantir-se que

$$faea \cdot Q_{recup} + faec \cdot Q_{recup} \leq Q_{recup} \quad (16)$$

FIGURA 4.4.1. - MÓDULOS DO BALANÇO DE ENERGIA PARA A PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE(MWh/h), DE ÁGUA DOCE (m³/h) E DE CALOR (t/h)



inequação que deve ser atendida como requisito adicional, imposto pelo balanço de energia na planta para conversão termo-elétrica.

Ao estabelecer-se uma planta específica, devem ser caracterizados os dados de cada módulo e os fatores de transferência e de acoplamento das demandas de energia, sendo então composta a potência térmica da planta nuclear geradora de vapor.

A equação que descreve a relação entre a potência térmica total e a capacidade instalada para produzir eletricidade, calor e água doce, é obtida através do balanço global de energia para o sistema. O balanço é feito para cada item do sistema, que é composto por sete áreas para produção ou mistura de fluxos de energia, indicadas como

nó 1	--	planta geradora de vapor,
nó 2	--	planta para conversão termo-elétrica,
nó 3	--	planta para conversão termo-calor,
nó 4	--	distribuidor soma de eletricidade,
nó 5	--	misturador soma de calor para água doce,
nó 6	--	planta produtora de água doce,
nó 7	--	misturador soma de calor para calor.

Obtidos os balanços em cada nó, em seguida são substituídos os termos que representam fluxos intermediários, permitindo que seja montada a equação

$$P_e = \left(1 - \frac{f_{irc} \cdot f_{aec}(1 - f_{ee})}{f_{cc} \cdot f_{ec}} - \frac{f_{ira} \cdot f_{aea}(1 - f_{ee})}{f_{ca} \cdot f_{ec}} \right) E + \left(\frac{f_{ec} \cdot h_c}{860 f_{ice} \cdot f_{ec}} \right) C + \left(\frac{f_{ee} \cdot f_{ac}}{1000 f_{ca} \cdot f_{ee}} + \frac{f_{ae}}{1000} \left[1 - \frac{f_{irc} \cdot f_{aec}(1 - f_{ee})}{f_{cc} \cdot f_{ec}} - \frac{f_{ira} \cdot f_{aea}(1 - f_{ee})}{f_{ca} \cdot f_{ec}} \right] \right) A \quad (17)$$

na qual estão representados tanto os produtos A, C e E, como os fatores de transformação e acoplamento em função da potência total da planta P. Esta é a equação global para o balanço de energia na planta.

O acoplamento térmico entre as plantas para conversão elétrica e de vapor é definido externamente, de forma a se estabelecer corretamente a eficiência das plantas de conversão. Naturalmente que ao se desviar vapor proveniente da turbina para produção de água ou calor, o rendimento da conversão termo-eleto-mecânica fica prejudicado. Esta consideração pode ser adequadamente refletida no modelo de planta proposto, já

que os fatores definidos externamente podem ser calculados de forma a levarem isto em consideração.

A formulação que estabelece o calor aproveitado de forma integrada pelas plantas de conversão é dada pelo fator de aproveitamento para a eletricidade, definido por

$$r_e = 1 - \frac{ftrc \cdot faec(1 - fee)}{ficc \cdot fec} - \frac{fira \cdot faea(1 - fee)}{fica \cdot fec} \quad (18)$$

Da mesma forma, é útil definir-se as razões de conversão para o calor e para a produção de água, respectivamente

$$r_c = \frac{hc \cdot fee}{860 \cdot ficc \cdot fec} \quad (19)$$

$$r_a^c = \frac{fee}{1000 \cdot fica \cdot fec} \quad (20)$$

Pode-se, então, rescrever a equação (17), usando a equação (4) para a potência térmica total da planta, incluindo as razões de aproveitamento da eletricidade e de conversão para calor e água,

$$P = \frac{1}{fee} \left[r_e E + r_c C + \left(r_a^c \cdot fac + r_e \frac{fae}{1000} \right) A \right] \quad (21)$$

Para cada centro de conversão de energia estabelecido no modelo, devem ser levados em conta os dados gerais que permitam sua clara identificação, como, por exemplo, as condições termodinâmicas do fluido transferido, tanto na entrada como na saída do centro, obtendo-se os rendimentos térmicos das transformações processadas.

As propriedades termodinâmicas empregadas nos centros de transformação são importantes na obtenção dos fatores de transformação indicados acima, mas não são levadas em conta diretamente no balanço de energia, já que o consumo de energia para cada aplicação é dado pela potência, ou térmica ou elétrica, requerida pela aplicação. No

caso da produção de calor, a condição termodinâmica do produto, se vapor ou água quente, é parte da entrada de dados, juntamente com a própria demanda do insumo.

A montagem da planta genérica, conforme descrito acima, oferece grande flexibilidade na forma como a instalação é integrada, permitindo uma ampla gama de estudos. Entre outras, uma possibilidade é o uso de ciclos diretos para os reatores HTGR, já que tanto o rendimento térmico como seus outros dados podem ser definidos e colocados no centro de transformação correspondente. O fato da base de dados regularmente empregada no programa considerar que se usa um ciclo a vapor acoplado ao HTGR, em nada limita a possibilidade de se acoplar um ciclo direto. Se definidas adequadamente, as linhas de interconexão entre os módulos são traduzidas por parâmetros que não se prendem a uma única realidade da engenharia existente no centro de transformação.

Da mesma forma, o modelo permite simular-se a produção de vapor por um sistema não nuclear, desde que os parâmetros deste sistema sejam fornecidos de forma compatível com os requeridos para o reator. Permite também estudar-se plantas de propulsão, considerando-se instalações tanto elétricas como a vapor. Esta flexibilidade será útil nos estudos das competitividades interna e externa ao sistema energético nuclear.

A integração da formulação matemática descrita acima no modelo OMNUS é feita pela introdução das equações dos centros de transformação, e de suas interconexões, na subrotina Módulo para o Balanço de Energia, a qual deve ser processada para que sejam conhecidos os produtos ou a potência térmica das plantas, em função dos dados fornecidos. Conforme observado, esta subrotina está montada de forma a permitir que sejam definidos tanto os produtos como a potência total da planta, havendo uma análise da consistência dos dados para cada planta específica.

4.5. CUSTO DA ENERGIA OU DO PRODUTO.

A quantificação do custo da energia ou do produto deve levar em consideração o objetivo principal do estudo, que é permitir a análise comparativa entre os componentes do sistema energético nuclear, visando avaliar sua competitividade interna e externa, ou

seja, entre os próprios componentes do sistema, entre nucleares, e em relação às outras fontes de energia.

É notório que os empreendimentos do setor energético normalmente requerem elevados investimentos, com longo tempo de implantação. Também é característico do setor operar com pequenas taxas de retorno e longos tempos de maturação. Tempos de vida na faixa de 40 anos, entre os primeiros investimentos e os últimos recebimentos, são normais no setor, constituindo-se em exceção tempos menores. Uma razão para esses longos tempos reside na reunião das condições de investimento e de retorno do capital, as quais só se viabilizam quando este retorno possa ser efetuado a longo prazo.

Nas condições apontadas acima, o cálculo do custo dos empreendimentos energéticos requer uma metodologia especialmente adequada à análise de longo prazo, da mesma forma que uma avaliação prévia dos valores associados aos investimentos e aos recebimentos, os quais só serão efetivados a longo prazo.

Normalmente, considerando as condições especiais nas quais são financiados, os empreendimentos energéticos procuram evitar as incertezas tecnológicas, constituindo-se em uma área onde o processo evolutivo dá a tônica. Em vez de buscar fundamentalmente a inovação tecnológica, o setor energético busca reduzir os riscos do empreendimento através de um processo baseado na evolução de instalações tecnologicamente comprovadas. Nesse sentido, o setor energético pode ser chamado de "conservador", em contrapartida a outros setores que são "inovativos".

A discussão acima é importante porque a análise de custo que se busca não entrará no mérito das incertezas tecnológicas ou dos riscos dos empreendimentos, restringindo-se à contabilização dos investimentos e recebimentos efetivos.

Se considerados os riscos, algumas variações poderiam existir quanto aos competidores nucleares, já que, certamente, os PWR apresentam uma maior evidência de retorno efetivo dos investimentos do que, por exemplo, os LMFBR, os quais seriam penalizados por custos financeiros maiores, de forma a cobrir seus riscos de retorno a longo prazo, também maiores.

Não é por outro motivo que a inovação tecnológica no setor energético é normalmente promovida pelos investimentos governamentais em ciência e tecnologia, cabendo ao mercado o papel final no processo evolutivo, ou seja, comercializar a inovação a partir de sua completa comprovação tecnológica e econômica, obtida em plantas de demonstração bancadas pelos cofres públicos.

A avaliação dos custos, apresentada a seguir, será efetivada usando-se a metodologia do custo nivelado, a qual é discutida brevemente, com a abordagem de alguns de seus fundamentos.

Para os elementos de custo, é feita a separação naqueles que se relacionam especificamente ao empreendimento e nos que dizem respeito aos custos globais, normalmente imputados diretamente ao Governo ou presos a decisões que caem na esfera governamental. Os primeiros são abordados no item que apresenta os custos associados às aplicações, enquanto que os segundos são apresentados no item que estuda os custos associados ao programa nuclear.

A decisão de incluir-se os custos associados ao programa nuclear, compondo uma visão ampla do custo do produto, resulta do interesse em analisar-se o impacto das decisões de modificar-se um programa existente ou implantar-se um novo programa nuclear, buscando o efeito dessas decisões no custo final do produto. A idéia por trás desse cálculo é que, mesmo fugindo do âmbito do empreendedor, esses custos indiretos serão pagos pela sociedade. Afinal, foi amplamente discutido, em capítulo anterior, que o estudo identifica o sistema energético nuclear por seu retorno à sociedade na forma de produtos competitivos e não como via para o desenvolvimento estratégico, seja militar, seja tecnológico.

A formulação matemática indicada nos itens seguintes é incorporada ao OMNUS, compondo o Módulo para Cálculo dos Custos. Neste Módulo, são efetuados os cálculos e preparada a saída dos dados. Sua implementação permite o acesso a qualquer parte do cálculo, bem como a seleção de quais componentes de custo devem ser consideradas no estudo.

A decisão de efetivamente incorporar-se os custos do programa nuclear no custo nivelado do produto principal é, assim, totalmente flexível, da mesma forma que o conjunto de valores utilizado para os custos unitários.

4.5.1 METODOLOGIA DO CUSTO NIVELADO.

É complexa a análise comparativa entre empreendimentos de grande porte, que envolvem etapas diversas, nas quais os investimentos, despesas e recebimentos correntes, bem como os tempos de retorno, são também diversos.

Toma-se necessário utilizar-se uma metodologia que permita uma comparação entre essas alternativas, colocadas todas sob um mesmo referencial. Este é o objetivo do método do custo nivelado, amplamente empregado nos estudos que se relacionam aos empreendimentos do setor elétrico, conforme discutido pela AIEA.

O método do custo nivelado baseia-se na comparação entre os diferentes empreendimentos, utilizando um valor por unidade de produto chamado de custo nivelado. O método considera todas as despesas e recebimentos existentes ao longo da vida do empreendimento, descontados para uma mesma data de referência.

O custo obtido pelo método do custo nivelado corresponde ao valor pelo qual o produto deve ser vendido, de forma a cobrir todos os gastos incorridos na sua produção, promovendo-se, conjuntamente, uma remuneração estabelecida previamente para os capitais investidos. As despesas que devem ocorrer após o término da vida econômica do empreendimento são cobertas pela formação de fundos.

A taxa de desconto para pagamentos e recebimentos é aquela estabelecida como o custo do capital para o empreendimento, não se confundindo com a inflação esperada durante a vida da planta. Neste caso, a inflação é tratada independentemente ou, como ocorre com mais frequência, os preços são considerados como relativos a uma data fixa, não se sujeitando à inflação, apesar de recebidos em momentos diferentes, cabendo então a aplicação de uma taxa de desconto.

Despesas e recebimentos podem ter valores fixos em datas específicas ou valores variáveis incorridos de forma contínua. No primeiro caso incluem-se os investimentos em aquisição do terreno, edificações, equipamentos, etc., enquanto que no segundo, ocorrem os recebimentos que resultam da venda do produto e os gastos com operação, manutenção e combustível.

No primeiro caso, o tratamento dado pelo método do custo nivelado é simples, considerando os eventos na sua data específica e com o valor estipulado, sendo, em seguida, efetuado o desconto para a data de referência. Já os recebimentos e despesas variáveis, considerando-se o longo tempo de vida de um empreendimento desta natureza, são, em geral, tratados pelos seus valores médios anuais, considerados como se fossem efetuados em uma data fixa, a cada ano.

Para um empreendimento com vida útil de pelo menos 40 anos, contando desde as despesas iniciais até seu desmantelamento e disposição final, não é mesmo razoável considerar valores variáveis com um nível de precisão maior do que suas médias anuais,

sendo prática corrente considerar que estas médias são constantes ao longo de toda a vida do empreendimento, durante qualquer período em que são incorridas.

Assim, neste estudo, serão estabelecidos valores médios anuais para as despesas com operação e manutenção, independentes do fator de capacidade com o qual a planta seja operada e serão calculados os gastos com combustível, estes certamente dependentes do fator de capacidade médio anual.

O retorno do empreendimento, que resulta da venda do produto, também depende do fator de capacidade, já que a demanda é ditada por este fator, considerando-se que os produtos não podem ser estocados, afirmativa totalmente válida para a eletricidade e para o calor e não totalmente para a produção de água doce. De qualquer forma, mesmo que a água seja estocada e os custos do empreendimento prevejam a formação de um reservatório, a produção será considerada como sendo vendida quando produzida, não se levando em conta o desconto que poderia haver quando da venda do produto

O custo unitário do produto pode ser calculado em US\$ por kWh, por metro cúbico de água ou por tonelada de vapor ou de água quente, dependendo da aplicação. No caso de plantas cogeneradoras, deve-se estabelecer um valor para a venda dos produtos considerados como secundários, sendo então calculado o custo unitário do produto principal, descontados os recebimentos anuais resultantes da venda desses produtos secundários.

Nas plantas cogeneradoras, a fim de se evitar complicações desnecessárias, serão considerados para todos os produtos os mesmos fatores de capacidade anual, tomados como constantes ao longo da vida da planta.

Da mesma forma, já que não se propõe aprofundar o estudo dos mecanismos de financiamento do capital investido, a taxa de desconto será constante ao longo da vida da planta e não serão considerados os custos relativos a impostos e outras taxas municipais, estaduais e federais. Lembre-se que não se procura a análise financeira do empreendimento e sim os aspectos financeiros que afetam a competitividade das diferentes alternativas.

Considera-se que, dependendo das condições do mercado financeiro no momento em que se decide pelo empreendimento, as bases de financiamento válidas para uma alternativa valerão também para as outras, já que, embora diferentes, os custos envolvidos não são tão discrepantes de forma a justificarem que existam bases diferentes

para este financiamento. Os riscos financeiros serão menores no caso de empreendimentos de menor porte ou com menor tempo de maturação, reduzindo, talvez, o custo do financiamento, mas este ponto é muito específico e não será analisado. Da mesma forma, considera-se que impostos e taxas incidirão de maneira uniforme sobre todas as alternativas.

A expressão do custo nivelado para o produto pode então ser escrita, de forma genérica, onde os valores dos investimentos (I), operação e manutenção (OM), combustível (F), vendas dos produtos secundários (S) e principal (V), são todos descontados para uma mesma data de referência. Na formulação do custo nivelado, indicada a seguir, as vendas dos produtos secundários são consideradas como créditos anuais e inclui-se um item de custo associado ao programa nuclear (PG).

A equação do custo nivelado é

$$u = \frac{I + OM + F - S + PG}{V} \quad (22)$$

onde "u" pode ser dado por "e", "a" ou "c", dependendo se o produto principal é a eletricidade ou a produção de água doce ou calor. Para cada caso, o custo nivelado será em US\$/MWh, US\$/m³ ou US\$/t, respectivamente.

O total de produto vendido ao longo da vida da planta, representado por "V" no denominador da expressão do custo nivelado, é o relativo ao produto principal. Este total é obtido pela soma do valor médio anual recebido pela venda das unidades produzidas, descontado para a data de referência.

Considera-se que as unidades vendidas representem, na realidade, o valor em moeda anualmente recebido, equivalente ao produto do total produzido no ano pelo preço de venda. Deve-se lembrar que "V" é dado em unidades de produto, já que a formulação do custo nivelado não faz a conversão financeira, estabelecendo o custo nivelado por unidade de produto.

O total descontado de produto principal produzido ao longo da vida da planta é dado por:

$$V = 8.760 \cdot f_c \cdot U \left[\frac{1 - (1+r)^{-N}}{r} \right] \quad (23)$$

onde "U" pode ser E, A ou C.

Considerando-se que uma planta específica possa produzir calor, água doce ou eletricidade, estabeleceu-se que o custo nivelado será o do produto principal, enquanto que os produtos secundários serão considerados como créditos anuais.

Os créditos anuais resultantes da venda dos produtos secundários resultam num valor descontado que entra na formulação do custo nivelado, dado por

$$S = 8.760 \cdot fc \left[\frac{1 - (1+r)^{-N}}{r} \right] \sum_{i=1}^2 (U \cdot Cp), \quad (24)$$

onde "Cp" é o preço unitário de venda do produto secundário "U".

Os investimento que compõem os custos da planta são os globais do empreendimento, envolvendo todas as despesas necessárias para viabilizar tanto o produto principal como os produtos secundários.

Custos relativos aos investimentos baseiam-se nas instalações que compõem a planta, de forma a viabilizar-se o empreendimento, conforme as aplicações definidas. Custos associados ao programa também afetam os investimentos, agora globais, não só os relativos ao empreendimento mas também aqueles presos às decisões de nacionalização ou de padronização

Além dos investimentos, devem ser considerados os custos de operação, manutenção e de combustível, todos incorridos anualmente e dependentes tanto do arranjo da planta como do ciclo do combustível. No âmbito dos custos associados ao programa, os de fiscalização são também anuais. Esses pontos são discutidos a seguir, quando se abordam os custos associados às aplicações e ao programa.

4.5.2. CUSTOS ASSOCIADOS ÀS APLICAÇÕES.

Cada empreendimento, dependendo das aplicações buscadas, comporá um conjunto específico de custos. Os itens seguintes analisam a composição desses custos e preparam a formulação matemática que será utilizada no OMNUS. São considerados somente os custos relativos ao empreendimento em si, envolvendo o reator e o ciclo do combustível a ele associado.

Os custos a serem considerados são os já mencionados e que se relacionam a investimentos, operação e manutenção e combustível. A ótica é sempre a da operação do reator, elemento central na produção do produto principal, sendo os valores descontados para a data de operação comercial da planta

No caso de um sistema nuclear em que mais de uma planta é operada, o cálculo será feito por reator, considerando que todos os reatores envolvidos iniciarão simultaneamente a operação e que os produtos principais e secundários são estabelecidos por reator. Este ponto é importante para a montagem do OMNUS.

Para os investimentos, devem ser considerados aqueles que ocorrem na fase de construção e montagem da planta e os existentes ao final de vida útil da instalação, quando de seu desmantelamento.

Os investimentos que ocorrem até o início da operação comercial da planta são distribuídos em diversos centros de custo relativos às obras, aquisições de equipamentos, juros durante a construção, aquisição e desenvolvimento do local do empreendimento, equipamentos para segurança, despesas de licenciamento, etc... Todos esses investimentos podem ser, e em geral são, representados por um único valor, chamado de custo de investimento, normalmente calculado em US\$/kW instalado.

Para um estudo que deve considerar plantas de cogeração, permitindo aplicações que não somente as relativas à nucleoeletricidade, torna-se necessário estabelecer-se o custo de investimento de forma flexível. A estrutura usada no OMNUS separa a parcela relativa ao sistema gerador de vapor, junto com seus auxiliares e outras despesas necessárias, das parcelas que se destinam exclusivamente aos centros de transformação do vapor em eletricidade ou calor, bem como no centro para produção de água doce. Utiliza-se, neste caso, a estrutura definida para a planta quando do estudo das aplicações, separando-se os investimentos relativos a cada centro de transformação da planta.

Para o descomissionamento, face às grandes incertezas existentes quanto ao valor deste investimento, é aqui considerado que ele será representado por uma parcela obtida como uma fração do custo de implantação do empreendimento, chamada de "fd", a qual deve ser fornecida nos dados de entrada

O descomissionamento pode ser efetuado em qualquer momento após o fim da vida útil da planta, mas é necessário que se tenha previsto a existência de um fundo de reserva, compatível com as despesas previstas, de forma a cobrar-se dos usuários da energia o custo global pelo seu uso.

O método a ser empregado no descomissionamento é pouco importante pois, conforme discutido acima, os custos devem ser previstos durante a vida econômica útil da planta. O importante é que existam os recursos para cobrir as despesas, ficando a critério do empreendedor ou do órgão licenciador definir se o descomissionamento deve ser feito imediatamente após o fim da vida útil ou protelado. Custos podem ser diferentes em um caso ou no outro, mas as incertezas hoje existentes sobre os investimentos necessários ao descomissionamento superam em muito as diferenças percebidas entre as alternativas.

Para as condições acima, pode-se estabelecer a relação para o custo de investimento, englobando as despesas com descomissionamento, representadas pela fração do investimento (f_D)

$$I = \left(1000 \cdot P \cdot fee \cdot I_s + C \cdot I_{cc} + A \cdot I_{ca} + E \cdot I_{ce} \right) \left[1 + f_D (1+r)^{-N} \right] \quad (25)$$

onde I_s e I_{cc} são os custos unitários de investimentos na planta de vapor e na planta de conversão eletro-mecânica, enquanto I_{ca} e I_{ce} são os custos unitários adicionais relativos aos investimentos na produção de calor ou água doce.

Outro custo associado à aplicação diz respeito ao combustível, sendo este um custo variável incorrido anualmente, dependente do fator de capacidade da planta.

O inventário anual de combustível depende do fator de capacidade anual (fc) e da queima (Q)

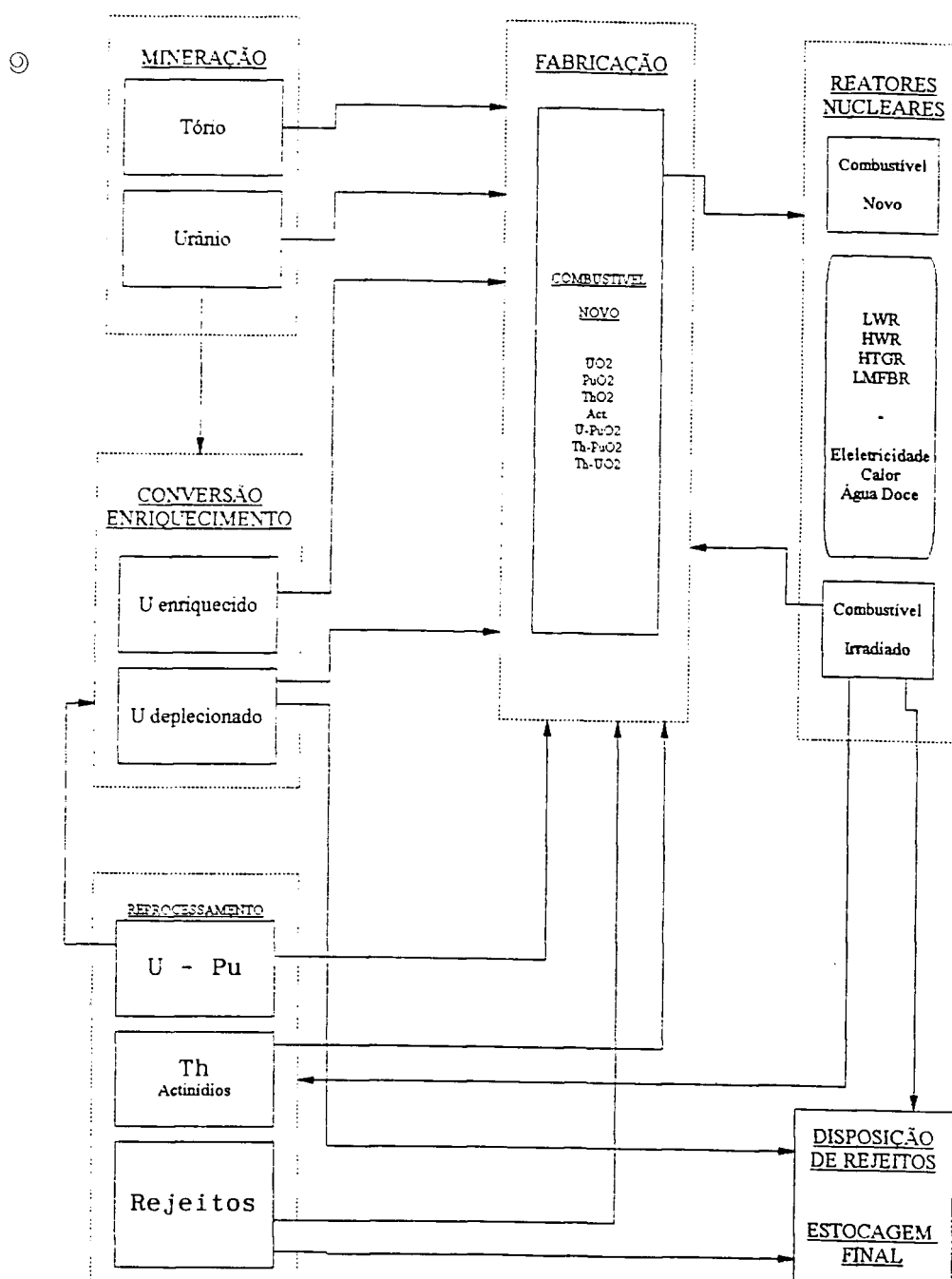
$$M_f = \frac{365 \cdot P \cdot fc}{Q} \quad (26)$$

Para calcular-se o custo do combustível é necessário fazer-se considerações sobre as etapas do ciclo do combustível nuclear, devendo o modelo ser suficientemente flexível para cobrir todas as alternativas. Devem ser possíveis ciclos partindo do urânio ou do tório, com ou sem reprocessamento, com ou sem reciclagem de materiais irradiados. A Figura 4.5.1. indica as etapas e as interconexões que necessitam ser cobertas.

Para qualquer ciclo, as despesas com combustível são encaradas como se incorridas para repor somente o combustível gasto durante um ano de operação do

reator. O inventário anual de combustível indicado pela formulação acima é, então, a demanda de combustível que deve ser atendida pelo ciclo, mesmo que a recarga de combustível no reator não seja de duração anual. Por exemplo, para ciclos “once-through” com alta queima, o tempo de recarga para LWR pode ser de 18 meses ou

FIGURA 4.5.1. - ETAPAS DO CICLO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR E SUAS INTERCONEXÕES



mais, embora os cálculos econômicos efetuados para obter-se o custo do combustível baseiem-se na fração relativa à reposição anual.

Nenhuma perda de informação é feita nesse caso, já que os valores anuais necessários para repor-se o combustível são considerados como os efetivamente gastos, cabendo o estabelecimento de tempos reais para os investimentos nas etapas do ciclo necessárias para repor-se o combustível gasto. Isto quer dizer que, mesmo que a queima seja contabilizada anualmente, suas despesas podem levar em conta os tempos e os dispêndios efetivos, requeridos pelas diversas etapas do ciclo, obtendo-se um valor correto para o custo unitário do combustível.

Todos os valores gastos para repor o combustível queimado, bem como os créditos que resultam do reaproveitamento do combustível irradiado, seja pelo reprocessamento ou através de ciclos DURIR, tomam como referência a data anual em que seja efetivado o recebimento pela venda do produto principal. Na mesma época, são creditadas as vendas dos produtos secundários, as quais não compõem créditos ao combustível mas sim item separado, computado diretamente na formulação do custo nivelado.

No caso de sistemas energéticos nucleares operando com mais de um reator ou com o mesmo tipo de reator mas com ciclos diferentes, em Tandem do tipo DURIR ou com reprocessamento, o cálculo deve ser efetuado para cada conjunto reator-ciclo. Na realidade, cada conjunto reator-ciclo-aplicações forma um todo, ao qual é possível imputar custos.

Um sistema energético nuclear será composto por conjuntos reator-ciclo-aplicações que se integram pela operação de ciclos Tandem. Novamente, as interdependências existentes no estabelecimento de um sistema energético nuclear específico, serão tratadas no OMNUS a partir das formulações para um conjunto reator-ciclo-aplicações.

Para o modelo de custo do combustível, a representação dos tempos para gastos e créditos é apresentada na Figura 4.5.2.

Dadas as etapas do ciclo (Figura 4.5.1) e estabelecidos os tempos (Figura 4.5.2), obtém-se o gasto anual de combustível, considerado como constante para a vida da planta. Descontando-se esse gasto anual para a data da operação comercial do reator,

colocada como data de referência global para o empreendimento, obtém-se o custo de combustível a ser considerado na formulação do custo nivelado.

Para o fator de material, já indicado quando do desenvolvimento da metodologia para cálculo do uso das reservas de urânio, e para o fator de serviço de enriquecimento, conforme desenvolvido por Benedict e Pigford(1957),

$$f_{m(e)} = (2C_e - 1) \ln \frac{C_e}{1 - C_e} + (f_{m(e)} - 1)(2C_t - 1) \ln \frac{C_t}{1 - C_t} - f_{m,e} (2C_{um} - 1) \ln \frac{C_{um}}{1 - C_{um}} \quad (27)$$

pode-se calcular os diversos itens indicados na Figura 4.5 2., obedecendo-se as relações entre tempos, componentes dos gastos e créditos inerentes à obtenção do combustível. Esses itens são:

a) -pagamento do material fissil enriquecido:

$$P_{MFE} = [f_{m(e)} \cdot V_p \cdot V_{un}(1 + r)^{tm} + f_{m(e)} \cdot V_e](1 + r)^{(12t - 12a - 12c - 12d)} \quad (28)$$

b) -pagamento do material fissil reprocessado:

$$P_{MFR} = [C_{es} \cdot V_{es} - C_{ep} \cdot V_p](1 + r)^{(12t - 12a - 12c - 12d)} \quad (29)$$

c) -pagamento do material fértil, tanto novo como recuperado:

$$P_{MFR} = C_{fh} \cdot V_{fh} (1 + r)^{(12t - 12a - 12c - 12d)} \quad (30)$$

d) -pagamento do serviço de fabricação:

$$P_{SFS} = V_s (1 + r)^{(12t - 12a - 12d)} \quad (31)$$

e) -pagamento pela disposição final e permanente de rejeitos:

$$P_{SDI} = V_d (1 + r)^{-\left(12d + \frac{N}{2}\right)} \quad (32)$$

f) -crédito pelo material reprocessado ou aproveitado em ciclo tandem do tipo DURIR ou com reprocessamento:

$$R_{REP} = \left[V_{u3} \cdot C_{e3f} + V_{u5} \cdot C_{e5f} + V_P \cdot C_{ePf} + V_{uR} \cdot f_{m(e)} \right] (1+r)^{-(tq2+1st+tp1)} - \\ - V_t (1+r)^{-(tq2+1st)} - V_R (1+r)^{-(tq2+1st+tr1)} \quad (33)$$

Assim, o valor descontado para o custo de combustível, a ser considerado na formulação do custo nivelado é:

$$\ominus \\ F = 1000 \cdot M_a (P_{MFE} + P_{MFR} + P_{MTh} + P_{SFA} + P_{SDI} - R_{REP}) \left[\frac{1 - (1+r)^{-N}}{r} \right] \quad (34)$$

Como item final, requerido pela formulação do custo nivelado, discute-se agora o custo de manutenção e operação, incorrido anualmente ao longo da vida útil da planta.

Dependendo das aplicações, tanto a principal como as secundárias, os custos de operação e manutenção sofrem variações importantes, devendo este aspecto ser considerado na sua definição. Uma possibilidade seria separar os itens do custo de manutenção e operação relativos a cada aplicação, da forma feita para o custo de investimento.

Considerando, porém, os detalhes de interdependência entre as atividades de operação e manutenção, torna-se difícil imputar-se a parcela relativa a cada aplicação, sendo aqui decidido considerar-se um valor anual único englobando todas as aplicações. Este valor, considerado constante para toda a vida da planta, é representado por $(OM)_a$, e cobre as despesas globais de operação e manutenção.

Assim, a parcela de operação e manutenção a ser considerada na formulação do custo nivelado é obtida pelo valor descontado das despesas anuais incorridas ao longo da vida da planta e é dada por:

$$OM = (OM)_a \frac{1 - (1+r)^{-N}}{r} \quad (35)$$

4.5.3. CUSTOS ASSOCIADOS AO PROGRAMA NUCLEAR.

Itens que não dizem respeito a um empreendimento específico mas podem onerar diferentemente as diversas vertentes do sistema energético nuclear, dependendo das condições objetivas nas quais este sistema será efetivado, são aqui chamados de custos associados ao programa nuclear. Caracterizam atividades que normalmente transcendem à área de atuação da empresa geradora de energia, caindo na esfera do governo.

A decisão de se incluir estes custos na formulação do custo nivelado prende-se à necessidade de se abordar as implicações econômicas de se implantar novas vertentes de reatores, partindo de uma realidade específica existente no país.

São abordados os aspectos de padronização, economia de escala, nacionalização, fiscalização e licenciamento, incorporando-se no OMNUS fórmulas que permitem a quantificação dos efeitos desses itens no custo nivelado do produto principal.

Quanto à padronização, é sabido que plantas únicas, feitas de acordo com os requisitos específicos do cliente, são mais caras do que plantas padronizadas, feitas em série. Na padronização, é possível ratear-se por um número maior de clientes os custos fixos envolvidos com o projeto e o desenvolvimento de equipamentos, cabendo a cada cliente uma parcela menor do custo global. Por outro lado, o aprendizado tecnológico e o treinamento de pessoal são diretamente transferíveis em plantas padronizadas, bem como as atividades de licenciamento e muitos outros custos indiretos, os quais são só parcialmente transferíveis em plantas não padronizadas.

Estudos franceses, relatados pela AIEA, indicam que a redução do custo de investimento pode ser expressiva quando a padronização atinge séries de até 10 unidades, não havendo ganhos adicionais a partir daí. O maior ganho é obtido até a quarta unidade da série, praticamente estabilizando neste patamar o ganho possível.

Para o OMNUS, a economia trazida pela padronização será avaliada a partir da definição de um programa nuclear, no qual a potência total envolvida no programa é estabelecida, por exemplo, pelo número de unidades de determinada potência, implantadas em série, havendo uma redução do custo de investimento para todas as unidades englobadas no programa.

O fator de redução utilizado no OMNUS é o proposto pela experiência francesa em produção seriada, conforme estudo da IAEA(1993), tendo-se considerado o menor

valor de ganho para cada intervalo da série, de forma a compor-se a Tabela 4.5.1., onde "n" é o número de unidades na série e f(n) é o fator de redução do custo de investimento para todas as unidades:

TABELA 4.5.1 - FATOR PARA REDUÇÃO DO INVESTIMENTO EM USINAS NUCLEARES INSTALADAS EM SÉRIE.

n	1	2	3	4	5	6 a 9	10 ou mais
f(n)	1,00	0,86	0,72	0,68	0,65	0,64	0,63

Para o fator acima, serão considerados como passíveis de economia de padronização os custos de investimento para as plantas geradoras de vapor e conversora eletro-mecânica

As plantas conversora de calor e produtora de água, são, normalmente, instalações dedicadas e específicas para um empreendimento, aqui consideradas sempre com o custo não escalado. É possível levar em conta, também para essas unidades, o efeito de série, já que os valores fornecidos ao OMNUS para o custo unitário dos centros de transformação podem trazer já embutidos esse efeito

A decisão de não se escalar as plantas conversora de calor e produtora de água tem uma razão adicional, que se prende ao fato de serem estas plantas de uso corrente em outras unidades que não as do empreendimento em estudo, cabendo uma análise em separado da economia de série. Pode-se, por exemplo, em uma única unidade geradora de energia nuclear, aproveitar-se uma instalação produtora de água por osmose reversa que seja utilizada em diversas outras localidades.

Outro aspecto ligado ao programa nuclear diz respeito ao porte das unidades padronizadas, havendo uma redução do custo de investimento para unidades de maior potência, desde que operando com o mesmo fator de capacidade. Este aspecto é importante para os estudos da competitividade do sistema energético nuclear face às usinas térmicas e hidráulicas, sendo também incorporado ao OMNUS.

Muitos estudos de economia de escala foram efetuados no âmbito das plantas nucleares, especialmente para mostrar-se a vantagem econômica de se ter unidades cada vez maiores, normalmente operando na base do sistema e com elevados fatores de capacidade. Esta lógica não é diretamente aplicável quando se considera sistemas hidro-térmicos, nos quais as térmicas, em geral, e as nucleares, em especial, tendem a operar com baixos fatores de capacidade. A análise técnica desse assunto é importante para as conclusões do estudo.

Outro motivo para se incluir uma formulação matemática que permita avaliar os custos de investimento para qualquer potência instalada a partir do conhecimento deste custo para uma potência instalada específica, prende-se ao objetivo global do estudo, já que se pretende promover estudos de cenários nos quais a potência instalada possa ser um dos parâmetros de avaliação da competitividade. Conforme observado acima, para sistemas hidro-térmicos não existe evidência de que o aumento da potência nominal implique necessariamente em ganho de competitividade.

A correlação indicada pela IAEA e por outros autores, como Hellman(1983), para descrever a economia de escala é dada por:

$$I_{K1} = I_{K2} \left(\frac{P_1}{P_2} \right)^{(x-1)} \quad (36)$$

onde o fator de escala "x" oscila entre zero e um, tendendo para um quando a economia de escala é menor.

É indicado pela AIEA que "x" normalmente situa-se entre 0,4 e 0,9 dependendo do tipo do empreendimento. Para plantas nucleares, é corrente considerar-se que a economia de escala seja um item importante, fazendo com que "x" aproxime-se de seu valor inferior, sendo muitas vezes usado o valor de 0,4 enquanto que, para plantas térmicas a carvão, usa-se o valor 0,8.

Para o OMNUS, promoveu-se uma avaliação detalhada de qual seria o valor apropriado a ser considerado. Para isto, diversos valores de custo de investimento para potências específicas foram buscados e correlacionados, chegando-se à conclusão que os custos de investimento das instalações nucleares não são necessariamente tão fortemente dependentes da escala da planta. Talvez, custos mais recentes reflitam a existência de plantas padronizadas pelo fornecimento a diversos clientes, as quais já trazem uma

otimização implícita no projeto, mesmo que vendidas isoladamente e com potências aparentemente não padronizadas.

Outro aspecto a ser mencionado quanto à escala vale para os LWR do tipo PWR, planta que ocupa o maior mercado nuclear, conforme já discutido. São plantas que guardam uma escala fixada no próprio sistema de geração de vapor, composto por módulos de 300 MWe, fazendo com que plantas de 600 MWe ou de 900 MWe utilizem os mesmos equipamentos das plantas maiores, de 1200 MWe. Para outros itens, como o vaso do reator, sistemas auxiliares, etc..., existe a possibilidade de se obter economia de escala.

O ponto que se quer fazer é que o estudo específico efetuado para se obter o valor que melhor representa "x", indica a existência da economia de escala para plantas nucleares mas com valores mais próximos dos considerados para plantas térmicas convencionais.

Para se estabelecer o intervalo aceitável de "x" para instalações nucleares, serão considerados os valores indicados pela IAEA(1992) em estudo sobre a produção de água doce usando reatores nucleares. Neste documento, a AIEA informa os custos de investimento para diversas unidades e conclui que os valores aceitáveis para as plantas nucleares são:

TABELA 4.5.2. - CUSTOS DE INVESTIMENTO PARA INSTALAÇÕES NUCLEARES DE DIVERSAS POTÊNCIAS

Potência (MWe)	50	300	600	900
Custo de Investimento (US\$/kWe)	2.750	2.420	1.870	1.650

Para os dados acima, o dólar de referência é o de 1990, aqui não levado em consideração quanto a sua atualização, pois o que se busca é a variação relativa entre

potência e custo de investimento e não os valores absolutos para este custo, os quais serão fornecidos nos dados de entrada do OMNUS.

Face às condições discutidas anteriormente, decidiu-se considerar três faixas para o fator de escala "x", dependendo da extrapolação que se busque, tomando-se o intervalo de variação seguinte:

$$0,60 \leq x \leq 0,80 \quad (37)$$

com "x" definido por:

$$x = 0,60 \quad \text{para} \quad 0,5 \leq \frac{P_1}{P_2} \leq 2 \quad (38)$$

$$x = 0,70 \quad \text{para} \quad 0,1 \leq \frac{P_1}{P_2} \leq 0,5 \quad \text{ou} \quad 2 \leq \frac{P_1}{P_2} \leq 10 \quad (39)$$

$$x = 0,80 \quad \text{para} \quad \frac{P_1}{P_2} < 0,1 \quad \text{ou} \quad \frac{P_1}{P_2} > 10 \quad (40)$$

os quais são colocados na biblioteca de dados do OMNUS. Simultaneamente, não se admite aplicar a formulação para plantas com potência fora do intervalo entre 50 MWe e 1200 MWe.

Para incluir outros custos nacionais, são em seguida considerados os investimentos relativos à nacionalização e às atividades de licenciamento

Para a nacionalização de um programa nuclear, diversos investimentos em pesquisa e desenvolvimento são necessários, inclusive levando muitas vezes a que sejam aceitos equipamentos com preços maiores, como forma de se compensar os investimentos iniciais das empresas envolvidas no esforço de nacionalização.

Este item é tratado no OMNUS pela inclusão de um investimento único, estabelecido em uma data anterior à entrada em operação comercial da planta que passou pelo processo de nacionalização. Prevê-se o rateio do custo deste investimento por outras unidades de um programa nuclear.

Da mesma forma, são considerados outros custos fixos associados ao programa nuclear, especialmente os relativos ao depósito final para rejeitos de alta atividade e os inerentes à preparação de uma infra-estrutura nacional capaz de responder às necessidades de uma instalação nuclear. Ambos são custos fixos, considerados como

investimentos únicos, incorridos em datas específicas e rateados pelas outras unidades do programa nuclear.

Os itens acima, que implicam em custos fixos na forma de investimentos em datas específicas, são incluídos na formulação do custo nivelado. É também considerada a existência de uma parcela de custo variável, inerente ao programa e coberta pelo governo, responsável pelas atividades de licenciamento e segurança. Embora esta parcela exista mesmo após o descomissionamento das unidades do programa, aqui considerou-se que sejam incorridas somente durante a vida útil da unidade. A equação que descreve as despesas globais relativas ao programa nuclear, para inclusão na metodologia do custo nivelado, é dada por:

⊙

$$PG = \frac{1}{n_{serie}} \left[I_{lic} (1+r)^{t_{gf}} + I_{PD} (1+r)^{t_{pd}} \right] + I_{DF} (1+r)^{-(N+t_{esp})} \frac{P}{P_{prog}} + (lic)_a \cdot \left[\frac{1 - (1+r)^{-N}}{r} \right] \quad (41)$$

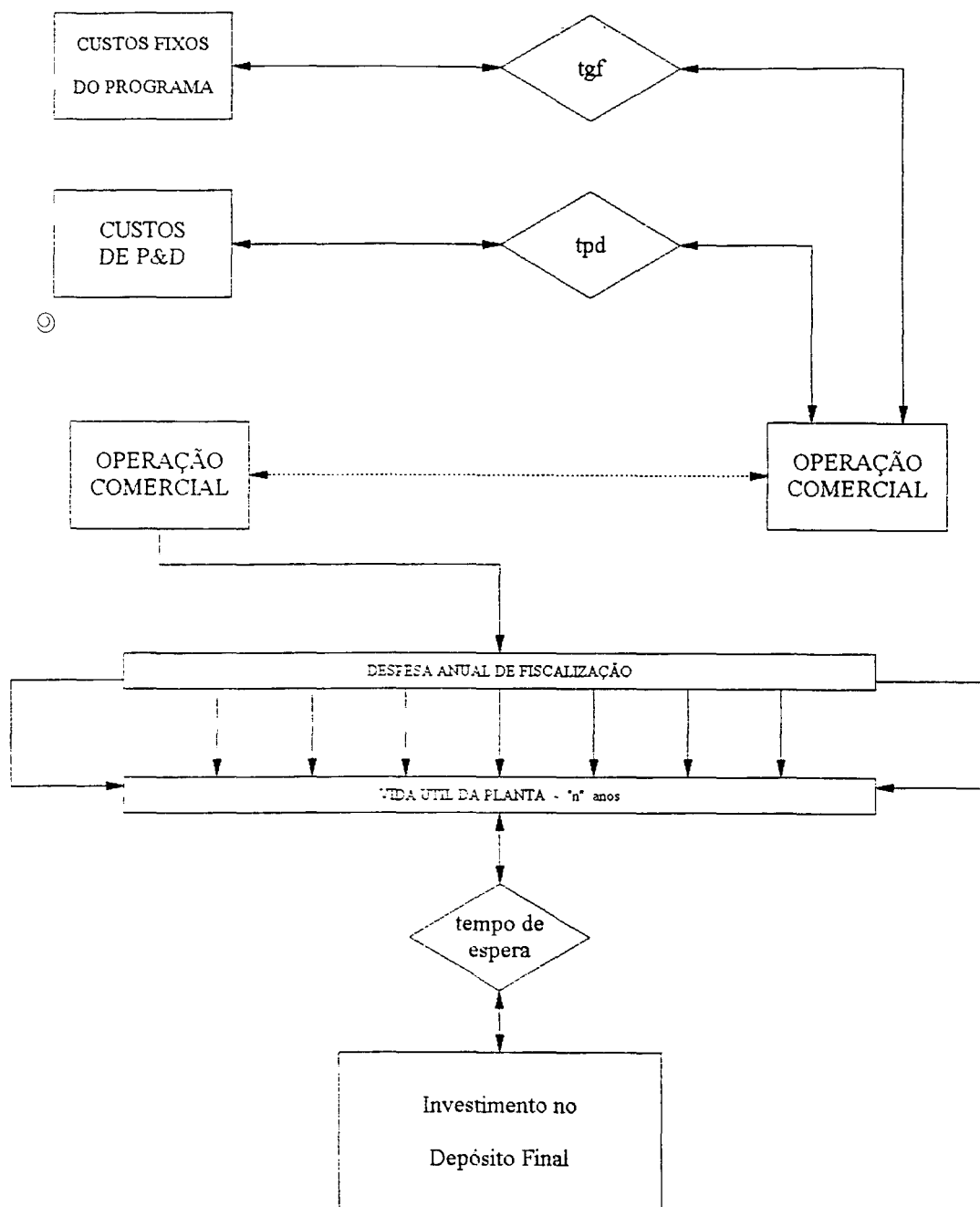
Para todos os itens de custo, tanto fixos como variáveis, associados ao programa nuclear, a Figura 4.5.3. indica os tempos dos dispêndios, conforme utilizado na formulação matemática.

4.6. ESTUDO DOS PARÂMETROS PRINCIPAIS DO OMNUS.

Efetua-se, a seguir, um estudo paramétrico considerado necessário face ao grande número de variáveis envolvidas no modelo OMNUS. Outra motivação do estudo paramétrico prende-se à necessidade de se compreender melhor a influência dessas variáveis no resultado do cálculo processado por cada um dos quatro módulos que compõem o OMNUS.

A Tabela 4.6.1. lista exhaustivamente as variáveis do modelo, para cada um dos módulos de cálculo, indicando em qual módulo a variável é usada bem como o intervalo esperado para sua variação. Observe-se que muitas variáveis atuam em mais de um módulo de cálculo. Para se estabelecer os intervalos esperados para cada variável, consideram-se os valores máximo e mínimo que essas variáveis assumem para os reatores e ciclos em estudo.

FIGURA 4.5.3.- CUSTOS ASSOCIADOS AO PROGRAMA NUCLEAR, COM INDICAÇÃO DOS TEMPOS DE ESPERA EM RELAÇÃO A DATA DE OPERAÇÃO COMERCIAL



É necessário compor-se um "caso de referência" para o estudo paramétrico. Para este "caso de referência", considera-se o conjunto dos valores médios dos parâmetros, também indicados na Tabela 4.6.1., montando-se um caso fictício de reator e de ciclo, em torno do qual serão analisadas as influências individuais de cada variável. O conjunto de valores médios não representa, necessariamente, um caso real de reator e de ciclo, prestando-se exclusivamente ao estudo paramétrico. Deve-se lembrar que o resultado do estudo paramétrico depende fortemente do "caso de referência" selecionado, considerando-se que o resultado obtido seja suficiente para uma avaliação como a que se pretende, de caráter mais qualitativo do que quantitativo.

A influência de cada variável é obtida calculando-se o resultado produzido por cada módulo quando são considerados os valores extremos do intervalo de atuação da variável em estudo. Para cada variável e em cada módulo, são efetuados dois cálculos cobrindo os valores máximo e mínimo indicados, considerando valores médios para todas as outras variáveis requeridas pelo módulo.

A análise exaustiva das variáveis consideradas na Tabela 4.6.1. indica que elas guardam relações de interdependência que devem ser consideradas no estudo de sensibilidade das concentrações iniciais e finais dos isótopos fissionáveis, sendo necessário efetuar-se a modificação da variável dependente sempre que a variável em estudo for uma dessas concentrações. Assim, ao estudar-se a sensibilidade dos módulos à variação da concentração final de plutônio, por exemplo, foram modificadas concomitantemente as concentrações iniciais de plutônio, de forma a dar-se consistência ao estudo. Embora existam outras aparentes interdependências, como é o caso da queima do elemento combustível em relação às concentrações de isótopos fissionáveis na descarga, neste caso não foram acopladas as variações, já que é possível considerar-se sistemas nucleares montados a partir de uma ampla gama de concentrações isotópicas iniciais e promover-se diversos níveis de queima, cada um resultando em uma concentração final, ou seja, embora projetos otimizados indiquem uma relação entre potência, queima e concentrações isotópicas iniciais e finais, estas são variáveis que não guardam uma relação direta de interdependência, ficando sujeitas às decisões de quem opere ou projete a instalação.

Para as variáveis envolvidas em cada um dos quatro módulos, selecionou-se como resultado do estudo os valores:

- a) - Módulo Custo - custo nivelado da eletricidade, indicado pela variável "u".

- b) - Módulo Energia - potência térmica total da planta, indicada por "P"
- c) - Módulo Massa - massa total de urânio natural, indicada por "M".
- d) - Módulo Reatores - atividade do elemento combustível ao final da queima, indicado por "R"

Considerando a disparidade do números que compõem os intervalos de atuação das variáveis em estudo, de forma a permitir-se uma análise comparativa, a avaliação paramétrica baseia-se na relação das variações percentuais dos parâmetros e dos valores calculados, estabelecendo-se um parâmetro adimensional chamado de fator de impacto e representado por F_{imp} . Assim, se X representa genericamente o valor calculado em cada um dos módulos, a relação usada no cálculo paramétrico é dada por:

$$F_{imp} = \frac{\left[\frac{X_n(\bar{I}_{max}^r) - X_n(\bar{I}_{min}^r)}{X_n(\bar{I}_{min}^r)} \right]}{\left[\frac{v_{n,max} - v_{n,min}}{v_{n,ref}} \right]} \quad (42)$$

com $X_n(\bar{I}^r)$ representando u, P, M ou R, conforme indicado acima, e

$$\vec{V}_{max} = \vec{V}[\bar{v}_1, \bar{v}_2, \dots, v_{n,max}, \dots, v_m(v_{n,max}), \dots] \quad (43)$$

$$\vec{V}_{min} = \vec{V}[\bar{v}_1, \bar{v}_2, \dots, v_{n,min}, \dots, v_m(v_{n,min}), \dots] \quad (44)$$

indicando o vetor das variáveis, com valores máximo e mínimo da variável em estudo, o valores médios para todas as outras variáveis e a interdependência entre variáveis.

A Tabela 4.6.2. lista o resultado do estudo paramétrico, indicando para cada módulo a relação das variações percentuais obtidas. É patente que das 71 variáveis envolvidas no modelo, somente 21 trazem variação maior que 10% no resultado do modelo, quando as variáveis cobrem 100% do intervalo considerado para todos os ciclos e reatores.

Por ordem decrescente, as variáveis que mais influenciam os resultados do OMNUS, quando assumem 100 % de variação no intervalo considerado no modelo, são indicadas na Tabela 4.6.3, onde estão apresentados os Fatores de Impacto obtidos. A lista limita-se àquelas variáveis que trazem Fatores maiores que 10%, já que não é razoável pretender para qualquer dos módulos que compõem o modelo precisão maior que esse valor. As variáveis indicadas são as que necessitarão uma atenção especial quando do estudo da competitividade interna do setor nuclear, a ser efetuado no capítulo seguinte.

TABELA 4.6.1. - VARIÁVEIS DO MODELO OMNUS

VARIÁVEL	SÍMBOLO	UNIDADE	CUSTO	ENERGIA	MASSA	REATOR	INTERVALO
água produzida	A	m ³ /h	sim	sim			4000-30000
biblioteca fis. reatores	diversos	diversos				sim	B1-B4
calor produzido	C	t/h	sim	sim			70-1100
conc. do "tail"	concTail	fr.massa	sim		sim		0,02-0,04
conc. Pu final	concPuf	fr.massa	sim				0,005-0,025
conc. Pu inicial	concPui	fr.massa	sim			sim	0,01-0,04
conc. tório	concTh	fr.massa	sim			sim	0,2-0,8
conc. U233 final	concU33f	fr.massa	sim				0,005-0,025
conc. U235 final	concU35f	fr.massa	sim				0,01-0,03
conc. U233 inicial	concU33i	fr.massa	sim			sim	0,01-0,04
custo disp. final EC	vDisp	US\$/kgHM	sim				40-400
custo enriquecimento.	vEnr	US\$/kgUTS	sim				100-300
custo fabricação	vFab	US\$/kg	sim				50-1000
custo licenciamento	lic	US\$*10**6/a	sim				0,1-1,0
custo O&M	O&M	US\$/a/KWe	sim				20-120
custo Plutônio	vPu	US\$/g	sim				10-50
custo reprocessam.	vSRep	US\$/kgHM	sim				300-800
custo Tório	vTh	US\$/kg	sim				20-400
custo transp. EC irradi.	vTir	US\$/kgHM	sim				10-30
custo U 233	vU33	US\$/g	sim				10-50
custo U natural	vNat	US\$/kg	sim				20-400
custo U reproc.	vURep	US\$/kg	sim				20-200
custo U235	vU35f	US\$/g	sim				10-50
eletricidade produzida	E	MWe		sim			100-1500
enriq. U nuc.inicial	eeq	fr.massa			sim		0,02-0,90
enriquecimento equil.	eeq	%massa	sim		sim	sim	0,02-0,05
entalpia do calor prod.	h	cal/g	sim	sim			60-900
fator aprov. calor/água	faea	fração		sim			0,2-0,6
fator aprov. calor/calor	faec	fração		sim			0,2-0,6
fator de acopl. ciclo	fa	fração			sim		0-1
fator de capacidade	fc	fração	sim		sim	sim	0,4-0,8
fator de conv. ag/cal	fac	kWth/m ³ /h		sim			30-60
fator de conv. ag/eletr	fae	kWe/m ³ /h		sim			2-6
fator de conv. eletr.	fee	fração	sim		sim		0,25-0,45
fator de conv. vap/cal	fec	fração		sim			0,70-0,90
fator de perda no ciclo	Fp	fração	sim		sim		0,1-0,3
fator transf. calor/água	fta,ftrc	fração		sim			0,7-0,9
fator transf. água/calor	ftca,ftcc	fração		sim			0,7-0,9
fração inv. descom.	fD	fração	sim				0,05-0,25
invest. adicional água	invAg	US\$/m ³ /h	sim				40-80
invest. adicional calor	invCal	US\$/t/h	sim				10000-100000
invest. conv eletromec.	invCEI	US\$/kWe	sim				200-400
invest. dispos. final	invDFinal	US\$*10**6	sim				500-2000
invest. P&D	invPeD	US\$*10**6	sim				1-1000
invest. planta de vapor	invVap	US\$/kWe	sim				1200-3500
massa U nuc.inic.(R1)	mr(1)	t/GWe			sim		5-60
massa U nuc.inic.(R2)	mr(2)	t/GWe			sim		5-60
massa U nuc.inic.(R3)	mr(3)	t/GWe			sim		5-60
plantas no progr.nuclear	nprograma	unidades	sim				1-5
potência elétrica eq.	Pe	MWe	sim		sim		100-1500
potência programa	PotProg	MWe	sim				400-20000
potência total	P	MWth	sim		sim	sim	300-4500
queima do EC	Q	GWd/t	sim		sim	sim	7-80
taxa de desconto	r	%	sim				6-16
tempo antes P&D	tempoPeD	ano	sim				1-10
tempo EC antes conv.	tmt=tmf	ano	sim				0,5-3,5
tempo enr. e conv.	tet	ano	sim				0,5-1,5
tempo estoc.após irradi.	tst	ano	sim				5-15
tempo fabricação	tfa	ano	sim				0,2-1,0
tempo programa	tempoEspera	ano	sim				1,0-10,0
tempo queima(metade)	tq2	ano	sim				0,5-4
tempo reprocessam.	trt	ano	sim				1-3
tempo transp.est. EC	ttc	ano	sim				0,5-1,5
valor da água	valAg	US\$/m ³	sim				0,5-2,5
valor da eletricidade	valEl	US\$/kWh	sim				0,02-0,10
valor do calor	valCa	US\$/t/h	sim				2-18
vida útil da planta	N	ano	sim		sim	sim	20-60

TABELA 4.6.2. - FATORES DE IMPACTO PARA OS MÓDULOS DO OMNUS

VARIÁVEL (V)	UNIDADE	INTERVALO	CUSTO	ENERGIA	MASSA	REACTORES
			dif(u)/dif(V)	dif(P)/dif(V)	dif(M)/dif(V)	dif(R)/dif(V)
água produzida	m3/h	4000-30000	0,23	0,19		
biblioteca fis. reatores	diversos	B1-B4				***
calor produzido	t/h	70-1100	0,20	0,03		
conc. do "tail"	fr.massa	0,02-0,04	0,04		0,60	
conc. Pu final	fr.massa	0,005-0,025	0,00			
conc. Pu inicial	fr.massa	0,01-0,04	0,00			0,02
conc. tório	fr.massa	0,2-0,8	0,00			0,02
conc. U233 final	fr.massa	0,005-0,025	0,00			
conc. U235 final	fr.massa	0,01-0,03	0,00			0,02
conc. U233 inicial	fr.massa	0,01-0,04	0,00			0,02
custo disp. final EC	US\$/kgHM	40-400	0,00			
custo enriquecimento.	US\$/kgUTS	100-300	0,05			
custo fabricação	US\$/kg	50-1000	0,00			
custo licenciamento	US\$*10**6/a	0,1-1,0	0,00			
custo O&M	US\$/a/KWe	20-120	0,06			
custo Plutônio	US\$/g	10-50	0,00			
custo reprocessam.	US\$/kgHM	300-800	0,00			
custo Tório	US\$/kg	20-400	0,00			
custo transp. EC Irrad.	US\$/kgHM	10-30	0,00			
custo U 233	US\$/g	10-50	0,00			
custo U natural	US\$/kg	20-400	0,02			
custo U reproc.	US\$/kg	20-200	0,00			
custo U235	US\$/g	10-50	0,00			
eletricidade produzida	MWe	100-1500		0,05		
enriq. U nuc. inicial (R1)	fr.massa	0,02-0,90			0,09	
enriquecimento equil.	%massa	0,02-0,05	0,23		0,27	0,02
entalpia do calor	ca/g	60-900	****	0,03		
fator aprov. calor/água	fração	0,2-0,6		0,14		
fator aprov. calor/calor	fração	0,2-0,6		0,14		
fator de acopl. ciclo	fração	0-1	****		****	
fator de capacidade	fração	0,4-0,8	1,68		0,20	1,26
fator de conv. ag/cal	kWth/m3/h	30-60		0,37		
fator de conv. ag/electr	kWe/m3/h	2-6		0,01		
fator de conv. electr.	fração	0,25-0,45	0,78		0,21	
fator de conv. vap/cal	fração	0,70-0,90		0,03		
fator de perda no ciclo	fração	0,1-0,3	0,12		0,55	
fator transf. calor/água	fração	0,7-0,9		0,27		
fator prod. água/calor	fração	0,7-0,9		0,14		
fração inv. descom.	fração	0,05-0,25	0,00			
invest. adicional água	US\$/m3/h	40-80	0,00			
invest. adicional calor	US\$/t/h	0000-100000	0,00			
invest. conv. eletromec.	US\$/kWe	200-400	0,06			
invest. dispos. final	US\$*10**6	500-2000	0,00			
invest. P&D	US\$*10**6	1-1000	0,00			
invest. planta de vapor	US\$/kWe	1200-3500	0,56			
massa do núcleo inic.	t/GWe	5-60			0,17	
massa do núcleo inic.	t/GWe	5-60			0,17	
massa do núcleo inic.	t/GWe	5-60			0,17	
plantas no progr. nuclear	unidades	1-5	0,06			
potência elétrica eq.	MWe	100-1500	0,53		0,06	
potência programa	MWe	400-20000	0,00			
potência total	MWth	300-4500	1,32		0,06	0,75
queima do EC	GWd/t	7-80	0,23		0,21	3,71
taxa de desconto	%	6-16	1,41			
tempo antes P&D	ano	1-10	0,02			
tempo EC antes conv.	ano	0,5-3,5	0,01			
tempo enr. e conv.	ano	0,5-1,5	0,01			
tempo estoc. após irrad.	ano	5-15	0,00			
tempo fabricação	ano	0,2-1,0	0,01			
tempo programa	ano	1,0-10,0	0,00			
tempo queima (metade)	ano	0,5-4	0,02			
tempo reprocessam.	ano	1-3	0,01			
tempo transp. est. EC	ano	0,5-1,5	0,01			
valor da água	US\$/m3	0,5-2,5	0,03			
valor da eletricidade	US\$/kWh	0,02-0,10	****			
valor do calor	US\$/t/h	2-18	0,03			
vida útil da planta	ano	20-60	0,10		0,2	
	**** não con	siderado				

TABELA 4 6 3

FATORES DE IMPACTO PARA VARIÁVEIS DO MODELO OMNUS
(MAIOR VALOR PARA QUALQUER DOS MÓDULOS)

Fatores de Impacto (%)	Variável
371	queima do elemento combustível no núcleo de equilíbrio
168	fator de capacidade da planta
141	taxa de desconto
132	potência total da planta
78	eficiência da conversão eletro-mecânica
60	concentração do "tail" do enriquecimento isotópico
56	custo da planta (NSSS e auxiliares)
55	fator de perda de urânio no ciclo
37	eficiência na conversão do calor para a produção de água doce
27	eficiência na transformação do calor recuperado do ciclo térmico
27	enriquecimento do núcleo de equilíbrio
23	total de água doce produzida
20	total de calor produzido
20	vida útil da planta
17	massa do núcleo inicial
14	fração do calor recuperado do ciclo térmico
14	eficiência na transformação do calor para a produção de água doce
11	eficiência na transformação do calor para a produção de calor

5. CONSUMO FUTURO DE ENERGIA NO BRASIL.

À difícil tarefa de antecipar o futuro, este é o papel mágico a que se propõem os que atuam com planejamento. No caso deste estudo, um problema típico de planejamento energético, a questão que se coloca diz respeito à evolução e ao atendimento da demanda futura de energia no Brasil.

A evolução futura do consumo de energia no Brasil, enfocada neste capítulo, é um estudo de planejamento energético a nível nacional, com a intenção de abordar-se as diversas formas e usos pelos quais as fontes de energia cumprirão seu papel no futuro da economia do país. Só assim será possível discutir-se a participação da energia nuclear.

Com a crise internacional de suprimento de combustíveis líquidos, a crise do petróleo na década de 70, o problema da energia passou ao centro das preocupações mundiais, motivando que se criasse um espaço específico para planejadores energéticos, agora envolvidos com toda uma nova gama de assuntos, ligados, em geral, aos objetivos estratégicos das nações.

Naquela conjuntura, a energia tornou-se a principal questão de políticas nacional e internacional e os planejadores energéticos passaram a atuar no centro das decisões nacionais.

Tão rápida quanto a subida ao palco foi a sua descida, motivada principalmente pela redução drástica no preço do petróleo, configurando-se um choque de preço para baixo, ocorrido no início da década de 80 e mostrado na Figura 2.3.1.

O panorama de falta de energia e de ameaça à sobrevivência de um modelo de sociedade baseada no consumo abundante de energia, prevalecente na década de 70, evoluiu, ao longo dos anos 80, para uma situação de abundância energética, e isso sem nenhum motivo externo aparente.

Aos planejadores energéticos foram atribuídas muitas das más decisões políticas, tomadas sobre o impacto do momento de escassez de petróleo, fruto do controle do fluxo e não da falta de estoque. Como resultado, o planejamento energético passou a ser questionado como ferramenta de estudo.

Das decisões tomadas nos anos 70, muitas implicaram em grandes prejuízos financeiros, resultantes, em geral, de se extrapolar para o longo prazo condições que se sustentariam somente a curto prazo. São exemplos, tanto o cancelamento de mais de 100 unidades geradoras nos Estados Unidos, na década de 80, entre térmicas convencionais e

nucleares, como as desativações dos programas nuclear e do carvão no Brasil, bem como a interrupção de diversas obras de usinas hidroelétricas.

Conhecer e entender a evolução histórica do consumo de energia e sua interação com o planejamento energético torna-se importante dentro do objetivo deste estudo, que visa buscar a evolução futura do consumo de energia no Brasil.

Face aos insucessos passados, a questão que se coloca é se é possível alguma forma de antecipação desse caminho futuro.

Deve-se, inicialmente, desmistificar o poder mágico dos resultados obtidos pelo uso das ferramentas de análise disponíveis para o planejamento energético. O resultado da análise fala sobre o futuro mas, certamente, que ele não é o futuro. Será, quando muito, um aprofundamento sistemático das condições passadas que podem conduzir à evolução das condições futuras. O mérito do planejamento futuro está, assim, na ampla compreensão do passado e do presente.

Este capítulo desenvolve-se discutindo brevemente a evolução das ferramentas que podem ser usadas nos estudos de planejamento energético, de forma a bem situar o valor implícito dado ao método de cenários.

Sem uma discussão, mesmo preliminar, desse tema, pode parecer que a insistência no emprego de cenários, apesar da reconhecida subjetividade inerente ao seu uso, resulte da falta de uma avaliação mais aprofundada do problema ou do desconhecimento de outras ferramentas disponíveis para o encaminhamento do assunto.

Mostra-se que a decisão pelo uso da técnica de cenários é, na realidade, fruto de uma avaliação técnica criteriosa.

O estudo prossegue apresentando alguns cenários propostos para a evolução do consumo de energia no Brasil, promovendo-se, em seguida, uma análise crítica desses cenários, de forma a consolidar-se o perfil do cenário proposto para 2025, indicando os caminhos futuros que se antecipa para o consumo de energia no Brasil.

O planejamento macroeconômico, do qual o planejamento energético pode ser considerado um filho, gerado nas condições especiais prevalentes na década de 70, foi, em geral, fruto da ação centralizadora dos governos e tem seu ápice nas economias comunistas implantadas no século 20.

Para as economias capitalistas, a ação de planejar a longo prazo só se consolida no pós-guerra, com especial ênfase nas atividades de reconstrução da Europa e do Japão.

A evolução das economias européias ocidentais nas décadas de 50 a 70, com forte vertente social-democrata, dá a base para a fundamentação teórica do planejamento macroeconômico, o qual é utilizado como referência para o desenvolvimento de muitos modelos de planejamento energético, buscados especialmente na década de 70, quando da crise internacional do petróleo.

Desde sua origem, nos regimes com planificação centralizada, o que se acreditava inicialmente era na efetiva possibilidade de executar-se um "planejamento", ou seja, na possibilidade de se traçar o "plano" do futuro

Neste sentido, o ato de planejar implicaria em conduzir-se o futuro dentro de parâmetros ótimos pré-estabelecidos, em conformidade com a prática corrente nas economias comunistas.

A história mostrou ser esta uma prática inviável, restando porém um conjunto de técnicas e ferramentas que poderiam ser utilizadas para outras finalidades.

O planejamento, tanto o macroeconômico como o energético, reteve o nome que se relaciona com a idéia de "plano" mas a forma de atuar não é mais perseguir-se o direcionamento do futuro e sim analisar-se os possíveis caminhos que o futuro pode apresentar, de forma a antecipar ações que minimizem a possibilidade de se seguir por caminhos indesejáveis. Ou seja, o objetivo do planejamento não é conduzir o futuro e sim evitar os danos que as surpresas do futuro podem envolver. Afinal, o futuro ao futuro pertence

Ao longo da década de 70, foi intenso o uso de modelos matemáticos como instrumento para o planejamento, que perderam, porém, sua importância a partir da segunda metade da década de 80, quando a análise quantitativa teve sua importância reduzida como ferramenta de planejamento.

Através do uso de modelos matemáticos, a análise determinística de longo prazo pode ainda ser útil, especialmente para evidenciar-se possíveis impasses entre variáveis econômicas, face aos cenários futuros considerados.

Um exemplo está no estudo das condições macroeconômicas associadas à necessidade de financiamento do setor elétrico, levando em conta as possibilidades efetivas da economia brasileira, como parte da análise de viabilidade de determinado programa de construção de usinas geradoras. Outro exemplo reside na análise da viabilidade de importação intensiva de energia, face aos problemas do balanço de pagamentos.

O que era o planejamento determinístico de longo prazo passou hoje a se constituir principalmente numa análise qualitativa de alternativas, traduzida pelo uso de cenários, e isto também é discutido a seguir, inclusive quanto a integração de modelos e cenários.

Enfim, para substanciar-se a evolução deste estudo, são analisados alguns modelos matemáticos desenvolvidos para uso em planejamento energético e discutidos aspectos da técnica de cenarização.

5.1 MODELOS MATEMÁTICOS E CENARIOS.

No caso do planejamento energético, considerando-se que a energia é um dos mais complexos insumos do mundo real, os modelos matemáticos devem refletir tal complexidade, guardando as relações econômicas, políticas, sociais, ambientais e tecnológicas inerentes ao uso da energia.

Em geral, os modelos podem ser divididos naqueles que buscam conhecer a demanda futura e aqueles que, conhecida a demanda, buscam a forma mais adequada de atendê-la.

Os primeiros são normalmente chamados de modelos de demanda e os segundos de modelos de oferta. Um exemplo desta separação aparece no planejamento do setor elétrico, onde pode-se incluir o modelo para estudo de mercado como modelo de demanda e o modelo para a programação da entrada das unidades no sistema, com simulação da configuração futura, como modelo de oferta, conforme descrito na metodologia de planejamento da Eletrobrás(1993) para o Plano 2015.

É comum o planejamento ser efetuado pela utilização sucessiva de modelos de demanda e de oferta, havendo casos, inclusive, de modelos que fazem esta integração de forma automatizada, chamados então de modelos demanda-oferta ou de modelos globais.

Modelos de demanda são, em geral, menos estruturados matematicamente, prestando-se menos à utilização de ferramentas de busca do ótimo, como a programação linear ou a programação dinâmica.

Para modelos de oferta, onde o contorno da demanda está definido e o problema que se coloca é a seleção de competidores para atendê-la, é comum o emprego dessas

técnicas, de forma, por exemplo, a maximizar-se o lucro ou minimizar-se o impacto ambiental para um determinado nível de garantia de atendimento da demanda.

Uma classe importante de modelos de demanda é a que resulta das relações insumo-produto desenvolvidas por Leontief e adaptadas para o uso em planejamento energético. Nestes modelos os setores são desagregados nas relações insumo-produto, estabelecendo-se os coeficientes técnicos de acoplamento pela utilização dos dados econômicos disponíveis.

Para modelos energéticos, a desagregação é feita considerando-se as relações insumo-produto para as diversas fontes, primárias e secundárias, e para os setores da indústria energética, constituindo-se uma matriz de coeficientes técnicos. A manipulação dos dados permite obter-se o novo vetor de consumo para as fontes de energia, a partir de modificações nas condições da economia que afetem a produção. Um exemplo desta classe de modelo é dado em d'Araujo(1982).

Modelos insumo-produto são lineares e simples de se usar mas guardam para o futuro a rigidez das interrelações do passado, não permitindo que as mudanças sociais e a inovação tecnológica sejam consideradas. Os valores fixos dos coeficientes técnicos desaconselham que o estudo seja efetuado para o médio prazo. Esta classe de modelos não é útil, também, para acoplamento ao uso de cenários, já que as relações matemáticas são endôgenas.

Modelos de demanda mais flexíveis são obtidos quando se incluem condições de equilíbrio macroeconômico, permitindo muitas vezes que a análise da evolução futura seja efetuada pela utilização sucessiva de estados de equilíbrio. Para estes modelos, é possível a análise dinâmica e o uso conjunto de cenários, desde que as equações sejam adequadamente dosadas com variáveis exógenas. A desagregação dos setores estudados pode ser feita de forma a representar explicitamente os setores energéticos, estabelecendo assim suas relações macroeconômicas com os outros setores da economia. É possível a consideração de grupos sociais e seus perfis característicos de consumo.

Para ampla gama de modelos de equilíbrio macroeconômico, a análise energética é feita pelas projeções das atividades setoriais e de suas relações com o consumo de energia, já que, em geral, a modelagem baseia-se nos balanços em moeda e não em quantidades de matéria prima ou de energia. Equações de conversão dos balanços em moeda para os equivalentes em matéria prima ou energia podem ser acopladas para traduzir estas relações.

A inicialização dos modelos de equilíbrio macroeconômico depende de um conjunto complexo de dados econômicos. Algumas vezes, são utilizados os coeficientes técnicos das matrizes insumo-produto ou outros dados baseados em pontos passados da evolução da economia. As equações matemáticas e a setorização trazem a história do objetivo para o qual o modelo foi desenvolvido, sendo, em geral, de uso direcionado aquela aplicação. Este é um problema que limita seu emprego tanto em estudos gerais como em análises de longo prazo. Guilhoto(1993) apresenta um modelo desta categoria e um estudo de setorização e de equações constitutivas foi desenvolvido por Garcia(1987).

Finalmente, para o estudo da oferta de curto e médio prazos pode-se mencionar um conjunto de modelos multisetoriais que se baseiam nas relações existentes entre os fluxos de energia, seu uso e as transformações ocorridas nos diversos setores da economia. São modelos normalmente baseados em interações existentes nos balanços energéticos, trazendo um grande número de relações matemáticas bastante simples.

O uso desses modelos de balanço energético permite que sejam estudados os problemas que resultam de restrições ao emprego de determinado energético ou que sejam quantificados os reflexos de limitações de fornecimento de algum produto, por exemplo o petróleo. Nesses modelos as relações matemáticas são muito simples e em grande número, permitindo que sejam simuladas condições de otimização para o uso de determinado energético ou que sejam acoplados estudos de cenários, embora com alguma restrição devido à estratificação das interrelações inerentes ao balanço energético. Assemelham-se a modelos gráficos e baseiam-se nos fluxos dos materiais e de energia, com as variáveis econômicas sendo obtidas implicitamente a partir desses balanços.

Na complexidade dos modelos matemáticos, onde muitos poderiam pensar estar a sua força, reside, muitas vezes, a sua fraqueza, especialmente devido ao compromisso da opção entre a abrangência das variáveis tratadas no modelo e a disponibilidade e adequação da base de dados necessária à sua resolução. O compromisso é de tal sorte que muitas vezes o esforço despendido na preparação do modelo é muito maior do que seria razoável pela efetiva utilização ou mesmo pela credibilidade dos resultados obtidos.

Estudos de oferta prestam-se bem ao uso de modelos matemáticos, em geral acoplados a metodologias de otimização e efetuados a partir do estabelecimento das condições que devem prevalecer como balizantes da demanda futura.

Para tratar problema tão complexo, como o da evolução da demanda a longo prazo, uma solução encontrada foi valer-se de técnica simples, de forma a dar mais ênfase às variáveis envolvidas na solução do problema e não tanto ao uso da ferramenta.

Com ferramenta simples, as variáveis principais do problema podem ser mais facilmente analisadas, dentro de incertezas que são percebidas quanto ao seu caminho futuro. Esta é a base lógica da técnica de cenarização, muito usada nos estudos de planejamento da demanda a longo prazo, tanto macroeconômicos como energéticos.

Existem regras para se estabelecer cenários?

Certamente que a definição dos cenários resulta do objetivo do estudo.

Se o estudo é de oferta e visa analisar a competitividade das fontes de energia para uma demanda definida, cenários de preço e de oferta devem ser mandatórios, enquanto que, se o estudo visa a análise da demanda a longo prazo, cenários de variação da renda e da população devem ser propostos.

Base técnica para o estabelecimento de cenários efetivamente não existe, podendo-se mencionar, quando muito, a existência de sugestões sobre alguns princípios gerais, como os mencionados por Araujo(1988). A qualidade efetiva dos cenários propostos reside, certamente, nas competências, adequação e diversidade de conhecimentos da equipe encarregada de sua proposição.

Uma possibilidade interessante para melhorar-se as condições da análise, normalmente aplicável para estudos de curto e médio prazos, e a utilização conjunta de modelos matemáticos e de técnicas de cenarização. Neste caso, são necessários modelos matemáticos desenvolvidos com grande número de variáveis exógenas, de forma a permitir-se que os cenários sejam simulados adequadamente. Um modelo bem conhecido que permite este tipo de interação é o MEDEE.

A vantagem da utilização conjunta de cenários e modelos reside principalmente na possibilidade de se verificar a consistência energética, ambiental e macroeconômica dos cenários propostos, por exemplo, quanto a problemas de balanço de pagamentos, limitações de uso de determinada fonte de energia, poluição, etc..

A conclusão que fica, então, é que para estudo de demanda a longo prazo, a cenarização é uma técnica adequada e de uso amplo, sendo mesmo, muitas vezes, desaconselhável o uso exclusivo de modelos matemáticos mais sofisticados, os quais podem mascarar os resultados da análise, quando dão ênfase à busca de parâmetros que

requerem elevado grau de precisão, em detrimento da compreensão das variáveis fundamentais envolvidas no estudo.

É preso a esta constatação técnica que o presente trabalho prossegue, buscando o aprofundamento dos cenários a longo prazo possíveis para a economia brasileira e estabelecendo a base para a análise da demanda futura de energia

5.2. CENÁRIOS DE REFERÊNCIA.

De forma a permitir-se uma análise adequada da possível evolução do consumo futuro de energia no Brasil, são apresentados, a seguir, alguns estudos que abordam o assunto. A seleção desses estudos é feita de forma a dar-se uma abrangência de visões adequada às incertezas do objetivo proposto.

O horizonte coberto oscila entre 2010 e 2015, sendo também apresentados alguns estudos globais que enfocam o problema da energia para todo o século 21, em geral interessados na proposição da conveniência de se manter o esforço de desenvolvimento tecnológico e de uso da energia nuclear, colocada pelos autores desses estudos como a única forma de se atender à demanda internacional de energia de mais longo prazo. A intenção é apresentar esses cenários de cunho internacional e discuti-los no contexto do suprimento global de energia no Brasil.

O Plano 2015, anteriormente destacado como a principal referência deste estudo, é apresentado superficialmente, como aliás o são todas as outras referências. A intenção é de se fazer um estudo útil e legível, não carregado com uma transcrição intensa de dados das fontes apresentadas.

Vale reforçar-se que a intenção da análise de fontes bibliográficas tão diversas é focar-se uma tal diversidade de opiniões que torne possível questionar-se, inclusive, um estudo amplo e complexo como o desenvolvido pela Eletrobrás, enriquecendo a controvérsia e as incertezas sobre o caminho do futuro.

5.2.1. PLANO 2015.

O estudo mais sistemático e consistente sobre o demanda futura de energia no Brasil foi efetuado pela Eletrobrás, quando da atualização quinquenal de seu planejamento de longo prazo, complementado pelas atualizações anuais dos planos de médio prazo. A versão recente do planejamento a longo prazo, chamada de Plano 2015, incorpora um amplo esforço de integração de dados sócio-econômicos e tecnológicos, constituindo-se na principal fonte de referência para este trabalho.

Não cabe aqui reproduzir-se todo o conjunto de dados que compõe o Plano 2015 e nem, nesta fase do estudo, fazer-se uma análise de possíveis inconsistências em seus resultados. O que se pretende é dar indicações de alguns resultados que serão úteis na análise futura, referenciando-se o texto original e os anexos do Plano 2015, para um aprofundamento das informações.

A técnica usada na análise da demanda a longo prazo é a de cenarização das taxas de crescimento da economia, definindo-se quatro alternativas para a evolução do PIB a longo prazo, a partir das quais são estabelecidos os mercados e as demandas, considerando-se a evolução de um determinado perfil de distribuição populacional e de domicílios.

O estudo é desagregado por regiões geográficas e a consistência é feita por regiões elétricas, dentro da estrutura normalmente analisada e acompanhada pelas concessionárias de energia elétrica.

Na fase de estudo da demanda, não são usados modelos matemáticos e sim as experiências empresariais da Eletrobrás e de suas concessionárias, bem como de consultores envolvidos nos trabalhos, o que é tecnicamente consistente com a abrangência e as incertezas inerentes a uma análise deste teor.

O Plano 2015 enfatiza as incertezas tecnológicas e ambientais, incorporando-as ao planejamento.

O estudo de longo prazo cobre a energia elétrica dentro de seu uso como insumo energético, apresentando uma análise do mercado e de fontes alternativas. O uso do energético secundário eletricidade é previsto no contexto da indústria energética de forma ampla. Afinal, o uso da eletricidade a longo prazo enquadra-se nas incertezas da evolução do uso da energia, inclusive quanto a aspectos ambientais, de financiamento, tecnológicos, sócio-culturais, etc...Esta abordagem ampla traz grande conveniência para o objetivo deste estudo, reforçando ser atualmente o Plano 2015 a principal referência sobre o uso futuro da energia no país.

De menos importância para nosso objetivo final mas valendo a menção a título de consistência do estudo, o Plano 2015 prossegue sua avaliação a partir do estabelecimento da demanda, promovendo diversos estudos de oferta a curto, médio e longo prazos, normalmente baseados em modelos matemáticos complexos, conforme já discutido. Nesta fase são efetuados estudos de geração e de transmissão de energia elétrica, usando todo o ferramental de otimização e planejamento disponível no setor elétrico, de forma a se cobrir as incertezas da hidraulicidade e analisar-se a configuração futura do parque gerador e de distribuição

No estudo de oferta, limitações ambientais e financeiras são confrontadas com a busca de uma solução ótima para o atendimento da demanda prevista, permitindo que obras sejam programadas, como era praticado pela Eletrobrás(1987) até o Plano 2010, ou que sejam indicadas as alternativas de obras possíveis para o atendimento adequado da demanda, dentro do contexto metodológico implantado no Plano 2015.

Para o enfoque deste estudo são destacados alguns resultados do Plano 2015 que serão de especial importância. Dados demográficos e de domicílios, os cenários de crescimento do PIB, bem como os dados sobre os consumos de energia e de eletricidade serão usados posteriormente.

5.2.2 PROPOSTA MME.

A partir do esforço sistemático desenvolvido nas décadas de 70 e 80, quando foram implantados a Matriz Energética e todos os programas alternativos para geração de energia, o Ministério das Minas e Energia tem atuado de forma modesta no encaminhamento do futuro do setor energético nacional, especialmente ao longo dos anos 90

Certamente, o insucesso de quase todas as iniciativas e os problemas reais do dia a dia da administração pública, resultantes em grande parte da persistente inflação que tomou conta do país nos anos 80 e 90, fizeram que o longo prazo perdesse ênfase.

Como referência à visão do MME quanto ao futuro da energia no Brasil, existem algumas indicações no Plano 2015 mas aqui é utilizado o estudo desenvolvido por Brito(1992), no qual foi empregada a técnica de cenários para abordagem das tendências de uso da energia, considerando como parâmetro de cenarização a ocorrência de

mudanças estruturais na economia do país. Foram feitos cenários prevendo o crescimento da demanda com a manutenção das tendências atuais e uma alternativa de crescimento baseada no uso descentralizado da energia.

No cenário alternativo proposto são consideradas mudanças políticas importantes no setor energético nacional, implicando em substituição de diversas fontes de fornecimento central, como, por exemplo, a energia elétrica por fontes propícias à geração e consumo descentralizados, como as biomassas e a energia solar.

As ênfases do cenário alternativo são também na conservação da energia e no aumento da eficiência do setor energético brasileiro, fruto de mudanças institucionais, entre as quais a participação intensa dos capitais privados nacional e internacional, promovendo um uso mais adequado dos sistemas de energia e das reservas.

Para o crescimento do PIB, é estipulada uma taxa média de 6% para o período até o ano 2010

Assim, a ênfase apresentada no trabalho de Brito é totalmente direcionada para as incertezas na reestruturação do setor energético nacional, não dando tanta importância às taxas de crescimento do PIB. Esta é uma opinião relevante, que será considerada na proposição dos cenários para 2025

Os resultados do estudo indicam a evolução do consumo para os diversos energéticos, em cada um dos dois cenários apresentados.

Brito dá destaque especial à economia promovida pelo uso do cenário alternativo, reforçando o ganho financeiro da ordem de 85 bilhões de dólares, que resulta em economia de 27% nos investimentos

5.2.3. ENERGIA PARA UM MUNDO SUSTENTÁVEL.

Dentro da diversidade de visões sobre o futuro do consumo de energia no mundo, não se pode deixar de considerar o estudo desenvolvido por Goldemberg(1988) sobre a sustentabilidade, a longo prazo, do modelo utilizado atualmente pelos países desenvolvidos quanto ao uso dado à energia.

O estudo compara a evolução do consumo de energia em países desenvolvidos e subdesenvolvidos, procurando apontar a inconsistência de se transferir para os países atrasados o mesmo padrão de consumo hoje utilizado no mundo desenvolvido.

A consistência da análise mostra, claramente, que existem constrangimentos maiores que poderão inviabilizar a manutenção, a longo prazo, do modelo atual. Se este modelo for mantido, mais do que as limitações de suprimento de materiais, normalmente consideradas como o único limitante, estarão sendo adicionadas as limitações ambientais e de convívio no planeta.

O estudo foi desenvolvido em meados da década de 80, período áureo da moda verde e do catastrofismo ambiental. A visão apresentada tende a exacerbar os problemas percebidos, não dando crédito ao poder de encaminhamento de soluções que as gerações futuras terão, levando para o longo prazo a rigidez do conhecimento e das concepções do presente.

O conjunto de informações apresentadas pelo cenário proposto por Goldemberg é aqui considerado especialmente importante por ser normalmente ignorado quando são efetuados estudos setoriais, mesmo que estes estudos levem em conta os efeitos tecnológicos e ambientais futuros. O cenário apresentado por Goldemberg encontra sua dinâmica no inter-relacionamento entre as nações e isto não é captado pelos estudos setoriais, os quais tem grande dificuldade em captarem até mesmo os movimentos sócio-econômicos e culturais que poderão ocorrer internamente no próprio país.

Para um mundo sustentável quanto ao consumo futuro da energia, é proposto um cenário de uso descentralizado, com sensível evolução da tecnologia dos equipamentos que utilizam energia para seu funcionamento.

A elasticidade PIB-energia é fortemente acentuada, propondo-se um contínuo crescimento da renda com uma redução sistemática no uso da energia, reforçando grandemente a tendência já percebida hoje nos países desenvolvidos. Assim, o cenário não é restritivo quanto ao desenvolvimento dos países do terceiro mundo ou mesmo quanto ao uso industrial da energia, promovendo formas alternativas para atendimento a essas necessidades. Direcionamento ao uso final, conservação e eficiência no uso da energia são as referências conceituais.

No cenário de evolução da demanda de energia para um mundo sustentável, conforme proposto por Goldemberg, percebe-se uma forte contração no uso de energia pelo mundo desenvolvido, com uma redução de 50% no consumo per capita até o ano 2020.

Goldemberg faz uma análise comparativa dos efeitos deste cenário sustentável para diferentes países, incluindo Brasil, Índia e Tanzânia e indica a distribuição do consumo por fonte de energia

5.2.4. OUTROS CENÁRIOS.

Em seguida são apresentados alguns outros cenários para o consumo futuro de energia, consolidados no âmbito do setor nuclear, dentro do seu objetivo de buscar o espaço que poderá ocupar no futuro. Os cenários normalmente cobrem a economia mundial e não especificamente as condições brasileiras.

Os dados baseiam-se em três estudos independentes, trazendo também uma diversidade adicional para o problema, conforme enfocado por especialistas do setor nuclear. Em estudos setoriais, o cuidado com o direcionamento das informações e das conclusões deve ser redobrado, o que é verdade, especialmente, quando as projeções tratam do imponderável, como certamente ocorre ao abordar-se o consumo de energia em 2100

Um bom exercício que demonstra a quase inutilidade dessas projeções de muito longo prazo é olhar-se para as idéias e conceitos que existiam cem anos atrás e levá-los a promoverem projeções sobre o mundo atual. Enfim, a título de informação de sua existência, valem pelo menos a menção aqui.

Naudet(1993) estuda a perspectiva da energia nuclear no setor elétrico para cenários mundiais considerados para 2020 e menciona dados para os países subdesenvolvidos. O resultado do estudo apresenta uma espetacular necessidade de energia elétrica, com o crescimento da geração elétrica sendo, consistentemente, 40% maior que o consumo esperado para a energia de forma geral, durante todo o intervalo estudado. Na média mundial, enquanto o consumo per capita de energia crescerá 10%, a necessidade de eletricidade crescerá 30%, abrindo grande espaço para a manutenção dos programas nucleares

Spitalnik(1994) analisa a necessidade futura de geração nucleoeleétrica, apresentando cenários para 2100, onde são enfocados os problemas ambientais trazidos pelo uso dos combustíveis fósseis, especialmente o carvão. Neste caso, os dois cenários considerados dizem respeito ao uso do carvão, não havendo qualquer abordagem quanto

às incertezas existentes nos valores utilizados para os crescimentos populacional e da renda, sua distribuição mundial, etc...

O objetivo do estudo de Spitalnik(1994) é mostrar que a manutenção da opção nuclear é importante como um antídoto para os problemas ambientais percebidos hoje e que se consolidarão no longo prazo, no prazo de 100 anos. Vale destacar que o resultado obtido para o cenário de não se limitar o uso do carvão, mostra ser este o energético preferido para suportar o consumo mundial de energia a muito longo prazo.

Finalmente, ainda dentro do setor nuclear, Semenov(1994) também estuda o papel a longo prazo da energia nuclear, apresentando um estudo que aborda a temática do fornecimento de energia para um mundo sustentável, dando novamente ênfase aos problemas ambientais, conforme percebidos hoje, ou seja, o efeito estufa e os problemas da camada de ozônio. Neste estudo, são considerados diversos cenários alternativos, consolidando a impressão de que, no horizonte de 100 anos, qualquer resultado seja possível, sendo conseqüentemente inútil especular-se em futuro tão remoto. Conforme apresentado nos resultados de Semenov, para cada configuração obtida em 2100, certamente a matriz energética será totalmente diversa, isto considerando-se que se possa mesmo ter uma vaga idéia do que será o mundo em 2100.

5.3. CONSUMO DE ENERGIA EM 2025.

Visando encaminhar a conclusão do que pode ser esperado para o consumo de energia no Brasil em 2025, passa-se a analisar criticamente os cenários propostos no capítulo anterior, quanto à sua consistência face aos parâmetros nacionais e internacionais antecipados como importantes.

São considerados os dados populacionais, de crescimento e distribuição da renda, bem como as mudanças tecnológicas, sócio-econômicas e culturais.

Talvez seja pretensão do autor julgar-se em posição de propor cenários diferentes daqueles estudados, por exemplo, no Plano 2015, onde sabidamente foram despendidos grandes esforços de renomados especialistas. Certamente, a abrangência do presente estudo como ferramenta de planejamento é limitada pela incapacidade do autor de se abstrair de si mesmo.

Ocorre, porém, que mesmo sendo a opinião de uma única pessoa, certamente condenável como metodologia para o desenvolvimento de cenários, no caso deste estudo tem-se o benefício da análise de um trabalho completo como o da Eletrobrás, que pode ser confrontado com os outros cenários apresentados, tomando a função do autor bem mais amena, já que assume a posição de crítico. Afinal, criticar é sempre um exercício fácil.

É importante estabelecer-se qual a intenção da análise que se faz a seguir, onde se procurará explicitar principalmente o maior e talvez o único mal que pode ficar embutido num estudo completo como o da Eletrobrás: o mal da tendenciosidade das projeções, de forma a se favorecer o próprio setor elétrico

Na análise que se processa a seguir, são considerados os contextos nacionais e internacionais.

5.3.1. CONTEXTO NACIONAL.

Taxas de crescimento do PIB são os mais comuns parâmetros utilizados na cenarização que envolve o uso futuro da energia. Para o caso brasileiro, têm sido propostas taxas razoavelmente elevadas para cenários de longo prazo, especialmente quando confrontadas com aquelas prevalentes nos países desenvolvidos, que normalmente consideram taxas de 2%, compatíveis com crescimento populacional de 1% e aumento da eficiência econômica também de 1%.

Para o Brasil, taxas de longo prazo, no patamar de 5%, significariam um incremento líquido médio anual de mais de 3,5% em eficiência econômica, já que o crescimento populacional tem diminuído sistematicamente, tendendo para valores compatíveis com os de países desenvolvidos. Certamente, para cenários de longo prazo, estas são taxas que não se sustentam facilmente, incorrendo-se no risco de se levar para o longo prazo condições que só se sustentam no curto prazo.

Face ao grande descompasso de renda e acreditando que a democracia se enraizou no país, permitindo que os grupos menos aquinhoados passem a ter voz e consciência política, pode ser viável que o Brasil sustente, a longo prazo, taxas de crescimento na faixa de 5%, resultantes da expansão do mercado pela agregação das grandes massas atualmente excluídas, dependendo de como se encaminhar o problema

político. Taxas maiores dificilmente se sustentarão, permanentemente, a longo prazo, e devem ser descartadas.

Neste particular, os cenários propostos pela Eletrobrás parecem cobrir uma gama adequada de alternativas para o contorno do problema, com restrição somente ao cenário 4, onde as taxas de 5,8% parecem excessivamente altas. Certamente, o estudo de Brito, propondo taxas médias de 6% a longo prazo, é pouco provável de refletir um caminho sustentável e possível.

O Brasil promoveu, até o final da década de 80, sua transição demográfica e urbana, não apresentando mais grandes incertezas quanto a esta classe de parâmetros que afetam marcadamente o uso da energia, tais como o crescimento populacional e a taxa esperada de urbanização, refletida no crescimento de moradias, comércio e transportes urbanos.

A sociedade brasileira encontra-se, porém, em fase de mutações econômica, social e política, o que refletirá no uso futuro da energia, já que o estilo de vida é o parâmetro mais importante na determinação do nível de consumo e da forma como a energia será demandada. Estes efeitos não são abordados por qualquer dos cenários apresentados no capítulo anterior, já que, em geral, trabalham com taxas média de crescimento, não levando em conta sua distribuição pelas classes de renda.

Para um mesmo PIB, o consumo de energia pode ser completamente diverso, dependendo da distribuição da renda. Esta é uma constatação fundamental para a análise do caso brasileiro que é totalmente ignorada pelos cenários do Plano 2015, sendo enfocada indiretamente pelos cenários ambientalistas propostos por Goldemberg, quando buscam o aumento da eficiência energética e a descentralização no uso. O cenário alternativo proposto por Brito também vai na direção das desconcentrações econômica e política e pode, indiretamente, melhor refletir os efeitos de distribuição da renda.

Certamente, muitos dados de consumo de energia apresentados hoje pela sociedade brasileira resultam de ações políticas tomadas nas décadas passadas, onde o caminho do desenvolvimento econômico foi feito, premeditadamente, pela concentração industrial e pela exclusão social.

Indicadores sociais que mostram ser o Brasil o país com maior concentração de renda no mundo não podem ser mais ignorados e terão peso nas decisões políticas futuras, com reflexos diretos no setor energético.

O caminho político é, pois, de desconcentração e busca da eficiência econômica, o que favorecerá cenários menos ambiciosos quanto ao desenvolvimento industrial do país, ressaltando-se que o Brasil apresenta uma das maiores concentrações de consumo de energia por PIB, como resultado do modelo econômico de substituição de importação e mercado fechado.

Já foi mencionado que as projeções populacionais e de urbanização não apresentam muita margem para erros, já que a transição urbana brasileira se completou e as taxas de crescimento populacional não trazem mais dúvidas quanto ao seu caminho futuro. Cabe, porém, apontar aqui uma distorção apresentada pelas projeções da Eletrobrás, que indicam corretamente uma tendência de aumento da taxa de urbanização, dos atuais 75% para 84%, mas concentram o crescimento em domicílios da região sudeste, que já apresenta o maior nível de concentração urbana, levando a se esperar que a fronteira da urbanização nacional esteja, principalmente, na região nordeste, com ênfase também para as regiões norte e centro-oeste. Afinal, é a desconcentração da renda atuando a nível nacional.

Se for feita a composição do aumento da taxa anual de urbanização de quase 10% a nível nacional, com as maiores taxas de crescimento populacional existentes nas regiões onde a urbanização menos avançou, percebe-se um aumento quase explosivo na população urbana, trazendo um efeito regional que não é retido pelas taxas médias a nível nacional.

A conclusão lógica é que a transição urbana ainda não se completou na região nordeste e este efeito não é captado pelas projeções da Eletrobrás. A influência maior será nos consumos residencial e comercial, bem como no uso de combustíveis líquidos para o transporte urbano.

As projeções da Eletrobrás mantêm o PIB nacional fortemente carregado no consumo de eletricidade. Para os cenários considerados, o valor esperado fica entre 0,64 e 0,78 kWh/US\$, indicando um aumento em relação aos valores atuais ou, quando muito, a sua manutenção a longo prazo, apesar do forte crescimento indicado para o PIB.

No relatório, o problema é comentado pela indicação de que existem países com concentrações maiores que estas, tentando assim indicar-se que as projeções sejam aceitáveis. É verdade que existem alguns poucos países que apresentam hoje valores maiores que os brasileiros, mas são casos especiais, de países com pequena população.

clima frio e exportadores líquidos de energia, condições nas quais o Brasil não se enquadra. Valores existentes hoje e esperados no futuro para outros países encontram-se bem abaixo dos propostos para o Brasil.

Ai está um claro viés apresentado pelo estudo da Eletrobrás, que leva para o futuro as distorções de um país de economia fechada e forte concentração de renda, favorecendo o consumo de energia elétrica e, conseqüentemente, aumentando a importância do setor a longo prazo.

A análise da evolução histórica da intensidade elétrica do PIB brasileiro mostra que o aumento para os valores atuais ocorreu ao longo das décadas de 70 e 80, fruto tanto do modelo econômico de concentração de renda via concentração industrial como da recessão promovida para enfrentamento da inflação.

É patente que os consumos de energia dos setores residenciais e comerciais no Brasil são pequenos face ao tamanho do PIB, refletindo os problemas já apontados anteriormente. É de se esperar que as ações políticas caminharão para a solução dessas distorções e não para a sua manutenção a longo prazo.

O aumento da descentralização das decisões, inevitável no processo de aumento da eficiência econômica, também jogará a favor de outras formas de consumo da energia, inclusive no setor industrial, fazendo por exemplo com que aumente a parcela da cogeração. O setor industrial deveria ter maior parcela nas autogeração e cogeração, pelo porte da produção industrial brasileira quando comparada com outros países expostos à competição internacional.

Quanto ao cenário de energia para um mundo sustentável, fica o mérito da abordagem do problema da descentralização energética de forma ampla mas, a menos que sejam inviabilizados outros caminhos, não existirão pressões de preço que justifiquem ou que incentivem uma redução tão drástica no uso da energia pelos países industrializados.

Constrangimentos quanto ao uso de combustíveis fósseis serão contornados pela tecnologia, a um custo aceitável, e não promoverão as drásticas mudanças propostas. Existe uma grande inércia industrial e a imposição de limitações faz com que a tecnologia seja desenvolvida de forma a manter os usos conhecidos. Isto aconteceu no caso da crise dos combustíveis líquidos, na década de 70, quando o aumento da eficiência no uso da energia foi um dos fatores que resultou na abundância energética atualmente vivida pelo mundo.

Para o Brasil, o cenário de um kW para o consumo anual per capita de energia, sustentado por Goldemberg como meta para o desenvolvimento sustentável, é certamente sub-avaliado a longo prazo, pois hoje já se está praticamente neste patamar de consumo

É aceitável considerar-se que a elasticidade PIB-energia se reduzirá futuramente, abrindo caminho para valores mais próximos dos esperados para países desenvolvidos, conforme as metas propostas para o desenvolvimento sustentável. Deve-se esperar um aumento sistemático da eficiência no uso da energia. Para o Brasil, talvez seja razoável considerar-se valores da ordem de 2,5 kW para o consumo anual per capita de energia, mencionados por Goldemberg como o valor desejável a ser atingido pelo mundo desenvolvido em 2020, depois que tiverem efetuarem uma drástica redução do patamar atual de 6 kW.

Para o estudo de Brito, o maior mérito é indicar que existem ganhos substanciais no encaminhamento de uma solução mais eficiente para o uso da energia e o desenvolvimento industrial brasileiros. Afinal, 85 bilhões de dólares constituem benefício suficiente para supor-se que a privatização do setor energético brasileiro resultará num encaminhamento bem melhor do que o apresentado até hoje, baseado em decisões centralizadas e, muitas vezes, de cunho político. Reforça-se, aqui, a conveniência de um cenário menos intensivo no uso da energia elétrica, especialmente porque os benefícios desse caminho serão substanciais. Já foi mencionado que a previsão de crescimento do PIB a uma taxa média anual de 6% a longo prazo é excessiva.

Quanto aos cenários nucleares, um cuidado especial deve ser tomado. Se a Eletrobrás não ser totalmente isenta quando se trata dos seus interesses futuros, certamente, que isto é muito mais difícil para o setor nuclear, que pensa ter na geração de energia elétrica sua única possibilidade de participação e, portanto, sobrevivência futura. Os cenários que possam justificar o uso intensivo da energia nuclear em 2100 precisam ser checados com a realidade das alternativas disponíveis e dos locais onde estas alternativas são competitivas a nível mundial.

5.3.2. CONTEXTO INTERNACIONAL.

A formação de grandes blocos de países para uma atuação política e econômica integrada parece ser um caminho inevitável a longo prazo, da mesma forma que o aumento da exposição dos mercados internos aos condicionantes do mercado internacional

Para o setor de energia, no Brasil, este contexto internacional é desafiador, no sentido de ser o país um dos que atua de maneira a mais proteger seu mercado interno. A privatização e o aumento da disponibilidade de fontes baratas para o suprimento de energia, trarão grande impacto ao setor energético brasileiro.

Argumentos ligados às autonomia e independência tecnológica como via para enfrentar-se períodos de crise internacional, como, por exemplo, guerras e isolamento internacional, não se sustentam mais facilmente, nem mesmo a longo prazo, fazendo com que a presunção de mercados globalizados desativem iniciativas de cunho exclusivamente estratégico, dependendo do tipo de inserção que o país terá nesses mercados

Os impactos do novo clima econômico já são hoje sentidos por setores da indústria energética nacional não competitivos, como o carvão e o nuclear. No âmbito regional, a importação de energia dos vizinhos sul-americanos é parte dos cenários de todos os estudos considerados e deve ser tomada como uma realidade inevitável. Carvão da Colômbia, energia hidráulica e petróleo da Venezuela, gás natural da Bolívia e do Peru, etc. O rol das alternativas e dos interesses econômicos é enorme

A competitividade dos energéticos, independentemente de serem supridos pelo mercado nacional ou importados, é o parâmetro que precisa ser considerado sistematicamente nos estudos de planejamento energético. Nada se deve acrescentar quanto a este ponto, já que nenhuma restrição adicional deverá existir quanto ao contexto internacional, mesmo considerando-se que a conta da energia pode apresentar, no futuro, aumentos proporcionalmente maiores que os aumentos esperados para o PIB nacional

5.3.3 CENÁRIOS PROPOSTOS.

Não existem muitas dúvidas quanto ao cenário demográfico e de urbanização, aceitando-se aqui os valores globais apresentados no Plano 2015. Foi proposto, porém,

um detalhamento diferente para a regionalização deste cenário, com ênfase na urbanização que deverá se completar na região nordeste do país, havendo na região sudeste um provável crescimento vegetativo, fruto mais do pequeno crescimento populacional do que de transformações na concentração urbana.

Destaca-se a urbanização acelerada que pode ocorrer na região nordeste especialmente porque lá estão contingentes populacionais apreciáveis, fazendo com que apareçam efeitos detectáveis no consumo de energia. Devem também ocorrer efeitos de concentração urbana nas regiões norte e centro-oeste, que serão atenuados no seu peso final devido a baixa concentração populacional daquelas regiões. Para o planejamento energético regional devem, porém, ter efeitos importantes, os quais não são totalmente abordados pelos dados do Plano 2015.

Mais importante, e com sensível peso nas projeções globais propostas pela Eletrobrás, é o problema da excessiva intensidade elétrica do PIB brasileiro a longo prazo. Para se abordar este problema, pode-se considerar duas alternativas: ou o PIB brasileiro deveria ser maior ou o consumo industrial de energia elétrica poderia ser menor.

Foi já comentado que os valores apresentados pela Eletrobrás estão aparentemente super-avaliados no que diz respeito ao crescimento do consumo de energia elétrica pelo setor industrial, considerando-se uma economia aberta e competitiva internacionalmente.

Por outro lado, pode o PIB brasileiro ser maior?

Se considerar-se exclusivamente as taxas de crescimento propostas, parece que taxas médias maiores que 5% dificilmente se sustentarão a longo prazo. Ocorre, porém, que o PIB brasileiro pode apresentar hoje alguma incerteza de mensuração.

É notório que o Brasil tem uma importante parcela de sua economia na informalidade, fugindo das estatísticas oficiais. Adicione-se, à economia informal, a dificuldade de se estabelecer uma moeda de referência para comparação internacional de uma economia particular como a brasileira. Neste sentido, a metodologia adotada pelo Banco Mundial indica para o Brasil um PIB bem maior que o registrado pelos fluxos monetários do governo.

Assim, é possível que a intensidade elétrica efetiva do PIB brasileiro não seja, já hoje, tão elevada, o que permitiria supor-se que ela possa se manter a longo prazo ou mesmo até aumentar. Se é este o caso, devemos então partir para a proposição de

cenários de crescimento da economia brasileira que não se baseiem mais em um PIB de 320 bilhões de dólares em 1990, mas em valores maiores, algo talvez como 500 bilhões, reforçando-se que taxas de crescimento elevadas para o PIB não seriam viáveis a longo prazo.

De qualquer forma, permanece o problema apontado no Plano 2015, que resulta da manutenção a longo prazo do perfil de consumo industrial da energia elétrica hoje existente, fazendo com que sejam esperadas taxas menores que as indicadas para o consumo de energia elétrica no fim do período.

Face à metodologia de desenvolvimento e consolidação dos dados empregada no Plano 2015, é aqui proposto que seja tomado como limite superior para o crescimento do consumo industrial de energia elétrica o cenário de estagnação econômica, mantendo-se porém os valores do cenário de crescimento máximo como os limitantes para os consumos residencial, comercial e do governo.

A proposição de se compor os resultados do Plano 2015 supondo-se as maiores taxas de crescimento para o setor terciário e as menores para o setor industrial baseia-se na observação de que o crescimento do PIB pode se sustentar nas taxas mais altas, processando-se simultaneamente uma efetiva melhoria no uso industrial da energia. Todas as indicações discutidas anteriormente confirmam a possibilidade desta tendência.

São considerados, então, os cenários para o uso da energia no Brasil em 2025, apresentados, resumidamente, na Tabela 5.3.1. Dados que consolidam os dois cenários são detalhados nas Tabelas 5.3.2 e 5.3.3., cobrindo tanto as projeções para o setor elétrico como para o consumo de energia

Os valores são compostos a partir dos estudos do Plano 2015, considerando, no período entre 2015 e 2025, taxas médias de crescimento de 3% e 5% para o PIB, nos cenários baixo e alto. No mesmo intervalo, que extrapola o período coberto pelo Plano 2015, para os dados de energia e consumo de eletricidade foram consideradas como constantes as taxas médias de crescimento que existiriam em 2015.

Para o cenário baixo, incorpora-se somente 50% do acréscimo do consumo industrial de energia elétrica previsto no cenário de estagnação econômica do Plano 2015. Aumento tão pequeno pode parecer irrealista mas não se pode esquecer que todas as previsões de crescimento do consumo da energia elétrica foram sempre largamente superestimadas nos documentos de planejamento a longo prazo do setor elétrico brasileiro.

.....

TABELA 5.3.1.
VALORES INDICATIVOS PARA CENÁRIOS ALTO E BAIXO EM 2025

	VALORES EM 1990/91	CENÁRIO BAIXO	CENÁRIO ALTO
POPULAÇÃO (10*6 hab)	146,2	233,7	233,7
PIB (10*9 US\$ DE 1988)	323,1	970,9	2110,6
RENDA PER CAP. (US\$/hab)	2209	4154	9031
ENERGIA TOTAL (10*6 Tep)	166,9	463,8	771,4
ENERGIA PER CAP. (Tep/hab)	1,14	1,98	3,30
ENERGIA ELÉTRICA (TWh)	210,3	720,2	1091,9
INTENS. ELÉTRICA (kWh/US\$)	0,65	0,74	0,52
ELETRIC. PER CAP. (kWh/hab)	1438	3081	4672

.....

O perfil do consumo de energia que resulta para o país em 2025, segundo o cenário de crescimento alto, levará o Brasil a apresentar padrões de intensidade energética, tanto para a energia elétrica como para outras formas de energia, que se enquadram melhor na média internacional, superando as distorções que hoje existem e que refletem decisões de política econômica passadas. Para o cenário baixo, os dados ainda indicam, em 2025, uma forte intensidade elétrica do PIB.

TABELA 5.3.2 - DADOS POPULACIONAIS, ECONÔMICOS E ENERGÉTICOS
PARA OS CENÁRIOS ALTO E BAIXO

	UNIDADE	ANO							
		1990	1995	2000	2005	2010	2016	2020	2025
POPULAÇÃO	10 ⁶ hab.	146,2	156,8	170,1	183,3	196,1	208,5	221,3	233,7
CRESC. POPULAC.	%	1,7	1,7	1,4	1,4	1,2	1,2	1,1	1,1
HAB. POR DOMC.	—	4,1	3,9	3,7	3,5	3,3	3,2	3,1	3,0
TAXA URBANIZ.	%	74,4	77,2	79,3	81,1	82,6	83,9	85,0	85,9
CENÁRIO BAIXO									
PIB	US\$10 ⁹	323,1	346,3	382,4	488,0	593,7	722,4	837,5	970,9
CRESC. PIB	%	1,6	2,0	5,0	4,0	4,0	3,0	3,0	3,0
RENDA PER CAP.	US\$/hab	2209	2208	2248	2662	3027	3465	3784	4154
ENERGIA TOTAL	Mtep	166,9	187,5	213,2	249,9	288,5	333,7	393,3	463,6
ENERGIA PER CAP.	tep/hab	1,14	1,20	1,25	1,36	1,47	1,60	1,76	1,98
ELETRICID. TOTAL	TWh	210,3	241,2	281,6	352,7	419,0	496,1	587,7	720,2
INTENS. ELETR. PIB	kWh/US\$	0,85	0,69	0,73	0,72	0,70	0,69	0,71	0,74
ELETR. PER CAP.	kWh/hab	1438	1538	1655	1924	2136	2379	2700	3081
CENÁRIO ALTO									
PIB	US\$10 ⁹	323,1	365,6	540,7	723,5	968,2	1295,7	1653,7	2110,6
CRESC. PIB	%	3,8	7,0	6,0	6,0	6,0	5,0	5,0	5,0
RENDA PER CAP.	US\$/hab	2209	2458	3179	3947	4937	6214	7472	9031
ENERGIA TOTAL	Mtep	166,9	199,9	244,7	306,7	382,9	461,9	609,5	771,4
ENERGIA PER CAP.	tep/hab	1,14	1,27	1,44	1,67	1,95	2,31	2,75	3,30
ELETRICID. TOTAL	TWh	210,3	253,4	319,2	416,7	530,8	670,6	855,6	1091,9
INTENS. ELETR. PIB	kWh/US\$	0,85	0,66	0,59	0,58	0,55	0,52	0,52	0,52
ELETR. PER CAP.	kWh/hab	1438	1616	1876	2284	2706	3216	3866	4672

Adicionalmente, os ganhos em eficiência possíveis de serem alcançados com o parque elétrico já instalado no Brasil não podem ser ignorados, especialmente considerando-SE o aumento futuro das tarifas e os incentivos que vão aparecer pela apropriação privada dos lucros resultantes deste ganho em eficiência.

Para o cenário alto, incorpora-se 100% do valor proposto pela Eletrobrás para o cenário de estagnação econômica, trazendo, novamente, uma aparente sub-avaliação do possível crescimento futuro do parque gerador. O argumento que sustenta a manutenção desta aparente sub-avaliação é o mesmo apresentado anteriormente.

TABELA 5.3.3. - CENÁRIOS PARA OS CONSUMOS DE ELETRICIDADE E DE ENERGIA (ATÉ 2025)

A N O		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
ELETRICIDADE (TWh)									
CENÁRIO BAIXO	RESIDENCIAL	48,1	62,0	79,9	100,9	132,5	162,8	196,1	236,3
	COMERCIAL	23,8	30,7	38,4	50,9	63,1	77,6	93,5	112,7
	INDUSTRIAL	110,4	115,5	122,5	141,6	158,5	177,5	213,9	257,7
	OUTROS	28,1	33,5	40,8	53,3	64,8	78,2	94,2	113,5
	TOTAL(TWh)	210,3	241,2	281,6	352,7	419,0	496,1	597,7	720,2
CENÁRIO ALTO	RESIDENCIAL	48,1	65,0	90,7	122,0	162,4	215,3	274,7	350,5
	COMERCIAL	23,8	30,8	42,5	56,0	74,9	98,8	126,1	160,9
	INDUSTRIAL	110,4	120,4	134,7	172,9	206,7	244,7	312,2	398,4
	OUTROS	28,1	37,1	51,0	67,0	86,8	111,8	142,8	182,1
	TOTAL(TWh)	210,3	253,4	319,2	418,7	530,8	670,6	855,6	1091,9
ENERGIA (Mtep)									
CENÁRIO BAIXO	ELETRICIDADE	51,0	69,9	81,7	102,3	121,5	143,9	173,3	208,9
	GÁS NATURAL	3,4	4,5	6,1	8,2	10,9	14,6	16,9	19,6
	PETR/ÁLCOOL	61,5	71,3	82,6	95,4	110,6	128,2	148,6	172,2
	CARVÃO MIN.	8,6	9,6	10,7	11,9	13,4	14,9	17,3	20,0
	LENHA/CARV. VEG.	21,7	21,2	20,7	20,2	19,7	19,2	22,3	25,8
	BAGAÇO/OUTROS	10,7	11,0	11,4	11,9	12,4	12,9	14,9	17,3
	TOTAL(Mtep)	166,9	187,5	213,2	249,9	288,5	333,7	393,3	463,6
	ELETRICIDADE	61,0	73,5	92,6	121,4	153,9	194,5	248,1	316,6
	GÁS NATURAL	3,4	5,6	9,3	15,4	25,5	42,3	53,2	66,9
	PETR/ÁLCOOL	61,5	76,9	95,5	118,4	146,8	182,0	228,9	288,0
CARVÃO MIN.	8,6	10,9	13,7	17,2	21,7	27,3	34,3	43,2	
LENHA/CARV. VEG.	21,7	21,6	21,8	21,9	22,0	22,1	27,8	35,0	
BAGAÇO/OUTROS	10,7	11,2	11,8	12,4	13,0	13,7	17,2	21,7	
TOTAL(Mtep)	166,0	199,9	244,7	306,7	382,9	481,9	609,5	771,4	

Finalizando, vale lembrar-se que a proposição dos dois cenários de contorno deve ser tomada como meramente balizadora das discussões sobre o espaço que possa existir para a energia nuclear em 2025, mantendo-se viva a lembrança das limitações inerentes a este tipo de futurologia. Reforça-se, aqui, a consciência de que não se está traçando o "plano do futuro"

6. OPÇÃO NUCLEAR NO CASO BRASILEIRO: CENÁRIOS PARA 2025.

Com o conhecimento da evolução prevista para a demanda de energia em 2025, associado à abordagem das aplicações possíveis de serem cobertas pelo sistema energético nuclear, conforme desenvolvido nos capítulos anteriores, torna-se possível discutir o papel futuro que a energia nuclear pode desempenhar no setor energético brasileiro.

Inicialmente, são analisadas as condições do mercado de energia que, pela sua evolução futura, poderiam levar a uma possível demanda para os elementos do sistema energético nuclear. Neste ponto, são cobertas as aplicações relativas às produções de eletricidade, calor e água doce. Vale mencionar que a propulsão naval nuclear comercial não é analisada por se apresentar, definitivamente, como não competitiva internacionalmente, lembrando que não é intento deste estudo abordar os programas de caráter estratégico, tanto os de cunho militar como os industriais.

Aborda-se, em seguida, a competitividade da energia nuclear para atender ao mercado brasileiro energético futuro. Com maior ênfase, é enfocado o caso da nucleoeletricidade, não só por ser esta a aplicação que já é de uso corrente no país, mas também por se constituir naquela mais usada no mercado mundial, fazendo com que a avaliação de sua competitividade futura seja efetuada com algum destaque, cobrindo tanto a comparação com usinas hidroelétricas como com térmicas convencionais.

Para as outras aplicações, a abordagem é feita na linha das limitações apresentadas anteriormente quanto ao seu desempenho histórico no mercado internacional, conforme discutido, especialmente, no capítulo 3. São incluídas, na análise, algumas particularidades inerentes ao mercado brasileiro para essas aplicações.

Já foi mencionado que a competitividade futura da nucleoeletricidade no Brasil apresenta condições diferenciadas devido ao uso intenso da hidroeletricidade, fazendo com que seja necessário aprofundar-se o estudo comparativo não só das nucleares com as outras térmicas, conforme é praxe no mercado internacional, mas também das nucleares com as instalações hidroelétricas.

Embora não se quantifique, por valores monetários, a abordagem dada à diversidade das fontes supridoras de energia, procura-se enfatizar a importância econômica que este parâmetro tem nas decisões de longo prazo dos sistemas energéticos.

Finalmente, o capítulo é fechado com uma avaliação das alternativas para o setor nuclear no Brasil, sob o enfoque tanto dos reatores como dos ciclos do combustível nuclear, permitindo que sejam fundamentadas as conclusões do estudo, efetuadas no capítulo seguinte. Para a análise dos caminhos alternativos, são empregados os resultados produzidos pelo OMNUS, mostrando o valor desta ferramenta de cálculo, desenvolvida especialmente para ampliar-se a compreensão dos problemas inerentes ao uso da energia nuclear.

6.1. MERCADO FUTURO DA ENERGIA NUCLEAR.

Excluídos os dois mercados cativos da energia nuclear, que são a propulsão de submarinos, aplicação de interesse exclusivamente militar, e a possível participação em propulsão de naves espaciais, aplicação distante do interesse atual da sociedade brasileira, sua competitividade tem de ser verificada nos mercados da energia elétrica, do calor e da produção de água doce.

No caso do mercado de eletricidade, a demanda futura está bem delineada pelos estudos encaminhados no capítulo 5, os quais servirão de referência para avaliar-se a possível participação da energia nuclear. Já para a demanda futura de calor e de água doce, algumas considerações adicionais serão necessárias, considerando que estes itens não foram analisados especificamente. Naturalmente, a base de dados estabelecida também no capítulo 5, no que se relaciona aos cenários econômicos e energéticos, fundamentarão o assunto.

A seguir são discutidos os mercados para a nucleoeletricidade e para a produção de calor e água doce por via nuclear

6.1.1. DEMANDA DE ELETRICIDADE

Foi antecipado, no capítulo 5, que a demanda anual para energia elétrica, até 2025, crescerá para valores que se situam entre 720 e 1100 TWh, com consumo per capita entre 3080 e 4670 kWh/hab, dependendo do cenário considerado, se alto ou baixo

No estudo das fontes renováveis para produção de energia, desenvolvido no capítulo 2, o valor do potencial hidroelétrico brasileiro para produção de energia firme, considerado no plano 2015 após dedução de incertezas diversas inclusive de cunho ambientais, foi apresentado como atingindo 123 560 MW, valor suficiente para gerar 1082 TWh por ano, que atenderia à demanda do cenário alto para 2025.

Ainda no contexto das fontes renováveis de energia, o capítulo 2 indica o potencial de 20.000 MW para biomassa de floresta energética e 7.000 MW para o bagaço de cana, ambos firmes, implicando numa geração anual de 236 TWh, equivalente quase ao consumo brasileiro atual. Ressalte-se que o potencial para a biomassa energética considerado pela Eletrobrás no Plano 2015 toma como referência a tecnologia atual, sendo possível antecipar-se grandes melhorias no setor, devido aos investimentos internacionais em curso.

Ao potencial de fontes renováveis devem ser adicionadas as fontes não renováveis nacionais e o potencial de importação de energia, ambos também discutidos no capítulo 2. Especial ênfase deve ser dada à importação direta de energia elétrica ao norte do país e de gás natural aos sul e oeste. A participação do gás na cogeração de calor e eletricidade será, certamente, crescente, seguindo as tendências internacionais do setor, existindo aí o atendimento de uma parcela do consumo de eletricidade, especialmente considerando-se que a separação ainda hoje existente entre os mercados de geração de eletricidade e de calor fizeram com que o Brasil se constituísse em um dos países industrializados com menor produção de eletricidade via cogeração. Mesmo onde esta introdução seria esperada, como no caso da otimização da queima dos resíduos da indústria do álcool, a conjuntura nacional fez com que houvesse pequeno desenvolvimento. Outro exemplo existe na siderurgia, setor intensivo no uso da energia, onde só agora começa-se a estudar a utilização da cogeração.

Pelo exposto acima, é evidente que não se pode justificar a utilização da energia nucleoeletrica pela falta de alternativas para o suprimento da demanda futura, conforme discurso praticado intensamente na década de 70, especialmente quando da decisão de introduzir-se as grandes unidades de 1200 MW, relacionadas ao programa da Nuclebrás. O Brasil dispõe de fontes alternativas para o suprimento da sua demanda de energia elétrica, mesmo considerando o cenário alto para 2025.

Pode-se justificar a manutenção da energia nuclear hoje, exclusivamente, como uma alternativa para o que ocorrerá além de 2025, como, por exemplo, o atendimento de uma demanda maior do que a prevista no cenário alto?

Considera-se aqui que a resposta seja negativa, por dois motivos. Inicialmente, porque até 2025 podem surgir alternativas para sistemas de geração de energia mais atraentes, além das consideradas neste estudo, com possibilidade até de deslocarem integralmente as fontes estudadas. Outro motivo prende-se ao caminho de desenvolvimento da própria sociedade brasileira pois, ao analisar-se os dados do cenário alto depara-se com uma sociedade estabilizada populacionalmente, com elevada renda per capita, com um PIB de quase 3 trilhões de dólares em valores de 1995, ou seja, uma sociedade "velha", com pequena taxa de crescimento da demanda de energia, ou até com possíveis tendências de redução de consumo.

A observação do que ocorre hoje com países altamente desenvolvidos, os quais podem servir de referência para o caso do cenário alto em 2025, indica que o crescimento econômico tem limites, não sendo um processo que se justifique por si mesmo, ou seja, continuará existindo porque sempre houve. Deve ser lembrado que, até recentemente, muito do desenvolvimento econômico existente nos países centrais resultou da expansão do mercado interno, motivado pelo crescimento populacional, pela imigração, pela introdução de novos hábitos de consumo ou, simplesmente, pelos esforços para destruir e reconstruir, durante os períodos de guerra.

Observa-se, hoje, um esgotamento da tendência de crescimento do mercado interno dos países centrais, o que parece ser uma consequência do próprio nível de desenvolvimento já atingido. Naturalmente, a existência de uma guerra de grandes proporções internacionais não está considerada nos cenários estudados, embora nunca possa ser descartada totalmente, conforme ensina a história humana.

Ainda quanto ao uso da nucleoelectricidade, deve-se destacar a forma diversa com que opera esta fonte de energia, conforme discutido amplamente no capítulo 3, onde é mostrado que todos os países grandes consumidores de energia elétrica são também produtores de nucleoelectricidade. As razões que levam a este acoplamento são discutidas amplamente no capítulo 3 e não cabe aqui repeti-las.

Nada é mais relevante para evitar-se as incertezas que o futuro reserva do que se buscar a diversidade das fontes de geração de energia, mesmo que a um custo de geração ligeiramente maior. Se por um lado, o processo da fissão nuclear traz algumas

externalidades já bem conhecidas para a nucleoeletricidade, é inevitável que, por outro, traz também algumas vantagens comparativas relacionadas à evolução das incertezas futuras quanto ao uso das outras fontes de energia. Impactos ambientais globais das fontes fósseis e incertezas climáticas de grande porte quanto às fontes renováveis são exemplos. Deve ser política para um bom planejamento do atendimento da demanda futura de energia poder-se contar com o maior número de fontes energéticas competitivas, sendo esta uma preocupação de caráter mais econômico do que técnico. É como se fazer um seguro para cobrir o inesperado, o qual normalmente requer o pagamento de um prêmio de valor compatível com o risco coberto.

Sob a ótica da diversidade, contribui decisivamente para este objetivo a manutenção da nucleoeletricidade como uma das alternativas que deve ser mantida para o atendimento da demanda futura de energia, desde que razoavelmente competitiva, ou seja, com custos de geração que se enquadrem nos limites da sua pequena importância para o atendimento da demanda futura. Estes custos podem ser, até, mais elevados do que o da fonte mais competitiva, a qual certamente assumirá o papel de suprir a demanda de base, respondendo pelo grosso da energia gerada.

6.1.2 DEMANDA DE CALOR E DE ÁGUA DOCE.

Antecipa-se, no capítulo 5, que a demanda total de energia cresce em ritmo menos intenso do que a demanda de eletricidade, para ambos os cenários estudados, embora, ao final do período, atinja valores expressivos, também em ambos os casos. Considera-se, para 2025, uma demanda total anual de energia entre 460 e 770 Mtep.

Para estudar-se o potencial de utilização da energia nuclear como supridora de parte do calor a ser consumido no Brasil em 2025, é necessário buscar-se qual deverá ser o perfil de consumo deste calor, especialmente quanto às faixas de temperatura nas quais esta demanda ocorrerá. Para isso, vai inicia-se pelo questionamento de qual é o perfil atual de consumo. Em seguida, supõe-se que a distribuição do uso do calor, naquela época, guardará um perfil de consumo próximo ao existente hoje, premissa de difícil comprovação para todo o longo intervalo coberto pelo estudo, mas necessária para permitir a abordagem preliminar do problema.

O que se busca são as tendências gerais que poderiam levar à introdução da energia nuclear no mercado da geração de calor no Brasil. Considera-se que caso não se encontre justificativa hoje, muito provavelmente também não se encontrará futuramente, e, vive-versa, se hoje é possível vislumbrar-se a possibilidade de uso da energia nuclear no mercado de calor, muito provavelmente esta possibilidade existirá também no futuro, ainda que seu uso atual não tenha se efetivado.

O consumo atual brasileiro de calor pode ser inferido da análise sistemática dos dados do Balanço Energético Nacional, tendo-se utilizado o Balanço de 1995, baseado nos dados de 1994. A Tabela 6.1.1. apresenta o resultado do que se considera como indicativo do consumo de calor no Brasil. Para sua montagem, foram feitas premissas relativas aos valores apresentados para o consumo final de energia no Balanço Energético Consolidado de 1994.

- a) -foram excluídos os consumos dos setores de transporte e não-energético;
- b) -para o consumo dos setores residencial, comercial e agropecuário, dos energéticos lenha, GLP, gás e carvão vegetal, foi considerado que 20% do consumo são para aquecimento de água;
- c) -para a eletricidade, foi considerado que a indústria em geral utiliza 10% do consumo para a produção de calor, enquanto que para o setor de não-ferrosos o percentual considerado foi de 1%;
- d) -apesar de indicar um pequeno consumo industrial no setor de química, a querosene não foi incluída na lista de energéticos usados para a produção de calor;
- e) -para o consumo residencial de aquecimento de água via eletricidade, foi usado o valor relatado por Jannuzzi(1996), de 3,3 milhões de MWh em 1994

Das premissas acima, a que tem mais influência é a que se relaciona com o percentual de energia elétrica usada para a produção de calor, já que a eletricidade é a

principal fonte de energia no consumo final brasileiro, respondendo por 40% do consumo final energético. Outra fonte importante de incerteza é quanto ao percentual de 20% considerado para o consumo energético dos combustíveis usados nas residências e no comércio. Para ambos os casos, a participação indica valores da ordem de 4 Mtep, para um consumo total de calor de 57,8 Mtep, ou seja, algo da ordem de 7% do consumo final. Os valores indicam que, mesmo no caso de uma variação de 100% nos valores utilizados para a eletricidade e para os energéticos de usos doméstico e residencial, a variação do consumo final oscilaria dentro de uma faixa de 20%, valor tomado como razoável para os objetivos do estudo.

Conclui-se que 32% da energia final consumida no Brasil, em 1994, foi utilizada na geração de calor. Conforme indicado na Tabela 6.1.1., das fontes usadas para a produção de calor, 48% são biomassas renováveis, 7% são eletricidade, também renovável no caso brasileiro da hidroeletricidade, e os restantes 45% são obtidos pela queima de combustíveis fósseis, sendo 24,4% do petróleo, 15,9% do carvão e 4,7% do gás natural.

TABELA 6.1.1. - CONSUMO FINAL ENERGÉTICO PARA A PRODUÇÃO DE CALOR (ktep), em 1994

ENERGÉTICO	Sector Energét.	Res. Agropec.	Con Cimento	Ferro e Aço	Mn. e Pelot.	Não Ferrosos	Quím.	Alim. e Beb.	Textil	Papel e Celul.	Cerâm.	Outras	Total	Fração %
Gás Natural	919	44	5	380	80	121	439	154	78	90	101	290	2701	4,7
Carvão Vapor			392	9			122	88	3	115	73	54	856	1,5
Carvão Met.				260									260	0,4
Lenha		1700	1	12		39	179	1778	103	789	1474	565	6640	11,6
Prod.da Carne	7393						50	6813		31		8	14295	24,7
Outros Biom.			41							2121	45		2207	3,8
Óleo Comb.	1360	719	1079	369	616	425	1331	846	377	685	494	911	9212	15,9
GLP	19	1130		50	1	20	17	26	3	8	129	93	1496	2,6
Gás	388	31		909		1		5				3	1337	2,3
Coque				6244	110	193							6547	11,3
Eletricidade	230	1000	80	610	170	80	440	350	190	290	50	570	4060	7,0
Carvão Veg.		13	203	4193	3	123	29		1		5	11	4581	7,9
Outros Petr.	2061		4		2	454	891			25		8	3445	5,9
Alcatrão			4	214									218	0,4
Total	12370	4637	1809	13250	982	1456	3498	10060	755	4154	2371	2513	57855	
Fração (%)	21,4	8,0	3,1	22,9	1,7	2,5	6,0	17,4	1,3	7,3	4,1	4,3		100,0

Para inferir a distribuição de temperatura na qual esse calor é consumido, considera-se a discussão feita no capítulo 3, quando foi estudado o uso internacional do calor de origem nuclear e apresentados valores que relacionam a temperatura média do

calor consumido e o setor industrial. Para as mesmas condições, o consumo de calor no Brasil apresentaria a distribuição por temperatura indicada na Tabela 6.1.2., onde são também apresentadas as distribuições discutidas anteriormente para Japão e Alemanha.

A principal faixa de temperatura na qual o calor é utilizado no Brasil é adequada ao uso do calor proveniente dos LWR, porém, é também nesta faixa que estão as indústrias que produzem biomassa energética como parte do seu processo industrial. Este é o caso dos setores de papel e celulose e dos açúcar e álcool, principalmente, e, em menor medida, do setor de alimentos e bebidas. Não por acaso, é nesta faixa de temperatura que ocorre o grosso do uso da biomassa energética, cabendo, em adição, uma parcela para a última faixa de temperatura, resultante principalmente da utilização do carvão vegetal na produção do aço.

TABELA 6.1.2. - USO DO CALOR, POR FAIXAS DE TEMPERATURA, PARA
TRES PAÍSES

TEMPERATURA (°C)	USO PRINCIPAL (setor)	BRASIL	JAPÃO (%)	ALEMANHA
<100	aquecimento ambiental e da água	8,0	12,7	63,7
100 - 300	alimentos e bebidas, tecidos, açúcar e álcool, papel e celulose	43,1	20,5	7,4
300 - 600	produtos químicos, farmacêuticos e setor energético (- álcool)	14,6	12,3	5,6
600 - 1000	metais não ferrosos e cerâmica	6,6	19,5	2,6
>1000	aço e cimento	27,7	35,5	21,0

Não é razoável supor-se que o calor de origem nuclear terá, em qualquer época, condição de deslocar a biomassa em uso nos setores mencionados acima, sendo difícil, pois, vislumbrar-se um espaço para esta aplicação da energia nuclear no Brasil. Adicionalmente, foi discutido, no capítulo 3, que a energia nuclear não se viabilizou na

produção de calor em países que tenderiam a apresentar um atrativo maior do que o encontrado no Brasil, onde a produção da biomassa apresenta-se especialmente viável, sendo esta uma vantagem comparativa que o país tem sabido explorar, embora sem a ênfase que poderia dar.

Mesmo para as temperaturas mais elevadas, como no caso da produção de aço, onde o Japão se empenha em desenvolver uma vertente de reator a gás operando com alta temperatura, no caso brasileiro emprega-se abundantemente o carvão vegetal, não se justificando uma preocupação especial em se utilizar a energia nuclear nesta aplicação e sim em explorar-se totalmente as possibilidades abertas pela biomassa energética. Outra observação complementar que a análise dos dados de consumo de calor permite, diz respeito ao baixo consumo do gás natural, especialmente interessante para uso no setor químico. Esta pode ser uma tendência que se verificará no futuro do setor energético brasileiro, trazendo, junto com o uso do gás no setor químico, a aceleração da cogeração de calor e eletricidade.

Para a produção de água doce, foi estudado que o interesse da utilização da energia nuclear fundamenta-se na escassez crescente deste produto como resultado da contaminação dos lençóis existentes, do consumo descontrolado e do crescimento populacional desordenado em algumas regiões da Terra. Neste sentido, o Brasil situa-se em posição privilegiada, pois é um dos países que contam com maior abundância de água doce do planeta. Adiciona-se a este fato o patrimônio natural traduzido pelas extensas bacias hidrográficas que o país dispõe, entre elas a bacia amazônica, a maior do planeta. Assim, pode parecer que não existe fundamento para se considerar a produção de água, via energia nuclear, como uma aplicação que interesse ao Brasil.

Ocorre que, localmente, algumas situações existem que podem justificar o interesse por essa aplicação, como, por exemplo, na região semi-árida nordestina, a qual encontra-se próxima da costa e poderia beneficiar-se do processo da dessalinização como forma de suprir água para cidades e para o campo. Ai o interesse é específico, pois, existindo água abundante para a refrigeração do ciclo de vapor e para alimentar o processo da dessalinização, pode-se pensar em produção conjunta de eletricidade e de água, integrando as duas aplicações em projetos que interessem ao esforço de desenvolvimento regional.

Outra situação brasileira em que o problema da água é destacado diz respeito ao suprimento da região metropolitana da Cidade de São Paulo. Neste caso, fica evidente

que o problema não se situa na escassez mas sim no desperdício e no crescimento desordenado da demanda, levando a uma necessidade de água que pode se tornar inviável de ser atendida a longo prazo. Para este caso, não se deve considerar a dessalinização como forma de se abordar o problema, pois não se trata de falta de água, existindo a solução economicamente mais adequada de gerência da demanda, já que o problema dificilmente será resolvido simplesmente pelo aumento do suprimento.

Para situar-se adequadamente o problema da produção de água doce tratada, embora exista um incentivo específico para sua produção em algumas regiões do país, em qualquer outra região em que fosse produzida, considera-se que, se disponível a um custo razoável, a água teria mercado, já que é um produto com demanda crescente ao longo de todo o período do estudo. Em geral, há no Brasil uma situação de sub-consumo devido ao baixo nível sócio-econômico da população. Assim, da mesma forma que no mercado para a energia elétrica, considera-se que a introdução da energia nuclear dependerá das suas próprias condições de competitividade.

Valores de referência para o custo de produção da água podem ser obtidos nos estudos da IAEA já indicados no capítulo 2, os quais apontam valores de 0,7 a 1,1 US\$/m³ para a água tratada. Gonçalves indica tanto o custo médio de produção da água em 2,93 US\$/m³ como a tarifa média de 2,31 US\$/m³ na Cidade de São Paulo.

Os valores relativos ao custo de produção da água podem variar amplamente, dependendo, fundamentalmente, das condições de captação. Uma possibilidade que tem sido considerada diz respeito ao uso das águas subterrâneas, onde podem ser encontrados custos menores que os indicados anteriormente, no caso de poços com grande produção.

6.2. COMPETITIVIDADE PARA PRODUZIR ELETRICIDADE.

Para estudar-se a competitividade da energia nuclear para produzir eletricidade, no Brasil, torna-se necessário avaliar-se a economicidade de sua utilização como uma das alternativas da termoeletricidade, neste caso operando em sistema majoritariamente hidroelétrico. Duas questões, então, existem, sendo necessário entender-se inicialmente a competitividade da própria termoeletricidade no sistema hidroelétrico brasileiro, da

mesma forma que se deve considerar a economicidade da nucleoeletricidade face às fontes térmicas alternativas.

A seguir, são abordados os aspectos relevantes para esta discussão, os quais se relacionam a três itens: a operação de usinas térmicas em sistemas majoritariamente hidroelétricos, à competitividade da nucleoeletricidade face a termoeletricidade e, finalmente, a competitividade entre os diversos elementos do sistema energético nuclear. Com esta discussão, fundamenta-se o que será proposto como caminho que o setor nuclear pode seguir no Brasil, integrando-se como parte do sistema energético nacional.

Para estudar-se a competitividade interna do sistema energético nuclear, são considerados os elementos:

- a) -LWR(PWR) operando em ciclo "once-through" com urânio enriquecido;
- b) -LWR(PWR) operando com reciclagem de plutônio;
- c) -LWR(PWR) operando em ciclo de tório e urânio 233;
- d) -LWR(PWR) operando em ciclo de tório com plutônio reciclado;
- e) -HWR(CANDU) operando com urânio natural em ciclo "once-through";
- f) -HWR(CANDU) operando com reciclagem de plutônio;
- g) -HWR(CANDU) operando em ciclo de tório e urânio 233;
- h) -HWR(CANDU) operando em ciclo de tório com plutônio reciclado;
- i) -HTGR operando em ciclo de urânio 238 e plutônio;
- j) -HTGR operando em ciclo de tório e urânio 233;
- k) -LMFBR operando em ciclo de urânio 238 e plutônio;
- l) -LMFBR operando em ciclo de tório e urânio 233;

cujos dados específicos, utilizados no Modelo OMNUS, estão apresentados na Tabela 6.2.1., preparados segundo, principalmente, as informações e os valores apresentados por Kasten(1979), Rust(1979), Boezar(1985), CDTN(1988), Hellman(1983), IAEA TECDOC 666(1992), IAEA TECDOC 701(1993) e KAERI(1995). Estas referências bibliográficas foram estudadas de forma a se extrair um conjunto coerente de dados para todos os reatores e ciclos indicados acima.

Com uma importância maior entre as referências estudadas, especialmente para os valores dos custos associados aos LWR, destaca-se o TECDOC 666 da IAEA(1992). Ressalta-se especialmente as Tabelas 12 e 14 desse documento da IAEA, as quais são aqui reproduzidas como Tabela 6.2.2. Os valores indicados nessa Tabela 6.2.2. servirão para compor os dados de entrada do Modelo OMNUS quando forem estudados os custos das usinas térmicas convencionais, conforme será detalhado no item seguinte.

6.2.1. COMPETITIVIDADE EM SISTEMAS HIDROELÉTRICOS E TÉRMICOS

As usinas nucleares foram desenvolvidas em países que utilizam intensamente a termoeletricidade, tendo sido discutida amplamente a competitividade da nucleoeletricidade face às usinas térmicas a óleo e a carvão. Mais recentemente, muito se discutiu também a competição entre nucleares e usinas de ciclo combinado usando gás natural e carvão. Nesses sistemas térmicos, não existe a energia secundária, a qual é típica de sistemas hidroelétricos.

As incertezas hidrológicas associadas às hidroelétricas fazem com que estas usinas possam garantir, a longo prazo, somente a energia firme, ou seja, aquela que pode ser suprida mesmo nas condições mínimas de vazão, traduzidas pelas piores séries hidrológicas históricas. Para elas, a energia firme depende de diversas características do projeto, tais como a existência de usinas a montante ou a jusante, o tamanho do reservatório, as condições de coleta e drenagem da bacia hidráulica, etc...

A diferença entre a energia firme e a energia média que a usina pode gerar a longo prazo, é a energia secundária. Esta é uma energia que pode ser suprida, na média, durante toda a vida da usina, mas não pode ser garantida como um valor que a usina supra em todos os momentos de sua vida útil.

Quando uma usina térmica é implantada para operar em sistema majoritariamente hidráulico, considerando que as usinas térmicas apresentam fatores de disponibilidade maiores do que o percentual de energia firme oferecido pelas usinas hidráulicas, o sistema hidro-térmico passa a contar com uma fração maior de energia firme, transformando o que seria energia secundária em energia firme. Esta é a principal vantagem trazida pelas usinas térmicas que se integram em sistemas majoritariamente hidráulicos.

Enquanto que para sistemas térmicos a introdução de novas unidades térmicas visa aumentar a energia firme ou atender à demanda de ponta, no caso dos sistemas hidro-térmicos com prevalência hidráulica, a introdução de novas unidades térmicas visa, principalmente, aproveitar a energia secundária, sendo a ponta, normalmente, suprida pela energia armazenada nos reservatórios. Esta é uma diferença essencial entre operar usinas térmicas em sistemas térmicos ou em sistemas hidráulicos.

TABELA 6 2.2.* - CUSTOS PARA SE PRODUIR ELETRICIDADE OU CALOR
EM
PLANTAS TÉRMICAS NUCLEARES(LWR) E FÓSSEIS

Produto e Planta	Potência	Custo de Construção	Custo de Combustível	Custo de O&M
Eletricidade	MWe	US\$/kWe	US\$/MWhe	US\$/MWhe
Diesel	50	1100	30.0	4.0
Turbina Gás	100	440	48.4	6.0
Óleo/Gás	150	660	32.6	5.0
Óleo/Gás	400	550	32.6	5.0
Carvão	500	1540	21.9	3.0
Carvão	800	1320	21.9	3.0
Nuclear (LWR)	50	2750	10	15
	300	2420	8	12
	600	1870	7	12
	900	1650	6	9
Calor	MWth	US\$/kWth	US\$/MWth	US\$/MWth
Óleo/Gás	100	440	15	1.0
Carvão	500	440	8.5	1.0
Nuclear (LWR)	50	1650	3.3	6.0
	100	1100	3.3	5.0
	200	825	3.3	4.5
	500	605	2.7	4.0

*-dados extraídos integralmente das Tabelas 12 e 14 do TECDOC-666 da IAEA.

Ao garantir a energia secundária já disponível no sistema, a introdução de usinas térmicas em sistemas predominantemente hidráulico é feita utilizando unidades que

tendem a ser pouco operadas, pois seu objetivo não é gerar energia e sim liberar a energia secundária já disponível no sistema, permitindo que seja comercializada uma fração adicional de energia firme sem que seja necessário queimar-se o combustível da usina térmica. Conseqüentemente, neste caso, as usinas térmicas apresentarão baixo fator de capacidade, sendo preferidas as unidades menores, mesmo que pouco econômicas no caso de operação por longos períodos, pois a probabilidade de que isto ocorra é muito baixa.

O parque térmico brasileiro reflete essa realidade apresentando, majoritariamente, unidades de baixa potência, onde mais de 60% são unidades menores do que 100 MWe e somente as usinas nucleares têm unidades maiores que 500 MWe. Andrade et al(1996) abordam este assunto, mostrando as peculiaridades que conduziram o parque térmico nacional a esta condição, fruto mais da falta de planejamento no uso da termoelectricidade do que de uma política de complementação térmica sistematicamente implementada. De qualquer forma, mesmo que otimizado, a tendência seria manter unidades de menor porte do que as existentes em sistemas predominantemente térmicos.

Comparando-as com outras usinas térmicas, as nucleares apresentam elevado custo de investimento e baixo custo de combustível, sendo sua operação competitiva somente quando empregadas com alto fator de capacidade e em unidades maiores que 300 MWe. Consideram-se hoje unidades de até 1500 MWe, para sistemas térmicos de grande porte, nos quais as nucleares operam como unidades de base. Para unidades de ponta no sistemas térmicos, normalmente são selecionadas instalações de pequeno porte ou unidades no final da vida útil e pouco competitivas, utilizando combustíveis fósseis.

Para mostrar-se a dependência do custo de geração das nucleares para diferentes fatores de capacidade, bem como para analisar-se comparativamente as térmicas convencionais face às nucleares, utiliza-se o Modelo OMNUS. Para os custos das térmicas convencionais e das nucleares, foram usados os valores da Tabela 6.2.3., transformados adequadamente para permitirem sua introdução no Modelo OMNUS, onde os custos de combustível e de operação e manutenção (O&M) foram somados para comporem a despesa anual com a operação da planta, de forma a utilizar-se o item de custo O&M do OMNUS.

A relação que permite processar esta transformação é dada por:

$$(O\&M)_{\text{transf}} = \left[\frac{H \cdot (O\&M - F)}{1000} \right] \text{fee} \quad (45)$$

onde $(O\&M)_{\text{transf}}$ é o valor a ser usado no OMNUS e $O\&M$ e F são os custos de operação e manutenção e de combustível, respectivamente, indicados para as plantas térmicas convencionais e nucleares, dados em US\$/MWh. A Tabela 6.2.3. lista os valores utilizados no OMNUS.

TIPO E FAIXA DE POTÊNCIA (MWe)	CUSTO DE CONSTR (US\$/kWe)	CUSTO O&M e COMBUST. (US\$/MWh)	(O&M)transf (US\$/a/kWe)
DIESEL (50 a 100)	1100	4 + 30 = 34	297*fee
TURBINA A GAS (100 a 200)	440	6 + 49 = 55	482*fee
CALDEIRA ÓLEO/GÁS (150 a 400)	660 a 550	5 + 32 = 37	324*fee
CALDEIRA A CARVÃO (500 - 800)	1540 a 1320	3 + 22 = 25	219*fee
NUCLEAR (50 a 900)	2750	15 + 10 = 25	218*fee
	a 1650	a 9 + 6 = 15	a 131*fee

A Tabela 6.2.4 lista os custo de geração para diferentes plantas térmicas em função da energia firme gerada. A montagem desta Tabela é feita considerando-se as faixas de potência para as quais as diversas plantas são indicadas na Tabela 6.2.3. e

fatores de capacidade médios anuais que oscilam entre 20 e 80%. Cada tipo de tecnologia foi sempre considerado com seu menor custo de geração, obtido conjugando-se o tamanho da unidade e o fator de capacidade.

O resultado da análise é ilustrativo da complexidade de se decidir por uma determinada tecnologia para a geração térmica. Vale enfatizar que, entre as plantas consideradas, não estão incluídas as com ciclo combinado, as quais apresentam hoje sensível vantagem devido ao melhor rendimento nos ciclos térmicos. Para o intuito desta análise, porém, a exclusão não é prejudicial pois aqui enfoca-se as competitividades entre térmicas e hidráulicas e entre nucleares e térmicas convencionais, de forma geral, e não entre plantas específicas.

A análise da Tabela 6.2.4. indica que a nuclear só se apresenta como competitiva para potências elevadas e isso sem esquecer-se que está se considerando a energia firme associada a uma ou mais plantas, ou seja, para a energia de 700 MWe a potência instalada situa-se em 1000 MWe, se o fator de capacidade for de 70%.

TABELA 6.2.4 - MENOR CUSTO DE GERAÇÃO (US\$/MWe) PARA DIVERSAS PLANTAS TÉRMICAS, EM FUNÇÃO DA POTÊNCIA

ENERGIA FIRME (MWe)	DIESEL	TURBINA A GÁS	CALDEIRA A GÁS	CALDEIRA A GÁS	NUCLEAR A CARVÃO
10	122	92	--	--	--
50	57	70	93	--	80
100	↓	64	59	134	73
200	↓	↓	54	79	68
300	↓	↓	46	61	68
400	↓	↓	↓	52	56
500	↓	↓	↓	51	51
600	↓	↓	↓	48	48

Ainda para ilustrar o encaminhamento do estudo, é útil conhecer-se a forte dependência que o custo de geração das usinas nucleares apresenta com relação ao fator de capacidade. Naturalmente, agora o caso é o de uma planta já instalada, para a qual estão ocorrendo, ao longo da vida, diferentes fatores de capacidade. A Figura 6.2.1. mostra esta dependência para plantas de 50 e 900 MWe e indica, claramente, que não é razoável implantar-se uma unidade nuclear de grande porte a não ser para usá-la com alto fator de capacidade.

As indicações acima mostram a inadequação com que hoje se utiliza a geração nucleoeleétrica no Brasil, o que fica patente quando se lembra que o fator de capacidade durante toda a vida da Usina Angra I não ultrapassa 30%, embora sua disponibilidade seja bem maior, mesmo considerando-se todos os problemas que enfrentou durante sua implantação

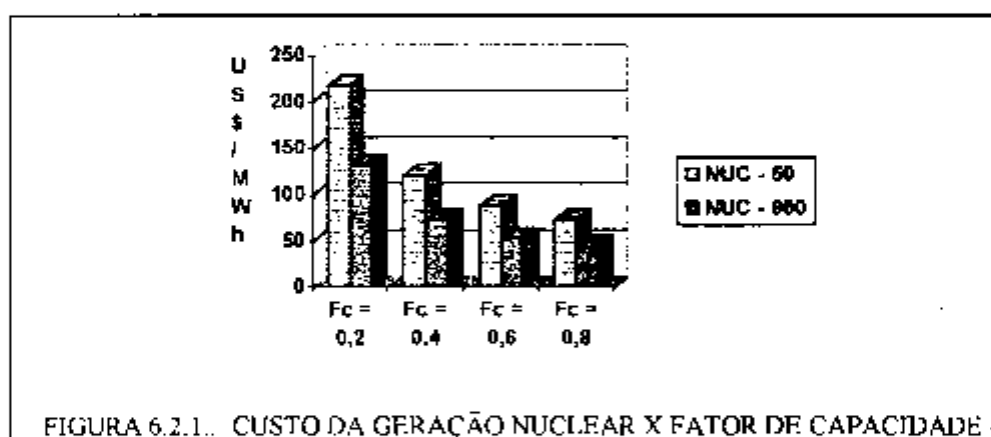


FIGURA 6.2.1.. CUSTO DA GERAÇÃO NUCLEAR X FATOR DE CAPACIDADE

Outro ponto a ser destacado, que confirma os dados acima, reside no planejamento a longo prazo da Eletrobrás, onde as nucleares são consideradas como contribuindo com 50% de energia firme, que, no caso das térmicas, confunde-se com sua disponibilidade, indicando que o fator de capacidade esperado é menor que 50%, como efetivamente ocorre com Angra I. Essas são circunstâncias do sistema elétrico brasileiro e é nele que devem ser baseadas as conclusões posteriores.

6.2.2. COMPETITIVIDADE INTERNA NO SISTEMA ENERGÉTICO NUCLEAR.

Sob a ótica da geração comercial de energia elétrica e não do desenvolvimento tecnológico, a introdução de elementos do sistema energético nuclear que impliquem em iniciar novos programas tecnológicos, como no caso dos reatores HTGR ou dos reatores LMFBR, certamente terão ônus financeiros adicionais, os quais são refletidos no OMNUS através do custo do programa nuclear. Este ônus também existe no caso dos HWR, embora em muito menor escala devido à semelhança entre eles e os PWR.

Para os elementos do sistema energético nuclear em estudo, conforme relacionados na Tabela 6.2.1., o OMNUS indica os custos de geração listados na Tabela 6.2.5. para plantas de 1000 MWe nos casos de LWR, HTGR e LMFBR, e de 600 MWe para HWR, já considerando os custos associados ao "programa nuclear". Como parâmetros, foram tomadas taxas de desconto de 6 e 12%, bem como fatores de capacidade de 30 e 70%.

TABELA 6.2.5 - CUSTO DE GERAÇÃO(US\$/MWh) PARA ELEMENTOS DO SISTEMA ENERGÉTICO NUCLEAR EM FUNÇÃO DO FATOR DE CAPACIDADE E DA TAXA DE DESCONTO				
REATORES E CICLOS	fc=30%		fc=70%	
	r=12%	r=6%	r=12%	r=6%
LWR Once-Through	108,65	72,63	51,12	34,76
LWR - Pu	116,17	80,41	53,79	37,91
LWR - Th/U33	128,78	87,58	62,04	43,14
LWR - Th/Pu	130,65	89,31	63,91	44,87
HWR Once-Through	110,28	76,22	50,43	37,18
HWR - Pu	113,26	75,19	50,46	33,64
HWR - Th/U33	117,52	80,51	54,72	38,95
HWR - Tandem	114,46	76,12	51,67	34,57
HTGR - U/Pu	144,19	92,89	64,01	41,40
HTGR - Th/U33	151,86	100,53	67,32	44,70
LMFBR - U/Pu	228,54	141,31	102,59	63,87
LMFBR - Th/U33	228,86	141,66	102,91	64,22

A análise dos custos de geração, para a condição de taxa de retorno de 12% e fator de capacidade de 70%, indica que os menores valores são oferecidos pelos HWR operando em ciclos "once-through" ou em ciclo de plutônio, com pequena vantagem sobre o PWR operando em ciclo "once-through" ou sobre o mesmo HWR operando em ciclo DURIR Tandem. Evidencia-se a flexibilidade do sistema HWR para operar com diferentes alternativas de combustível, da mesma forma que a inviabilidade econômica dos reatores HTGR e LMFBR, os quais apresentam custos de geração entre 30 e 100% maiores que os HWR e LWR.

O ciclo de tório, em qualquer alternativa, apresenta um sobre-preço significativo, sendo o HWR aquele que faz o uso deste energético com menor desvantagem. Novamente, a flexibilidade do HWR é o fator que permite esta fácil integração do tório no seu esquema operativo.

A variação da taxa de retorno para 6% ou do fator de capacidade para 30% não altera as conclusões acima, cabendo, porém, um questionamento se a vantagem apresentada pelos HWR prende-se ao valor utilizado para os custos do urânio natural e dos materiais fisséis, os quais se apresentam hoje com baixo preço. Para se analisar este ponto, indica-se, na Tabela 6.2.6, os custos de geração para a taxa de retorno de 12% e fator de capacidade de 70%, para custos do urânio de 40 e 400 US\$/kg e do tório de 20 e 400 US\$/kg. Considerou-se, também, que o material fissil sofrerá valorização imediata no caso de ocorrer um grande aumento do preço do urânio. A título de verificação, rodou-se um caso em que o urânio 233 não sofre aumento de preço, refletindo uma produção abundante que poderia resultar do uso intenso do tório como combustível.

A conclusão adicional que se tira da análise da Tabela 6.2.6. é que o sistema PWR operando em ciclo de plutônio passa a apresentar o menor custo de geração, destacando-se, em seguida, a boa condição operativa dos sistemas HWR com ciclos "once-through" ou de plutônio. Para o caso pouco realista em que o urânio 233 mantenha-se a baixo custo, aparece com menor desvantagem o sistema HTGR com ciclo de tório e urânio 233, agora com um sobre-preço de 20% sobre o sistema PWR com ciclo de plutônio mas mais vantajoso do que o PWR "once-through".

Da análise anterior pode-se concluir que:

- a) -somente são competitivos economicamente os sistemas HWR e PWR operando nos ciclos "once-through" ou com plutônio e o HWR em ciclo DURIR Tandem;
- b) -o uso do tório implica em custo de geração desvantajoso, sendo o menor custo incorrido no caso do seu uso nos sistemas HWR;
- c) -sistemas HTGR e LMFBR são economicamente desvantajosos em todas as circunstâncias, não havendo justificativa para que sua utilização seja considerada no Brasil, já que mesmo para custo de urânio compatível com reservas de grande porte, associadas à produção via processamento da água do mar, estes sistemas não são competitivos;

TABELA 6.2 6. - CUSTO DE GERAÇÃO (US\$/MWh) PARA DIVERSOS ELEMENTOS DO SISTEMA ENERGÉTICO NUCLEAR CONSIDERANDO DIFERENTES CUSTOS DE URÂNIO (fc=70% e r=12%)				
SISTEMA ENERGÉTICO NUCLEAR	U=40* Th=20* U3=10**	U=400* Th=20* U3=10**	U=400* Th=20* U3=100**	U=400* Th=400* U3=100**
LWR Once-Through	51,12	75,07	75,07	75,07
LWR - Pu	53,79	59,50	59,50	59,50
LWR - Th/U33	62,04	87,62	108,39	110,31
LWR - Th/Pu	63,91	115,18	121,00	123,19
HWR Once-Through	50,43	61,84	61,84	61,84
HWR - Pu	50,46	63,56	63,56	63,56
HWR - Th/U33	54,72	63,03	78,23	82,46
HWR - Tandem	51,67	68,93	68,93	68,93
HTGR - U/Pu	64,01	85,94	85,94	85,94
HTGR - Th/U33	67,32	69,49	89,26	90,26
LMFBR - U/Pu	102,59	163,87	163,87	163,87
LMFBR - Th/U33	102,91	105,54	164,20	165,23
*US\$/kg **US\$/g				

6.3. POSSIBILIDADES DA COGERAÇÃO

Foi discutido amplamente que não existe mercado para a geração conjunta de calor e eletricidade via instalações nucleares, conforme diversas razões apresentadas, o que não é indicativo da impossibilidade desta aplicação tornar-se atrativa quando outras fontes de energia forem consideradas. Ficou implícito, no encaminhamento deste assunto, que existe espaço para a cogeração pelo uso do gás natural na indústria química, havendo boa compatibilidade entre as temperaturas de operação dos processos e as condições adequadas para os ciclos térmicos a vapor. O problema de falta de espaço é específico para a energia nuclear.

A possibilidade de cogeração que pode, então, levar ao estudo do sistema energético nuclear, resume-se à produção de água dessalinizada, constituindo-se este o caso a ser considerado para os sistemas PWR e HWR, avaliando-se suas implicações econômicas e o possível incentivo existente para sua aplicação. Como a demanda por água tratada é, em geral, ampla, desde que produzida a um custo competitivo existirá mercado para sua colocação.

A Tabela 6.3.1. mostra as relações entre potência instalada, potência elétrica fornecida e produção de água potável para os sistemas LWR e HWR, conforme calculados pelo Módulo de Energia do OMNUS.

TABELA 6.3.1 - RELAÇÃO ENTRE POTÊNCIA INSTALADA, POTÊNCIA ELÉTRICA DISPONÍVEL E PRODUÇÃO DE ÁGUA, CONFORME CALCULADO PELO OMNUS				
PWR				
ELETRICIDADE(MWe)	500	500	500	500
ÁGUA DOCE (m ³ /h)	4000	10000	20000	30000
POTÊNCIA TOT (MWe)	500	595	850	1100
HWR				
ELETRICIDADE(MWe)	500	500		
ÁGUA DOCE(m ³ /h)	4000	10000		
POTÊNCIA TOT.(MWe)	500	675		

Para a planta HWR que tem potência instalada de 500 MWe para gerar eletricidade, a produção de água está limitada a cerca de 10.000 m³/h, já que, no caso de produção maior, a instalação necessitaria potência maior do que é viável tecnicamente para esse tipo de unidade. Uma possibilidade seria reduzir-se a geração de eletricidade, o que prejudicaria o estudo comparativo que se fará a seguir, baseado fundamentalmente na venda da eletricidade como produto principal e água doce como produto secundário.

Para todas as configurações considerou-se o aproveitamento de 20% do calor rejeitado no ciclo térmico, o que permite, em ambos os casos produzir-se até 4.000 m³/h de água sem aumentar a potência da unidade, promovendo-se somente a introdução dos equipamentos adicionais necessários.

Considerando-se o preço de venda de 1 US\$/m³ de água doce, para fatores de capacidade de 70% e taxa de retorno de 12%, a Tabela 6.3.2 indica a redução do custo de geração que existe tanto para os HWR como para os LWR quando a co-produção de água e eletricidade é introduzida.

A Tabela 6.3.2. mostra que é possível obter-se uma redução no custo de geração de cerca de 20% quando é feita a co-produção de água e eletricidade, desde que o preço de venda da água seja 1 US\$/m³. Neste preço não estão consideradas as obras de infraestrutura para distribuição da água, mas sim, como aliás é o caso da eletricidade, a entrega do produto na saída do local onde localiza-se a planta nuclear.

É interessante observar-se que o ganho promovido pela co-produção de eletricidade e água encontra um parâmetro de redução, mesmo que a quantidade de água a ser produzida continue aumentando, como ocorreu no caso da planta PWR. Para o último nível de produção, ou seja 30.000 m³/h é necessária uma instalação de 3358 MWth, o que seria equivalente a um PWR de 1100 MWe, implicando numa planta que adiciona o equivalente a 600 MWe em relação à planta elétrica original. Para produzir os primeiros 10.000 m³/h é necessário adicionar-se potência elétrica equivalente a somente 91 MWe, o que bem indica a conveniência de se limitar a co-produção para valores da ordem de 15.000 m³/h para plantas PWR de 500 MW. No caso das plantas HWR de 500 MW o valor ideal seria em torno de 7.000 m³/h.

Não é intenção aqui fazer-se um estudo detalhado da otimização de plantas nucleares específicas, mas sim indicar o comportamento geral da competitividade entre os diversos elementos envolvidos quando se decide por essas plantas. A otimização da

TABELA 6.3.2. VARIACÃO DO CUSTO DE GERAÇÃO COM A PRODUÇÃO DE ÁGUA DOCE PARA SISTEMA HWR E LWR "ONCE THROUGH"		
SISTEMA	PRODUÇÃO	CUSTO (US\$/MWh)
LWR	500 MWe	50,55
	500 MWe 4000 m ³ /h	42,56
	500 MWe 10000 m ³ /h	37,48
	500 MWe 20000 m ³ /h	37,13
	500 MWe 30000 m ³ /h	36,76
HWR	500 MWe	50,34
	500 MWe 4000 m ³ /h	42,35
	500 MWe 10000 m ³ /h	42,05

co-produção de água e eletricidade, aqui encontrada como vantajosa, necessitará um estudo detalhado, que defina o contorno da planta integrada. Para o objetivo deste estudo, será considerado o potencial de redução do custo de geração, em torno de 20%, levado em conta nas conclusões finais do estudo.

6.4. CAMINHOS POSSÍVEIS PARA O SETOR NUCLEAR.

Os caminhos possíveis para o setor nuclear no Brasil devem partir dos pré-requisitos seguintes, resultantes de conclusões anteriores.

a) -a manutenção do setor não se justifica, a longo prazo, pelo atendimento da demanda mas, sim, pela diversidade, como fonte energética na qual o país já fez pesados investimentos. Também se justifica pelo atendimento do mercado internacional, especialmente o da Ásia,

b) -para se integrar ao sistema hidroelétrico brasileiro, a planta nuclear tem que ser planejada para operar com pequenos fatores de capacidade e em complementação térmica, ou seja, viabilizando o uso da energia hidráulica secundária;

c) -não existe espaço para o uso da produção de calor via energia nuclear, mas é adequado considerar-se a co-produção de água e energia elétrica, sempre que viável;

d) -a falta de competitividade econômica dos sistemas HTGR, juntamente com o desinteresse pelo uso do calor de processo, tornam inviável seu uso comercial no Brasil;

e) -para um programa de pequeno porte como o que resultará e, especialmente, considerando-se a grande desvantagem econômica dos LMFBR, também estes sistemas não encontram justificativa de uso no Brasil. Quanto à grande vantagem dos LMFBR, ou seja, o melhor aproveitamento das reservas de urânio, novamente aí não se encontra justificativa para sua consideração a longo prazo, já que os LWR e principalmente os HWR suportam perfeitamente o sobre-preço a ser pago pela possível escassez futura de urânio;

f) -quanto ao uso do tório, a indicação é que o aproveitamento desta grande reserva energética nacional será melhor efetuado em sistemas HWR, com

pequeno aumento do custo de geração. É possível seu aproveitamento em sistemas LWR mas com aumento significativo do custo.

Assim, as alternativas de reatores e de ciclos mantidas abertas para o setor nuclear no Brasil são.

- a) PWR com ciclo "once-through"
- b) PWR com reciclagem de plutônio
- c) HWR com ciclo "once-through"
- d) HWR com reciclagem de plutônio
- e) HWR com ciclo de tório
- f) HWR com ciclo DURIR Tandem com o PWR.

Destes conjuntos de reatores e ciclos resultam as possibilidades:

ALTERNATIVA 1:

-manter-se, como hoje, um programa de reatores PWR operando em ciclo "once-through" ou, futuramente, com reciclagem de plutônio,

ALTERNATIVA 2:

-introduzir-se um programa de reatores HWR e descartar-se o desenvolvimento futuro do programa PWR,

ALTERNATIVA 3:

-acoplar-se o programa de reatores PWR com um programa de reatores HWR, visando a integração entre os ciclos, no conceito DURIR,

A confrontação da Alternativa 1 com a realidade da opção nuclear atual no Brasil indica que existe uma discrepância entre o desejo de se contar com plantas nucleares que se prestem à complementação térmica e a realidade das usinas de 1200 MWe, provenientes do segundo programa nuclear brasileiro. Essas unidades foram projetadas para integrarem-se em sistemas térmicos, onde assumem a geração de base, operando com alto fator de capacidade, o que foi demonstrado não ser adequado à realidade brasileira.

Muito tem-se falado na economia de escala dessas unidades de 1200 MW, embora pouco se comente sobre o fato desta economia ter como pressuposto um fator de capacidade maior que 70% e não levar em conta o fator de série. Para enfatizar este aspecto, a Tabela 6.4.1. apresenta custo de geração para diferentes unidades, variando-se a potência instalada e o número de unidades, ou seja, o tamanho do programa nuclear, que é importante devido à economia do fator de série. Consideram-se fatores de capacidade de 30, 50 e 70% para a vida da planta, e taxas de retorno de 6 e 12%.

A análise da Tabela 6.4.1. deixa claro que o menor custo de geração das unidades de 1200 MW só aparece, efetivamente, quando são consideradas séries de quatro unidades. Esse é um fato interessante pois o segundo programa nuclear propunha exatamente implantar quatro unidades iniciais, duas em Angra e duas em Peruíbe.

Para um programa nuclear de 1200 MW, existe a conveniência de se instalar unidades de 300 MW, onde não aparece um ônus maior devido ao diferencial de custo de geração. Como vantagem adicional de se usar quatro unidades de 300 MW, tem-se a padronização da produção da indústria local em séries maiores. Esse foi o motivo que levou a China, por exemplo, a optar por este porte de instalação para o início de seu programa autônomo, prevendo série futura de unidades PWR de maior porte.

Para 2400 MW, aparecem como mais vantajosas unidades de 600 MW, as quais não perdem muito em custo de geração, mesmo no caso do programa de 4800 MW. Adicionalmente, a modularidade das plantas PWR faz com que uma instalação de 1200 MW seja composta dos mesmos equipamentos, com exceção do reator, já que a planta é montada em módulos de 300 MW para cada circuito primário.

No caso da **Alternativa 1**, considerando-se que é objetivo manter a porta aberta e não se suprir grandes quantidades de energia com fonte nuclear, fica evidente que o programa nuclear deveria manter, no máximo, unidades de 600 MW, podendo pensar em unidades de 300 MW se o porte do programa a longo prazo não ultrapassar 1200 MW. Comercialmente, unidades de 600 MW permitem uma integração internacional mais fácil, já que são consideradas como um padrão para a evolução futura da tecnologia PWR.

Para a **Alternativa 2**, é considerada uma mudança radical, com o redirecionamento do programa para unidades do tipo HWR.

Sem dúvida, que o estudo indica que unidades HWR são mais flexíveis quanto ao uso de ciclos de combustível, especialmente quanto ao uso do tório, da mesma forma

TABELA 6.4.1. - CUSTO DE GERAÇÃO(US\$/MWh) PARA PLANTAS PWR DE 300, 600 E 1200 MW PARA PROGRAMAS NUCLEARES DE 600 A 4800 MW, EM FUNÇÃO DA TAXA DE DESCONTO E DO FATOR DE CAPACIDADE.

PRO- GRA- MA	r=12%			r=6%		
	fc=30%	fc=50%	fc=70%	fc=30%	fc=50%	fc=70%
600 MW						
1 X 600	111,40	69,80	51,97	73,42	46,11	34,41
2 X 300	120,61	75,33	55,92	78,92	49,41	36,77
1200 MW						
1 X 1200	98,58	62,11	46,48	65,76	41,52	31,13
2 X 600	98,97	62,34	46,65	65,99	41,66	31,23
4 X 300	100,10	63,02	47,13	66,67	42,06	31,52
2400 MW						
2 X 1200	87,95	55,73	41,92	59,40	37,70	28,40
4 X 600	82,99	52,76	39,80	56,44	35,93	27,14
8 X 300	95,54	60,29	45,18	63,94	40,43	30,35
4 X 1200	74,27	47,32	36,06	51,24	32,80	24,90
8 X 600	79,44	50,63	38,28	54,32	34,65	26,23
16 X 300	94,40	59,60	44,69	63,26	40,02	30,06

que permanecem competitivas com instalações de menor porte. Para atender ao objetivo de manter-se a porta da energia nuclear aberta, certamente que seria mais conveniente contar com unidades mais flexíveis, que cobrem melhor todas as alternativas de longo prazo. Para uma decisão inicial, pouca dúvida restaria quanto a caminhar-se para a alternativa HWR.

Ocorre, porém, que o diferencial de vantagem não é tão expressivo a ponto de ser necessário abandonar-se todo o esforço que o país fez na linha PWR, inclusive com montagem das instalações experimentais para pesquisa e desenvolvimento.

Adicionalmente, o maior mercado internacional é para PWR e a integração com este mercado, especialmente o da Ásia, será fundamental para viabilizar comercialmente a continuidade do uso da energia nuclear no Brasil.

Afortunadamente, existe a possibilidade de se contar com todos os benefícios que o sistema HWR apresenta sem a necessidade de se abrir mão dos investimentos passados na linha PWR.

Isto é possível privilegiando-se a terceira alternativa, através de um programa conjunto PWR e HWR, onde a Argentina pode se constituir num parceiro preferencial, havendo claros benefícios recíprocos.

A Alternativa 3 foi já por diversas vezes sugerida como a mais adequada para a viabilização comercial do programa nuclear brasileiro, promovendo adicionalmente a integração regional com a Argentina. Andrade et al.(1992) estudaram este assunto e vêm sugerindo esta integração como a melhor alternativa, inclusive para se resolver o problema dos rejeitos de alta atividade que resultam do ciclo dos PWR, para os quais o Brasil não tem solução encaminhada. Naturalmente, esses rejeitos não são eliminados no caso do ciclo DURIR, mas passam a se constituir em material útil para se produzir energia, repartindo o custo de geração entre as duas vertentes de reatores e permitindo o uso mais racional das reservas de urânio. Uma evolução nesse esquema pode ser feita pela integração mecânica entre os ciclos, numa das vertentes do ciclo DURIR já discutida.

A Tabela 6.4.2 mostra a vantagem existente nessa integração quanto ao uso das reservas de urânio.

TABELA 6.4.2. - CONSUMO DE URÂNIO NATURAL POR LWR E HWR (fc=0,7) CALCULADO PELO OMNUS					
	Massa do Núc.Inicial (TonU)	Massa dos Núc.Equil. (TonU)	Fator de Perda	Energia Gerada (Gwae)	Consumo na Vida (TonU/Gwae)
PWR once-thr	636	4554	1.62	21.0	402.57
PWR - Pu	636	693	1.95	21.0	123.72
HWR once-thr	90	2078	1.37	12.6	236.05
HWR - Pu	90	635	1.95	12.6	112.55
HWR - Th	0 a 90	0	1.00	12.6	0 a 7.14
HWR Tandem (U c/0.9%)	90	883	1.00	12.6	****
PWR/HWR Tandem Fa-100%	636	4554	****	88.16	95.89

A Tabela 6.4.3. indica a conveniência dessa integração quanto ao aumento da radioatividade global, apontando valores intermediários entre os existentes para os PWR e os HWR, com indicação que o ciclo DURIR é o mais aceitável para atingir as elevadas queimas que resultam da operação integrada PWR/HWR. Esses pontos confirmam que o ciclo DURIR é o mais aceitável no que diz respeito a esses dois aspectos. Ambas as Tabelas resultam do uso do Modelo OMNLS.

TABELA 6.4.3. - AUMENTO DA RADIOATIVIDADE NATURAL POR SISTEMAS PWR E HWR, CONSIDERANDO O COMBUSTÍVEL IMEDIATAMENTE AO FINAL DA QUEIMA NO NÚCLEO FINAL.

	Curies por grama de Metal Pesado	Curies por MWd gerado
PWR Once-Thr.	237	716
PWR Pu	216	642
HWR Once-Thr	41	1093
HWR Pu	575	4294
HWR Th/U233	657	6155
PWR/HWR (DURIR)	394	1755

Quanto ao custo de geração dos HWR, os valores apresentados anteriormente indicam um pequeno acréscimo em relação aos ciclos com plutônio e "once-through", que não chega a ser significativo, face aos benefícios globais externos.

A integração PWR/HWR resulta na melhor forma de se conciliar os investimentos feitos na linha PWR com as vantagens do sistema HWR. Neste sentido, todo o esforço para a introdução dos ciclos HWR com a alternativa de uso de tório, podem ser considerados como partindo de esquemas DURIR, com irradiação inicial no

PWR e queima adicional no HWR, promovendo-se a integração mecânica dos dois tipos de elementos combustíveis.

A proximidade geográfica aconselha a se pensar, primeiramente, na Argentina como o parceiro para o ciclo DURIR, mas existem outras possibilidades que podem ser consideradas, como o Canadá e a Coreia do Sul, embora este último país tenha decidido promover a integração no seu próprio programa nuclear, construindo tanto reatores PWR como HWR. Outro parceiro pode ser a Índia, que tem importante programa HWR e considera o uso futuro do tório na sua matriz energética.

7. CONCLUSÃO

Na década de 50, a trajetória inicial da energia nuclear indicava um futuro brilhante, com a possibilidade de atendimento de amplas fatias do mercado internacional de energia. Foi mostrado, neste estudo, que esta expectativa não se concretizou devido aos problemas de competitividade da energia nuclear em um mundo que, dispondo de fontes energéticas abundantes, ficou crescentemente temeroso das conseqüências da introdução intensiva da energia nuclear. As vertentes desse medo foram discutidas sob diversas óticas, desde a proliferação da tecnologia nuclear até o aumento da radioatividade na crosta terrestre.

Este estudo indicou que a manutenção futura da geração de energia elétrica via usinas nucleares será crescentemente seletiva a nível mundial, com tendência de forte participação na Ásia, estagnação na Europa e decréscimo na América do Norte.

Foi mostrado que o setor nuclear no Brasil desenvolveu-se seguindo os pensamentos estratégico militar e de desenvolvimento tecnológico, não tendo havido espaço para uma abordagem comercial ampla do uso da energia nuclear como competidora no mercado nacional de energia. A conclusão do primeiro programa nuclear brasileiro indicou que a energia nuclear tem dificuldades para integrar-se em sistemas hidráulicos. A evolução tecnológica do setor foi mostrada, da mesma forma que se mostrou a falta de vinculação das decisões tomadas anteriormente com o que interessa ao mercado brasileiro de energia.

Mostrou-se, enfim, que a energia nuclear no Brasil não se constituiu, até agora, em atividade conduzida sob a ótica comercial e sim como atividade de cunho estratégico. **Isto comprova a primeira hipótese proposta.**

Prosseguindo a análise da energia nuclear no contexto energético brasileiro, procurou-se enfocar o que é necessário fazer-se para que a energia nuclear se integre como um dos elementos do setor energético brasileiro. A demonstração de que este papel existe, constitui-se na segunda hipótese proposta.

A análise do mercado futuro que pode ser ocupado pela energia nuclear indicou que não existe espaço para o uso desta tecnologia no suprimento do calor de processo, da mesma forma que não existe interesse nas alternativas comerciais de propulsão nuclear. A co-produção de água doce por dessalimização e energia elétrica reduz o custo

de geração da eletricidade, sendo interessante comercialmente, quando for possível garantir um fator de capacidade compatível com os requisitos desta co-produção.

Não se configurou uma demanda futura de energia elétrica que justifique considerar-se um espaço futuro a ser preenchido pela geração nucleoe elétrica. Suas condições de competitividade indicam desvantagem em relação a outros energéticos disponíveis para o suprimento da demanda de base, da mesma forma que a tecnologia nuclear não se apresenta especialmente vantajosa para a complementação térmica.

Para o mercado de eletricidade, o interesse em manter-se a energia nuclear visa dispor-se de fonte alternativa que atenda às incertezas do futuro, a um custo que possa ser razoavelmente competitivo, desde que a decisão por novas instalações nucleares identifique claramente seu papel futuro, como complementares ao sistema gerador hidroelétrico. Este é o papel comercial que o setor nuclear brasileiro deve desempenhar no mercado nacional de energia, bem diferente do imaginado até agora, onde a proposta era suprir grandes quantidades de energia. **Com isto, demonstra-se a segunda hipótese.**

Assim, fica evidente que não existe espaço para a introdução futura de um grande número de unidades nucleares de grande porte, sendo economicamente mais vantajoso que se instale unidades de menor porte, como via para a complementação térmica e para a manutenção da alternativa nuclear no setor elétrico brasileiro. No mercado brasileiro, não se configura a vantagem da economia de escala, que as unidades de grande porte indubitavelmente apresentam em sistemas de grande porte majoritariamente térmicos.

Não existe interesse de qualquer natureza que justifique considerar-se a introdução de reatores HTGR ou LMFBR no mercado brasileiro de energia. Os interesses potenciais vinculados à escassez futura de urânio ou ao uso do calor de processo, que poderiam motivar a abertura de um espaço específico para estas alternativas de reatores, foram abordados e mostraram-se como não existentes.

Desde que a sociedade brasileira julgue conveniente manter a utilização comercial da energia nuclear, dentro da ótica de garantir a diversidade necessária ao atendimento das incertezas que o futuro pode guardar para um mercado do porte do brasileiro, a melhor alternativa é a utilização da vertente PWR integrada ao sistema HWR, em cooperação internacional.

Decidindo-se pela conveniência de se manter aberta a porta da energia nuclear comercial, a dúvida é o tamanho do programa mínimo a ser perseguido no futuro. As

possibilidades consideradas, preliminarmente, são para programas de 1200 e 2400 MW até 2025.

No caso de um programa nuclear de 2400 MW a longo prazo, unidades de 600 MW deveriam ser consideradas, em substituição a unidades maiores, como por exemplo as atuais de 1200 MW. Um programa de quatro unidades de 600 MW com intervalo de implantação de 5 anos, parece um programa adequado para o período de 2000 a 2025. O crescimento do parque gerador não terá problemas para absorver essas unidades, constituindo-se em pequena complementação térmica, face ao porte do sistema hidráulico ao final do período.

Se a decisão for por um programa menor, por exemplo de 1200 MW até 2025, a preferência deverá ser por unidades de 300 MW. Em qualquer situação, é conveniente considerar-se a implantação das unidades nucleares em locais do país onde exista demanda para a co-produção de água e eletricidade. Sem se ter feito um maior aprofundamento desta avaliação, a primeira idéia poderia ser implantar-se essas unidades na Região Nordeste, constituindo-se cada uma delas em um polo de desenvolvimento regional.

Quanto aos ciclos do combustível nuclear, o uso do tório como combustível para PWR é desvantajoso, da mesma forma que o uso do plutônio reciclado em PWR é menos interessante que a queima do combustível PWR irradiado em reator HWR, no ciclo DURIR Tandem.

Assim, evidencia-se a conveniência de se integrar efetivamente os ciclos de combustível entre os reatores PWR brasileiros e, por exemplo, as plantas HWR da Argentina. Complementarmente, deste acoplamento podem surgir alternativas de ciclos com o uso do tório de forma mais eficiente, evitando-se o reprocessamento para extração do U233 ao final da irradiação no PWR. Sem dúvida, o estudo mostrou que a melhor forma de se utilizar as reservas de tório do país é pelo emprego como combustível de HWR, embora possa ser pensado um esquema DURIR com queima inicial no PWR e transferência direta do combustível irradiado para o HWR.

Institucionalmente, apesar das discussões apresentadas, que indicam o caminho da privatização como parte do cenário atual do setor elétrico, a continuidade do envolvimento estatal no setor nuclear comercial parece ser a melhor alternativa para manter-se de forma minimamente econômica, a pequena utilização interna que esta fonte de energia terá. Deve-se, porém, procurar uma forte integração internacional como

alavancagem para redução de custo e ganho de escala, já que a manutenção da tecnologia é de interesse, mas não a qualquer custo, com subsídios e financiamentos a fundo perdido. Manter-se a opção energética nuclear deve ser uma alternativa comercial, que não deve ser confundida com objetivos estratégicos militares ou de pesquisa e desenvolvimento.

Ao se concluir este estudo, como forma de permitir um aprofundamento das conclusões, vale mencionar-se algumas linhas de pesquisa que não foram exploradas mas que se apresentam como de interesse futuro. Entre essas linhas, o maior interesse reside em se compreender a melhor forma de integrar os ciclos PWR e HWR para uso eficiente do tório como combustível. Foi mostrado que o Brasil pode contar com o tório entre suas reservas efetivas de energia, sendo este, talvez, o energético mais abundante em território nacional, desde que adequadamente desenvolvido para utilização. Um ciclo DURIR, com integração dos projetos mecânicos dos elementos combustíveis usados nos PWR e nos HWR, com reprocessamento no final do ciclo de queima no HWR e reciclagem do U233 no PWR, parece ser uma forma adequada de se aproveitar o que de melhor, energeticamente, pode-se obter dos sistemas PWR e HWR. Este caminho não foi analisado e pode resultar em um ciclo conjunto de menor custo do que outras alternativas que partem do urânio natural.

Outra linha de pesquisa que pode ser aprofundada diz respeito ao Modelo OMNUS, no qual não foram integrados os balanços entre energias utilizada e produzida, importante para a avaliação da eficiência energética global dos sistemas energéticos nucleares. Da mesma forma, na linha da Análise do Ciclo de Vida, foi mencionado que o OMNUS não conta, atualmente, com avaliação do uso do solo nem faz um inventário sobre os usos da água e do ar. Esses acréscimos seriam interessantes, especialmente considerando-se que o OMNUS pode ser aplicado para outras fontes térmicas que não as nucleares, como efetivamente se fez ao longo deste estudo.

Finalmente, é necessário aprofundar-se o estudo da co-produção de eletricidade e água doce com usinas nucleares, como forma de se constituir centros para o desenvolvimento regional, com possível integração na Região Nordeste brasileira.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- AIEA, ver IAEA.
- ALBERGAMO, V. et al. "Il Reattore per Esperimenti Critici per la Nave Nucleare Enrico Fermi". Notiziario v.15, CSN Casaccia, Itália, 1969.
- ALCOFORADO, F. "Biomass as Energetic Source in Brazil". VI Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 1993.
- ANDRADE, G.G. "Evolução Futura do Consumo de Energia no Brasil". Relatório IPEN-Diretoria de Reatores, São Paulo, Setembro, 1993.
- ANDRADE, G.G. et al. "Integração de Ciclos de Combustível HWR/PWR entre Argentina e Brasil". CGEN, Rio de Janeiro, 1992.
- ANDRADE, G.G., MELDONIAN, N.L.; MATTOS, L.A.T. "Termoeletricidade no Brasil - Perspectivas Futuras" Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 1996.
- ANDRADE, G.G. "Reator Nuclear de Média Potência - Renap MP. Levantamento das Atividades no IPEN entre 1987 e 1994", Relatório IPEN-Diretoria de Reatores, Agosto, 1995.
- ARAÚJO, J.L.R. "Modelos de Energia para Planejamento". Tese para Concurso de Professor Titular, UFRJ, 1988.
- AYRES, J.G. "Uranium in Brazil". IAEA-AG-162/18, Viena, 1978
- BABCOCK & WILCOX. "Steam - Its Generation and Use". New York, 1978.
- BAJAY, S.V. et al. "Estudo Preliminar sobre a Atual Situação do Setor Elétrico Brasileiro". Relatório Unicamp para Copesp, Campinas, Dezembro, 1991.
- BALLERY, J.L. "Quel Futur Pour l'Industrie Minière de l'Uranium?". Chronique de la Recherche Minière, Paris, 1992
- BALZ, W. et al. "Small and Medium Size Reactors with Special Emphasis on Non-Power Application". IAEA-SM-332/I.4, Viena, 1994
- BARABASCHI, S. et al. "Results Achieved in Italy in Nuclear Ship Propulsion". IAEA A/Conf 49/P/178, 1969.
- BEGHI, G. "Status of Thermichemical Water Splitting for Hydrogen Production" TCM on Nuclear Heat Application, IAEA, Viena, 1984
- BELL, M.J., "ORIGEN - The ORNL Isotope Generation and Depletion Code". ORNL-4628, 1973.

- BENEDICT, M., PIGFORD, T H "Nuclear Chemical Engineering", McGraw-Hill Book Co., New York, 1957.
- BERESOVSKI, T. "Studies Relating to Central Nuclear Heat Supply Systems in the United States". Technical Committee Meeting on Nuclear Heat Application, IAEA, Viena, Dezembro, 1983
- BETTINALI, C.; PANTANETTI, F "Recovery of Uranium from Sea Water". IAEA Advisory Group Meeting on Uranium Ore Processing, Viena, 1975.
- BITTERMANN, C. A et al. "The Kraftwerk Union Concept of a Small Nuclear District Heating Plant" TCM on Nuclear Heat Application, IAEA, Viena, 1984.
- BOWIE, S.H.U. "World Uranium Deposits" IAEA Panel on Uranium Exploration Geology, Viena, 1970.
- BOCZAR, P G et al. "Recycling in Candu of Uranium and/or Plutonium from Spent LWR Fuel". AECL-10016, 1985.
- BRITO, S S. et al. "Energy and Economic Development in Brazil. A New Perspective" 15th WEC Conference, Brazilian Committee WEC, Rio de Janeiro, 1992.
- BRITO, S S.; LEPECKI W.P.S. "Preliminary Assessment of Heavy Water Thorium Reactor in the Brazilian Nuclear Program", Proceedings IAEA, Viena, Setembro, 1967
- BRUNDTLAND, G H et al "Nosso Futuro Comum" Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável. ONU. Editora da Fundação Getúlio Vargas, Rio de Janeiro, 1988
- CDTN "Thorium Utilization in PWRs - Final Report (1979-1988)" Belo Horizonte, 1988
- CEA "Nuclear Power Plants in the World (1992/1993)". França, Paris, 1994
- CHANTOIN, P.; PECNIK, M "Actinide Database and Fuel Cycle Balance" ANS Summit, 1993
- CHEVALIER, J M et al "Economie de L'Énergie". Ed. Dalloz, Paris, 1986
- COTRIN, J.R. "A Primeira Central Nuclear do Brasil - Seu Planejamento e Execução". CIER-Reunião de Dirigentes de Estatais, Rio de Janeiro, 1969
- CROFF, A G "ORIGEN2 - A Versatile Computer Code for Calculating the Nuclide Composition". Nuclear Technology, v 62, Setembro, 1983.

- d'ARAÚJO, R.P. "Planejamento da Demanda: Ponto Crítico do Setor Elétrico", O Planejamento do Setor Elétrico - Desafios e Controvérsias, FINEP, PNUD, UNESCO, 1982.
- DAVID ROBERTSON & ASSOCIATED. "The Status of Uranium Production in Brazil". Relatório para CBTN, Rio de Janeiro, 1972.
- DOE/EIA, "Annual Energy Outlook - 1993", USA, 1993.
- EDLUND, M.C. "High Conversion Ratio Plutonium Recycle in PWR". MIT, Nuclear Engineering Department, Boston, USA, 1978.
- ELETRORÁS "Estudo de Oferta e Demanda - Plano 2015". Rio de Janeiro. 1993.
- ELETRORÁS. "Plano 2010 - Relatório Executivo". Rio de Janeiro, 1987.
- ERDA/US, "Light Water Breeder Reactor - LWBR", USA, 1975.
- ESKOM. "1994 Statistic Year Book". Johannesburg, South Africa, 1995.
- FANTINE, J. "O Refino a Caminho do Ano 2000". PetroGás v.52, 1994.
- FERREIRA JUNIOR, H.A. "Energia Nuclear na Região Centro Sul". Ciclo de Conferências Sobre A Engenharia de Reatores no Brasil em 1968, IPR, Belo Horizonte, 1969.
- FORSBERG, C.W. et al. "The Changing Structure of the International Commercial Nuclear Power Reactor Industry". ORNL/TM-12284, Dezembro, 1992.
- FRANCO, R.R. "Recursos Minerais do Brasil - Volume 2 - Minerais Nucleares, Editora Edgard Blücher Ltda, 1973.
- GARCIA, M.G.P. "Um Modelo de Consistência Multisetorial para a Economia Brasileira", Tese de Mestrado, PUC/RJ, Rio de Janeiro, 1987.
- GOLDEMBERG, J. et al. "Energy for a Sustainable World". Wiley Eastern Limited, New Delhi, Índia, 1988.
- GRIMBERG, M. "Características de Segurança do N S Otto Hahn". Seminário Sobre Navios Nucleares, CNEN, Rio de Janeiro, Maio, 1972.
- GUARDINI, S.; SMITH, B.G.R. "Calculations for Assessment of Actinide Transmutation in LWR". Second Technical Meeting on the Nuclear Transmutation of Actinides, Ispra, Italia, Abril, 1980.
- GUIHOTO, J.J.M. "A Model for Economic Planning and Analysis for the Brazilian Economy". Tese de Doutorado, University of Illinois at Urbana-Champaign, USA, 1993.

- HÄFELÉ, W. et al. "Fusion and Fast Breeder Reactors". IIASA, RR-77-8, Viena, Novembro, 1976.
- HAMPSON, D.C. "Does Nuclear Power Have a Part to Play?". Destaque CNEN vol2 n4 doc.1, Rio de Janeiro, 1995.
- HANDLER, J.; ARKIN, W.M. "Nuclear Warships and Naval Nuclear Weapons: A Complete Inventory" Neptune Papers N2, Greenpeace, 1992.
- HARTH, R. et al. "A Thermochemical Pipeline System for Distributing Nuclear Generated Heat" Technical Committee Meeting on Nuclear Heat Applications, IAEA, Viena, Dezembro, 1983.
- HELLMAN, R.; HELMANN, C.J.C. "The Competitive Economics of Nuclear and Coal Power". Lexington Books, Mass., USA, 1983.
- HEWLETT, R.G.; ANDERSON, G. "The New World - A History of the Atomic Energy Comision", AEC-USA, 1972.
- HEWLETT, R.G.; DUNCAN, F. "Nuclear Navy (1946 to 1962)" The University of Chicago Press, USA, 1972.
- HOBBSAWN, E. "A Era dos Extremos - O Breve Século XX". Editora Companhia das Letras, Rio de Janeiro, 1995.
- IAEA "The Use of Nuclear Reactors for Seawater Desalination". TECDOC 574, Viena, Setembro, 1990.
- IAEA. "Technical and Economic Evaluation of Potable Water Production Through Desalination of Seawater by Using Nuclear Energy and Other Means". TECDOC 666, Viena, Setembro, 1992.
- IAEA. "Nuclear and Conventional Baseload Electricity Generation Cost Experience". TECDOC 701, Viena, Abril, 1993.
- IAEA. "Uranium - Resources, Production and Demand (Red Books)". Viena, Edições de 1970, 1973, 1975, 1977, 1979, 1982, 1983, 1986, 1992, 1994.
- JANNUZZI, G.M. et al. "Programa de Administração da Demanda para o Setor Residencial Brasileiro", Revista EM, Março, 1996.
- JOOSTEN, J.K. "Nuclear Plant Longevity - A Call for Action". Nuclear Engineering International, Dezembro, 1994.
- KAERI. "DUPIC - Direct Use of Spent PWR Fuel in CANDU". Relatório Interno, Coréia do Sul, 1995.

- KASTEN, P.R. "Gas Cooled Reactors - The Importance of Their Development"
ORNL-5515, USA, Junho, 1979.
- KASTEN, P.R. "Practical Introduction of Thorium Fuel Cycles". Seminar on
Thorium Utilization. Nara, Japão, Outubro, 1982
- KEIL, H. et al. "Direct Use of Spent PWR Fuel in Candu: The DUPIC Fuel Cycle".
AECL, Canada, 1995.
- KIRCH, N.; SCHÄFER, M. "Survey of High-Temperature Nuclear Heat Application"
Technical Committee Meeting on Nuclear Heat Application, IAEA, Viena,
Dezembro, 1983.
- KLÖPFER, W.; RIPPEN, G. "Life Cycle Analysis and Ecological Balance:
Methodological Approaches to Assessment of Environmental Aspects of
Products". Environmental International, v.18, 1991.
- KRAMER, A.W. "Nuclear Propulsion for Merchant Ships". USAEC, USA, 1962.
- KRETTLI, P.A. et al. "Considerações Metodológicas para a Previsão da Demanda
de Energia" IX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia
Elétrica, Belo Horizonte, 1987.
- KUPITZ, J. "Nuclear's Potential Role in Desalination". Nuclear Engineering
International, Dezembro, 1992.
- LAWRENCE, J.W. "Nuclear Power Sources in Space - A Historical Review".
Nuclear News, Novembro, 1991.
- LIMA, J.L. et al. "O Papel Ordenador do Estado no Fator Energético". A Energia e
a Economia Brasileira, FIPE/PIONEIRA, São Paulo, 1983.
- LLEWELYN, G.I.W. "Small and Medium Sized Reactors with Special Emphasis on
Non-Power Applications". IAEA-SM-332/I.4, 1994.
- MACMILLAN, J.H. et al. "N. S. Savannah Operating Experience". Annual
Meeting of the Society of Naval Architects and Marine Engineers, Nova York,
1963.
- MARGEN, P.H. "Nuclear District Heating Development in Sweden". Technical
Committee Meeting on Nuclear Heat Applications, IAEA, Viena, 1984.
- MAURÍCIO, A. "O Grupo de Trabalho da Água Pesada". Ciclo de Conferência sobre a
Engenharia de Reatores no Brasil em 1968, IPR, Belo Horizonte, 1969.
- MEDEIROS, J.X., "Suprimento Energético de Carvão Vegetal no Brasil", VI
Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 1993.

- MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. Balanço Energético Nacional - 1995", Brasília, 1996..
- MORGAN, A.V., DIAS, F.E. "The Candu Nuclear Reactor ans Process Heat". Technical Committee Meeting on Nuclear Heat Applications, IAEA, 1984.
- NAUDET, G. "Prospective Électronucléaire Mondiale à 2020 Dans le Contexte Énergetic Global". Revue de l'Énergie, n.448, França, Abril, 1993.
- NETO, A.C. "Carvão Mineral Importado - Competitividade para Produzir Energia Elétrica no Nordeste". VI Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 1993.
- NOGUEIRA BATISTA, P "Perspectivas Abertas ao Brasil com a Aquisição da Tecnologia Nuclear", Revista Brasileira de Energia Elétrica, Julho, 1975.
- NOVICKI, R. "Petrosix Atinge a Escala Industrial". VI Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 1993.
- OHTA, T. "Energy Technology - Sources, Systems and Frontier Conversion". Pergamon Press, Tokio, 1995.
- OLIVA, G. "Neutronic Transmutation of Transuranium Isotopes in a Fast Breeder Power Reactor". Second Technical Meeting on the Nuclear Transmutation of Actinides, Ispra, Itália, Abril, 1980.
- PENNA, L.A., "Carvão Nacional na Termoeletricidade" Revista Brasileira de Energia Elétrica, Novembro, 1969.
- PERREI, A.P. "Les Activites de L'ENEA dans le Domaine de la Propulsion Nucleaire des Navires". Seminar on Nuclear Ship Propulsion, Torino, Itália, Outubro, 1962.
- PETROBRÁS. "Produção de Petróleo no Brasil", Rio de Janeiro, 1994.
- PILLAY, K.K.S. et al. "Safeguardability of Direct Use of Spent PWR Fuels in Candu Reactors". LA-12432-MS, Los Alamos, USA, Outubro, 1992.
- PINGUELLI, L.; SENRA, P.M.A., "Participação Privada na Expansão do Setor Elétrico ou Venda de Empresas Públicas". COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro, 1995.
- PROMON ENGENHARIA. "Estudo Sobre o Depósito de Urânio de Poços de Caldas", Relatório para a CBTN, Rio de Janeiro, 1972.
- REICHSTUL, H.P. "O Estado como Produtor de Energia". A Energia e a Economia Brasileira, FEA-USP/FIPE, São Paulo, 1983.

- RIBEIRO FILHO et al. "Dimensionamento das Pequenas Hidroelétricas no Nordeste". Mundo Elétrico, Dezembro, 1988.
- RUST, J.H., "Nuclear Power Plant Engineering". Haralson Publishing Co., Buchanan, Georgia, USA, 1979.
- SANTOS, L.R. "Unidade Piloto para a Obtenção de TCAU". Tese de Mestrado, IPEN, São Paulo, 1989.
- SANTOS R. "Geology of Mining Development of the C-09 Uranium Deposit". IAEA-AG-162/23, Viena, 1978.
- SCHRÖEDER, E.; BIANCHI, H. "Economics of Nuclear Merchant Ships". Seminário sobre Navios Nucleares, CNEN, Rio de Janeiro, Maio, 1972.
- SCHRÖTER, H. J. et al. "Status of Steam Gasification of Coal by Using Heat from HTRs". Technical Committee Meeting on Nuclear Heat Application, IAEA, Dezembro, 1983.
- SEMENOV, B.A. "The Role of Nuclear Power in Sustainable Energy Strategies". IAEA-SM-332/I.1, Vienna, 1994.
- SESONSKE, A. "Nuclear Power Plant Design Analysis" TID-26241, US-AEC, USA, 1973.
- SILVA, R.A. "An Analytical Model for Study of Plutonium Recycle in PWR Core". Tese de Mestrado, Nuclear Eng. Dep., MIT, USA, 1974.
- SIMONSEN, R.C. "História Econômica do Brasil". Companhia Editora Nacional, São Paulo, 1957.
- SOKOLOV, I.N. "Possible Areas of Application of Low Temperature Heat from AST-300 and AST-500 Nuclear District Heating Plan Reactors". Technical Committee Meeting on Nuclear Heat Application, IAEA, Dezembro, 1983.
- SPITALNIK, J. "O Uso da Energia Nuclear para Garantir o Desenvolvimento Sustentável". Congresso Geral de Energia Nuclear, Rio de Janeiro, 1994.
- THRING, M.W. "Nuclear Propulsion". Butterworth Publisher Ltd., Londres, 1960
- VENTURA FILHO, A. "O Papel da Geração Nuclear no Atendimento do Sistema Elétrico Brasileiro a Longo Prazo". Congresso Geral de Energia Nuclear, Rio de Janeiro, 1994.
- YASUNO, T. "Research and Development on Nuclear Steel-Making Technology". Technical Committee Meeting on Nuclear Heat Application, IAEA, Viena, Dezembro, 1983.

- YASUNO, T. "Present Status of Research and Development on a Very High Temperature Gas Cooled Reactor (VHTR) in Japan". Technical Committee Meeting on Nuclear Heat Application, IAEA, Viena Dezembro, 1983.
- ZHENG et al "The Development of Nuclear Heating Reactor in China" Seminar in Evolving Nuclear Systems - New Options, Japão, 1993.
- ZYLBERSTAJN, D et al. "Potencial de Geração de Energia Elétrica nas Usinas de Açúcar e de Alcool Brasileiras". Revista Brasileira de Energia, Janeiro, 1992.
- WOOD, J. "Can Nuclear Pay Its Way in India?". Nuclear Engineering International, 1991.

112 145